

REN 

# PDIRGN

PLANO DE  
DESENVOLVIMENTO  
E INVESTIMENTO  
DA RNTIAT

2020-29

**Proposta**  
Julho 2019





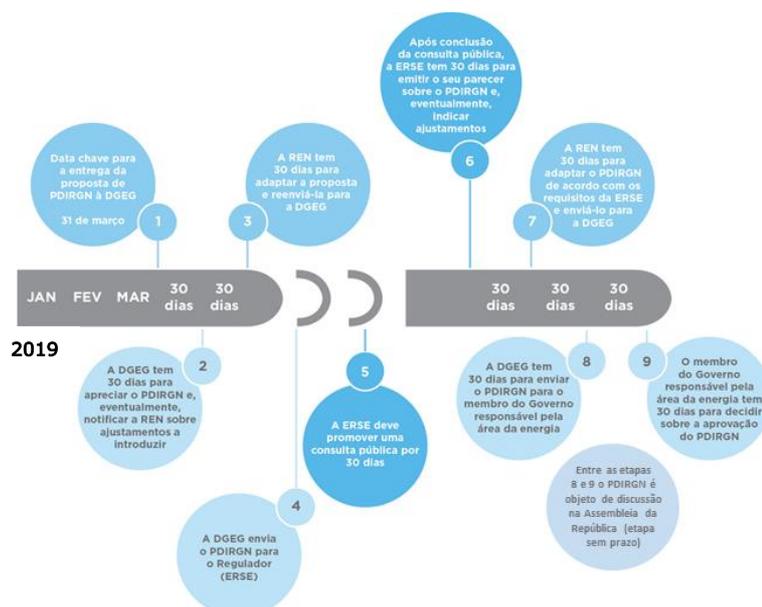
# SUMÁRIO EXECUTIVO

## 1. ENQUADRAMENTO E ÂMBITO

### OBJETIVOS

O planeamento da *rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de Gás Natural Liquefeito (RNTIAT)* deve assegurar a existência de capacidade das infraestruturas, o desenvolvimento adequado e eficiente da rede de transporte e a segurança do abastecimento, dando cumprimento ao disposto no Artigo 12.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro. De acordo com o referido artigo, compete à REN Gasodutos, S.A. enquanto concessionária da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN), a elaboração de um plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT (PDIRGN). De acordo com o Artigo 12.º-A “Procedimento de elaboração do PDIRGN”, e o Artigo 75.º “Apresentação do PDIRGN e PDIRD”, ambos do referido Decreto-Lei, a proposta de PDIRGN deve ser apresentada pelo operador da RNTGN à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) até ao final do 1.º trimestre dos anos ímpares. Após consulta pública promovida pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), a proposta final do PDIRGN deverá ser submetida à DGEG, que a enviará ao membro do Governo responsável pela área da energia para decisão sobre a sua aprovação, acompanhada do parecer da ERSE e dos resultados da consulta pública.

### Cronograma do processo PDIRGN



Tendo por objetivo melhorar a perceção e a clareza das propostas de PDIRGN junto dos diversos *stakeholders*, nomeadamente no que se refere ao enquadramento e motivações que residem por detrás dos diversos projetos nele apresentados e correspondentes procedimentos decisoriais, à semelhança da proposta de PDIRGN 2018-2027, a apresentação do portfólio de projetos do Plano é formulada, distinguindo aqueles cuja decisão de realização depende sobretudo da avaliação técnica que faz sobre os ativos da RNTIAT em serviço e sobre as condições e segurança e operacionalidade da rede existente - Projetos Base -, de outros que resultam da necessidade de criação das condições requeridas para o cumprimento das orientações de política energética, em linha com os compromissos assumidos pelo Estado Concedente – Projetos Complementares. Em ambos os casos, numa lógica de cumprimento da legislação em vigor, segundo a qual, na elaboração das suas propostas do Plano a REN Gasodutos deve ter em consideração os seguintes elementos (Artigo 12.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro):

- A existência de capacidade das infraestruturas, o desenvolvimento adequado e eficiente da rede de transporte e a segurança do abastecimento;
- O Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do Sistema Nacional de Gás Natural de 2018 (RMSA-GN 2018), as últimas informações disponíveis relativas ao planeamento das infraestruturas de oferta, e a caracterização da RNTIAT em conformidade com os objetivos e requisitos de transparência previstos no Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho;
- O horizonte temporal de dez anos, de 2020 a 2029, a informação sobre as infraestruturas a construir ou modernizar no decénio 2020-2029, os investimentos já decididos para o período de três anos entre 2020 e 2022, e a calendarização da realização dos vários projetos de investimento;
- Os planos quinquenais de desenvolvimento e investimento dos operadores das redes de distribuição (PDIRD), permitindo a integração e a harmonização das propostas de desenvolvimento e investimento dos ORDs nas redes de distribuição;
- As orientações de política energética, as previsões de procura de gás natural 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;
- Os 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;
- Os projetos mais significativos de expansão da RNTIAT, com relevância para a criação do Mercado Europeu de Energia, devem estar devidamente articulados com a rede interligada de Espanha e a rede de gasodutos

Europeia, e contemplados no Plano Decenal de Desenvolvimento das Redes Europeias (TYNDP) elaborado pelo ENTSOG e publicado para consulta pública em 31 de dezembro de 2018, disponível em <https://www.entsog.eu/tyndp#entsog-ten-year-network-development-plan-2018>. O TYNDP do ENTSOG inclui também as análises específicas custo-benefício (PS-CBA) dos projetos propostos, igualmente disponíveis no *link* supramencionado. Segundo o ENTSOG, a versão final do TYNDP deverá ser publicada no mês de julho de 2019.

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

Por sua vez, os Projetos Complementares da presente proposta de PDIRGN integram os projetos que decorrem fundamentalmente de necessidades exógenas à RNTIAT, assim como os projetos que não resultam de compromissos já assumidos. A realização destes projetos está assim entendida, nesta proposta de PDIRGN, como condicionada, caso-a-caso, à manifestação do interesse na sua realização por parte de *stakeholders* externos, bem como à confirmação do Concedente quanto ao interesse e concordância com os mesmos. Nesta proposta de Plano os Projetos Complementares encontram-se sub-divididos em duas categorias: Projetos Complementares Padrão e Projetos Complementares Duplamente Dependentes, em que os segundos, para além das condicionantes que assistem aos primeiros, estão também condicionados à realização de outros projetos estruturantes europeus (na presente proposta de PDIRGN está em causa a 3.ª interligação Portugal - Espanha e a sua interdependência com o projeto STEP/MIDCAT).

Deste modo, pela própria natureza do conceito de Projeto Complementar, a eventual decisão sobre a realização destes projetos é da competência exclusiva do Concedente e, neste contexto, ela tanto pode ser tomada no âmbito da presente proposta de PDIRGN, como de futuras edições do Plano, devendo a REN Gasodutos atuar de acordo com as orientações recebidas. Não obstante, na definição das propostas e soluções que apresenta, o operador da RNTGN procura criar opções que permitam, na medida do possível, uma resposta simultânea a diferentes necessidades e propósitos identificados, visando soluções otimizadas de investimento, sem perder de vista uma evolução estratégica de longo prazo, que passa por uma arquitetura equilibrada do sistema nacional de gás natural com condições para viabilizar a concretização do objetivo de construção do Mercado Ibérico de Gás Natural (MIBGAS).

## APROVAÇÃO DA PROPOSTA DE PDIRGN 2018-2027

A proposta final de PDIRGN 2018-2027, de maio de 2018, foi apresentada após revisão na sequência do parecer da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos emitido em 16 de abril de 2018. Essa revisão teve em conta, no

aplicável, o referido parecer e os elementos disponibilizados da consulta pública do PDIRGN 2018-2027, a qual decorrerá de 29 de dezembro de 2017 a 15 de fevereiro de 2018. A proposta final de PDIRGN 2018-2027 foi submetida para discussão na Assembleia da República e objeto de aprovação pelo membro do Governo responsável pela área da Energia, por despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia de 19/12/2018.

Os projetos aprovados consubstanciam um montante total de investimento de 54,649 M€ (valores a custos totais) — 50,005 M€ (valores a custos diretos externos) —, correspondendo aos Projetos Base da referida proposta final de PDIRGN 2018-2027<sup>1</sup>.

## EVOLUÇÃO DO PDIRGN 2020-2029 EM RELAÇÃO A ANTERIORES PROPOSTAS DE PDIRGN

A presente proposta de PDIRGN para o período 2020-2029 (PDIRGN 2020-2029), mantendo as melhorias que têm vindo a ser introduzidas ao longo das mais recentes edições de propostas de Plano, incorpora também outras, num processo de melhoria contínua, que visam, para além de dar corpo à participação da DGEG, ERSE e outras partes interessadas no âmbito da consulta pública, tornar o respetivo processo de comunicação mais efetivo e perceptível por parte dos seus destinatários.

O resultado final desta abordagem acomoda assim informação de diversa índole e espelha a dinâmica evolutiva e de constante adaptação e aperfeiçoamento do processo de planeamento, no qual são considerados contributos de todos os participantes no processo, dando origem à presente proposta de Plano, na qual se destaca o seguinte:

- Efetua uma análise à taxa de utilização das infraestruturas nos anos, 2017 e 2018, com resolução diária<sup>2</sup>;
- Toma como referência o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás Natural para o período 2019-2040 (RMSA-GN 2018), aprovado por despacho do Sr. Secretário de Estado da Energia, no qual a perspetiva de evolução da procura na trajetória *Ambição* assume a manutenção do funcionamento das centrais a carvão de Sines e do Pego até ao final do ano de 2025, e da central a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029, enquanto a trajetória *Continuidade* assume a manutenção em funcionamento das centrais a carvão de Sines e do Pego até final de 2029, e da central a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2040;
- Classifica os projetos propostos em dois grupos distintos: (1) os Projetos Base; e (2) os Projetos Complementares. Face ao anterior Plano, este considera agora uma subdivisão do conjunto dos Projetos

<sup>1</sup> Informação mais detalhada encontra-se disponível no Anexo 2.

<sup>2</sup> Últimos dois anos, cujos dados, à data de elaboração da proposta inicial desta edição, se encontravam integralmente disponibilizados

Complementares, que passam a incluir os designados *Projetos Complementares Padrão* e os *Projetos Complementares Duplamente Dependentes*. Os *Projetos Complementares Padrão*, incluem a adaptação do Jetty do Terminal de Gás Natural Liquefeito (TGNL) de Sines para permitir a atividade de carregamento de bancas para navios ("LNG bunkering"). Nos *Projetos Complementares Duplamente Dependentes*, incluem-se o projeto da estação de compressão do Carregado e o projeto da 3.ª interligação entre Portugal e Espanha, cuja decisão de realização se encontra adicionalmente condicionada à decisão favorável prévia de construção do projeto STEP (primeira fase do projeto MIDCAT, de interligação entre Espanha e França através dos Pirenéus), de acordo com as orientações da ERSE e do Estado Concedente e também referido em sede de reuniões conduzidas pela Comissão Europeia no âmbito do 'High Level Group' (HLG) para as interligações no sudoeste europeu;

- São mencionados no Anexo 2, os investimentos aprovados no âmbito da anterior edição do Plano (PDIRGN 2018-2027), todos eles referentes a *Projetos Base*, os quais, uma vez que já se encontram aprovados, não são objeto de proposta no presente Plano, relativo ao período 2020-2029;
- A janela temporal abrangida pelo Plano, conforme estabelecido na legislação, é de dez anos. Nos primeiros cinco anos, em particular nos três primeiros, estão incluídos projetos cujos trabalhos já se encontram em curso ou que estão prestes a ser iniciados, visando dar resposta a compromissos e necessidades já firmados ou com um carácter de menor incerteza. Os últimos dois anos do primeiro quinquénio incluem projetos que na sua maioria não foram ainda iniciados;
- No segundo quinquénio do Plano, face à maior distância temporal em causa e à elevada incerteza associada, não estão listadas necessidades em *Projetos Base*, as quais não são ainda conhecidas pois a sua melhor identificação resultará do acompanhamento que a REN Gasodutos continuará a realizar sobre o estado futuro dos ativos em exploração, bem como das tecnologias disponíveis. Assim, no segundo quinquénio apenas se incluem *Projetos Complementares*, mais especificamente *Projetos Complementares Duplamente Dependentes*, de carácter indicativo, cuja efetiva concretização, no formato e datas indicados, depende fortemente do acompanhamento da evolução do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) e das suas necessidades e interação com outros projectos conexos, com os eventuais ajustes decorrentes a serem traduzidos nas futuras edições do PDIRGN, de acordo com as indicações constantes no Despacho de Aprovação do PDIRGN 2018-2027, de 2018-12-19;
- 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, de gestão e financeiros, no sentido de promover uma melhor perceção dos valores anuais dos projetos apresentados nesta proposta de Plano;

- Efetua-se uma análise do impacto dos investimentos a custos totais, i.e., custos diretos externos acrescidos dos encargos de estrutura, gestão e financeiros, no valor de 7% na RNTGN e na Gestão Técnica Global, e de 11% no TGNL de Sines e no Armazenamento Subterrâneo (AS) do Carrigo, para derivar o efeito esperado da sua eventual concretização nos proveitos permitidos unitários (proveitos permitidos/procura).

## INDUTORES E ATRIBUTOS DE AVALIAÇÃO

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

A organização e escolha dos critérios de avaliação dos projetos, assim como a organização dos respetivos indicadores, procura alinhar a base metodológica do PDIRGN com as orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias que consta do Regulamento n.º 347/2013, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2013.

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

- **Integração de mercados e interoperabilidade**

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

- **Promoção da concorrência**

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

- **Segurança do abastecimento**

Segundo dois grandes vetores:

- Equilíbrio entre a oferta e a procura para a avaliação do atributo “critério N-1”, de acordo com o Artigo 6.º do Regulamento UE n.º 1938/2017 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2017;

- Existência de capacidade de armazenamento das infraestruturas da RNTIAT adequada às necessidades, designadamente para a constituição das reservas de segurança.

- **Sustentabilidade**

O plano proposto deve contribuir para o cumprimento dos objetivos de política ambiental nacional e europeia, designadamente através da redução das emissões de gases com efeito de estufa (GEE) e no apoio à produção de eletricidade a partir de fontes de energia renovável (FER), tendo em conta os objetivos e metas traçadas em sede de RMSA-E 2018 e na proposta de Plano Nacional Integrado de Energia e Clima para o período 2021-2030 (PNEC 2021-2030), apresentada pelo Governo de Portugal em diversas sessões públicas realizadas no primeiro trimestre de 2019. Deve também contribuir para a prossecução das melhores práticas internacionais de índole ambiental e de ordenamento, procurando soluções que minimizem os impactos ambientais e a ocupação territorial em zonas de elevada densidade populacional.

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

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

- **Critérios técnicos de dimensionamento das infraestruturas**

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

## ESTRUTURA DO DOCUMENTO

O corpo principal do PDIRGN 2020-2029 está organizado em seis capítulos, de acordo com a seguinte estrutura:

ESTRUTURA DO  
DOCUMENTO

Evolução da  
estrutura do  
PDIRGN

Separação  
entre o  
passado e o  
futuro

### 1. Enquadramento e âmbito

Inclui os objetivos gerais e estratégicos do plano, o enquadramento legislativo e regulamentar, o planeamento da RNTIAT no contexto europeu, os objetivos do planeamento, a evolução em relação a propostas anteriores de PDIRGN e a estrutura do Plano.

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

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

### 3. Pressupostos

Descrição da abordagem de apresentação dos Projetos Base e dos Projetos Complementares, previsão da evolução da procura e da oferta, descrição dos critérios e indicadores da atividade de planeamento.

### 4. Projetos Base de investimento

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

### 5. Projetos Complementares de investimento

Apresentação dos Projetos Complementares Padrão e dos Projetos Complementares Duplamente Dependentes. Apresentação do investimento a custos diretos externos e a custos totais, desagregado por infraestrutura e por indutor de desenvolvimento.

### 6. Impacto dos investimentos apresentados no PDIRGN

Cálculo da evolução dos proveitos permitidos unitários de modo a avaliar o impacto tarifário dos projetos, e aplicação da análise multicritério / custo-benefício aos Projetos Base e aos Projetos Complementares.

## 2. CARACTERIZAÇÃO DA RNTIAT

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

A **rede nacional de transporte de gás natural (RNTGN)** é a infraestrutura utilizada para efetuar a receção, o transporte e a entrega de gás natural em alta pressão, desde os pontos de entrada até aos pontos de saída. A entrega de gás natural pode ser efetuada diretamente aos clientes ligados em alta pressão, às redes de distribuição que constituem a rede nacional de distribuição de gás natural, à rede

interligada do sistema gasista de Espanha e ao armazenamento subterrâneo do Carricho para injeção nas cavernas dessa infraestrutura.

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

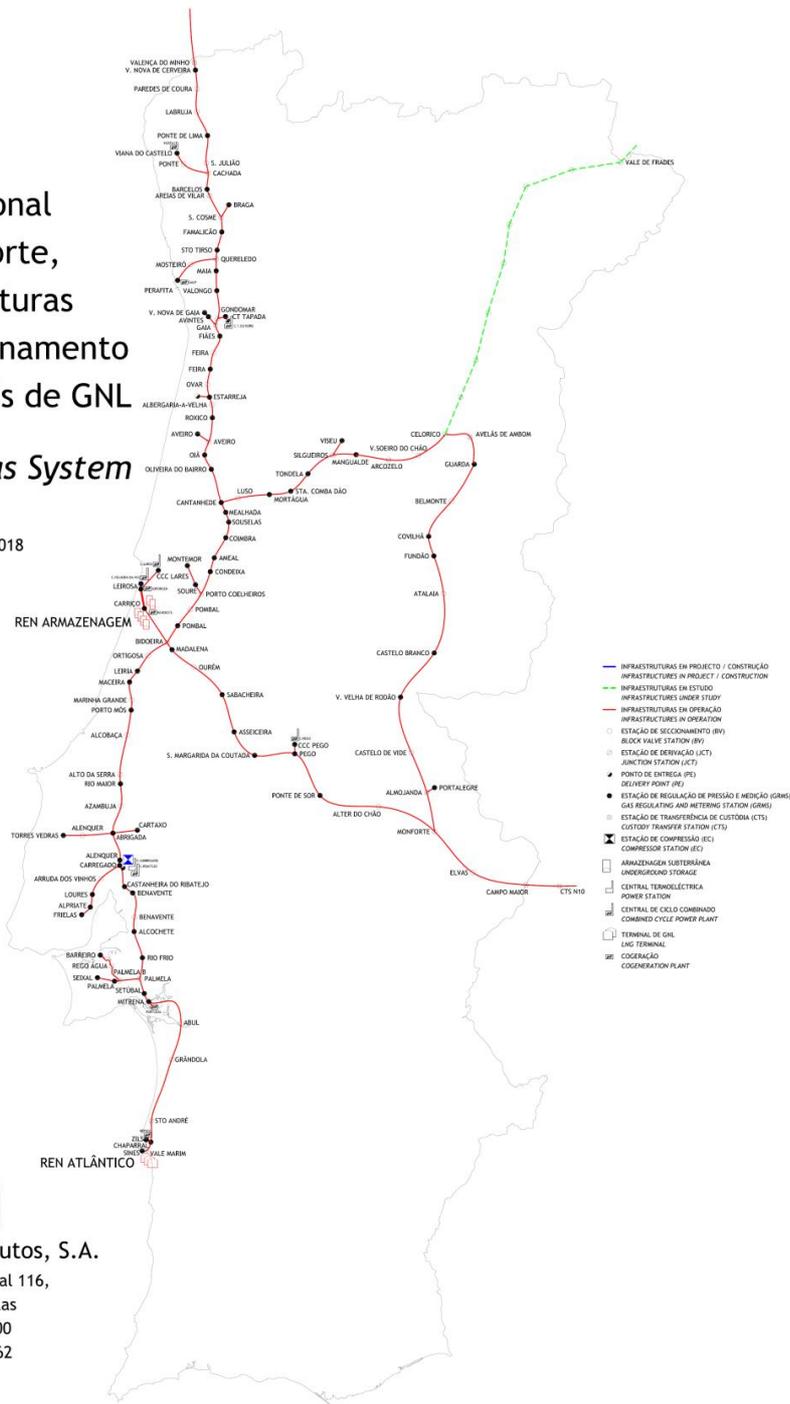
Nas instalações do **armazenamento subterrâneo (AS) do Carricho**, concelho de Pombal, o gás natural é armazenado em alta pressão em cavernas criadas no interior de um maciço salino, a profundidades superiores a mil metros. Atualmente encontram-se em operação seis cavidades da REN Armazenagem que utilizam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

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

Mapa da RNTIAT em 31 de dezembro de 2018

Rede Nacional  
de Transporte,  
Infra-estruturas  
de Armazenamento  
e Terminais de GNL  
*Natural Gas System*

31 de Dezembro de 2018



REN Gasodutos, S.A.

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

### 3. PRESSUPOSTOS DO PDIRGN

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

A perceção dos stakeholders em geral sobre as questões de procura e consumo vai no sentido de serem estas a força motriz das propostas da REN.

Tendo em conta essa perspetiva, o PDIRGN 2020-2029 efetua a análise das suas propostas de acordo com três cenários distintos de evolução da procura e de pontas de consumo, ou seja, considerando um Cenário Superior, um Cenário Central, e um Cenário Inferior.

Foi realizado o estudo da evolução da procura anual e das pontas diárias de consumo em Portugal, de acordo com os pressupostos acordados com a DGEG no âmbito da elaboração do RMSA-GN 2018 e do RMSA-E 2018, ambos aprovados por respetivos despachos do Sr. Secretário de Estado da Energia.

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

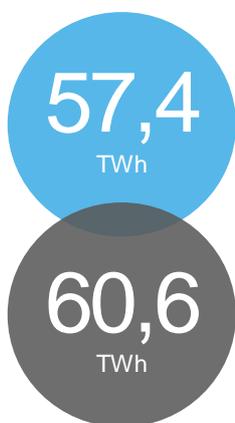
#### Cenários de evolução da Procura de GN para o período 2019-2029 (TWh)

Cenário Central	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Mercado Convencional	43,6	44,1	44,7	45,0	45,4	45,7	46,1	46,4	46,8	47,1	47,5
Mercado Elétrico	15,3	12,2	12,2	12,3	12,3	12,3	12,3	15,3	13,0	10,6	8,3
<b>Procura Total</b>	<b>58,9</b>	<b>56,3</b>	<b>56,9</b>	<b>57,3</b>	<b>57,7</b>	<b>58,0</b>	<b>58,4</b>	<b>61,7</b>	<b>59,7</b>	<b>57,8</b>	<b>55,8</b>
Cenário Superior	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Mercado Convencional	44,4	45,0	45,8	46,3	46,8	47,3	47,8	48,4	48,9	49,4	49,9
Mercado Elétrico	15,6	12,6	12,8	13,0	13,2	13,3	13,5	17,2	15,0	12,8	10,6
<b>Procura Total</b>	<b>60,0</b>	<b>57,6</b>	<b>58,6</b>	<b>59,3</b>	<b>60,0</b>	<b>60,6</b>	<b>61,3</b>	<b>65,6</b>	<b>63,9</b>	<b>62,2</b>	<b>60,5</b>
Cenário Inferior	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Mercado Convencional	42,9	43,3	43,7	43,9	44,1	44,3	44,5	44,7	44,9	45,1	45,3
Mercado Elétrico	15,2	12,0	12,3	12,5	12,8	13,1	13,3	13,2	13,0	12,9	12,7
<b>Procura Total</b>	<b>58,0</b>	<b>55,3</b>	<b>56,0</b>	<b>56,5</b>	<b>56,9</b>	<b>57,4</b>	<b>57,8</b>	<b>57,9</b>	<b>57,9</b>	<b>57,9</b>	<b>58,0</b>

A taxa média de crescimento anual (TMCA) da procura total de GN para o período 2019-2024 é de -0,3% para o Cenário Central, de 0,2% para o Cenário Superior, e de -0,2% para o Cenário Inferior. A TMCA da procura total de GN para o período 2024-2029 é de -0,8% para o Cenário Central, de 0,0% para o Cenário Superior e de 0,2% para o Cenário de Inferior.

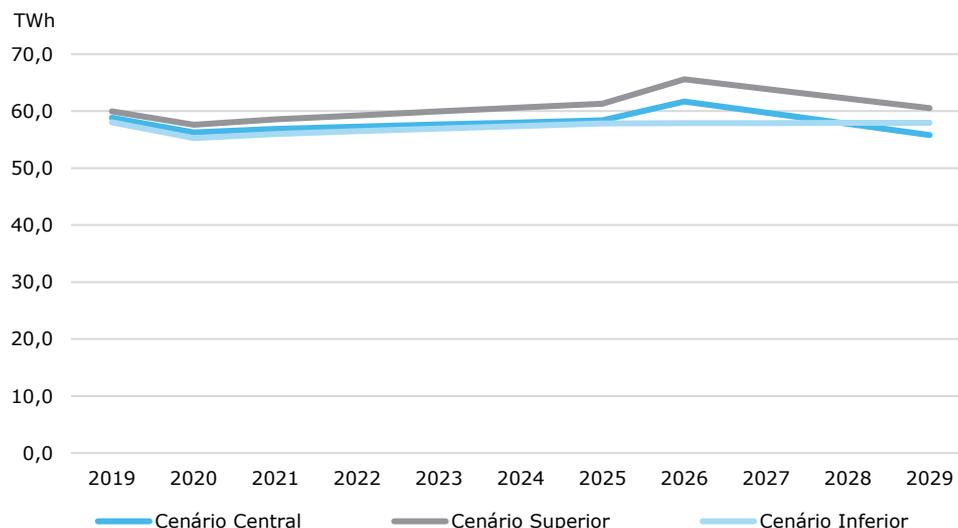
PREVISÕES DA  
PROCURA NO FINAL DO  
1º QUINQUÊNIO (2024);

CENÁRIO INFERIOR



CENÁRIO CENTRAL

### Estimativas da procura no PDIRGN 2020-2029



O Cenário Superior considera a evolução da procura do segmento convencional e do segmento de mercado elétrico (Centrais de Ciclo Combinado) em condições de maior desenvolvimento económico, verificando-se a saída de serviço das centrais térmicas a carvão no final de 2025, enquanto que a central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro permanece em operação até 2029, mantendo-se os restantes pressupostos da Trajetória Ambição do setor elétrico previstas no RMSA-E 2018, incluindo o significativo impacto do desenvolvimento da produção distribuída.

O Cenário Central é idêntico ao anterior, mas em que a procura de gás natural e de eletricidade refletem condições de desenvolvimento económico menos acelerado, de acordo com a Trajetória Ambição do RMSA-E 2018, assumindo os pressupostos dessa trajetória relativos ao descomissionamento das centrais termoelétricas.

O Cenário Inferior é caracterizado por condições mais desfavoráveis para a procura de gás natural do segmento de mercado convencional. No mercado elétrico, as centrais térmicas a carvão permanecem em operação até ao final de 2029 e a central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro continua disponível para além de 2029, de acordo com a Trajetória Continuidade do setor elétrico incluída no RMSA-E 2018. De notar que no caso da Trajetória Continuidade, o consumo de gás natural do segmento de mercado elétrico desacelera de forma acentuadamente mais lenta ao longo do segundo quinquénio do Plano do que no caso da Trajetória Ambição, em resultado das diferenças dos respetivos pressupostos.

Comparativamente com o Cenário Inferior, os Cenários Superior e Central do Mercado Elétrico pressupõem um crescimento acentuado da componente de produção elétrica renovável, o que justifica, em particular no período 2024-2029, uma taxa de crescimento da procura de GN ligeiramente superior no Cenário Inferior, em comparação com o Cenário Central e Cenário Superior. Deste modo, verifica se também o cruzamento dos valores das estimativas de evolução da

procura dos cenários Central e Inferior a partir do ano 2027, resultando num consumo ligeiramente superior no cenário Inferior nos anos 2028 e 2029, em comparação com a procura estimada para o cenário Central.

De referir que os cenários de evolução de procura do RMSA-GN 2018 apresentam estimativas de procura anual e ponta diária unicamente para os anos de 2018, 2020, 2025, 2030 e 2040. Deste modo, foi necessário determinar (por interpolação) as estimativas de procura para os anos intermédios de 2019, de 2021 a 2024, e de 2026 a 2029, de acordo com o horizonte temporal do presente Plano.

A redução da previsão de procura agregada que se verifica entre 2019 e 2020 (primeiro ano do PDIRGN) em todos os cenários resulta de um ajustamento realizado no comportamento da procura de gás para o mercado elétrico a refletir o que será a sua possível evolução num cenário de hidraulicidade média.

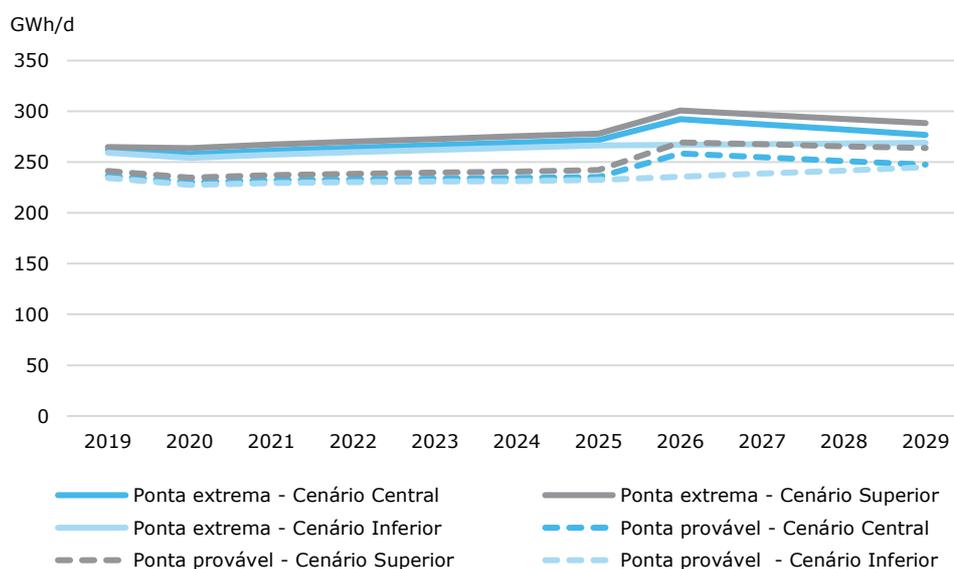
Esta correção, realizada a partir de simulações de mercado, justifica-se pelo facto de se estimar que em 2020 se atingirá a trajetória média expectável depois dos anos de 2017 e 2018 terem registado valores de procura excepcional por parte das CCGT's devido a um conjunto de circunstâncias cuja repetição simultânea não se antevê.

Destaca-se nesse contexto o efeito da política fiscal em Espanha destinada a acelerar a eliminação do défice tarifário do setor elétrico conjugada com períodos de reduzida hidraulicidade com impacto em toda a Península Ibérica, ou o efeito da paragem prolongada de centrais nucleares em França para inspeções de segurança, forçando este país a tornar-se importador líquido de eletricidade a partir dos sistemas interligados.

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

Por esse motivo, determinaram-se as pontas prováveis e as pontas extremas de consumo diário para o Mercado Convencional e para o Mercado Elétrico, tendo por base os três cenários de evolução de procura em cada um dos mercados: o Cenário Central, o Cenário Superior e o Cenário Inferior. A figura seguinte apresenta a evolução prevista das pontas de consumo do Mercado Total, para o período compreendido entre os anos de 2019 e 2029.

### Previsão da evolução das pontas de consumo diário



MÁXIMO HISTÓRICO DE PONTA DE CONSUMO VERIFICADO NA RNTGN



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

De acordo com os resultados apresentados na figura anterior, em termos médios verificar-se-á um crescimento reduzido da ponta de consumo diária global que acompanhará a tendência de crescimento reduzido da procura e que, em média (TMCA), se cifrará num aumento de 0,5% para os cenários de ponta provável e de 0,6% para a ponta extrema do Cenário Central, para o período 2019-2029. O Cenário Superior apresenta um crescimento médio (TMCA) de 0,9% para as situações de ponta provável e de ponta extrema. O Cenário Inferior apresenta um crescimento médio (TMCA) de 0,4%, para as situações de ponta provável e de ponta extrema, para o período 2019-2029.

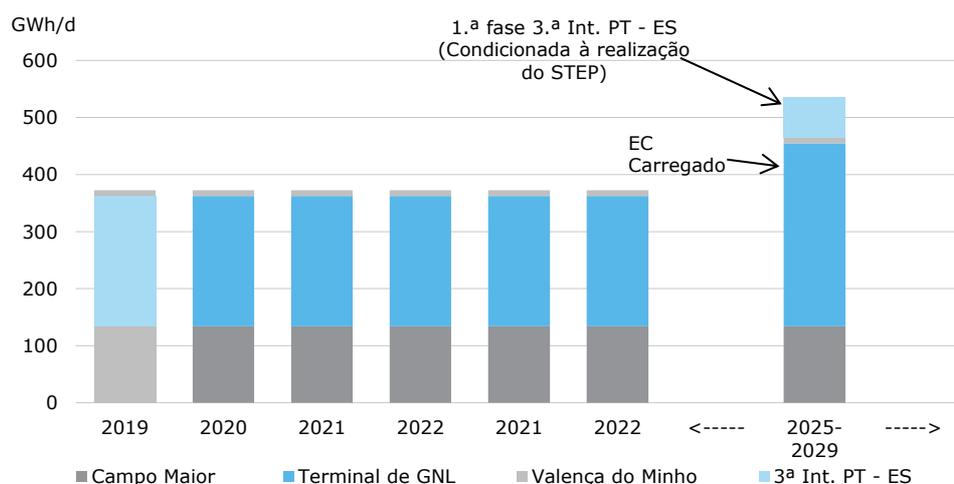
### EVOLUÇÃO DA OFERTA DE CAPACIDADE DE MOVIMENTAÇÃO E DE ARMAZENAMENTO

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

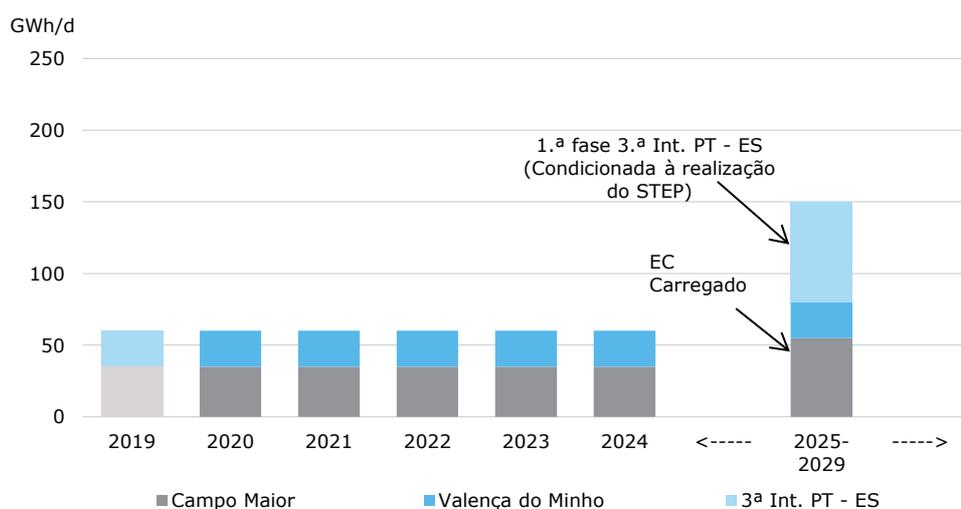
A eventual realização da totalidade dos Projetos Base e dos Projetos Complementares Padrão da presente proposta de Plano não implica qualquer impacto na capacidade das infraestruturas da RNTIAT. Por essa razão, considera-se apenas a possível evolução de capacidade associada aos Projetos Complementares Duplamente Dependentes, nomeadamente a 3.ª interligação entre Portugal e Espanha e a estação de compressão do Carregado.

Nos gráficos seguintes apresenta-se a evolução da capacidade de oferta de importação e de exportação nos pontos de interligação da RNTGN com a rede espanhola, tendo por base os Projetos Complementares Duplamente Dependentes. De notar que a capacidade de armazenamento da RNTIAT não é impactada por estes projetos, pelo que não se apresenta aqui a respetiva evolução.

### Evolução da capacidade de importação - Projetos Complementares Duplamente Dependentes



### Evolução da capacidade de exportação - Projetos Complementares Duplamente Dependentes



## 4. AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA

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

De acordo com a mesma legislação, o responsável pela AA é o proponente do plano a avaliar. Essa responsabilidade estende-se à decisão de elaborar a AA, determinação do seu âmbito e alcance, consulta de entidades com responsabilidades ambientais específicas sobre esse âmbito e alcance, preparação do Relatório Ambiental (RA) e respetivas consultas públicas e institucionais e apresentação da Declaração Ambiental (DA) à Agência Portuguesa do Ambiente (APA).

Dos documentos que constituem a AAE elaborada no ciclo de planeamento 2014-2023, o Relatório Ambiental, o Resumo Não Técnico e a Declaração Ambiental, encontram-se publicados na página da internet<sup>3</sup> da REN.

Neste contexto, a REN e a Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP), elaboraram uma “Nota Técnica justificativa de não realização da AAE do PDIRGN 2020-2024 (2029)”. Esta Nota Técnica foi apresentada em Workshop realizado nas instalações da APA, em maio de 2019, tendo também sido submetida a consulta pública às Entidades com Responsabilidades Ambientais Específicas, consulta esta cujos resultados relevantes foram analisados e incorporados no referido documento.

De acordo com o exposto na referida Nota Técnica - versão final (Anexo 6), considera-se que não será necessário sujeitar a AAE a presente edição de Plano.

## 5. PROPOSTA DE PLANO DE INVESTIMENTO

Na presente proposta de PDIRGN 2020-2029 os projetos estão organizados segundo dois grandes grupos de projetos: o dos Projetos Base e o dos Projetos Complementares. Este último, está ainda repartido por dois subconjuntos: o dos Projetos Complementares Padrão e o dos Projetos Complementares Duplamente Dependentes, em que o segundo, para além das condicionantes que recaem sobre o primeiro relativamente à manifestação de interesse por parte de *stakeholders* externos à REN e à sua aprovação pelo Concedente, está também condicionado à realização de outros projetos estruturantes previstos além-fronteiras (considera-se neste segundo subgrupo de projetos a 3.ª interligação Portugal – Espanha e a sua interdependência com o projeto STEP).

<sup>3</sup> <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/Paginas/AvaliacaoAmbientalEstrategica.aspx>

O grupo dos Projetos Base incorpora os projetos de remodelação e modernização que os operadores das três concessões que integram a RNTIAT terão necessariamente que realizar de forma a assegurar a continuidade da segurança e operacionalidade das infraestruturas, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos. A decisão de realização destes projetos depende quase exclusivamente da iniciativa dos respetivos operadores, tendo em conta a avaliação do estado dos ativos em serviço e o seu desempenho.

Os projetos de modernização, qualidade de serviço e eficiência operacional, em particular, agregam um conjunto de investimentos com o objetivo de assegurar ou melhorar a qualidade de serviço, as necessidades de troca, publicação e disponibilização de informação, e a otimização do funcionamento dos sistemas e equipamentos que compõem a RNTIAT, incluindo a substituição dos equipamentos em fim de vida útil.

## INVESTIMENTO E ENTRADAS EM EXPLORAÇÃO DOS PROJETOS BASE

Os Projetos Base apresentados no gráfico seguinte são constituídos pelos projetos de remodelação e modernização da REN Gasodutos, da REN Armazenagem e da REN Atlântico, e pelos projetos da Gestão Técnica Global do Sistema, propostos no âmbito do PDIRGN 2020-2029. Os projetos de remodelação e modernização da RNTIAT incluem os campos de atuação Melhoria Operacional, Adequação Regulamentar e Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil. Os projetos relativos à Gestão Técnica Global (GTG) incluem investimentos previstos no âmbito das ferramentas de suporte às atividades do Gestor do Sistema da REN Gasodutos (GS), na Rede de Telecomunicações de Segurança (RTS) e nas instalações do Despacho Principal de Bucelas. Todos os valores são apresentados a Custos Diretos Externos (CDE) e em milhões de euros.

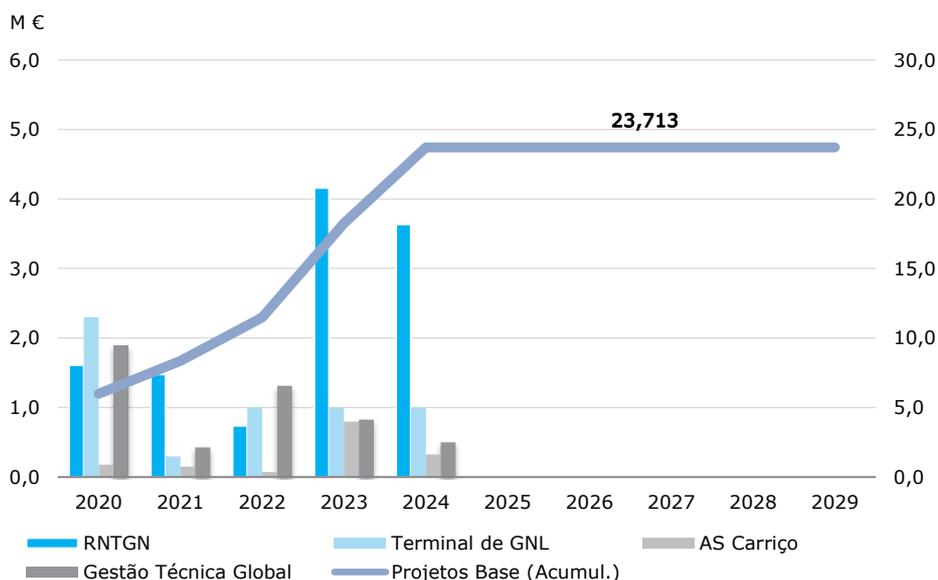
Salienta-se que os montantes de investimento aqui enunciados, e que fazem parte da proposta de PDIRGN 2020-2029, dizem respeito unicamente a projetos novos ou ainda não aprovados. Projetos já aprovados em anteriores PDIRGN e ainda não concretizados, seguem o seu curso de realização, mas não são em si mesmo, uma vez que já aprovados, uma proposta para aprovação no presente Plano. Os montantes de investimento associados aos projetos aprovados no âmbito do anterior PDIRGN 2018-2027 podem ser vistos no Anexo 2.

VALORES DE INVESTIMENTO DOS PROJETOS BASE



TOTAL E MÉDIA NO QUINQUÊNIO 2020-2024

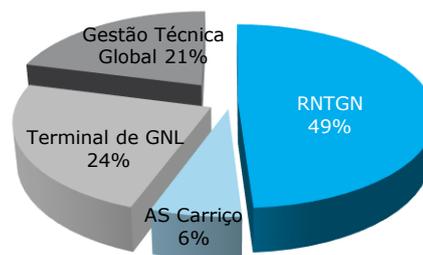
**Valores de entradas em exploração dos Projetos Base (CDE)**



Na tabela e no gráfico seguintes apresenta-se a repartição dos investimentos do PDIRGN 2020-2029 pelas concessionárias da RNTIAT, incluindo também os relacionados com a atividade de GTG.

**Repartição dos investimentos do PDIRGN 2020-29**

PDIRGN Período 2020 - 2024	
Investimento (M€)	
RNTGN	11,625
AS Cargaço	1,530
Terminal de GNL	5,600
Gestão Técnica Global	4,958
<b>TOTAL</b>	<b>23,713</b>



Para o conjunto dos projetos de modernização e remodelação propostos e de Gestão Técnica Global, considera-se que deverão ter Decisão Final de Investimento (DFI) neste Plano os projetos com início ou a transferir para exploração nos anos 2020, 2021, e 2022. Assim, o valor total de investimento em projetos de modernização e remodelação da RNTIAT e na Gestão Técnica Global que requerem DFI no PDIRGN 2020-2029, cifra-se em cerca de 11,469 M€ (a custos diretos externos).

### Valores de entradas em exploração dos Projetos Base

No quadro seguinte apresentam-se os valores de entradas em exploração na RNTIAT a custos diretos externos, a parcela correspondente aos encargos de estrutura, de gestão e financeiros, e o somatório das duas parcelas anteriores, que corresponde às entradas em exploração a custos totais. Para o seu apuramento, os custos diretos externos foram acrescidos de 7% na RNTGN e na Gestão Técnica Global, e de 11% no caso do TGNL de Sines e do AS do Carriço, correspondentes aos respetivos encargos de estrutura, de gestão e financeiros.

### Valores de entradas em exploração a custos totais

Projetos Base	2020-2024	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Custos totais</b>	<b>25,658</b>	<b>6,505</b>	<b>2,538</b>	<b>3,387</b>	<b>7,332</b>	<b>5,895</b>
<b>Custos totais - RNTGN</b>	<b>12,439</b>	<b>1,723</b>	<b>1,584</b>	<b>0,792</b>	<b>4,451</b>	<b>3,889</b>
<b>Valores a Custos Diretos Externos (CDE)</b>	<b>11,625</b>	<b>1,610</b>	<b>1,480</b>	<b>0,740</b>	<b>4,160</b>	<b>3,635</b>
Melhoria Operacional	2,870	0,710	0,600	0,660	0,600	0,300
Adequação Regulamentar	3,175	0,730	0,580	0,080	0,905	0,880
Fim de Vida Útil	5,580	0,170	0,300	0,000	2,655	2,455
<b>Encargos de estrutura, gestão e financeiros</b>	<b>0,814</b>	<b>0,113</b>	<b>0,104</b>	<b>0,052</b>	<b>0,291</b>	<b>0,254</b>
<b>Custos totais - Terminal de GNL</b>	<b>6,216</b>	<b>2,553</b>	<b>0,333</b>	<b>1,110</b>	<b>1,110</b>	<b>1,110</b>
<b>Valores a Custos Diretos Externos (CDE)</b>	<b>5,600</b>	<b>2,300</b>	<b>0,300</b>	<b>1,000</b>	<b>1,000</b>	<b>1,000</b>
Melhoria Operacional	2,400	0,250	0,150	1,000	0,500	0,500
Adequação Regulamentar	1,500	1,500	0,000	0,000	0,000	0,000
Fim de Vida Útil	1,700	0,550	0,150	0,000	0,500	0,500
<b>Encargos de estrutura, gestão e financeiros</b>	<b>0,616</b>	<b>0,253</b>	<b>0,033</b>	<b>0,110</b>	<b>0,110</b>	<b>0,110</b>
<b>Custos totais - AS Carriço</b>	<b>1,698</b>	<b>0,200</b>	<b>0,167</b>	<b>0,083</b>	<b>0,888</b>	<b>0,361</b>
<b>Valores a Custos Diretos Externos (CDE)</b>	<b>1,530</b>	<b>0,180</b>	<b>0,150</b>	<b>0,075</b>	<b>0,800</b>	<b>0,325</b>
Melhoria Operacional	0,330	0,080	0,150	0,000	0,100	0,000
Adequação Regulamentar	0,425	0,050	0,000	0,000	0,375	0,000
Fim de Vida Útil	0,775	0,050	0,000	0,075	0,325	0,325
<b>Encargos de estrutura, gestão e financeiros</b>	<b>0,168</b>	<b>0,020</b>	<b>0,017</b>	<b>0,008</b>	<b>0,088</b>	<b>0,036</b>
<b>Custos totais - Gestão Técnica Global</b>	<b>5,305</b>	<b>2,029</b>	<b>0,455</b>	<b>1,402</b>	<b>0,883</b>	<b>0,535</b>
<b>Valores a Custos Diretos Externos (CDE)</b>	<b>4,958</b>	<b>1,897</b>	<b>0,426</b>	<b>1,311</b>	<b>0,825</b>	<b>0,500</b>
<b>Encargos de estrutura, gestão e financeiros</b>	<b>0,347</b>	<b>0,133</b>	<b>0,030</b>	<b>0,092</b>	<b>0,058</b>	<b>0,035</b>

Valores em M€

O valor das entradas em exploração dos Projetos Base, a custos totais, no primeiro quinquénio do PDIRGN 2020-2029, cifra-se em 25,7 M€.

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

Foi efetuada uma análise à evolução dos proveitos permitidos unitários (proveitos permitidos/procura), de modo a avaliar o impacto dos Projetos Base.

Para a realização desta análise foi necessário assumir um conjunto de pressupostos, dos quais os mais relevantes são os seguintes:

- Foram utilizados os valores de entradas em exploração previstas no plano a custos totais, apresentados no quadro anterior;
- Considera-se que os custos de exploração se mantêm constantes ao longo do período em análise (para efeitos de simplificação);
- A taxa de remuneração dos ativos foi considerada constante ao longo do período e igual a 5,5%<sup>4</sup>;
- Consideram-se os Cenários de procura Superior, Central e Inferior, conforme definidos no presente documento;
- A base de ativos considerada no cálculo é compreendida pelas seguintes parcelas: (1) ativos existentes em operação; (2) investimentos em curso e aprovados no PDIRGN 2018-2027, que entrarão em exploração no período do Plano; e (3) Projetos Base do presente Plano.

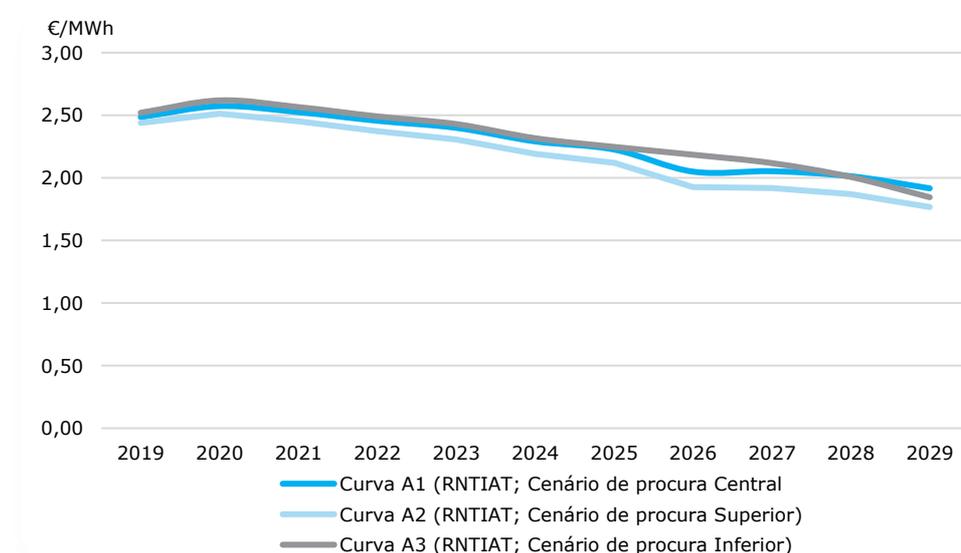
Com base nos pressupostos definidos anteriormente efetuaram-se as simulações de evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT, cujos resultados se encontram representados no gráfico seguinte.

REDUÇÃO NOS PROVEITOS PERMITIDOS UNITÁRIOS NA RNTIAT (PROJETOS BASE)



REDUÇÃO VERIFICADA NO 1º QUINQUÊNIO (2020-2024) NO CENÁRIO INFERIOR DE EVOLUÇÃO DA PROCURA

### Evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT associados aos Projetos Base propostos no PDIRGN 2020-2029 (simulações A1, A2 e A3)



Assinale-se que o impacto do investimento nas infraestruturas associado aos Projetos Base do PDIRGN 2020-2029 é muito reduzido. Assim, verifica-se uma tendência de decréscimo dos proveitos permitidos unitários nos três cenários analisados, que não é afetada por flutuações pontuais que são exclusivamente

<sup>4</sup> Este valor resulta dos valores de taxa de remuneração estabelecidos pela ERSE, que decorrem da aplicação da respetiva metodologia de cálculo no período regulatório 2016-2019 do setor do gás.

explicadas pelas singularidades dos perfis de procura descritos mais acima, no ponto 3, na análise da evolução da procura anual e das pontas de consumo diário.

Na realidade, independentemente da volatilidade da procura, em termos anuais a evolução dos proveitos permitidos irá refletir o facto do volume de investimento ser substancialmente inferior ao valor das amortizações, do que resulta que em qualquer cenário de procura a tarifa resultante será sempre inferior ao que resultaria do nível atual dos ativos.

O quadro seguinte apresenta a variação dos proveitos permitidos unitários dos Projetos Base do PDIRGN 2020-2029 para os cenários de evolução da procura Central, Superior e Inferior, no final do primeiro quinquénio (2024).

### Variação dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT

Simulações	Categoria de projetos	Cenários de Procura (Variação de 2019 para 2024)			
		Projetos Base	Central (A1)	Superior (A2)	Inferior (A3)
A1, A2 e A3	RNTIAT	X	-0,19	-0,25	-0,20
			-8%	-10%	-8%

[€/MWh] e %

## ANÁLISE MULTICRITÉRIO / CUSTO-BENEFÍCIO

Nesta edição do plano, os Projetos Base propostos não têm qualquer impacto na capacidade das infraestruturas da RNTIAT, quer ao nível da oferta de capacidade de movimentação de gás, quer ao nível da capacidade de armazenamento. Assim, os atributos utilizados na análise multicritério / custo-benefício que se efetua a estes projetos são diferentes dos atributos utilizados na análise multicritério / custo-benefício que se efetua para determinar o impacto sistémico dos projetos estratégicos e de desenvolvimento. Esta última análise foi efetuada para os Projetos Complementares Duplamente Dependentes, cujas principais são apresentadas no ponto 7 deste Sumário Executivo.

Os projetos de modernização, melhoria de qualidade de serviço e eficiência operacional, encontram-se agrupados em três conjuntos basilares com metodologias de avaliação próprias:

### 1. Melhoria operacional

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

### 2. Adequação regulamentar

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

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

Intervenções necessárias nos ativos em fim de vida útil de modo a manter os níveis de segurança e disponibilidade das infra-estruturas. Embora com algumas exceções de carácter técnico, estas intervenções procuram a reabilitação e beneficiação dos ativos em detrimento da sua substituição.

## 6. PROJETOS COMPLEMENTARES PADRÃO

No conjunto dos Projetos Complementares, o subconjunto dos Projetos Complementares Padrão desta edição do Plano inclui a adaptação do cais de descarga do TGNL de Sines, de modo a possibilitar o enchimento de navios de menores dimensões, proporcionando o abastecimento de GNL como combustível marítimo (SSLNG)<sup>5</sup>.

Este projeto foi já objeto de manifestações de interesse por parte de potenciais futuros utilizadores desta infraestrutura e enquadra-se no objetivo de criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos previsto na Diretiva n.º 2014/94/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 22 de outubro de 2014, transposta para a legislação nacional através do Decreto-Lei n.º 60/2017, de 9 de junho de 2017.

Os estudos preliminares realizados pela REN identificaram duas alternativas<sup>6</sup> para a possível adaptação do TGNL de Sines de modo a permitir a receção e o abastecimento de navios de menores dimensões, capazes de assegurar o transporte do GNL até outros navios que o solicitem ou até potenciais futuras unidades satélites de armazenamento situadas na costa.

Uma das alternativas, a de menor capacidade, de maior facilidade e rapidez de implementação e também de menor custo, estimado numa gama de 8 a 10 M€<sup>7</sup>, passa pela adaptação do cais de descarga existente. Contudo, esta solução não permite a realização em simultâneo de operações de receção e descarga de navios metaneiros para os depósitos de GNL do TGNL de Sines e de carregamento de navios de bancas.

Outra solução, de maior capacidade de operação e também de resposta no médio/longo prazo, mas exigindo mais tempo para a sua implementação e também com um volume de investimento significativamente mais elevado, estimado numa gama entre 40 a 50 M€, passa pela construção de um novo Cais, próximo do atual, para abastecimento de navios de menores dimensões capazes de assegurar o transporte do GNL até outros navios ou unidades satélites de armazenamento. Com esta segunda solução, fica viabilizado o fornecimento de

---

<sup>5</sup> *Small Scale LNG*

<sup>6</sup> As duas alternativas aqui referidas são apresentadas em detalhe no Anexo 8.

<sup>7</sup> Por simplicidade de apresentação, esta proposta de PDIRGN utiliza o valor de 9 M€ nas análises de investimento relacionadas com este projeto.

GNL a navios em Sines sem interferência com a descarga em simultâneo de navios metaneiros para os depósitos de GNL do TGNL de Sines.

Neste enquadramento, a REN considera que a solução a incluir nesta proposta de Plano deve incidir sobre a primeira opção, a adaptação do atual cais de descarga, por apresentar um custo de realização significativamente mais reduzido, por ser mais rápida de implementar e pelo facto de não perder utilidade se no futuro se decidir aumentar a escala da operação através da construção de um novo "jetty".

De assinalar que, entre uma eventual tomada de decisão positiva relativamente a este projeto e a sua entrada em operação, deve ser previsto um intervalo mínimo de cerca de dois anos.

Os quadros seguintes apresentam o investimento na RNTIAT associado aos Projetos Complementares Padrão.

#### Valores de investimento para os Projetos Complementares Padrão da RNTIAT

Projetos Complementares Padrão Período 2025 - 2029	
Investimento (M€)	
RNTGN	-
AS Carga	-
Terminal de GNL	9,000
<b>TOTAL</b>	<b>9,000</b>

Projetos Complementares Padrão	Investimento parcelar		Cronograma do investimento					
	TOTAL PROJETO	PDIRGN 2020 - 2029	2020	2021	2022	2023	2024	2025-2029
<b>Total</b>	<b>9,000</b>	<b>9,000</b>		<b>4,150</b>	<b>4,850</b>			
<b>Terminal de GNL</b>	<b>9,000</b>	<b>9,000</b>		<b>4,150</b>	<b>4,850</b>			
<b>Adaptação do cais de acostagem do TGNL para pequenos navios (SSLNG)</b>	<b>9,000</b>	<b>9,000</b>		<b>4,150</b>	<b>4,850</b>			

Unidade M€

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

**Projetos Complementares Padrão - investimento e entradas em exploração**

Projetos Complementares Padrão	Investimento Parcelar		Cronograma de entradas em exploração					
	TOTAL PROJETO	PDIRGN 2020- 2029	2020	2021	2022	2023	2024	2025-2029
<b>Custos totais</b>	<b>9,990</b>	<b>9,990</b>			<b>9,990</b>			
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	0,990	0,990			0,990			
<b>Valores a Custos Diretos Externos (CDE)</b>	<b>9,000</b>	<b>9,000</b>			<b>9,000</b>			
Adaptação do cais de acostagem do TGNL para pequenos navios (SSLNG)	9,000	9,000			9,000			

Unidade M€

**EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS UNITÁRIOS (IMPACTO TARIFÁRIO)**

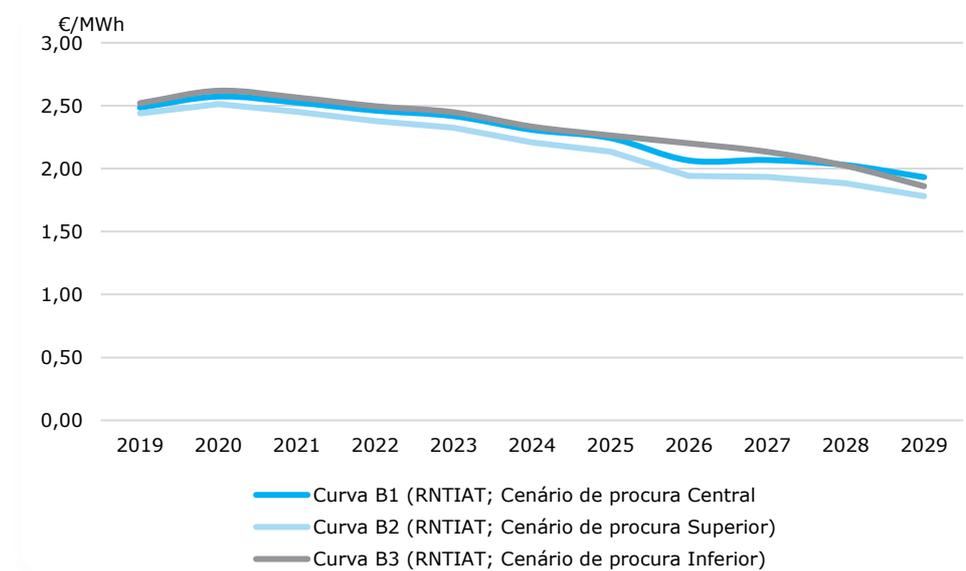
Efetuuou-se uma análise à evolução dos proveitos permitidos unitários (proveitos permitidos/procura) dos Projetos Complementares Padrão, de modo a avaliar o impacto destes projetos no PDIRGN 2020-2029.

Utilizam-se os mesmos pressupostos que foram referidos acima para o caso dos Projetos Base.

A base de ativos considerada no cálculo é compreendida pelas seguintes parcelas: (1) ativos existentes em operação; (2) investimentos em curso e aprovados no PDIRGN 2028-2027, que entrarão em exploração no período do Plano; (3) Projetos Base do presente Plano; e (4) projetos Complementares Padrão do presente Plano (incluindo os respetivos custos de exploração). O cálculo do impacto dos Projetos Complementares Padrão é realizado de forma incremental em relação ao caso dos Projetos Base.

A figura seguinte apresenta a evolução dos proveitos permitidos unitários da RNTIAT considerando o impacto dos Projetos Complementares Padrão nos Cenários Central, Superior e Inferior de evolução de procura.

**Evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT associados aos Projetos Complementares Padrão do PDIRGN 2020-2029 (simulações B1, B2 e B3)**



Tal como no caso dos Projetos Base, verifica-se que o impacto do investimento nas infraestruturas associado aos Projetos Complementares Padrão do PDIRGN 2020-2029 é muito reduzido.

Assim, verifica-se uma tendência de decréscimo dos proveitos permitidos unitários nos três cenários analisados, que não é afetada por flutuações pontuais que são exclusivamente explicadas pelas singularidades dos perfis de procura descritos mais acima, no ponto 3, na análise da evolução da procura anual e das pontas de consumo diário.

O quadro seguinte apresenta a variação dos proveitos permitidos unitários dos Projetos Complementares Padrão do PDIRGN 2020-2029 para os cenários de evolução da procura Central, Superior e Inferior, no final do primeiro quinquénio (2024).

**Variação dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT**

Simulações	Categoria de projetos	Cenários de Procura (Variação de 2019 para 2024)		
		Central (B1)	Superior (B2)	Inferior (B3)
<b>B1, B2 e B3</b>	RNTIAT	X		
		-0,18	-0,23	-0,19
		-7%	-9%	-7%

[€/MWh] e %

## ANÁLISE MULTICRITÉRIO / CUSTO-BENEFÍCIO

Nesta edição do plano é apresentado apenas um Projeto Complementar Padrão, a Adaptação do cais de acostagem do TGNL para pequenos navios (SSLNG).

Este projeto não implica a alteração de capacidade de emissão ou armazenamento da infraestrutura, nem tem qualquer influência nas funcionalidades atualmente garantidas pelo SNGN. Pela sua especificidade, a utilização dos indutores de desenvolvimento bem como a respetiva avaliação de atributos normalmente empregues para avaliação dos Projetos Complementares Duplamente Dependentes não tem uma aplicação direta, não podendo ser utilizados neste projeto os mesmos atributos da análise multicritério / custo-benefício utilizados por exemplo, para projetos com impacto transfronteiriço como é o caso da 3.ª interligação.

As bases para a análise custo-benefício deste projeto são apresentadas no Anexo 8 - Estudo sobre fornecimento de GNL como combustível marítimo, em que foram adotados como atributos principais de decisão o valor de investimento, o prazo de execução e a capacidade de enchimento.

## 7. PROJETOS COMPLEMENTARES DUPLAMENTE DEPENDENTES

Como referido anteriormente, os Projetos Complementares Duplamente Dependentes, para além de sujeitos aos mesmos condicionalismos que assistem aos Projetos Complementares Padrão – manifestação de interesse por outra entidade que não o operador da RNTIAT e a sua aprovação pelo Concedente – estão também subordinados à concretização de outras infraestruturas europeias com os quais esses projetos se articulam.

Assim, pela própria natureza destes projetos, uma eventual decisão sobre a realização da 3.ª interligação e da estação de compressão do Carregado, é da competência do Concedente e, neste contexto, essa decisão tanto pode ser tomada no âmbito da presente proposta de PDIRGN, como no âmbito de futuras edições do Plano, devendo a REN Gasodutos atuar de acordo com as orientações recebidas.

De referir que a 2ª fase do projeto da 3.ª interligação Portugal–Espanha, que em Portugal contempla a estação de compressão do Lote 6 e o gasoduto Cantanhede Mangualde, atualmente não se encontra proposta para o horizonte temporal abrangido pela presente proposta de PDIRGN 2020-2029, atendendo a: (i) por um lado aos deslizamentos de que tem sido alvo uma possível data de concretização da 1.ª fase desta nova interligação entre Portugal e Espanha; (ii) por outro, à dependência desta interligação relativamente à concretização do projeto STEP na fronteira entre Espanha e França.

O quadro seguinte apresenta o investimento na RNTIAT associado aos Projetos Complementares Duplamente Dependentes, considerando as hipóteses com e sem financiamento a fundo perdido através do Mecanismo Interligar a Europa, ou “*Connecting Europe Facility*” (CEF), da 3.<sup>a</sup> Interligação, face ao seu estatuto de Projeto de Interesse Comum (PIC), confirmado nas três listas publicadas até ao presente.

**Valores de investimento para os Projetos Complementares Duplamente Dependentes da RNTIAT com e sem financiamento do programa CEF**

Projetos Complementares Duplamente Dependentes Período 2025 - 2029		Projetos Complementares Duplamente Dependentes - Período 2025 - 2029 com 50% de subsídio do programa CEF	
Investimento (M€)		Investimento (M€)	
RNTGN	139,065	RNTGN	81,464
AS Carriço	-	AS Carriço	-
Terminal de GNL	-	Terminal de GNL	-
<b>TOTAL</b>	<b>139,065</b>	<b>TOTAL</b>	<b>81,464</b>

Considera-se, por hipótese, a possibilidade de entrada em exploração deste projeto no segundo quinquénio do PDIRGN 2020-2029, cabendo referir que uma eventual opção no sentido da sua realização requer uma tomada de decisão com uma antecedência de pelo menos 3 a 4 anos antes da sua entrada em exploração.

Neste ponto releva-se o facto de a candidatura a subsídios CEF ao abrigo da estrutura multianual de financiamento da União Europeia para o período 2014-2020 implicar que o respetivo dossier de Pedido de Investimento esteja concluído antes do final de 2019. Só assim será possível a emissão da respetiva decisão de repartição de custos transfronteiriços pelos Reguladores de Portugal e Espanha, a incluir na instrução do processo para submissão na última janela de candidatura de 2020.

Por outro lado, considerando a precedência da decisão de realização do projeto STEP (interligação Espanha França através dos Pirinéus orientais) sobre a eventual decisão de construção da 3.<sup>a</sup> interligação entre Portugal e Espanha, descreve-se sumariamente o ponto de situação do primeiro destes projetos no final do primeiro trimestre de 2019.

Com efeito, em 23 de janeiro de 2019 os reguladores de Espanha (CNMC) e França (CRE) emitiram um parecer negativo sobre o pedido de investimento do projeto STEP apresentado pelos seus promotores, Enagás e Teréga, convidando-os a corrigir um conjunto de problemas técnicos que consideraram estar por resolver. Por seu turno, pelo facto de terem sido apurados potenciais benefícios para Portugal decorrentes da realização do STEP, o regulador português (ERSE) também foi chamado a emitir o seu parecer sobre o processo,

tendo identificado algumas melhorias passíveis de ser introduzidas pelos promotores na respetiva Análise de Custo e Benefício.

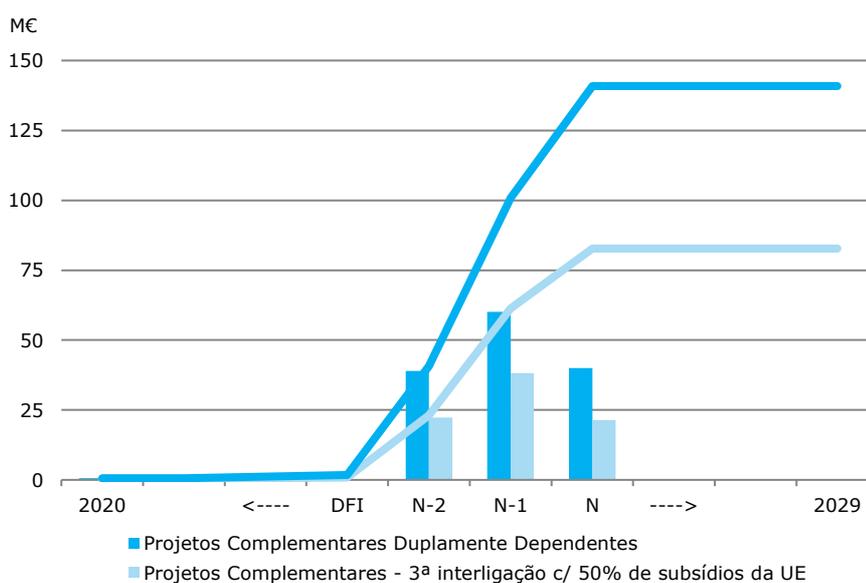
Os pareceres dos três reguladores foram submetidos à ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators), a quem compete avaliar a situação e emitir a sua opinião formal. Esta será determinante para a eventual reformulação e subsequente reapreciação do Pedido de Investimento pelos três reguladores nacionais. Caso isso venha a suceder e daí resulte um acordo posterior quanto à decisão de repartição de custos transfronteiriços do STEP, peça essencial para a sua candidatura à concessão de subsídios CEF para a construção, tal poderá ainda vir a viabilizar o projeto.

Como consequência da emissão de DIA desfavorável, em 05/02/2018, relativamente ao traçado da seção portuguesa do projeto da 3.ª interligação inicialmente proposto (Procedimento de AIA n.º 2871), encontra-se atualmente em estudo uma alternativa de traçado que continue a respeitar os compromissos internacionais assumidos, nomeadamente mantendo o atual ponto de interligação com a rede de Espanha em Vale de Frades / Fuentes de Oñoro.

Não obstante, na ausência de melhor informação, continua-se a considerar o valor de investimento inicialmente estimado, admitindo que o novo traçado não obrigará a um volume de investimento substancialmente diferente do anterior.

A figura seguinte apresenta o investimento dos Projetos Complementares Duplamente Dependentes da RNTIAT sem financiamento e com financiamento a 50% da 3.ª interligação PT-ES (programa CEF).

### Valores de investimento para os Projetos Complementares Duplamente Dependentes da RNTIAT com e sem financiamento do programa CEF



A análise dos quadros e da figura anteriores permite constatar a redução dos montantes de investimento no cenário apresentado de comparticipação da EU a 50% no projeto da 3.ª interligação. Neste caso, o valor de investimento do conjunto dos Projetos Complementares baixa para 81,5 M€, o que representa uma redução de 41,4% face ao cenário sem qualquer comparticipação da UE.

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

### Valores de entradas em exploração a custos totais dos Projetos Complementares Duplamente Dependentes

Projetos Complementares Duplamente Dependentes	Total do Projeto	PDIRGN 2020 - 2029
	<b>Custos totais</b>	<b>149,948</b>
Encargos de estrutura, gestão e financeiros da 3.ª interligação PT-ES (1.ª fase)	8,064	8,053
Encargos de estrutura, gestão e financeiros da EC do Carregado	1,746	1,682
<b>Valores a Custos Diretos Externos (CDE)</b>	<b>140,139</b>	<b>139,065</b>
3.ª interligação PT-ES (1.ª fase)	115,201	115,037
EC do Carregado	24,938	24,028

Unidade M€

Projetos Complementares Duplamente Dependentes	Cronograma das entradas em exploração		
	2020	N	2029
<b>Custos totais</b>		<b>148,799</b>	
Encargos de estrutura, gestão e financeiros da 3.ª interligação PT-ES (1.ª fase)		8,053	
Encargos de estrutura, gestão e financeiros da EC do Carregado		1,682	
<b>Valores a Custos Diretos Externos (CDE)</b>		<b>139,065</b>	
3.ª interligação PT-ES (1.ª fase)		115,037	
EC do Carregado		24,028	

Unidade M€

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

Foi efetuada uma análise à evolução dos proveitos permitidos unitários dos Projetos Complementares Duplamente Dependentes, assumindo o mesmo conjunto de pressupostos que foi utilizado na análise dos Projetos Base e dos Projetos Complementares Padrão, bem como os montantes de entradas em exploração apresentados na tabela anterior.

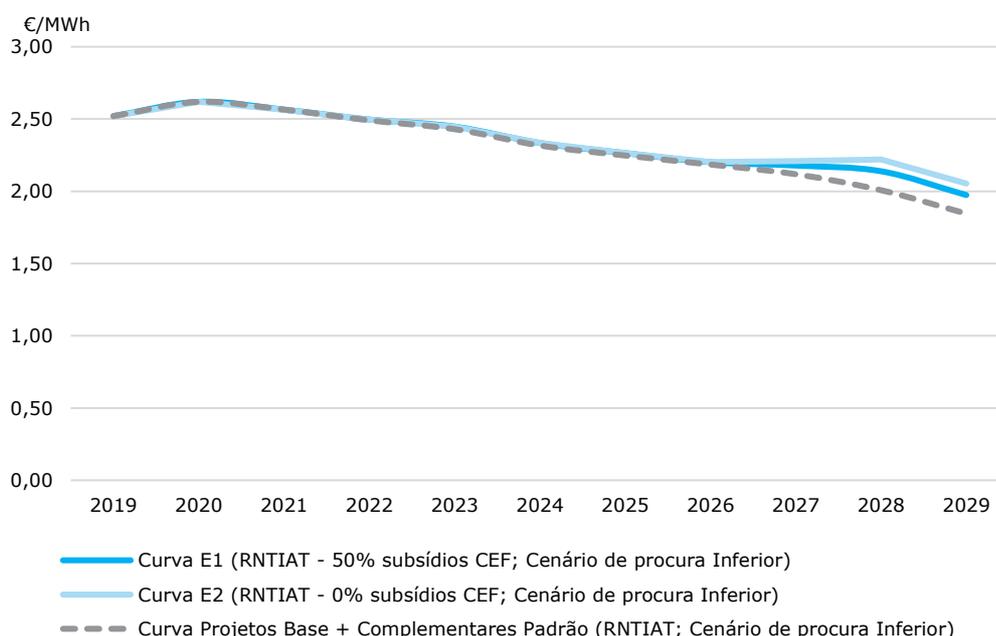
A base de ativos considerada no cálculo é compreendida pelas seguintes parcelas: (1) ativos existentes em operação; (2) investimentos em curso e aprovados no PDIRGN 2018-2027, que entrarão em exploração no período do Plano; (3) Projetos Base do presente Plano; (4) Projetos Complementares Padrão do presente Plano (incluindo os respetivos custos de exploração); e (5)

Projetos Complementares Duplamente Dependentes (incluindo os respetivos custos de exploração). O cálculo do impacto dos Projetos Complementares Duplamente Dependentes é realizado de forma incremental em relação à análise realizada para os Projetos Base + Projetos Complementares Padrão.

Por uma questão de simplificação optou-se por considerar como referência o Cenário Inferior de evolução da procura e um cronograma de execução típico. Nestas condições, analisou-se a evolução previsível dos proveitos permitidos unitários da RNTIAT considerando o impacto dos Projetos Complementares Duplamente Dependentes, para o caso em que há atribuição de subsídios a fundo perdido do programa CEF, no valor de 50%, ao projeto da 3.ª interligação Portugal-Espanha, assim como para o caso em que não há qualquer apoio comunitário.

O gráfico seguinte inclui as curvas obtidas nos dois casos e inclui também a curva associada aos proveitos permitidos unitários dos Projetos Base somados aos Projetos Complementares Padrão, o que permite fazer uma avaliação indicativa do impacto incremental dos Projetos Complementares Duplamente Dependentes.

#### Evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT no Cenário Inferior (simulações E1 e E2)



Tal como nas situações já abordadas, verifica-se que o impacto do investimento nas infraestruturas associado aos Projetos Complementares Duplamente Dependentes do PDIRGN 2020-2029 é reduzido, embora mais visível.

O quadro seguinte apresenta a variação dos proveitos permitidos unitários para os cenários de evolução da procura Central, Superior e Inferior, em valor unitário (€/MWh) e em valor percentual (%), para as seguintes situações:

- Avalia-se o cenário em que apenas se executam os Projetos Base e os Projetos Complementares Padrão, apresentando-se a variação de proveitos verificada no segundo quinquénio do Plano;
- Determina-se o acréscimo de proveitos permitidos associados aos Projetos Complementares Duplamente Dependentes, com e sem atribuição de subsídios do programa CEF a fundo perdido, com impacto no ano de 2028 (valor máximo do incremento verificado). Para este efeito, considera-se o impacto total da realização de todos os projetos (Projetos Base, Projetos Complementares Padrão e Projetos Complementares Duplamente Dependentes) face ao cenário referido no ponto anterior.

### Variação dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT

Simulações		Impacto dos Projetos Base + Projetos Complementares Padrão no 2º quinquénio Cenários de Procura [€/MWh e % de variação de 2024 para 2029]			Impacto dos Projetos Complementares Duplamente Dependentes com e sem Subsídios do programa CEF (Acréscimo face aos Projetos Base + Complementares Padrão) [€/MWh e %]	
		Central	Superior	Inferior	0%	50%
Gráfico C	RNTIAT	-0,38			+0,20	+0,11
		-16%			+10%	+6%
Gráfico D	RNTIAT		-0,43		+0,18	+0,11
			-19%		+10%	+6%
Gráfico E	RNTIAT			-0,47	+0,20	+0,12
				-20%	+10%	+6%

Em qualquer dos três cenários de evolução da procura, verifica-se que o impacto dos Projetos Complementares Duplamente Dependentes, com ou sem subsídios a fundo perdido do programa CEF, é sempre baixo e inferior à redução tarifária que se verificará até ao final do segundo quinquénio no cenário em que não estão presentes.

### ANÁLISE MULTICRITÉRIO / CUSTO-BENEFÍCIO

Os Projetos Complementares Duplamente Dependentes apresentados no Plano resultam da aplicação dos indutores de desenvolvimento considerados e da avaliação do resultado dos respetivos atributos, através dos quais se evidencia a importância e a contribuição de cada uma das infraestruturas para o cumprimento de determinados objetivos.

A organização dos indutores quantitativos de avaliação dos projetos, assim como a dos respetivos atributos, procura alinhar a base metodológica do PDIRGN com

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

Os atributos de avaliação dos princípios e critérios de planeamento utilizados são os seguintes:

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

Destaca-se particularmente o fator segurança do abastecimento por ser objeto do RMSA-GN 2018, que serviu de base à preparação da presente proposta de Plano.

Com efeito, este aspeto é avaliado 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 da norma relativa às infraestruturas ("critério N-1"), nos termos do n.º 1 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 é igualmente um indicador relevante para aferir a segurança do abastecimento do SNGN, devendo, como mínimo, assegurar o armazenamento das quantidades de gás previstas na norma do aprovisionamento, artigo 6.º do Regulamento (UE) n.º 2017/1938.

Relativamente ao cumprimento do "critério N-1", são apresentadas na presente proposta de PDIRGN 2020-2029 várias situações de limitação da disponibilidade de capacidade de entrada na RNTGN em função de condições operacionais das infraestruturas, no contexto dos três cenários de evolução da procura referenciados no Plano como Superior, Central e Inferior.

Em geral, na ausência de restrições à capacidade de extração do AS Carriço, o critério N-1 poderá ser cumprido quase até ao final do período abrangido nos

cenários de procura Inferior e Central. A análise realizada permite também identificar e caracterizar os casos em que o critério N-1 não é cumprido na ausência de medidas de gestão da procura baseadas em mercado ou de capacidade adicional de entrada de gás em Portugal.

## PROJETOS DE INTERESSE COMUM (PIC) E ACESSO AO MECANISMO INTERLIGAR A EUROPA (CEF / *CONNECTING EUROPE FACILITY*)

O Regulamento (UE) n.º 347/2013, de 17 de abril, estabelece as orientações para o desenvolvimento de corredores prioritários e de outras áreas energéticas consideradas estratégicas para a Europa, bem como define critérios gerais para a identificação dos projetos transfronteiriços que beneficiem, pelo menos, dois países da União Europeia (UE). Estes projetos têm a designação de “Projetos de Interesse Comum” (PIC). Os principais objetivos deste regulamento são:

- Determinar os procedimentos necessários à seleção dos PIC;
- Facilitar a execução atempada dos PIC, definindo para isso novos procedimentos de atribuição de licenças a estes projetos, que deverão ser mais céleres e transparentes;
- Determinar as condições de elegibilidade dos PIC para assistência financeira da UE ao abrigo do “Connecting Europe Facility” (CEF).

Na sequência dos exercícios de planeamento realizados, quer em sede do PDIRGN, quer em sede do TYNDP, a REN candidatou, em 2012, o projeto da 3.ª Interligação entre Portugal e Espanha ao estatuto de PIC, tendo sido incluído na primeira lista da CE em outubro de 2013 (Regulamento Delegado (UE) n.º 1391/2013). Nas candidaturas à segunda lista de PIC, a REN obteve a renovação do estatuto de PIC do mesmo projeto, que foi incluído na segunda lista da CE, publicada em novembro de 2015 (Regulamento Delegado (UE) n.º 89/2016). Em 2017 a REN voltou a candidatar este projeto à terceira lista de PIC da União, tendo este estatuto sido reconfirmado na lista mais recente, publicada no JOUE<sup>8</sup> em 6 de abril de 2018, através do Regulamento Delegado (UE) 2018/540 da Comissão, de 23 de novembro de 2017. Este facto reafirma o interesse da Comissão Europeia no projeto, reconhecendo o seu valor acrescentado também numa perspetiva europeia. Presentemente, este projeto encontra-se candidato à 4ª lista de PIC, com divulgação prevista para o último trimestre de 2019.

Atentando à natureza dos investimentos no sector do gás (e também da eletricidade), nomeadamente em termos do seu contributo para o reforço da

<sup>8</sup> JOUE – Jornal Oficial da União Europeia

segurança do aprovisionamento e aumento da competitividade do sector energético nacional e europeu, existe um assinalável potencial em termos da sua qualificação para a obtenção de financiamento e apoios concedidos através de instituições da União Europeia, com destaque para os seguintes casos:

### **1. Financiamento do Banco Europeu de Investimento (BEI)**

O BEI tem sido um importante financiador dos investimentos na RNTIAT. Estes financiamentos permitem a obtenção de empréstimos a longo prazo com custos competitivos, pelo que o BEI permanece como uma fonte de financiamento preferencial para os projetos do sector do gás natural.

### **2. Regulamento n.º 347/2013**

O Regulamento n.º 347/2013, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril, prevê a existência de Projetos de Interesse Comum (PIC) e as condições em que estes se podem candidatar à concessão de subsídios CEF.

A REN e a Enagás, enquanto promotores, candidataram com sucesso o projeto da 3.ª interligação entre Portugal e Espanha às três listas aprovadas até ao presente, a última das quais publicada através do Regulamento Delegado (UE) 2018/540 da Comissão, de 23 de novembro de 2017. Presentemente, este projeto é novamente candidato à inclusão na 4ª lista de PIC, cuja formação e aprovação deverá estar concluída no último trimestre de 2019.

### **3. Project Bonds**

As project bonds são uma outra opção de financiamento para os investimentos estruturantes do sector da energia, nomeadamente para projetos de grande impacto financeiro que requerem apoio externo para a sua implementação. Contudo, face às características do projeto e respetiva envolvente, em termos práticos esta opção não é considerada aplicável para o caso da 3.ª interligação entre Portugal e Espanha.

# ÍNDICE

<b>SUMÁRIO EXECUTIVO</b>	<b>I</b>
<b>ÍNDICE</b>	<b>1</b>
<b>SIGLAS E ABREVIATURAS</b>	<b>3</b>
<b>ENQUADRAMENTO E ÂMBITO</b>	<b>5</b>
1.1. A REDE NACIONAL DE TRANSPORTE, INFRAESTRUTURAS DE ARMAZENAMENTO E TERMINAIS DE GNL (RNTIAT) NO SISTEMA NACIONAL DE GÁS NATURAL (SNGN)	6
1.2. CONTEXTO LEGISLATIVO E REGULAMENTAR	7
1.3. O PLANEAMENTO DA RNTIAT NO CONTEXTO EUROPEU	10
1.3.1. COORDENAÇÃO EUROPEIA DA EXPANSÃO DA REDE	10
1.3.2. PROJETOS DE INTERESSE COMUM	13
1.3.3. SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO	15
1.4. OBJETIVOS DO PLANEAMENTO	16
1.5. APROVAÇÃO DO PDIRGN 2018-2027	18
1.6. EVOLUÇÃO EM RELAÇÃO A ANTERIORES PROPOSTAS DE PDIRGN	19
1.7. AVALIAÇÃO AMBIENTAL	21
1.7.1. ENQUADRAMENTO	21
1.7.2. JUSTIFICAÇÃO DA NÃO SUJEIÇÃO A AAE DA ATUAL PROPOSTA DO PDIRGN 2020-2029	21
1.8. ARTICULAÇÃO ENTRE O PDIRGN E OS PDIRD	23
<b>2. CARACTERIZAÇÃO ATUAL DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS NATURAL<sup>25</sup></b>	
2.1. CARACTERÍSTICAS DO SNGN	28
2.1.1. REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL	28
2.1.2. TERMINAL DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO DE SINES	31
2.1.3. ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	32
2.2. ANÁLISE HISTÓRICA DA PROCURA	34
2.2.1. PROCURA ANUAL	34
2.2.2. PONTAS DE CONSUMO DIÁRIO	38
2.2.3. TAXAS DE UTILIZAÇÃO	41
2.3. ANÁLISE HISTÓRICA DA OFERTA	42
2.3.1. EVOLUÇÃO DO ABASTECIMENTO	43
2.3.2. CAPACIDADE DE OFERTA DA RNTGN	45
2.3.3. CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO NA RNTIAT	47
2.3.4. TAXAS DE UTILIZAÇÃO	49
2.4. QUALIDADE DE SERVIÇO	55
2.4.1. CONTINUIDADE DO SERVIÇO	55
2.4.2. CARACTERÍSTICAS DO GÁS NATURAL	57
2.4.3. AÇÕES DE MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO	58
<b>3. PRESSUPOSTOS</b>	<b>61</b>
3.1. ENQUADRAMENTO	62
3.2. APRESENTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS (PROJETOS BASE E PROJETOS COMPLEMENTARES)	63
3.2.1. PROJETOS BASE	63
3.2.2. PROJETOS COMPLEMENTARES	63
3.3. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA PROCURA	65
3.3.1. PROCURA ANUAL	66
3.3.2. PONTAS DE CONSUMO DIÁRIO	70
3.4. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA OFERTA	76
3.4.1. PROJETOS BASE	76
3.4.2. PROJETOS COMPLEMENTARES	78
3.5. CRITÉRIOS DE PLANEAMENTO	82
3.5.1. ANÁLISE MULTICRITÉRIO / CUSTO-BENEFÍCIO APLICÁVEL AOS PROJETOS DE REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DOS ATIVOS (PROJETOS BASE)	83
3.5.2. ANÁLISE MULTICRITÉRIO / CUSTO-BENEFÍCIO APLICÁVEL AOS PROJETOS COMPLEMENTARES PADRÃO	88

3.5.3. ANÁLISE MULTICRITÉRIO / CUSTO-BENEFÍCIO APLICÁVEL AOS PROJETOS DE DESENVOLVIMENTO COM IMPACTO SISTÊMICO (PROJETOS COMPLEMENTARES DUPLAMENTE DEPENDENTES)	89
<b>4. PROJETOS BASE DE INVESTIMENTO</b>	<b>93</b>
4.1. ENQUADRAMENTO	94
4.2. APRESENTAÇÃO DOS MONTANTES PREVISTOS PARA O INVESTIMENTO	94
4.2.1. INVESTIMENTO ASSOCIADO AOS PROJETOS BASE	94
4.3. DESCRIÇÃO DOS PROJETOS DE REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO	97
4.3.1. ENQUADRAMENTO E AGREGAÇÃO DE PROJETOS	97
4.3.2. INVESTIMENTO EM NOVOS PROJETOS DE REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS PARA O PERÍODO 2020-2024	99
4.4. PROJETOS NA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL	105
4.4.1. PROJETOS DE MELHORIA OPERACIONAL NA RNTGN	105
4.4.2. PROJETOS DE ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR NA RNTGN	108
4.4.3. PROGRAMA DE GESTÃO DE VIDA ÚTIL DE ATIVOS NA RNTGN	109
4.5. PROJETOS NO TERMINAL DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO	112
4.5.1. PROJETOS DE MELHORIA OPERACIONAL NO TGNL	112
4.5.2. PROJETOS DE ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR NO TGNL	113
4.5.3. PROGRAMA DE GESTÃO DE VIDA ÚTIL DE ATIVOS	114
4.6. PROJETOS NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	117
4.6.1. MELHORIA OPERACIONAL PARA O ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	117
4.6.2. PROJETOS DE ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR PARA O ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	117
4.6.3. PROGRAMA DE GESTÃO DE VIDA ÚTIL DE ATIVOS NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	118
4.7. INVESTIMENTO NA GESTÃO TÉCNICA GLOBAL	120
4.8. INVESTIMENTO GLOBAL DOS PROJETOS BASE	123
4.9. APRESENTAÇÃO DOS MONTANTES DE ENTRADAS EM EXPLORAÇÃO	124
<b>5. PROJETOS COMPLEMENTARES DO PDIRGN</b>	<b>128</b>
5.1. ENQUADRAMENTO	129
5.2. PROJETOS COMPLEMENTARES PADRÃO	129
5.3. PROJETOS COMPLEMENTARES DUPLAMENTE DEPENDENTES	135
<b>6. IMPACTO DOS INVESTIMENTOS APRESENTADOS NO PDIRGN</b>	<b>146</b>
6.1. IMPACTO TARIFÁRIO	147
6.1.1. IMPACTO TARIFÁRIO DOS PROJETOS BASE DA PROPOSTA DE PDIRGN 2020-2029	149
6.1.2. IMPACTO TARIFÁRIO DOS PROJETOS COMPLEMENTARES PADRÃO	151
6.1.3. IMPACTO TARIFÁRIO DOS PROJETOS COMPLEMENTARES DUPLAMENTE DEPENDENTES	153
6.2. ANÁLISE MULTICRITÉRIO / CUSTO-BENEFÍCIO	157
6.2.1. PROJETOS BASE (REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO)	157
6.2.2. PROJETOS COMPLEMENTARES DUPLAMENTE DEPENDENTES	189
<b>ANEXO 1 - RMSA-GN 2018 (DGEG)</b>	
<b>ANEXO 2 - PROJETOS DO PDIRGN 2018-2027 APROVADOS PELO CONCEDENTE</b>	
<b>ANEXO 3 - METODOLOGIA DE ANÁLISE MULTICRITÉRIO / CUSTO-BENEFÍCIO</b>	
<b>ANEXO 4 - GASODUTO CELORICO DA BEIRA – VALE DE FRADES (1.ª FASE)</b>	
<b>ANEXO 5 - FICHAS DE CONSULTA DOS PROJETOS DE REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO, E DOS INVESTIMENTOS NA GESTÃO TÉCNICA GLOBAL</b>	
<b>ANEXO 6 - NOTA TÉCNICA JUSTIFICATIVA DA NÃO REALIZAÇÃO DE AAE DO PDIRGN 2020-2029</b>	
<b>ANEXO 7 - METODOLOGIA DE PREVISÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL</b>	
<b>ANEXO 8 - ESTUDO SOBRE FORNECIMENTO DE GNL COMO COMBUSTÍVEL MARÍTIMO</b>	

## SIGLAS E ABREVIATURAS

AP	Alta Pressão
AS	Armazenamento Subterrâneo
BEI	Banco Europeu de Investimento
BV	Estação de seccionamento (Block Valve)
CAE	Contrato de aquisição de energia
CCC	Grupo de Turbina a Gás Natural em Ciclo Combinado (Combined Cycle Gas Turbine)
CCCGN	Central de Ciclo Combinado a Gás Natural
CCDR-LVT	Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional de Lisboa e Vale do Tejo
CD	Centro de Despacho
CDE	Custos diretos externos
CE	Comissão Europeia
CEF	Connecting Europe Facility
CMEC	Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual
CTS	Interligação (Custody Transfer Station)
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DPB	Despacho Principal de Bucelas
GTG	Gestor Técnico Global do SNGN / Gestão Técnica Global do Sistema
EC	Estação de Compressão
EEA	Estudo de Enquadramento Ambiental
ENTSOG	Associação Europeia dos Operadores das Redes de Transporte de Gás
ERAE	Entidades com Responsabilidades Ambientais Específicas
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FER	Fonte de Energia Renovável
GCG	<i>Gas Coordination Group</i>
GEE	Gases com Efeito de Estufa
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito
GRMS	Estação de regulação de pressão e medida (Gas Regulating and Metering Station)
GS	Gestor do Sistema
ICJCT	Estação de derivação em T simples (Branch Station)
JCT	Estação de derivação (Junction Station)
MC	Mercado Convencional (residencial, terciário e indústria)
ME	Mercado Elétrico
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MIBGAS	Mercado Ibérico de Gás Natural
MIDCAT	Nova interligação Espanha-França
M m <sup>3</sup> (n)	Milhão de metro cubico normalizado
OPEX	Operational Expenditure
PCI	Project of Common Interest
PDIRD	Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição
PDIRGN	Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte e Infraestruturas de Armazenamento de gás e Terminais de GNL
PDIRT	Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade
PIB	Produto Interno Bruto
PIC	Projetos de Interesse Comun
PRO	Produção de eletricidade em regime ordinário
REN	Redes Energéticas Nacionais, SA

RIP	Relevante Interesse Público
RMSA-E	Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento de Eletricidade
RMSA-GN	Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento de Gás Natural
RNTGN	Rede Nacional de Transporte de Gás Natural
RNTIAT	Rede Nacional de Transporte e Infraestruturas de Armazenamento de gás e Terminais de GNL
RTS	Rede de Telecomunicações de Segurança
SEOTCN	Secretaria de Estado do Ordenamento do Território e Conservação da Natureza
SEEn	Secretário de Estado da Energia
SNGN	Sistema Nacional de Gás Natural
STEP	Primeira fase da nova interligação Espanha-França
TGNL	Terminal de receção, armazenamento e regaseificação de Gás Natural Liquefeito
TMCA	Taxa Média de Crescimento Anual
TU	Taxa de Utilização
UAG	Unidade Autónoma de Gás
UE	União Europeia
VAB	Valor Acrescentado Bruto
VIP	Virtual Interconnection Point



1

# ENQUADRAMENTO E ÂMBITO

REN 

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

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

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

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

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

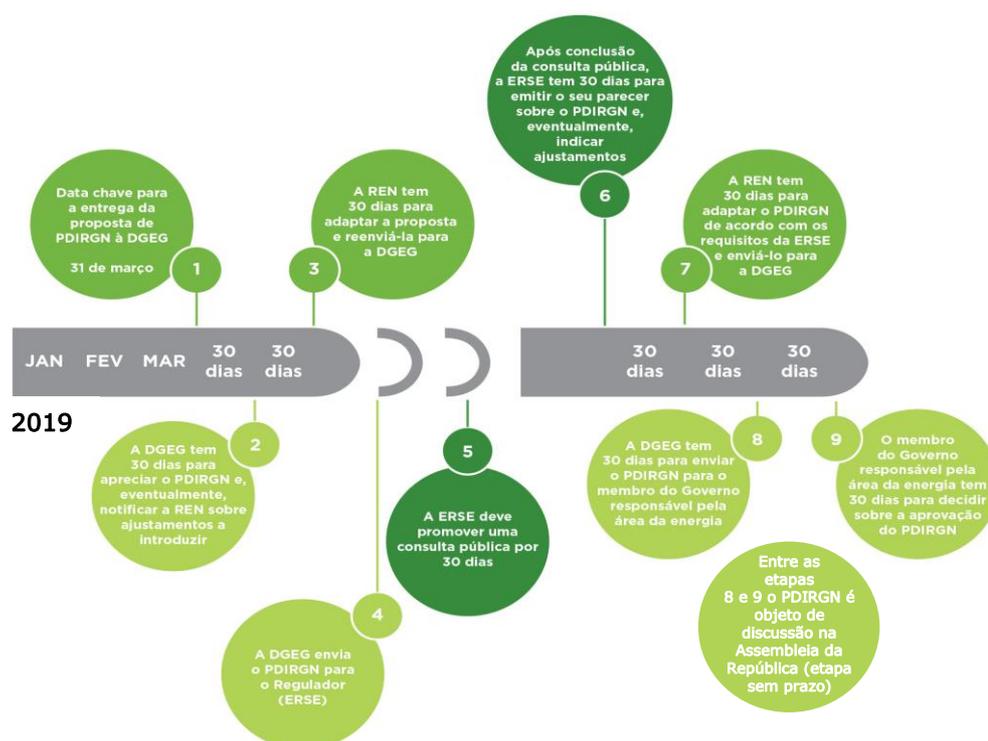
Nas UAG, o GNL recebido dos camiões cisterna é armazenado e posteriormente gaseificado para as redes de distribuição ou para consumidores finais de gás natural.

## 1.2. CONTEXTO LEGISLATIVO E REGULAMENTAR

Dando cumprimento ao disposto no Artigo 12º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, compete à REN Gasodutos, enquanto concessionária da RNTGN, a elaboração nos anos ímpares de um plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT (PDIRGN). De acordo com o Artigo 12.º-A Procedimento de elaboração do PDIRGN, e o Artigo 75.º Apresentação do PDIRGN e PDIRD, a proposta de PDIRGN deve ser apresentada pelo operador da RNTGN à DGEG até ao final do 1º trimestre. Após consulta pública promovida pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), a proposta final do PDIRGN deverá ser submetida à DGEG, que a enviará para aprovação do membro do Governo responsável pela área da energia, acompanhada do parecer da ERSE e dos resultados da consulta pública.

FIGURA 1-1

### Procedimento de elaboração do PDIRGN



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

### LEGISLAÇÃO NACIONAL

- O Decreto-Lei n.º 30/2006 revisto e republicado pelo Decreto-Lei n.º 230/2012 de 26 de outubro, designadamente no Artigo 26.º Planeamento da RNTIAT;
- O Decreto-Lei n.º 140/2006, revisto e republicado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012 de 26 de outubro, designadamente no Artigo 12.º Planeamento da RNTIAT, no Artigo 15.º Obrigações do operador da RNTGN, no capítulo XI Segurança do abastecimento e no Anexo I, capítulo I, Base I - Objeto da Concessão e capítulo IV, Base XVII – Construção, planeamento, remodelação e expansão das infraestruturas;
- A Portaria n.º 297/2011 de 16 de novembro, designadamente no Artigo 1.º Reservas de segurança;
- O Regulamento de Relações Comerciais do Sector do Gás Natural, designadamente no Artigo 34.º Atividade de Transporte de gás natural e no Artigo 96.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 Natural, designadamente no Artigo 27.º Projetos de investimento e relatórios de execução do orçamento e no Artigo 28.º Realização de investimentos nas infraestruturas;
- Regulamento do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL), Portaria n.º 137/2011, de 5 de abril;
- O Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural, Portaria n.º 142/2011, de 6 de abril;
- Regulamento de Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural em formações salinas naturais, Portaria n.º 181/2012, de 8 de junho;
- Aditamento à Portaria n.º 137/2011, de 5 de abril, Portaria n.º 201/2013, de 6 de junho.

### LEGISLAÇÃO EUROPEIA

- O Regulamento (UE) n.º 1938/2017 do Parlamento Europeu e do Conselho de 25 de outubro, designadamente no Artigo 5.º Normas relativas às infraestruturas, Artigo 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 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de julho, designadamente no Artigo 4.º Rede europeia dos operadores das redes de transporte de gás, Artigo 12.º Cooperação regional dos operadores das redes de transporte; Artigo 18.º Requisitos

de transparência aplicáveis aos operadores das redes de transporte e Artigo 19.º Requisitos de transparência aplicáveis às instalações de armazenamento e de GNL;

- O Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho de 17 de abril, relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias e que revoga a Decisão n.º 1364/2006/CE e altera os Regulamentos (UE) n.º 713/2009, (UE) n.º 714/2009 e (UE) n.º 715/2009;
- O Regulamento (UE) n.º 1316/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro cria o mecanismo Interligar a Europa (CEF - Connecting Europe Facility), apoiando a execução dos projetos de interesse comum que visam desenvolver e construir novas infraestruturas;
- O Regulamento (UE) n.º 1391/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho de 14 de outubro veio alterar o Regulamento (UE) n.º 347/2013, disponibilizando as linhas mestras para a implementação de uma rede de transeuropeia de energia e identifica a 1.ª lista de projetos PCI (Projects of Common Interest);
- O Regulamento (UE) n.º 2016/89 da Comissão de 18 de novembro, que altera o Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho de 17 de abril, e publica a segunda lista de projetos PCI (Projects of Common Interest);
- O Regulamento (UE) n.º 2018/540 da Comissão de 23 de novembro de 2017, que altera o Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, que publica a terceira e a quarta lista de projetos PCI (Projects of Common Interest).

## 1.3. O PLANEAMENTO DA RNTIAT NO CONTEXTO EUROPEU

### 1.3.1. Coordenação europeia da expansão da rede

Ao abrigo do Regulamento (UE) n.º 715/2009, de 13 de julho de 2009, a coordenação e o planeamento das infraestruturas de transporte de gás natural a nível europeu, passou a ser assegurada pela “European Network of Transmission System Operators for Gas”<sup>9</sup> (ENTSOG), da qual a REN é associada. Do ponto de vista operacional e organizativo, o grupo do investimento, “Investment Working Group” (INV-WG), tem a responsabilidade dos temas de planeamento e desenvolvimento das redes da ENTSOG. Para além das atividades comuns a nível europeu, a ENTSOG encontra-se dividida em seis grupos regionais, permitindo que as especificidades de cada região possam ser abordadas em maior detalhe.

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 natural à escala Europeia “Ten-Year Network Development Plan” (TYNDP). A versão draft mais recente deste plano, o “TYNDP 2018”<sup>10</sup>, foi publicada no dia 31 de dezembro de 2018 pela ENTSOG e a versão final deverá ser publicada no mês de julho de 2019. Este documento e as metodologias que lhe estão associadas e que suportaram a sua elaboração, em particular a de “Cost Benefit Analysis” dos projetos nele contidos, foram 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. A elaboração deste plano tem por base as orientações europeias de política energética, que visam, no setor do gás natural cumprir com os princípios como a segurança de abastecimento, a competitividade, a sustentabilidade e a integração do mercado de gás.

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

- GRIP North-West
- GRIP South

<sup>9</sup> Designada na legislação portuguesa por “Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte”.

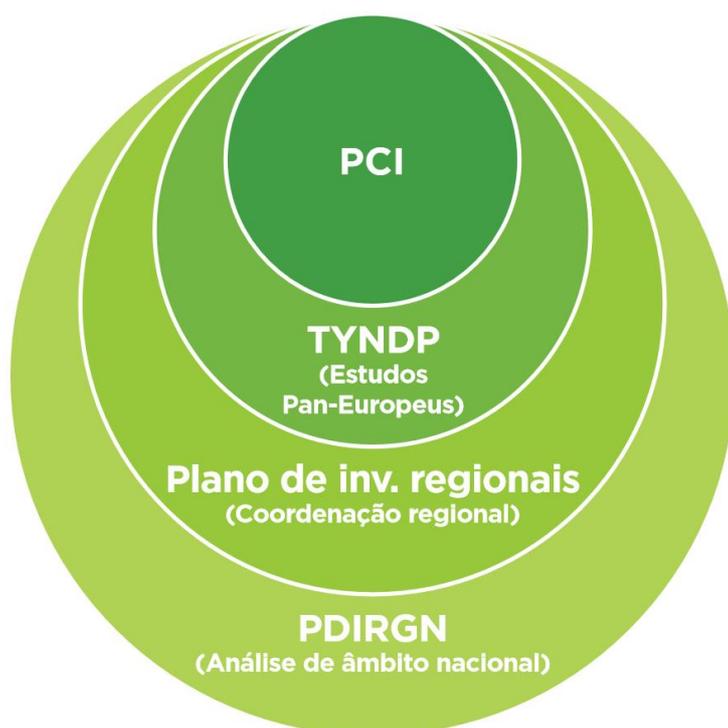
<sup>10</sup> <https://www.entsog.eu/tyndp#entsog-ten-year-network-development-plan-2018>.

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

A REN contribui para a elaboração do GRIP South, juntamente com os outros operadores de Espanha (Enagás e Reganosa) e de França (GRTgaz e TIGF). O último GRIP, publicado em julho de 2017, refere-se ao período de 2017-2035 e está disponível na página da ENTSOG<sup>11</sup>. No final do ano de 2019 será publicado o GRIP 2019, cujos conceitos, metodologias e cenários utilizados baseiam-se no TYNDP 2018.

FIGURA 1-2

### O PDIRGN no contexto europeu



A informação contemplada no TYNDP baseia-se em informação dos planos nacionais e dos planos regionais, e é um elemento chave para o processo de seleção dos Projetos de Interesse Comum (PIC).

<sup>11</sup> <https://www.entsog.eu/gas-regional-investment-plans-grips#south>

## ARTICULAÇÃO ENTRE O PDIRGN 2020-2029 E O TYNDP 2018

O TYNDP 2018 identifica as principais necessidades de expansão da rede europeia num horizonte de longo prazo, com base em diferentes cenários de evolução da procura e da oferta existentes à data da sua preparação, que são fornecidos pelos ORT com base em pressupostos definidos pela ENTSOG. Tendo por base as análises efetuadas neste documento, foram identificadas necessidades para a Península Ibérica ao nível da Segurança do Abastecimento, Integração de Mercados e Concorrência, de onde se destacam as seguintes:

- No que diz respeito à Segurança do Abastecimento, apesar de, em geral, a infraestrutura europeia evidenciar resiliência face a uma eventual perturbação na importação de gás em todos os gasodutos provenientes da Argélia, a partir de 2025, Espanha e Portugal podem estar expostos a um risco limitado de interrupção parcial do lado da procura em caso de falha dessa fonte de importação de gás. De facto, em todos os cenários estudados, considerando a procura crescente em Espanha e, em menor grau, em Portugal em 2030, a península ibérica exhibe maior vulnerabilidade perante esse tipo de perturbação devido às limitações de capacidade das infraestruturas existentes. Adicionalmente e para o caso de Portugal, a eventual interrupção de funcionamento da maior infraestrutura de aprovisionamento - o terminal de GNL de Sines - terá um impacto negativo assinalável para o setor devido à probabilidade elevada de não ser possível, nesse cenário, garantir a totalidade dos consumos do SNGN. Esta análise permite caracterizar as necessidades de capacidade adicional de interligação entre sistemas, que conduzem à formulação dos novos projetos apresentados e propostos em sede dos dois Planos;
- Relativamente à Integração de Mercados e Concorrência, verifica-se que a Península Ibérica tem uma elevada dependência física do gás importado da Argélia e do GNL, não beneficiando por isso do efeito de integração com o mercado europeu a norte dos Pirinéus, que tem acesso a gás de outras proveniências. De igual modo, nas condições atuais a Península Ibérica não tem possibilidade de disponibilizar a capacidade dos Terminais de GNL existentes aos outros países da União Europeia devido às limitações da rede de transporte. Tal como no ponto anterior, esta análise contribui para a caracterização das necessidades de capacidade adicional de interligação entre sistemas, que conduzem à formulação dos novos projetos apresentados e propostos em sede dos dois Planos.

Por norma, os projetos mais significativos de expansão da RNTIAT incluídos no PDIRGN encontram-se contemplados no TYNDP. Em concreto, no PDIRGN 2020-2029 estão incluídos menos projetos do que os que foram inscritos no TYNDP 2018. No quadro seguinte, apresentam-se todos os projetos da RNTIAT que constam do TYNDP e a indicação se estão ou não incluídos na proposta de PDIRGN.

### QUADRO 1-1

#### Projetos da RNTIAT no TYNDP 2018

Ref. <sup>a</sup> TYNDP 2018	Nome	Descrição	Projeto incluído PDIRGN 2020-2029
TRA-N-283	3. <sup>a</sup> Interligação entre Portugal e Espanha (gasoduto Celorico da Beira - Vale de Frades)	A 3. <sup>a</sup> Interligação PT-ES está localizada no corredor prioritário Norte-Sul na Europa Ocidental e envolve Portugal e Espanha, atravessando a fronteira dos dois Estados-membro. Este projeto irá ligar os dois sistemas entre Celorico da	Sim (Projeto Complementar Duplamente Dependente)

		Beira e a fronteira através de um gasoduto de 162 km de comprimento em Portugal.	
TRA-N-284	3.ª Interligação entre Portugal e Espanha (estação de compressão de Cantanhede)	Este projeto consiste na instalação de uma estação de compressão na zona de Cantanhede.	Não
TRA-N-285	3.ª Interligação entre Portugal e Espanha (gasoduto Cantanhede-Mangualde)	Este projeto consiste na construção de um gasoduto paralelo ao gasoduto já existente entre as estações de Cantanhede e Mangualde.	Não
TRA-N-320	Estação de Compressão do Carregado	O projeto consiste numa estação de compressão no gasoduto de alta pressão principal e visa aumentar a capacidade da secção do gasoduto entre Sines e Leiria, para permitir que fluxos mais elevados possam ser transportados a partir do Terminal de GNL de Sines.	Sim (Projeto Complementar Duplamente Dependente)

### 1.3.2. Projetos de Interesse Comum

O Regulamento (UE) n.º 347/2013, de 17 de abril, estabelece as orientações para o desenvolvimento de corredores prioritários e de outras áreas energéticas consideradas estratégicas para a Europa, bem como define critérios gerais para a identificação dos projetos transfronteiriços que beneficiem, pelo menos, dois países da União Europeia (UE). Estes projetos têm a designação de “Projetos de Interesse Comum” (PIC). Os principais objetivos deste regulamento são:

- Determinar os procedimentos necessários à seleção dos PIC;
- Facilitar a execução atempada dos PIC, definindo para isso novos procedimentos de atribuição de licenças a estes projetos, que deverão ser mais céleres e transparentes;
- Determinar as condições de elegibilidade dos PIC para assistência financeira da UE ao abrigo do “Connecting Europe Facility” (CEF).

De acordo com o Regulamento, o processo de seleção dos PIC usa como suporte os dados e cenários utilizados no TYNDP. No entanto, a avaliação dos PIC é feita a partir de uma análise custo-benefício específica dos projetos que, apesar da metodologia ser desenvolvida pela ENTSOG, a sua aplicação é da responsabilidade de cada um dos promotores. Segue-se o processo de avaliação dos projetos por parte da CE (a partir de uma metodologia de avaliação que ainda está em desenvolvimento).

A atribuição do estatuto de PIC pela Comissão Europeia, consequência do reconhecimento da contribuição de cada projeto para as prioridades estratégicas definidas em matéria de infraestruturas energéticas transeuropeias, designadamente (i) integração de mercado, pondo termo ao isolamento de pelo menos um Estado-Membro e reduzindo os congestionamentos das infraestruturas energéticas, e flexibilidade do sistema; (ii) concorrência, nomeadamente através da diversificação das fontes de aprovisionamento, dos fornecedores e das rotas de aprovisionamento; (iii) segurança do abastecimento, através da interoperabilidade, das conexões adequadas e do funcionamento seguro e fiável do sistema; e (iv) sustentabilidade, através da integração da

energia renovável na rede; deve ser entendida como uma valorização adicional dos projetos em causa, o que lhes confere um estatuto especial, nomeadamente um acesso a processos de licenciamento mais céleres, a possibilidade de repartição de custos de investimento com outros Estados-membro que beneficiem com as externalidades positivas desses projetos, e também a sua elegibilidade para a candidatura à obtenção de assistência financeira da União Europeia através do programa "Connecting Europe Facility" (CEF).

### PROJETOS DE INTERESSE COMUM NO PDIRGN 2020-2029

Na sequência dos exercícios de planeamento realizados, quer em sede do PDIRGN, quer em sede do TYNDP, a REN candidatou, em 2012, o projeto da 3.<sup>a</sup> Interligação entre Portugal e Espanha ao estatuto de PIC, tendo sido incluído na primeira lista da CE em outubro de 2013 (Regulamento Delegado (UE) n.º 1391/2013). Nas candidaturas à segunda lista de PIC, a REN obteve a renovação do estatuto de PIC do mesmo projeto, que foi incluído na segunda lista da CE, publicada em novembro de 2015 (Regulamento Delegado (UE) n.º 89/2016). Em 2017 a REN voltou a candidatar este projeto à terceira lista de PIC da União, tendo este estatuto sido reconfirmado na terceira lista, publicada no JOUE<sup>12</sup> em 6 de abril de 2018, através do Regulamento Delegado (UE) 2018/540 da Comissão, de 23 de novembro de 2017. Este facto reafirma o interesse da Comissão Europeia no projeto, reconhecendo o seu valor acrescentado também numa perspetiva europeia. O projeto encontra-se identificado no Quadro 1-2.

#### QUADRO 1-2

#### Projetos PIC no PDIRGN 2020-2029

Ref. <sup>a</sup> PIC	Nome	Entrada em operação
5.4	3. <sup>a</sup> Interligação entre Portugal e Espanha	2025-2029

Presentemente, este projeto encontra-se candidato à quarta lista de PIC, com divulgação prevista para o último trimestre de 2019, tendo sido identificados um conjunto de benefícios que cobrem as necessidades identificadas na Península Ibérica ao nível da Segurança do Abastecimento, Integração de Mercados e Concorrência. Como resultado das análises efetuadas no âmbito do processo de avaliação dos PIC candidatos à 4.<sup>a</sup> Lista da UE, sobre as quais é apresentado um resumo na "Project Fiche\_West\_04" constante nos anexos do TYNDP 2018, verifica-se que o projeto 5.4 – 3.<sup>a</sup> Interligação entre Portugal e Espanha, apresenta benefícios nos seguintes critérios de avaliação dos PIC:

- Do ponto de vista da Segurança do Abastecimento, o projeto aumenta a flexibilidade remanescente em Portugal a partir de 2025 em todos os cenários de ponta de consumo diário e de duas semanas de onda de frio. Graças à realização do projeto, Portugal torna-se mais resiliente em situações climáticas mais extremas. Em caso de ruptura da maior infra-estrutura de aprovisionamento em Portugal, o TGNL de Sines, a realização do projecto permite que o montante de gás não fornecido em Portugal seja muito reduzido. Em caso de interrupção do

<sup>12</sup> JOUE – Jornal Oficial da União Europeia.

fornecimento da Argélia, o grupo de projetos da 3.ª Interligação entre Portugal e Espanha e a EC do Carregado podem atenuar ligeiramente o risco de interrupção de fornecimento de gás em Espanha. Esta nova estação de compressão melhora a capacidade de transporte a partir do Terminal de GNL de Sines, permitindo que Portugal seja capaz de exportar gás para Espanha, mitigando assim o risco de interrupção do abastecimento no país vizinho. O projeto permite, assim, uma maior cooperação entre Espanha e Portugal.

- Relativamente à Integração de Mercados e Concorrência, o projeto melhora ligeiramente a diversificação da capacidade dos pontos de entrada em Portugal e Espanha, uma vez que aumenta a capacidade física de interligação existente entre os dois países através de um novo eixo geográfico. Adicionalmente, o projeto reduz ligeiramente a dependência de Portugal em GNL nos anos de 2025 e 2030. A bidirecionalidade é melhorada significativamente, já que o projeto cria mais capacidade no sentido de Portugal para Espanha, equilibrando a bidirecionalidade no VIP Ibérico.

Os projetos da 3.ª Interligação entre Portugal e Espanha e da EC do Carregado (este último, proposto exclusivamente em sede de PDIRGN) contribuem conjuntamente para a implementação do mercado interno da energia através do aumento da liquidez do mercado de gás natural em Portugal e Espanha, proporcionando novas alternativas de acesso às infraestruturas para os intervenientes no mercado da Península Ibérica. Estes projetos reforçam a segurança do aprovisionamento em caso de falha no aprovisionamento em qualquer um dos dois sistemas de gás de Portugal e Espanha, atendendo à total reversibilidade da nova interligação, e irão permitir a integração operacional entre as instalações de armazenamento subterrâneo do Carricho (Portugal) e Yela (Espanha), melhorando a facilidade de acesso à capacidade de armazenamento existente nos dois sistemas de gás. Finalmente, o aumento da flexibilidade das infraestruturas de gás poderá apoiar o processo de alteração do *mix* de geração de energia nos dois países num cenário de substituição da produção de eletricidade a partir do carvão por gás natural em ambiente de mercado.

### 1.3.3. Segurança do Abastecimento

No domínio da segurança do abastecimento e no âmbito da atividade de Planeamento da RNTIAT, são elaboradas as propostas dos relatórios de Avaliação dos Riscos que afetam o aprovisionamento de gás natural em Portugal, do Plano Preventivo de Ação e do Plano de Emergência, dando cumprimento ao disposto no Regulamento n.º 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, e no Decreto-Lei n.º 140/2006, revisto e republicado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012 de 26 de outubro. Ao nível Europeu, a REN participou e colaborou no processo de elaboração do Regulamento n.º 2017/1938, quer através da sua representação na ENTSOG, quer na colaboração que prestou à DGEG, nomeadamente no âmbito do Gas Coordination Group (GCG).

## 1.4. OBJETIVOS DO PLANEAMENTO

Tendo por objetivo melhorar a perceção e a clareza da proposta de PDIRGN 2020-2029 para os diversos *stakeholders* interessados, nomeadamente no que se refere ao enquadramento e motivações que residem por detrás dos diversos projetos nele apresentados e correspondentes procedimentos decisoriais, a REN distingue os projetos do PDIRGN cuja decisão de realização depende sobretudo da avaliação técnica que a Empresa faz sobre os ativos da RNTIAT em serviço e sobre as condições e segurança e operacionalidade da rede existente, de outros projetos que resultam da necessidade de criação das condições de rede requeridas para o cumprimento das orientações de política energética, em linha com os compromissos assumidos pelo Estado Concedente, numa lógica de cumprimento da legislação em vigor, segundo a qual, na elaboração das suas propostas do Plano a REN Gasodutos deve ter em consideração os seguintes elementos (Artigo 12º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro):

- Deve assegurar a existência de capacidade das infraestruturas, o desenvolvimento adequado e eficiente da rede de transporte e a segurança do abastecimento;
- O Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do Sistema Nacional de Gás Natural 2018, para o período 2019-2040 (RMSA-GN 2018), as últimas informações disponíveis relativas ao planeamento das infraestruturas de oferta, e a caracterização da RNTIAT elaborada pelo operador da RNTGN, em conformidade com os objetivos e requisitos de transparência previstos no Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho;
- Tem um horizonte temporal de dez anos, neste caso de 2020 a 2029, contendo informação sobre as infraestruturas a construir ou modernizar no decénio 2020-2029, referenciando os investimentos já decididos para o período dos três anos iniciais, entre 2020 e 2022, e apresentando a calendarização da realização dos vários projetos de investimento;
- Os planos quinquenais de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição (PDIRD), permitindo a integração e a harmonização das propostas de desenvolvimento e investimento dos ORDs nas redes de distribuição. A articulação entre os PDIRGN e o PDIRD, tem por objetivo de base contribuir para um planeamento coordenado, adequado e sustentável das infraestruturas nacionais de gás natural que integram o SNGN, assegurando a coordenação integrada e a compatibilidade de capacidade das infraestruturas de gás de distribuição e de transporte de gás natural;
- As orientações de política energética, as previsões de procura de gás natural 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;

- Os projetos mais significativos de expansão da RNTIAT, com relevância para a criação do Mercado Europeu de Energia, devem estar devidamente articulados com a rede interligada de Espanha e a rede de gasodutos Europeia, devendo estar contemplados no Plano Decenal de Desenvolvimento das Redes Europeias (TYNDP) elaborado pelo ENTSOG e publicado para consulta pública em 31 de dezembro de 2018, disponível em <https://www.entsog.eu/tyndp#entsog-ten-year-network-development-plan-2018>.

Assim, tendo em consideração o atrás exposto, o primeiro conjunto de projetos depende essencialmente da iniciativa da REN, com o objetivo de continuar a assegurar a segurança e a operacionalidade das instalações da RNTIAT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos, tendo em conta a avaliação que a operação da RNTIAT faz sobre o estado dos ativos em serviço e a segurança de operação das infraestruturas, e ainda aqueles projetos que visam dar cumprimento a compromissos com os ORD relativamente ao reforço de ligação à RNDGN, projetos esses considerados no PDIRD.

Um segundo conjunto de projetos, designado neste documento por Projetos Complementares, subdividem-se em Projetos Complementares Padrão e Projetos Complementares Duplamente Dependentes da proposta de PDIRGN, contém em si os projetos que decorrem de novas necessidades com origem externa à RNTIAT e que também não representam compromissos já assumidos com os ORD e traduzidos nos seus PDIRD. A realização destes projetos está assim entendida, nesta proposta de PDIRGN, como condicionada à manifestação do interesse na sua realização por parte de *stakeholders* externos, bem como à confirmação pelo Concedente quanto ao interesse, concordância e data de realização dos mesmos. No caso específico dos Projetos Complementares Duplamente Dependentes, a sua realização está ainda também condicionada à realização de outros projetos europeus, com os quais eles se articulam (na presente proposta de PDIRGN está em causa a 3.ª interligação Portugal-Espanha e a sua interdependência com o projeto STEP/MIDCAT).

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

Não obstante o assinalado, na definição das propostas e soluções que apresenta, o operador da RNTGN procura criar opções que permitam, na medida do possível, uma resposta simultânea a diferentes necessidades e propósitos identificados, visando soluções otimizadas que minimizem os custos de investimento, sem perder de vista uma evolução estratégica de mais longo prazo, que passa por uma arquitetura equilibrada do sistema nacional de gás natural com condições para viabilizar a concretização do objetivo de construção do Mercado Ibérico de Gás Natural (MIBGAS).

## 1.5. APROVAÇÃO DO PDIRGN 2018-2027

A proposta final de PDIRGN 2018-2027, de maio de 2018, foi enviada à DGEG após revisão na sequência do parecer da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos emitido em 16 de abril de 2018. Essa revisão teve em conta, no aplicável, o referido parecer e os elementos disponibilizados da consulta pública da proposta de PDIRGN 2018-2027, a qual decorrerá de 29 de dezembro de 2017 e 15 de fevereiro de 2018. A proposta final de PDIRGN 2018-2027 foi submetida para discussão na Assembleia da República e objeto de aprovação pelo membro do Governo responsável pela área de Energia, por Despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia de 19/12/2018.

Os projetos aprovados consubstanciam um montante total de investimento de 54,649 M€ (valores a custos totais) — 50,005 M€ (valores a custos diretos externos) —, correspondendo aos Projetos Base da referida proposta final de PDIRGN 2018-2027.

Tendo em consideração estes desenvolvimentos, os projetos já aprovados do PDIRGN 2018-2027 não fazem parte do conjunto de investimentos que se submete à aprovação através desta proposta de PDIRGN 2020-2029.

Neste contexto, a presente proposta de PDIRGN 2020-2029 ilustra as novas necessidades de investimento que, entretanto, foram identificadas já após a apresentação da proposta de PDIRGN 2018-2027 (e que, portanto, não faziam parte dessa proposta de Plano), bem como projetos da Proposta de PDIRGN 2018-2027 que não foram objeto de aprovação e que o Operador da RNTIAT considera ser seu dever apresentar.

## 1.6. EVOLUÇÃO EM RELAÇÃO A ANTERIORES PROPOSTAS DE PDIRGN

A presente proposta de PDIRGN para o período 2020-2029 (PDIRGN 2020-2029), mantendo as melhorias que têm vindo a ser introduzidas ao longo das mais recentes edições de propostas de Plano, incorpora também outras, num processo de melhoria contínua, que visa, para além de dar corpo à participação da DGEG, ERSE e outros stakeholders no âmbito da consulta pública, também tornar o seu processo de comunicação mais efetivo e perceptível por parte dos seus destinatários, nomeadamente no que respeita à importância da sua realização para a manutenção dos níveis de segurança de equipamentos, pessoas e bens, manutenção da segurança de abastecimento e qualidade de serviço e valor acrescentado para o SNGN.

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

- Efetua uma análise à taxa de utilização das infraestruturas nos dois últimos anos, 2017 e 2018, com resolução diária;
- Toma como referência o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás Natural 2018, período 2019-2040 (RMSA-GN 2018), no qual a perspetiva de evolução da procura no cenário Ambição assume a manutenção do funcionamento das centrais a carvão de Sines e do Pego até ao final do ano de 2025, e da central a gás natural da Tapada do Outeiro até 2029, enquanto o cenário Continuidade assume a manutenção em funcionamento das centrais a carvão de Sines e do Pego até 2029, e da central a gás natural da Tapada do Outeiro até 2040;
- O Plano classifica os projetos em dois grupos distintos: (1) os Projetos Base; e (2) os Projetos Complementares, estes subdivididos em Projetos Complementares Padrão e Projetos Complementares Duplamente Dependentes, seguindo a abordagem referida anteriormente no ponto 1.4 deste relatório. Os Projetos Complementares Padrão incluem a adaptação do atual cais de acostagem ('Jetty') do TGNL de Sines, com o objetivo de permitir o fornecimento de GNL para transporte marítimo. Nos Projetos Complementares Duplamente Dependentes está contido o projeto da estação de compressão do Carregado e o projeto da 3.ª interligação entre Portugal e Espanha, projetos estes condicionados à decisão de realização do projeto STEP<sup>13</sup>, de acordo com as orientações da ERSE e do Estado Concedente;
- São mencionados no Anexo 2 os investimentos aprovados pelo Concedente no âmbito da anterior edição do Plano (PDIRGN 2018-2027), todos eles referentes a Projetos Base, os quais, uma vez que já se encontram aprovados, não são objeto de proposta para aprovação no presente Plano, relativo ao período 2020-2029;

<sup>13</sup> STEP – Projeto de interligação entre a rede de Espanha e a rede de França na região Leste dos Pirenéus, e que corresponde à primeira fase do anteriormente designado projeto MIDCAT.

- A janela temporal abrangida pelo Plano, conforme estabelecido na legislação, é de dez anos. Nos primeiros cinco anos, em particular nos três primeiros, estão contidos projetos cujos trabalhos já se encontram em curso ou que estão prestes a ser iniciados, visando dar resposta a compromissos e necessidades já firmados ou e/ou já apresentados em Planos anteriores. Os últimos dois anos do primeiro quinquénio incluem projetos que na sua maioria não estão ainda iniciados;
- No segundo quinquénio do Plano, face à maior distância temporal em causa e à elevada incerteza associada, não estão listadas necessidades em Projetos Base, as quais não são ainda conhecidas pois a sua melhor identificação resultará do acompanhamento que a REN Gasodutos continuará a realizar sobre o estado futuro dos ativos em exploração, bem como das tecnologias disponíveis. Assim, no segundo quinquénio apenas se incluem os Projetos Complementares Duplamente Dependentes, de carácter indicativo, cuja efetiva concretização, no formato e datas indicados, depende fortemente do acompanhamento da evolução do SNGN e das suas necessidades e interação com outros projectos conexos, com os eventuais ajustes decorrentes a serem traduzidos nas futuras edições do PDIRGN, de acordo com as indicações constantes no Despacho de Aprovação do PDIRGN 2018-2027, de 2018-12-19;
- São apresentados os valores de Investimento e de Transferências para Exploração a Custos Diretos Externos (CDE) e de Transferências para Exploração a Custos Totais, integrando os encargos de estrutura, gestão e financeiros, no sentido de promover uma melhor perceção entre os valores anuais dos projetos apresentados neste Plano e o seu reflexo nas tarifas;
- Efetua-se uma análise do impacto dos investimentos a custos totais (custos diretos externos acrescidos dos encargos de estrutura, gestão e financeiros, no valor de 7% na RNTGN e de 11% no TGNL de Sines e no AS do Carriço,) para derivar o efeito esperado da sua eventual concretização nos proveitos permitidos unitários (proveitos permitidos/procura).

## 1.7. AVALIAÇÃO AMBIENTAL

### 1.7.1. Enquadramento

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

De acordo com a mesma legislação, o responsável pela AA é o proponente do plano a avaliar. Essa responsabilidade estende-se à decisão de elaborar a AA, determinação do seu âmbito e alcance, consulta de entidades com responsabilidades ambientais específicas sobre esse âmbito e alcance, preparação do Relatório Ambiental (RA) e respetivas consultas públicas e institucionais e apresentação da Declaração Ambiental (DA) à Agência Portuguesa do Ambiente (APA).

Dos documentos que constituem a AAE elaborada no ciclo de planeamento 2014-2023, o Relatório Ambiental, o Resumo Não Técnico e a Declaração Ambiental, encontram-se publicados na página da internet<sup>14</sup> da REN, tendo sido disponibilizados às autoridades DGEG e APA.

### 1.7.2. Justificação da não sujeição a AAE da atual proposta do PDIRGN 2020-2029

A proposta do PDIRGN 2020-2029, para além de ter em consideração os pressupostos e contributos para o Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do Sistema Nacional de Gás Natural 2018, período 2019-2040 (RMSA-GN 2018) permitirá que, até 2030, sejam cumpridas as metas de FER anunciadas na proposta de PNEC 2021-2030.

O PDIRGN 2020-2029, por comparação com as suas anteriores edições, continua a pautar-se, essencialmente, por uma contenção nos investimentos propostos. Existe uma redução relativamente às ações e projetos previstos em ciclos anteriores, não se identificando diferenças estratégicas que possam conduzir a um quadro diferente de orientações e diretrizes do plano.

Neste contexto, a REN e a Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP), elaboraram uma "Nota Técnica justificativa de não realização da AAE do PDIRGN 2020 2024 (2029)". Esta NT assenta no pressuposto de que o exercício de avaliação ambiental dos projetos propostos já foi concretizado em momentos anteriores (PDIRGN 2014-2023), nomeadamente para os Projetos Complementares que a seguir se discriminam, cuja decisão de investimento não depende da REN, mas sim da decisão do Estado Concedente, incluindo a condição de realização do projeto STEP (1.ª fase do designado projeto MIDCAT na fronteira Espanha-França):

- Aumento da capacidade de transporte do troço do gasoduto Sines - Leiria, através da instalação de uma estação de compressão no Carregado;

<sup>14</sup> <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/Paginas/AvaliacaoAmbientalEstrategica.aspx>

- Construção da 1.<sup>a</sup> fase da 3.<sup>a</sup> interligação Portugal - Espanha (gasoduto Celorico da Beira – Vale de Frades), com o objetivo de integrar internamente os dois sistemas de GN ibéricos e, simultaneamente, estes com os restantes sistemas europeus.

Este projeto encontra-se aprovado como Projeto de Interesse Comum (PIC) e consta da 3.<sup>a</sup> Lista da CE, tendo sido apresentada a sua candidatura à 4.<sup>a</sup> lista de projetos PIC, prevendo-se o fecho e divulgação desta lista no último trimestre de 2019.

Salienta-se que, na eventualidade de aprovação deste projeto pelo Concedente, em resultado da DIA desfavorável de que foi alvo o traçado inicialmente proposto, terá de ser redesenhada a solução de traçado e realizada a correspondente avaliação ambiental.

Cabe aqui realçar que o primeiro quinquénio da proposta do PDIRGN, de 2020 a 2024, contém apenas projetos a executar no interior de instalações da RNTIAT já existentes e licenciadas, os quais não se encontram sujeitos a processos de Avaliação de Impacte Ambiental (AIA).

No contexto das intervenções apresentadas, tanto as Questões Estratégicas como as Questões Ambientais e de Sustentabilidade enunciadas em anteriores edições e na atual proposta de PDIRGN se mantêm atuais, uma vez que não existem projetos de desenvolvimento distintos dos incluídos no plano inicialmente delineado, nem foram alterados os parâmetros de dimensionamento, tendo apenas ocorrido algum desfaseamento temporal na sua efetiva implementação.

Em relação ao Quadro de Referência Estratégico, 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.

Considera-se que, uma vez eliminada a incerteza em relação aos enquadramentos nacional e internacional para o sector da energia (nomeadamente com a estabilização do quadro legal associado – o Pacote Energia-Clima, RNBC 2050, PNEC 2030 e o PNI 2030) e aos resultados dos projetos entretanto realizados, se deverá então analisar a necessidade da respetiva avaliação numa das próximas edições do PDIRGN.

Em 16 de maio de 2019, a REN Gasodutos promoveu, na sede da Agência Portuguesa do Ambiente, um workshop com o objetivo de auscultar as Entidades com Responsabilidades Ambientais Específicas (ERAE) relativamente à análise diferencial efetuada pela REN/FEUP sobre o enquadramento do PDIRGN 2020-2029 com os exercícios de Avaliação Ambiental já realizados.

De acordo com os procedimentos previstos no quadro legal em vigor, e seguindo orientações da Agência Portuguesa do Ambiente, a “Nota Técnica Justificativa de não realização da AAE do PDIRGN 2020-2024 (2029)” foi submetida à consulta das ERAE, com competências ou interesse nas áreas geográficas onde se enquadram os projetos objeto do presente Plano, cujos resultados relevantes foram analisados e incorporados na referida Nota Técnica.

Face ao exposto na referida Nota Técnica - versão final (Anexo 6), conclui-se que não será necessário sujeitar a AAE a presente edição de Plano.

## 1.8. ARTICULAÇÃO ENTRE O PDIRGN E OS PDIRD

Relativamente à articulação entre o PDIRGN e os PDIRD, que tem por objetivo de base contribuir para um planeamento coerente, adequado e sustentável das infraestruturas nacionais de gás natural que integram o SNGN, designadamente as que compõem a RNTIAT e a RNDGN, as necessidades identificadas de infraestruturas adicionais na interligação entre a rede de transporte de alta pressão e as redes de distribuição serão reduzidas, já que:

- Para os planos das empresas do grupo Galp GN Distribuição, não está previsto nenhum pedido de expansão ou nova ligação ao Operador da Rede de Transporte, considerando que “- A estratégia para o desenvolvimento das redes de distribuição de gás natural basear-se essencialmente na construção de pequenas extensões de rede sobre a infraestrutura existente de forma a permitir a otimização dos ativos através da saturação das áreas geográficas dotadas de infraestruturas de distribuição de GN”, e também “- O conhecimento atual de necessidades futuras de ligação de clientes industriais que resultam de pedidos de acesso à rede”, que, à data de preparação do PDIRD, não identifica necessidades de novas ligações.
- A REN Portugal Distribuição refere que “O plano de investimentos a efetuar pela Portugal elenca um conjunto de potenciais melhorias para o ORT, uma vez que a estrutura atual apresenta, particularmente em GRMS específicas, taxas de utilização elevadas, sendo que alguns casos as GRMS não apresentam backup completo, mesmo quando em anel”, podendo, portanto, conduzir à necessidade de realizar investimentos para aumentar a capacidade nos pontos de entrega (PE) já existentes na RNTGN e/ou construção de novos PE.
- A concessionária Sonorgás prevê uma continuação do aumento da rede secundária de distribuição de gás natural, afirmando que “O investimento realizado no cumprimento das linhas estratégicas de crescimento e densificação da base de pontos de abastecimento permitiu o crescimento da rede de GN da Empresa, dos pontos de abastecimento e dos níveis de gás natural veiculado distribuído.” e que “O total de investimento no período em análise permitiu a expansão da rede de distribuição de gás natural da Sonorgás em cerca de 168 km (...)”. O aumento significativo da rede secundária deve-se essencialmente à aquisição de rede existente e à construção de nova rede de distribuição para alimentação local, que será efetuada a partir das respetivas Unidades Autónomas de Gaseificação (UAG), referentes às 18 licenças atribuídas.
- A concessionária Tagusgás pretende manter a expansão da rede secundária com o objetivo de ligar o maior número de concelhos e consumidores, afirmando que: “O investimento 2019-2023, resumidamente, traduz-se numa evolução constante de indicadores relacionados com a ligação de clientes, nomeadamente construção de redes secundárias e ramais” e que “(...) a expansão da rede de gás natural deve ser contínua sem deixar de obedecer a critérios de sustentabilidade e racionalidade. A ligação progressiva de novos clientes dever ser uma prioridade, não só pela disponibilização de energia à população, como também pelo contributo na diluição dos custos da totalidade de clientes do SNGN.” Sempre que possível, serão utilizados os PE da RNTGN já existentes, a menos que a análise técnico-económica realizada especificamente para cada situação determine que deverão ser desenvolvidos novos PE.

Por último, deve referir-se que a necessária articulação com o TGNL de Sines para o abastecimento de GNL a eventuais UAG, e/ou a ligação a gasodutos de transporte em alta pressão para o abastecimento de GN, está garantida neste PDIRGN, notando-se em particular que a capacidade de enchimento de cisternas de GNL para abastecimento de UAG é adequada para a satisfação dos consumos previstos.



2

**CARACTERIZAÇÃO  
ATUAL DO SISTEMA  
NACIONAL DE GÁS  
NATURAL**

**REN** 

A rede nacional de transporte de GN, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL (RNTIAT) é constituída pelo conjunto das infraestruturas destinadas à receção e ao transporte de gás natural 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 natural (RNTGN);
- O armazenamento subterrâneo do Carricho (AS).
- O terminal de gás natural liquefeito (TGNL);

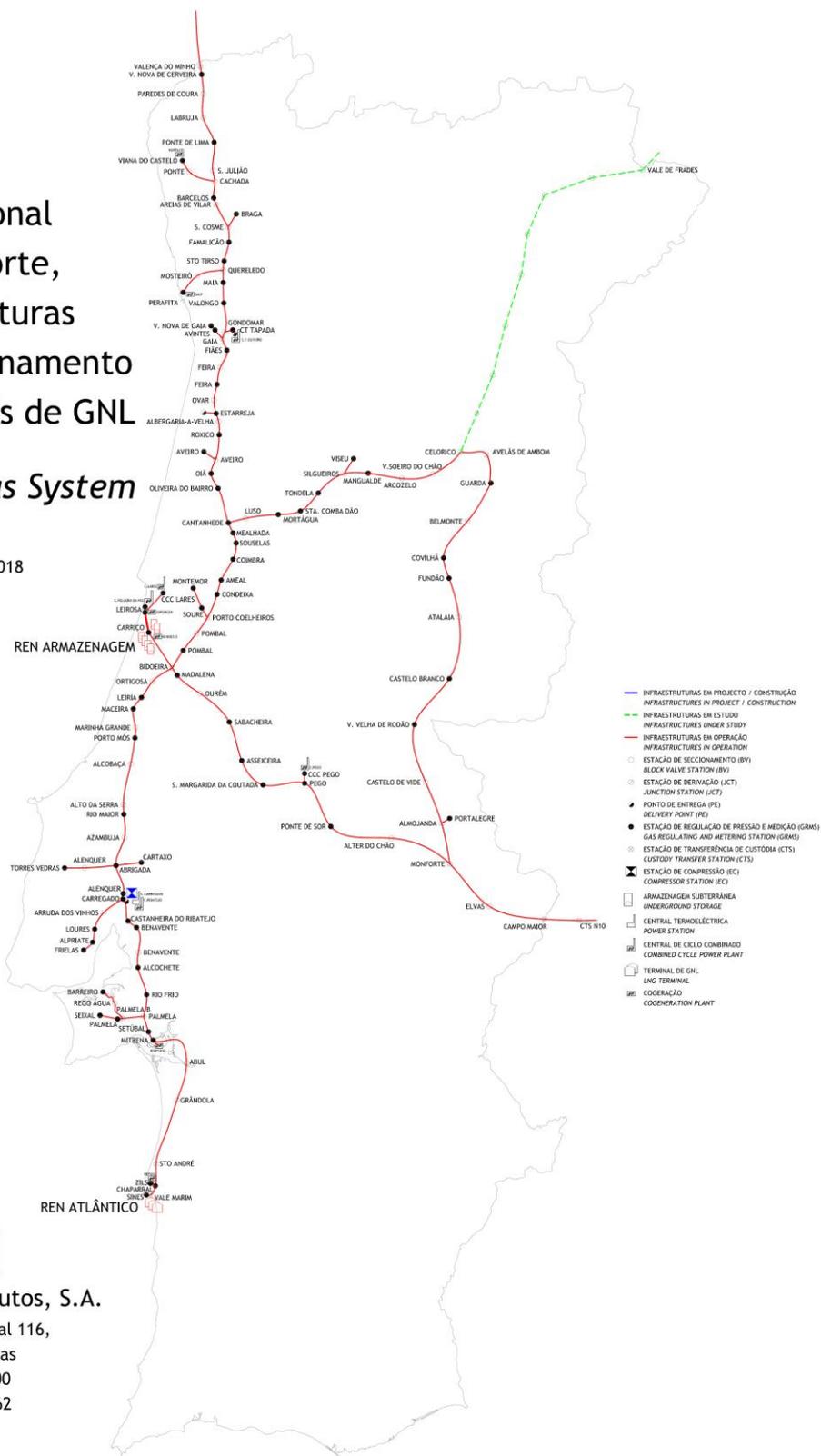
O mapa da figura seguinte mostra a localização física das infraestruturas da RNTIAT (RNTGN, TGNL e AS) em Portugal Continental.

FIGURA 2-1

Mapa da RNTIAT (31 dezembro de 2018)

Rede Nacional  
de Transporte,  
Infra-estruturas  
de Armazenamento  
e Terminais de GNL  
*Natural Gas System*

31 de Dezembro de 2018



REN Gasodutos, S.A.

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

## 2.1. CARACTERÍSTICAS DO SNGN

### 2.1.1. Rede nacional de transporte de gás natural

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

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

No quadro seguinte apresentam-se as principais características da RNTGN, verificadas no final de 2018.

QUADRO 2-1

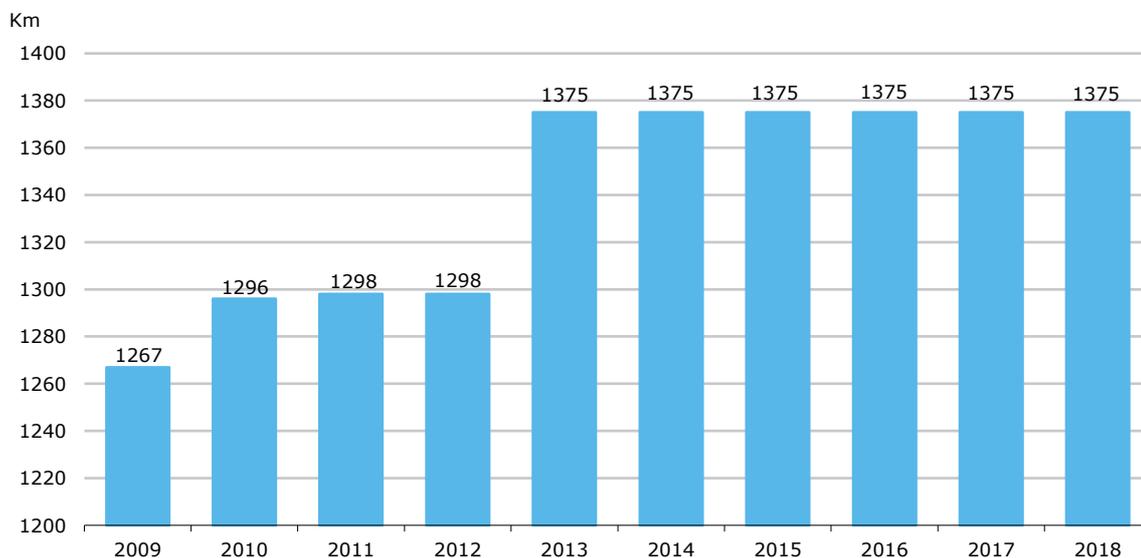
**Características técnicas da RNTGN**

	Localidades	Diâmetro (mm)	Extensão (km)	GRMS	JCT	BV	ICJCT	CTS
<b>RNTGN</b>	-	<b>150 a 800</b>	<b>1375</b>	<b>85</b>	<b>66</b>	<b>45</b>	<b>5</b>	<b>2</b>
Lote 1	Setúbal – Leiria	700	174	24	16	11	3	
	Leiria – Gondomar	700	164					
Lote 2	Gondomar – Braga	500	50	32	27	6	2	
	Bidoeira – Carricho	700	19					
Lote 3	Campo Maior – Leiria	700	220	8	5	7		1
Lote 4	Braga – Valença	500	74	4	4	5		1
Lote 5	Monforte – Guarda	300	184	6	1	8		
Lote 6	Mealhada – Viseu	500	68	5	3	6		
Lote 7	Sines – Setúbal	800	87	6	8			
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 2009 e 2018. Verifica-se a partir de 2013 uma estabilização da extensão do Gasoduto, com 1375 km.

FIGURA 2-2

### Extensão do gasoduto (km)



QUADRO 2-2

### Características técnicas da RNTGN

Pontos relevantes	Capacidade diária
TGNL de Sines	Capacidade de regaseificação: 229 GWh/dia, equivalente a 800 000 m <sup>3</sup> (n)/h
AS do Carriço	Capacidade técnica de saída (injeção no AS): 24 GWh/dia, equivalentes a 83 000 m <sup>3</sup> (n)/h Capacidade técnica de entrada (extração do AS para a RNTGN): 129 GWh/dia, equivalente a 450 000 m <sup>3</sup> (n)/h, com volume operacional de GN nas cavidades superior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carriço Capacidade técnica de entrada (extração do AS para a RNTGN): 71 GWh/dia, equivalente a 250 000 m <sup>3</sup> (n)/h, com volume operacional de GN nas cavidades inferior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carriço
Interligação de Campo Maior*	Capacidade de entrada: 134 GWh/dia, equivalente a 470 000 m <sup>3</sup> (n)/h Capacidade de saída: 55 GWh/d, equivalente a 193000 m <sup>3</sup> (n)/h (encontrando-se este valor dependente das condições de operação da rede de transporte portuguesa); e 35 GWh/d, em situações de procura elevada na rede de transporte.
Interligação de Valença do Minho*	Capacidade de entrada: 10 GWh/dia, equivalente a 35 000 m <sup>3</sup> (n)/h Capacidade de saída: 25 GWh/dia, equivalente a 88 000 m <sup>3</sup> (n)/h
Total dos pontos de entrega (GRMS)	Capacidade de saída: 666 GWh/dia, equivalente a 2 330 000 m <sup>3</sup> (n)/h

\*A capacidade agregada do VIP (Campo Maior + Valença do Minho) apresenta um valor de importação de 144 GWh/dia e de exportação de 80 GWh/dia, anunciado até setembro de 2023.

## 2.1.2. Terminal de gás natural liquefeito de Sines

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

- **Receção e descarga de navios metaneiros**

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

- **Armazenamento de GNL**

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

- **Regaseificação para a RNTGN**

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

- **Baías de enchimento de GNL**

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

- **Carregamento de navios metaneiros**

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

QUADRO 2-3

Capacidades do TGNL de Sines

Atividade	Capacidade
Receção e descarga de navios	Capacidade de descarga: 10 000 m <sup>3</sup> /h de GNL Capacidade de receção anual, 59 navios metaneiros por ano com volumes entre 40 000 e 216 000 m <sup>3</sup> de GNL
Armazenamento de GNL	Capacidade de armazenagem: 2 569 GWh (considerando um PCS médio)  Tanques: 2 x 120 000 m <sup>3</sup> e 1 x 150 000 m <sup>3</sup> , totalizando 390 000 m <sup>3</sup> de GNL
Regaseificação para a RNTGN	Capacidade diária: 321 GWh/dia, equivalente a 1 125 000 m <sup>3</sup> (n)/h (5 x 225 000 m <sup>3</sup> (n)/h por vaporizador)  Capacidade horária: 1 350 000 m <sup>3</sup> (n)/h (6 x 225 000 m <sup>3</sup> (n)/h por vaporizador)
Baías de enchimento de GNL	Capacidade horária: 195 m <sup>3</sup> /h de GNL (3 baías)
Carregamento de navios metaneiros	1 500 m <sup>3</sup> /h de GNL

### 2.1.3. Armazenamento subterrâneo

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

No final de 2018, as instalações do complexo de armazenamento subterrâneo de gás natural do Carricho que integravam as concessões da REN Armazenagem, apresentavam as seguintes características:

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

QUADRO 2-4

Capacidades do AS Carricho

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

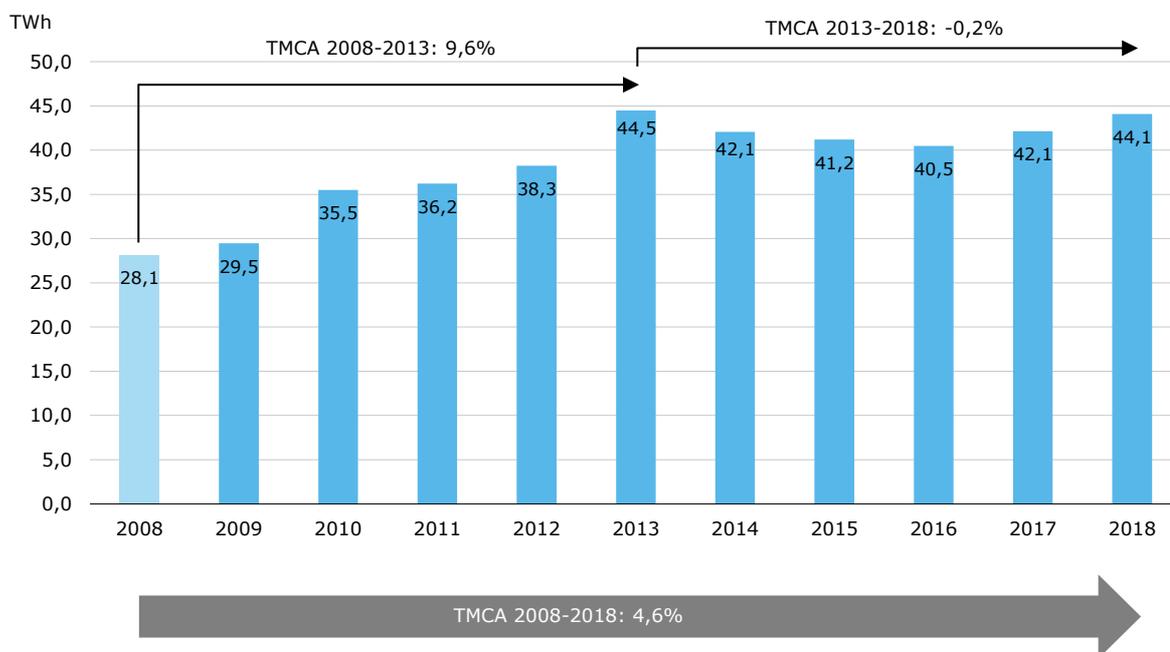
A procura de gás natural encontra-se desagregada pelo Mercado Convencional, que inclui o consumo de gás nos setores da Indústria, Cogeração, Residencial e Terciário, e o Mercado de Eletricidade, que inclui o consumo de gás nas centrais termoelétricas para produção de eletricidade em regime ordinário.

A procura de gás natural do mercado convencional apresentou taxas de crescimento elevadas até ao ano 2013, seguindo-se um período com uma tendência ligeiramente decrescente até ao ano 2016, e um novo aumento até 2018. O aumento significativo das taxas de crescimento verificadas entre os anos de 2010 e 2013 encontra-se justificado pela entrada de grandes clientes industriais e cogeradores no mercado convencional. Verifica-se uma taxa média de crescimento anual (TMCA) de 9,6% entre os anos de 2008 e 2013, sendo que no período de 2013 a 2018 observa-se uma TMCA negativa de -0,2%. Nos anos de 2014, 2015 e 2016 o mercado convencional registou reduções de consumo de -5,4%, -2,1% e -1,8%, justificadas com a saída do mercado de alguns clientes de cogeração. Já nos anos de 2017 e 2018 o mercado convencional registou aumentos de consumo de 4,1% e 4,6%, respetivamente.

A figura seguinte mostra a evolução de consumo do mercado convencional no período compreendido entre os anos de 2008 e 2018, onde são indicadas as taxas de crescimento média anual para os períodos de 2008 a 2013, de 2013 a 2018 e para a totalidade do período compreendido entre os anos de 2008 a 2018.

FIGURA 2-3

### Procura Histórica do Mercado Convencional



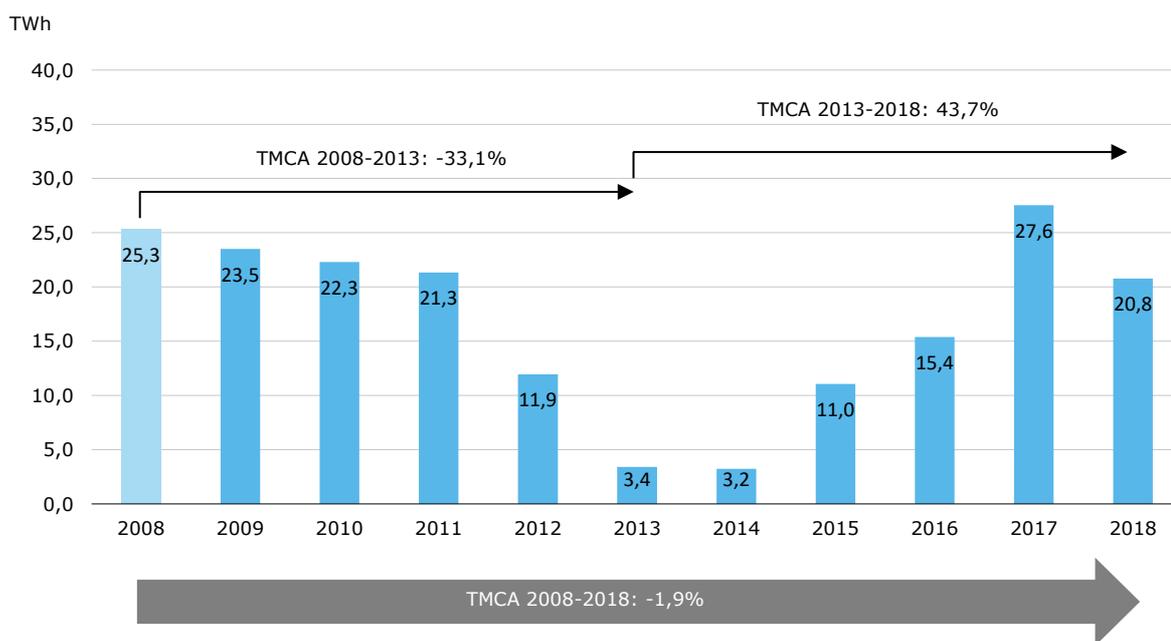
### Mercado Elétrico

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

No período compreendido entre os anos 2008 e 2009, os consumos do mercado elétrico foram garantidos pelas C.T. da Tapada do Outeiro e da TER no Ribatejo. As centrais térmicas de Lares e do Pego entraram em exploração em 2010 e no início de 2011, respetivamente. O regime hidrológico observado em cada ano foi o principal responsável pelas variações de consumos verificadas neste mercado até ao ano 2010, registando-se consumos mais elevados nos anos mais secos e consumos reduzidos nos anos de hidraulicidade elevada. A redução significativa de procura de gás natural para produção elétrica verificada nos anos 2012, 2013 e 2014 justificou-se com o aumento da potência instalada em parques eólicos, o preço reduzido das licenças de emissão de dióxido de carbono, e o preço reduzido do carvão para produção elétrica quando comparada com a produção a partir de gás natural. A recuperação da procura de gás natural para produção elétrica ocorrida nos últimos quatro anos, deveu-se essencialmente ao regime hidrológico verificado em 2015 e 2017 (hidraulicidade reduzida), a um aumento das necessidades de produção térmica na Península Ibérica devido à menor produção nuclear em França, no ano de 2016, e a uma maior competitividade do setor térmico português por comparação com o setor térmico espanhol nos anos de 2017 e 2018.

O gráfico da figura seguinte mostra a evolução do mercado elétrico de 2008 a 2018, onde são indicadas as taxas de crescimento média anual para os períodos de 2008 a 2013, de 2013 a 2018 e para a totalidade do período compreendido entre os anos de 2008 a 2018.

FIGURA 2-4  
Procura Histórica do Mercado Elétrico

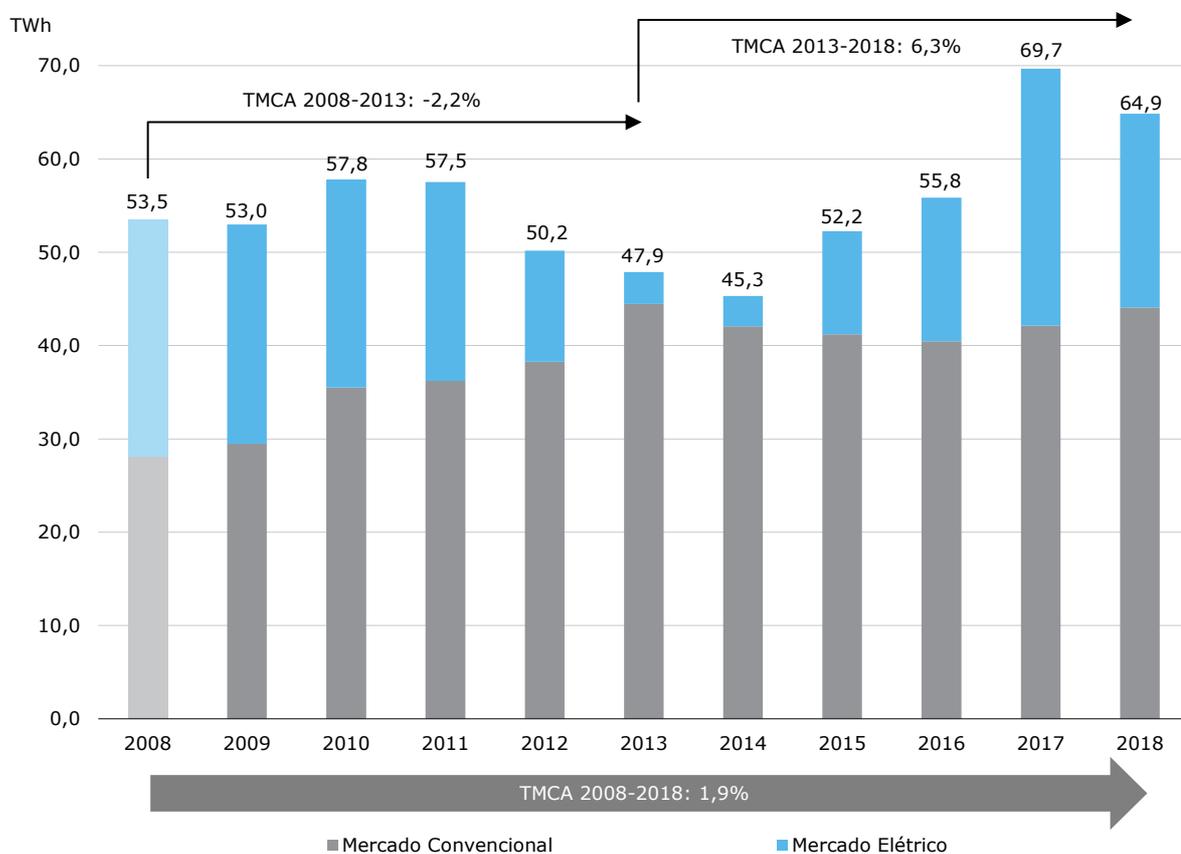


### Procura total de Gás Natural (Mercado Convencional e Mercado Elétrico)

Para o período em análise, de 2008 a 2018, verificou-se uma taxa de crescimento média anual de 1,9%, registando-se, no entanto, uma grande diferença entre o período 2008-2013, que apresentou uma TMCA negativa de -2,2% e o período mais recente, de 2013 a 2018, com uma TMCA positiva de 6,3%.

FIGURA 2-5

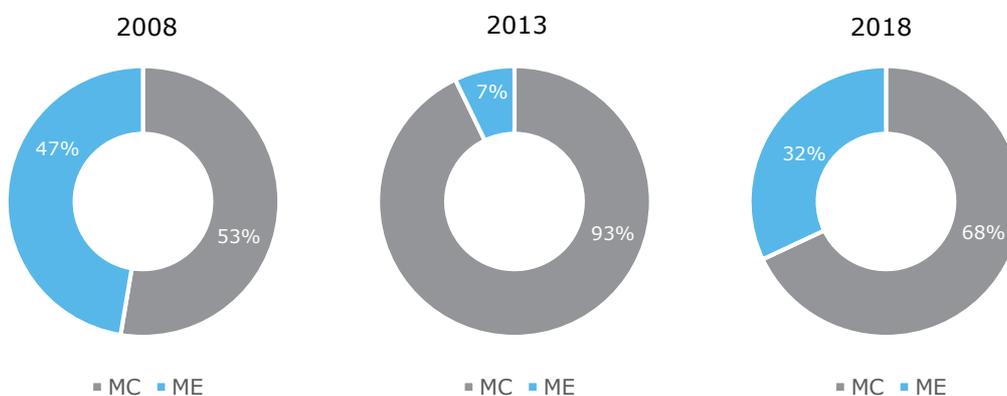
Procura Histórica do Mercado Total (convencional e elétrico)



Na figura seguinte apresenta-se a repartição da procura de gás natural entre mercado convencional e mercado elétrico em 2008, 2013 e 2018.

FIGURA 2-6

Repartição da procura de gás natural



Entre 2008 e 2013 verificou-se uma alteração no padrão de repartição da procura de gás natural, devido, essencialmente, à redução da procura verificada no mercado elétrico. No período entre 2013 e 2018 houve uma inversão deste comportamento, com o mercado elétrico a representar novamente uma parte importante da procura total de gás natural em Portugal. O aumento da procura do mercado elétrico verificado nos últimos anos justifica-se com fatores distintos e independentes, tais como: o efeito da política fiscal em Espanha destinada a acelerar a eliminação do défice tarifário do setor elétrico, a reduzida hidraulicidade com impacto em Portugal e em Espanha, ou 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.

## 2.2.2. Pontas de consumo diário

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

Identificam-se as pontas de procura verificadas nos mercados convencional, elétrico e total, no período compreendido entre 2009 e 2018.

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

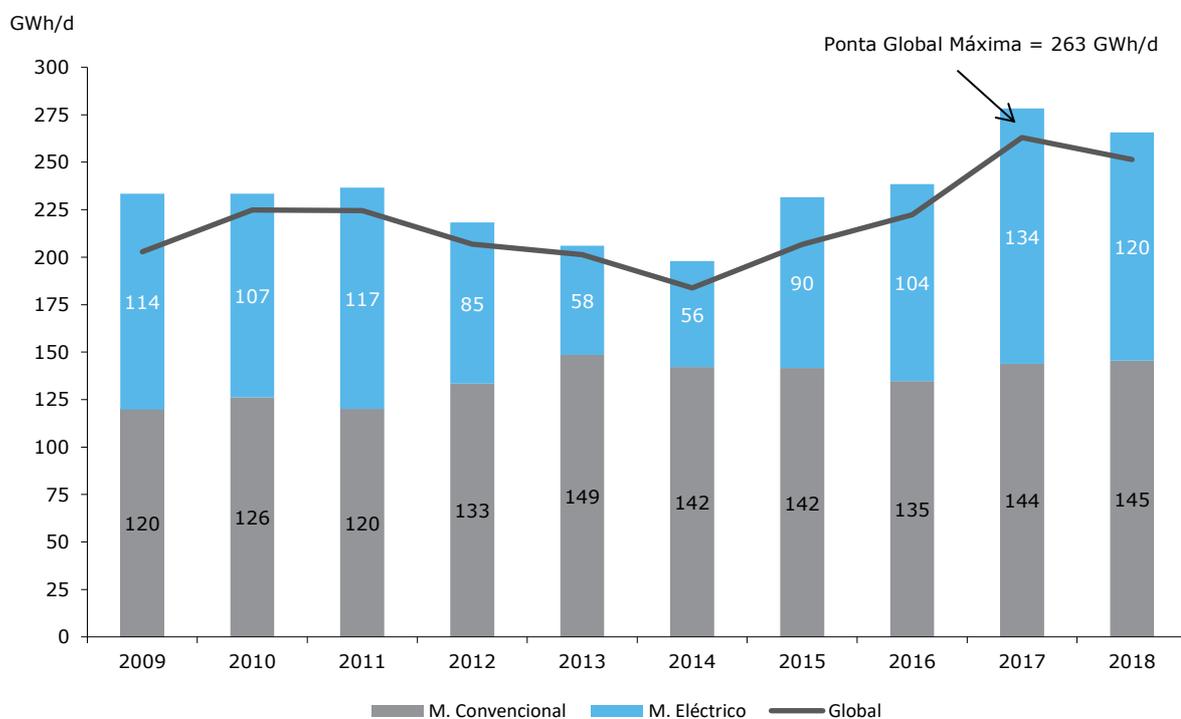
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Mercado Convencional	120	126	120	133	149	142	142	135	144	145
Mercado Elétrico	114	107	117	85	58	56	90	104	134	120
Global	203	225	224	207	201	184	207	222	263	251
Variação (%)	6%	11%	0%	-8%	-3%	-9%	12%	8%	18%	-4%
Factor de simultaneidade	0,87	0,96	0,95	0,95	0,98	0,93	0,89	0,93	0,94	0,95

GWh/d

Da análise do quadro anterior e da figura seguinte constata-se que entre 2009 e 2011 ocorreu um crescimento da ponta diária de consumo global. A partir do ano 2011 verifica-se uma redução da ponta global, em consequência da redução da ponta do mercado elétrico, apesar do registo positivo da ponta do mercado convencional. No entanto, a partir de 2015 verifica-se um novo aumento da ponta diária de consumo global, em consequência do aumento da ponta do mercado elétrico no mesmo período e do aumento da ponta do mercado convencional a partir de 2017. Deve referir-se ainda que nos dez anos apresentados, o fator de simultaneidade foi superior ou igual a 0,95 em cinco anos.

FIGURA 2-7

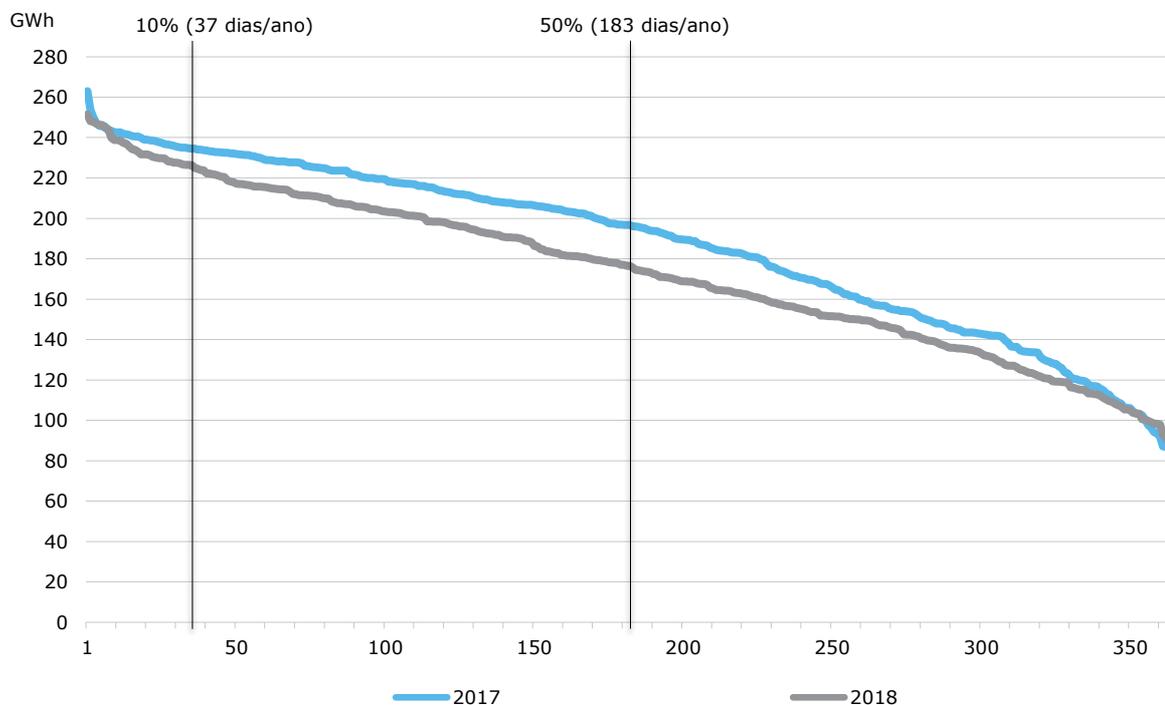
### Pontas de consumo diário



A figura seguinte apresenta as curvas de distribuição de procura diária na RNTGN nos anos de 2017 e 2018.

FIGURA 2-8

### Curva de distribuição de procura diária nos anos de 2017 e 2018



Da análise da figura anterior verifica-se que as linhas de distribuição da procura diária da RNTGN apresentam um padrão semelhante, nos anos de 2017 e 2018, embora a procura diária apresente valores superiores em 2017. Com efeito, no ano de 2017 a procura diária na RNTGN foi superior a 234 GWh/dia em 10% dos dias, e no ano 2018 a procura diária na RNTGN foi superior a 225 GWh/dia em 10% dos dias. Os valores mais elevados em 2017 devem-se a um incremento muito significativo da procura diária no mercado elétrico nesse ano, pelos motivos já referidos no capítulo de análise histórica da procura anual, que assentam sobretudo na baixa produção hidroelétrica verificada nesse ano. No ano de 2018, as condições verificadas na produção do SEN não foram tão “gravosas” para o SNGN, algo que se refletiu na ligeira redução registada na procura.

No ano de 2017, a procura diária na RNTGN foi superior a 197 GWh/dia em 50% dos dias, e no ano 2018, a procura diária na RNTGN foi superior a 177 GWh/dia em 50% dos dias. É importante notar que uma curva deste tipo pode dar uma ideia errónea da “carga” a que está sujeita a rede, já que inclui na sua metade direita os dias de fim-de-semana, feriados e pontes, que apresentam tipicamente consumos mais baixos, e que não devem ser utilizados para dimensionamento e para o apuramento da eventual necessidade de aumento de capacidade das infraestruturas já existentes ou no desenvolvimento de novas. Considerando como mais relevante os 250 dias de maior consumo, a mediana desta série de valores (dia 125) apresentaria valores de 212 GWh/dia em 2017 e de 196 GWh/dia em 2018, significando que a procura diária na RNTGN foi superior aos valores referidos, em 50% dos dias úteis dos anos apresentados.

## 2.2.3. Taxas de utilização

A RNTGN dispõe de pontos de entrega, designados por GRMS - Estações de Regulação e de Medida, nas quais é efetuada a entrega de gás aos operadores das redes de distribuição (ORD) ou aos consumidores de gás em alta pressão (AP). Anualmente monitoriza-se, em cada uma das estações de entrega (GRMS), se a capacidade disponível está ajustada à procura registada no dia de maior consumo.

No quadro seguinte apresenta-se a taxa de utilização (TU) da totalidade das estações de entrega (GRMS) verificada nos anos de 2015, 2016, 2017 e 2018, 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

	2015	2016	2017	2018
TU do mercado AP <sup>15</sup>	49%	56%	62%	60%
TU do mercado ORD	32%	32%	34%	33%
TU Global	41%	44%	48%	47%

Verifica-se que a taxa de utilização do mercado AP tem incrementado nos últimos anos, apresentando um valor de 49% em 2015, 56% em 2016, 62% em 2017 e um valor de 60% em 2018. A taxa de utilização do mercado ORD apresenta poucas variações, verificando-se valores de 32% em 2015 e 2016, 34% em 2017 e 33% em 2018. A TU Global cifrou-se em 41% em 2015, 44% em 2016, 48% em 2017 e 47% em 2018.

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

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

<sup>15</sup> Para a determinação das taxas de utilização não são consideradas as capacidades das estações de entrega (GRMS) sem consumos registados no ano, situação que pode ocorrer no caso de estações dedicadas a clientes em AP que deixem de consumir gás natural definitivamente.

## 2.3. ANÁLISE HISTÓRICA DA OFERTA

A RNTIAT deve oferecer níveis adequados de abastecimento de GN 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 RNTGN, de forma a garantir o abastecimento de GN nos dias de maior procura, tipicamente ocorridos no Inverno;
- **Capacidade de armazenamento**, para assegurar a constituição de reservas de gás natural 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 natural:

- **Pontos de interligação da RNTGN**
  - Interligação de Campo Maior/Badajoz;
  - Interligação de Valença do Minho/Tuy;
  - Regaseificação no TGNL de Sines<sup>16</sup>;
  - Extração do AS do Carricho<sup>17</sup>.
- **Infraestruturas de armazenamento de gás natural**
  - Cavidades do AS do Carricho;
  - Tanques de GNL do Terminal de Sines;
  - Existências (linepack) da RNTGN<sup>18</sup>.

<sup>16</sup> A capacidade diária de regaseificação do TGNL encontra-se limitada à capacidade de transporte do Lote 7 da RNTGN.

<sup>17</sup> A extração do AS do Carricho deve ser considerada como um ponto de oferta com características próprias, na medida em que o gás extraído das cavidades do Carricho já foi previamente introduzido na RNTGN, através das interligações com Espanha ou do TGNL de Sines, e é uma quantidade finita que poderá inclusivamente não estar disponível (excetuam-se as quantidades relativas a Reservas de Segurança).

<sup>18</sup> As existências na RNTGN consistem no gás natural necessário à operação da infraestrutura e à folga proporcionada pelo diferencial de existências máxima e mínima da RNTGN. 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 RNTGN não deve ser considerada para efeitos de armazenamento de gás natural.

### 2.3.1. Evolução do abastecimento

Neste subcapítulo efetua-se uma análise histórica da distribuição de entradas de gás natural por ponto de oferta da RNTGN ocorrida nos últimos 10 anos e apresentam-se os valores de energia aprovionados para abastecimento do SNGN nos anos de 2017 e 2018, desagregados por GN e GNL, e por origem de aprovisionamento.

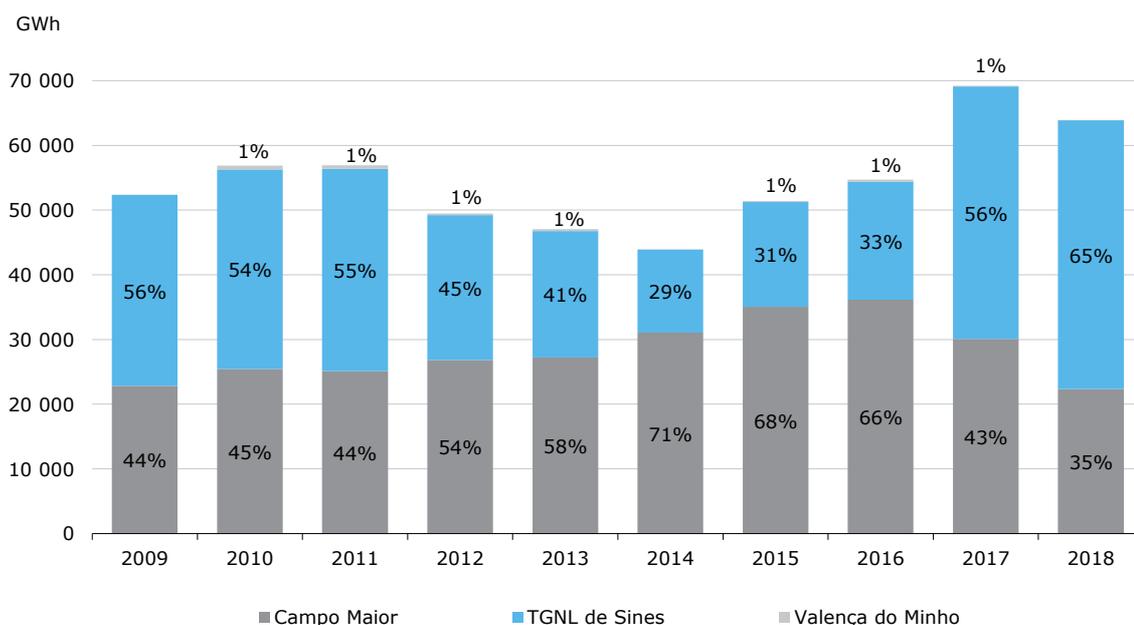
Como se pode verificar na figura seguinte, em 2018 o Terminal de Sines apresentou um máximo relativo de 65% do total de entradas da RNTIAT. De 2009 a 2011 verificou-se uma estabilização da repartição de entradas por Sines e por Campo Maior, com valores de aproximadamente 55% por Sines e 45% por Campo Maior. A partir de 2012, a interligação de Campo Maior aumentou progressivamente o abastecimento ao SNGN, registando um máximo relativo de 71% em 2014. Nos anos de 2015 e 2016 verificou-se uma nova estabilização da repartição de entradas por Sines e Campo Maior, com valores de 31% e 33% por Sines e de 68% e 66% por Campo Maior. Em 2017 e 2018 verificou-se novamente um aumento das entradas por Sines, registando-se valores de 56% e 65% pelo ponto de regaseificação do Terminal e de 43% e 35% por Campo Maior.

O ponto de entrada de Valença do Minho registou apenas 1% do total de oferta no período compreendido entre os anos 2010 e 2013, e nos anos de 2015, 2016 e 2017.

Em termos absolutos, o valor mais elevado de entradas na RNTGN por Campo Maior foi de 36,2 TWh em 2016, por Sines de 41,5 TWh em 2018, e por Valença do Minho de 0,6 TWh em 2010.

FIGURA 2-9

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



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

Segundo dados de 2017, o maior importador de gás natural a atuar em Portugal detém cerca de 65% da quantidade de entrada no SNGN.

No quadro seguinte são apresentados os valores de energia aprovionados, nos anos de 2017 e 2018, desagregados por GN e GNL, e por origem de aprovisionamento. A análise desta tabela permite concluir que, apesar da diversificação das origens de aprovisionamento potenciada pelo terminal de GNL de Sines, existem dois grandes países fornecedores de gás natural a Portugal, a Argélia (GN e GNL) e a Nigéria (GNL), que totalizaram, em conjunto, 47,9 TWh em 2017 e 44,6 TWh em 2018, de gás aprovionado.

Quadro 2-7

**Aprovisionamento - Importação de GN e GNL em 2017 e 2018 (\*)**

	País de Origem	2017	2018
		GWh	GWh
GN - Gasoduto	Argélia	21 046	16 194
	Espanha	9 123	11 221
	País não especificado	0	0
	<b>Total</b>	<b>30 169</b>	<b>27 416</b>
GNL - Camião Cisterna	Espanha	100	9
	<b>Total</b>	<b>100</b>	<b>9</b>
GNL - Navio	Angola	1 051	0
	Argélia	2 856	1 497
	Catar	6 617	4 032
	EUA	6 007	5 591
	Nigéria	24 021	26 953
	Noruega	0	941
	Espanha	0	129
<b>Total</b>	<b>40 552</b>	<b>39 145</b>	
<b>Total Global</b>		<b>70 821</b>	<b>66 569</b>

\*Fonte: Direção-Geral de Energia e Geologia (os dados de 2018 são provisórios, segundo a informação disponível em <http://www.dgeg.gov.pt/>)

Os valores de reexportação de GN e GNL são muito reduzidos, representando 32 GWh em 2017 e 70 GWh em 2018. Na tabela seguinte são apresentados os valores de energia reexportada por gasoduto e por navio.

QUADRO 2-8

Reexportação de GN e GNL em 2017 e 2018 (\*)

	País de Destino	2017	2018
		GWh	GWh
GN - Gasoduto	Espanha	15	69
	<b>Total</b>	<b>15</b>	<b>69</b>
	<hr/>		
GNL - Camião Cisterna	Espanha	0	1
	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>1</b>
	<hr/>		
GNL - Navio	Argentina	0	0
	Brasil	0	0
	Itália	0	0
	Nigéria	0	0
	País não especificado	17	0
	<b>Total</b>	<b>17</b>	<b>0</b>
<hr/>			
<b>Total Global</b>		<b>32</b>	<b>70</b>

\*Fonte: Direção-Geral de Energia e Geologia (os dados de 2018 são provisórios, segundo a informação disponível em <http://www.dgeg.gov.pt/>)

### 2.3.2. Capacidade de oferta da RNTGN

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

O histórico de capacidade de oferta nos pontos de interligação da RNTGN no período compreendido entre os anos 2009 e 2018 apresenta a seguinte cronologia:

## Em 2011

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

A conclusão do upgrade ao sistema de regaseificação, permitiu ao Terminal de GNL de Sines um aumento da capacidade de regaseificação para a rede de 192,8 GWh/d para 321,3 GWh/d. No entanto, sem a estação de compressão do Carregado, a capacidade diária de regaseificação do TGNL fica limitada à capacidade de transporte do Lote 7 (RNTGN), devendo ser considerada a capacidade de 228,5 GWh/d.

## Ano 2013

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

## Ano 2014

Apesar da capacidade técnica de importação entre Portugal e Espanha ser de 164,2 GWh/d (134,2 GWh/d + 30,0 GWh/d), a capacidade anunciada no Virtual Interconnection Point (VIP) entre os dois sistemas passou a apresentar um valor de 144,0 GWh/d até setembro de 2023, correspondente a 134,2 GWh/d em Campo Maior e 10,0 GWh/d em Valença do Minho. Para efeitos de cálculo neste PDIRGN, optou-se por manter o atual valor acordado até ao final do horizonte do plano.

No quadro e na figura seguintes mostra-se a evolução histórica da capacidade diária de oferta para fazer face à procura de gás natural no SNGN, de 2009 a 2018. Para efeitos de determinação da capacidade das infraestruturas é considerado o ano seguinte à sua colocação em serviço.

### QUADRO 2-9

#### Evolução histórica da capacidade de oferta da RNTIAT

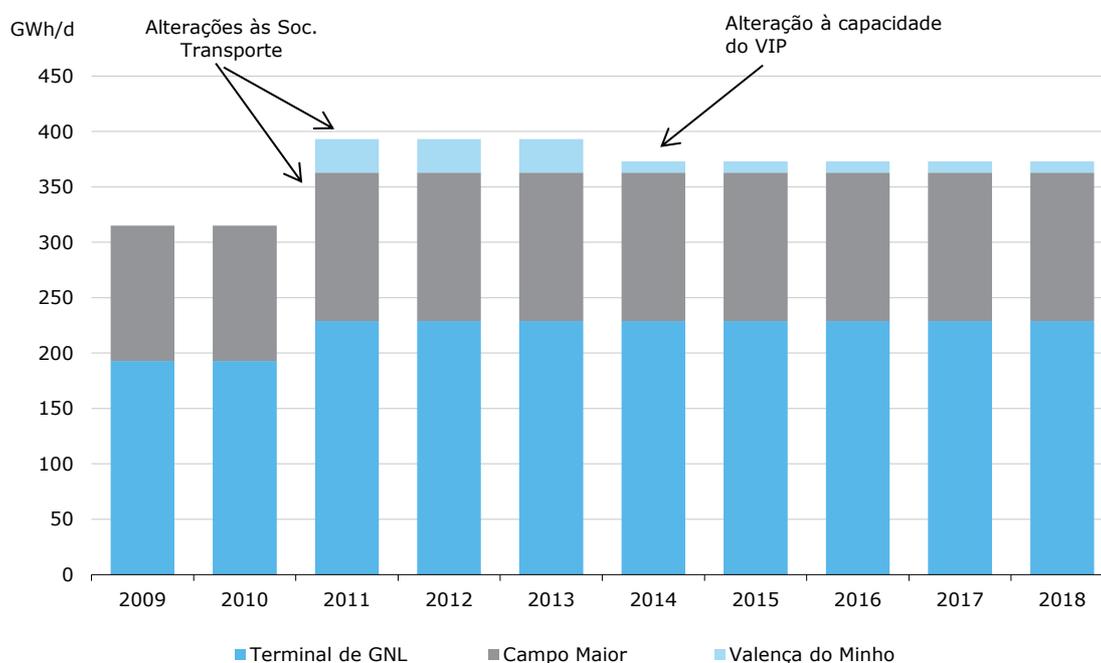
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Campo Maior	122	122	134	134	134	134	134	134	134	134
TGNL Sines	193	193	229	229	229	229	229	229	229	229
Valença do Minho*	0	0	30	30	30	10	10	10	10	10
Total	315	315	393	393	393	373	373	373	373	373

GWh/dia

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

FIGURA 2-10

### Evolução histórica da capacidade de oferta da RNTIAT



### 2.3.3. Capacidade de armazenamento na RNTIAT

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

O histórico de capacidade de armazenamento no SNGN no período compreendido entre os anos 2009 e 2018 apresenta a seguinte cronologia:

#### Ano 2009

Entrada em operação da quarta cavidade do Carriço (RENC-4), com uma capacidade de 723 GWh. No final do ano a capacidade de armazenamento subterrâneo totalizava 2 182 GWh.

#### Em 2012

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

### Em 2013

Entrada em operação da quinta cavidade do Carriço (TGC-2<sup>19</sup>), com uma capacidade de 992 GWh. No final do ano a capacidade de armazenamento subterrâneo totalizava 3 174 GWh.

### Em 2014

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

O quadro e a figura seguintes apresentam a evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT no período compreendido entre os anos 2009 a 2018. Para efeitos de determinação da disponibilidade das infraestruturas é considerado o ano seguinte à sua colocação em serviço.

#### QUADRO 2-10

#### **Evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT**

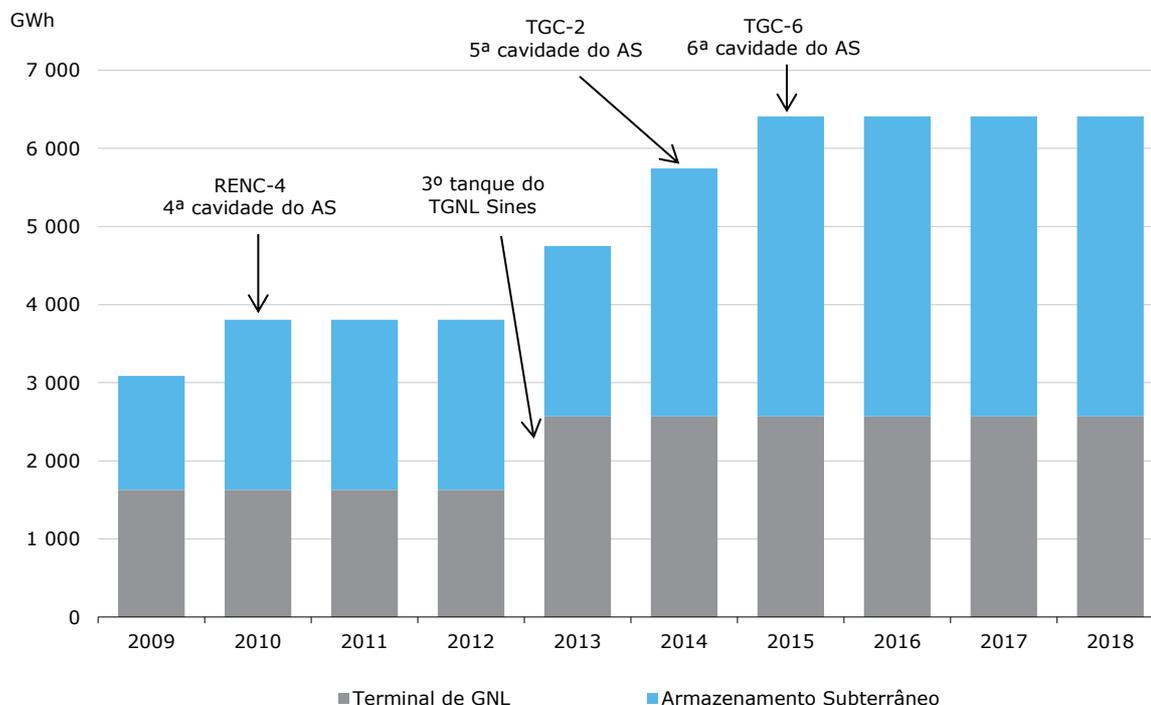
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
RNTIAT	3 085	3 808	3 808	3 808	4 751	5 743	6 408	6 408	6 408	6 408
TGNL Sines	1 626	1 626	1 626	1 626	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569
AS Carriço	1 459	2 182	2 182	2 182	2 182	3 174	3 839	3 839	3 839	3 839

GWh

<sup>19</sup> A transferência de propriedade da TGC-2 da Transgás Armazenagem para a REN Armazenagem efetivou-se no dia 17/04/2015.

FIGURA 2-11

## Evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT



## 2.3.4. Taxas de utilização

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

No quadro seguinte apresentam-se as capacidades e as taxas de utilização dos pontos de oferta da RNTGN, 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 RNTGN

		Capacidade máxima (GWh/d)	TU Média				TU Máxima			
			2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018
Campo Maior*	Importação	134	66%	74%	61%	46%	100%	100%	100%	98%
	Exportação	55	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	16%
Valença do Minho*	Importação	10	4%	8%	3%	0%	100%	100%	100%	70%
	Exportação	25	0%	3%	5%	2%	0%	64%	65%	53%
TGNL Sines Regaseificação	Técnica	229	18%	22%	47%	50%	61%	81%	87%	92%
	Anunciada**	193	21%	26%	55%	57%	72%	96%	100%	100%
AS Carriço	Extração***	71	6%	8%	7%	11%	79%	99%	100%	100%
	Injeção	24	25%	21%	13%	18%	100%	100%	57%	100%

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

\*\* A capacidade de regaseificação anunciada no Terminal GNL de Sines foi de 193 GWh/dia até setembro de 2018. A partir de outubro de 2018, a capacidade anunciada foi de 200 GWh/dia.

\*\*\* Atendendo a que a taxa de armazenamento médio do AS do Carriço apresentou valores inferiores a 60% nos anos de 2015, 2016, 2017 e 2018, utilizou-se o valor de 71 GWh/d para a capacidade máxima de extração.

Para os anos apresentados, verifica-se que as taxas de utilização média dos dois principais pontos de entrada do SNGN cifram-se entre 18% e 50% para a capacidade técnica do TGNL de Sines, entre 21% e 57% para a capacidade anunciada do TGNL de Sines, e 46% a 74% em Campo Maior. As taxas de utilização máxima verificadas apresentam valores entre 61% e 92% da capacidade técnica do TGNL de Sines, entre 72% e 100% da capacidade anunciada do TGNL de Sines, e entre 98% e 100% na interligação de Campo Maior.

O ponto de oferta de Valença do Minho teve uma utilização média de importação de 4% em 2015, 8% em 2016, 3% em 2017 e 0% em 2018, verificando-se uma utilização máxima diária de 100% em 2015, 2016 e 2017 e de 70% em 2018. A diferença entre a taxa de utilização média e máxima é justificada pelo facto da interligação de Valença do Minho ter uma solicitação comercial reduzida, optando o gestor do sistema por efetuar uma utilização física pontual da interligação.

A interligação de Campo Maior não foi utilizada para exportação de gás natural (no sentido Portugal - Espanha) nos anos de 2015, 2016 e 2017, verificando-se assim taxas de utilização média e máxima de 0%, mas foi utilizada a uma taxa máxima de 16% em 2018, ainda que a taxa de utilização média se mantenha nos 0%. Por outro lado, a interligação de Valença do Minho foi utilizada para exportar gás em 2016, 2017 e 2018, apresentando uma taxa média de utilização de 3%, 5% e 2%, respetivamente, e uma taxa máxima de 64%, 65% e 53%, respetivamente.

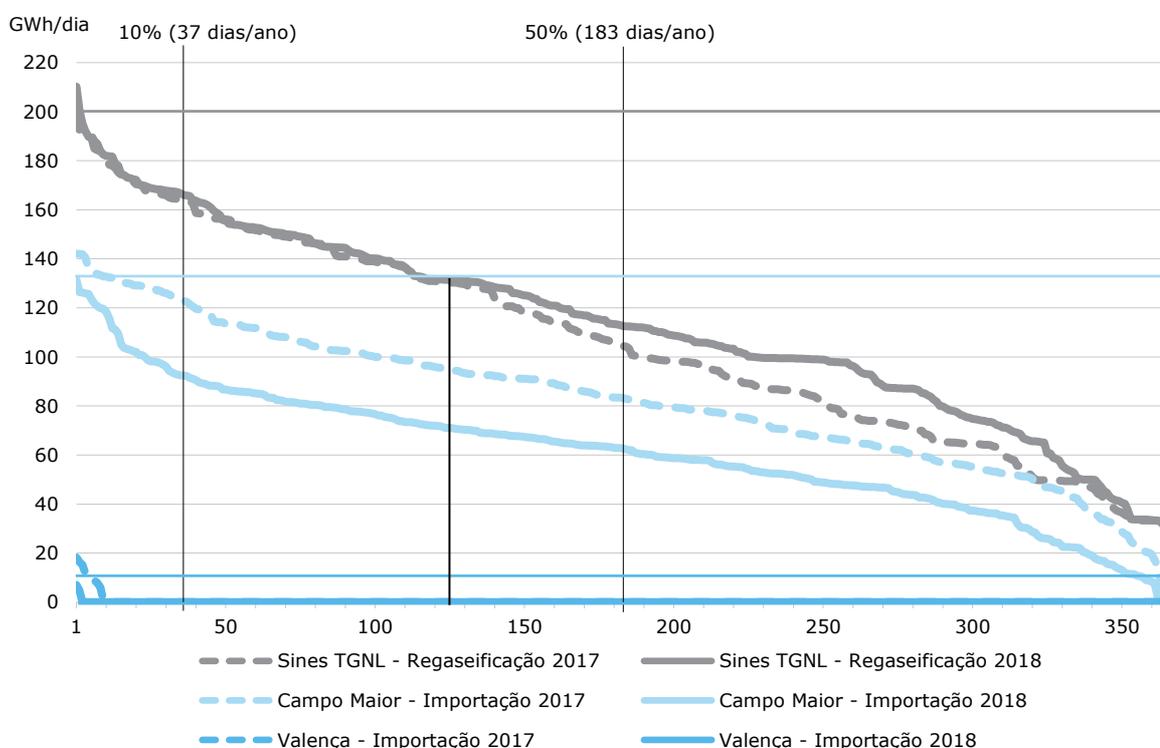
O AS do Carriço apresentou na capacidade de extração, uma utilização média de 6% em 2015, 8% em 2016, 7% em 2017 e 11% em 2018, e uma utilização máxima de 79% em 2015, 99% em 2016 e 100% em 2017 e 2018. A capacidade de injeção apresentou uma utilização média de 25%

em 2015, 21% em 2016, 13% em 2017 e 18% em 2018, e uma utilização máxima de 57% em 2017, e de 100% em 2015, 2016 e 2018.

As figuras seguintes apresentam a distribuição diária de utilização da regaseificação do TGNL de Sines, das interligações de Campo Maior e Valença do Minho, e da extração do AS Carriço, nos anos de 2017 e 2018. De modo a tornar a respetiva leitura mais fácil, estas figuras não apresentam a distribuição diária verificada nos anos de 2015 e 2016.

FIGURA 2-12

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



Da análise da figura anterior verifica-se que as linhas de distribuição diária da capacidade de regaseificação do TGNL de Sines e da importação nas interligações de Campo Maior e Valença do Minho apresentam um padrão semelhante nos anos de 2017 e 2018. Ainda assim, enquanto que a capacidade utilizada na importação por Campo Maior tenha sido superior em 2017 por comparação com 2018, a capacidade utilizada na regaseificação do TGNL de Sines apresenta valores inferiores no ano 2017 por comparação com o ano 2018, essencialmente nos dias de menor procura, identificados na metade direita do gráfico supra.

No ano de 2017, a capacidade utilizada na regaseificação do TGNL de Sines foi superior a 163 GWh/dia em 10% dos dias, e superior a 105 GWh/dia em 50% dos dias. No ano 2018, a capacidade utilizada na regaseificação do TGNL de Sines foi superior a 166 GWh/dia em 10% dos dias, e superior a 113 GWh/dia em 50% dos dias.

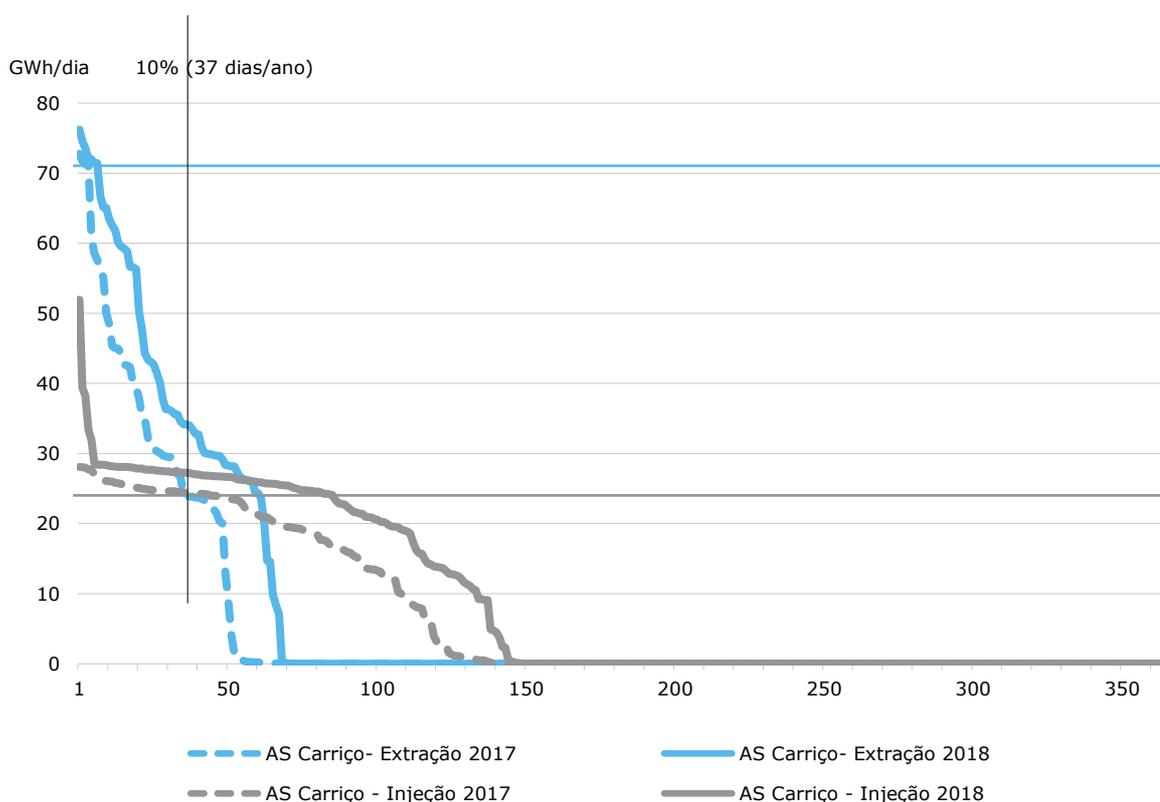
No ano de 2017, a capacidade utilizada na importação de Campo Maior foi superior a 123 GWh/dia em 10% dos dias, e superior a 83 GWh/dia em 50% dos dias. No ano 2018, a capacidade utilizada na importação de Campo Maior foi superior a 92 GWh/dia em 10% dos dias, e superior a 63 GWh/dia em 50% dos dias.

É importante notar que uma curva deste tipo pode dar uma ideia errónea da oferta a que está sujeita a rede, já que inclui na sua metade direita os dias de fim-de-semana, feriados e pontes, que apresentam tipicamente consumos mais baixos, e que não devem ser utilizados para dimensionamento e para o apuramento da eventual necessidade de infraestruturas. Considerando como mais relevante os 250 dias de maior oferta, a mediana desta série de valores (dia 125) apresenta valores de 130 GWh/dia em 2017 e de 131 GWh/dia em 2018 na regaseificação do TGNL de Sines, e de 95 GWh/dia em 2017 e de 71 GWh/dia em 2018 na importação de Campo Maior.

A capacidade de importação da interligação de Valença do Minho foi utilizada em 10 dias do ano de 2017, e em 2 dias no ano de 2018.

FIGURA 2-13

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



Da análise da figura anterior verifica-se que as linhas de distribuição diária da capacidade de extração e de injeção do AS do Carrigo apresentam um padrão semelhante nos anos de 2017 e 2018, embora as capacidades de injeção e extração apresentem valores superiores no ano 2018. No ano de 2017, a capacidade de extração utilizada no AS do Carrigo foi superior a 24 GWh/dia em

10% dos dias, e no ano 2018, a capacidade utilizada na extração do AS do Carrigo foi superior a 34 GWh/dia em 10% dos dias.

No ano de 2017, a capacidade de injeção utilizada no AS do Carrigo foi superior a 24 GWh/dia em 10% dos dias, e no ano 2018, a capacidade utilizada na injeção do AS do Carrigo foi superior a 27 GWh/dia em 10% dos dias.

A capacidade de extração do AS do Carrigo foi utilizada em 54 dias do ano de 2017, e em 68 dias no ano de 2018. A capacidade de injeção do AS do Carrigo foi utilizada em 134 dias do ano de 2017, e em 144 dias no ano de 2018.

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

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

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

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

#### QUADRO 2-12

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

	Capacidade Máxima (GWh)	TU Média				TU Máxima			
		2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018
TGNL de Sines	2 569	52%	54%	56%	59%	100%	100%	100%	100%
AS Carrigo	3 839	48%	35%	41%	50%	61%	47%	58%	64%

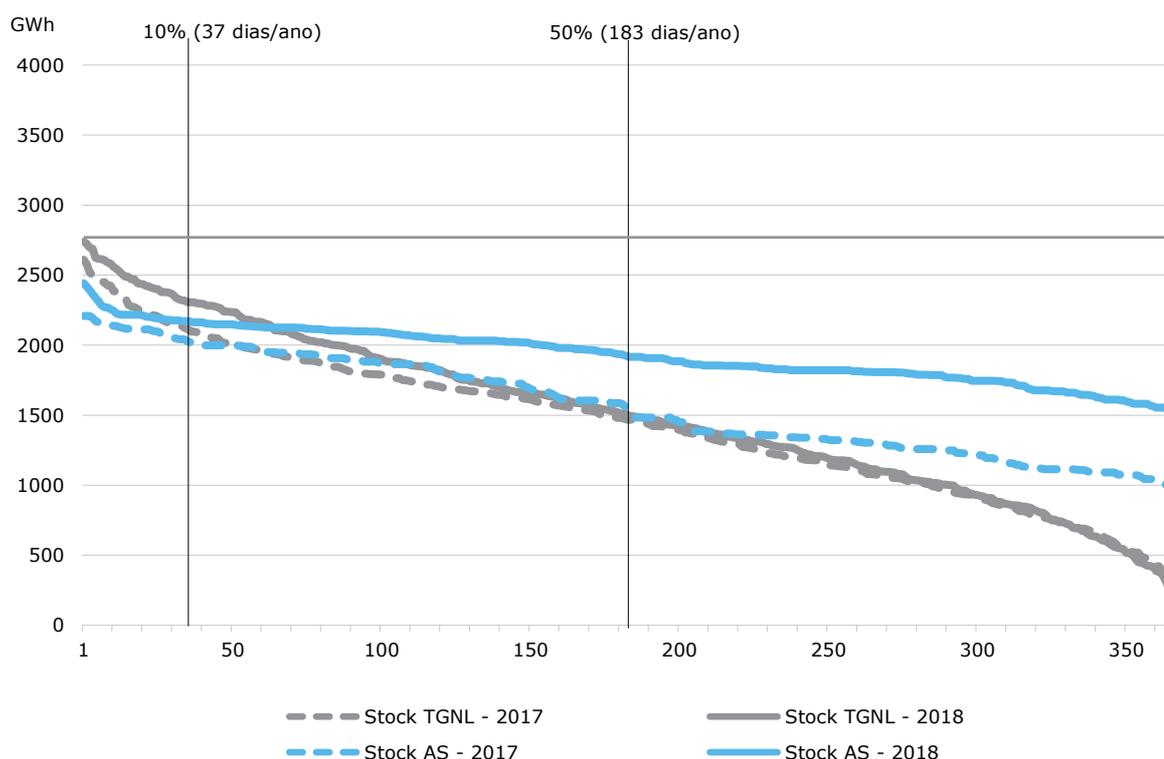
A taxa de utilização média do armazenamento de GNL no TGNL de Sines foi de 52% em 2015, 54% em 2016, 56% em 2017, e 59% em 2018. A capacidade máxima dos tanques de GNL foi utilizada a 100% em 2015, 2016, 2017 e 2018.

O Armazenamento Subterrâneo do Carrigo é usado, essencialmente, para a manutenção das Reservas de Segurança. Deste modo, esta infraestrutura apresenta uma menor amplitude entre as TU média e máxima. O AS do Carrigo registou uma taxa de utilização média de 48% em 2015, 35% em 2016, 41% em 2017 e 50% em 2018, e uma taxa de utilização máxima de 61% em 2015, 47% em 2016, 58% em 2017 e de 64% em 2018.

A figura seguinte apresenta a distribuição anual diária de utilização de capacidade de armazenamento do TGNL de Sines e do AS do Carricho, nos anos 2017 e 2018. De modo a tornar a respetiva leitura mais fácil, esta figura não apresenta a distribuição diária verificada nos anos de 2015 e 2016.

FIGURA 2-14

### Curva de 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 da capacidade de armazenamento do TGNL de Sines apresenta-se semelhante nos anos de 2017 e 2018, embora a quantidade de gás em stock no AS do Carricho apresente valores superiores em 2018. No ano de 2017, a capacidade utilizada do TGNL de Sines foi superior a 2 097 GWh em 10% dos dias, e superior a 1 469 GWh em 50% dos dias. No ano 2018, a capacidade de armazenamento utilizada do TGNL de Sines foi superior a 2 305 GWh em 10% dos dias, e superior a 1 508 GWh em 50% dos dias.

Verifica-se que as linhas de distribuição diária da capacidade de armazenamento do AS Carricho apresentam uma taxa de utilização maior no ano de 2018 por comparação com o ano de 2017. No ano de 2017, a capacidade diária utilizada foi superior a 2 018 GWh em 10% dos dias, e superior a 1 552 GWh em 50% dos dias. No ano 2018, a capacidade diária de armazenamento utilizada do AS do Carricho foi superior a 2 167 GWh em 10% dos dias, e superior a 1 924 GWh em 50% dos dias.

## 2.4. QUALIDADE DE SERVIÇO

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

### 2.4.1. Continuidade do serviço

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

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

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

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

O quadro seguinte apresenta os indicadores gerais para a qualidade de serviço da REN Gasodutos (RNTGN) para o período compreendido entre aos anos 2014 e 2018.

QUADRO 2-13

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

Indicador	2014	2015	2016	2017	2018
Número médio de interrupções por pontos de saída	0,001	0	0	0	0,002
Duração média das interrupções por pontos de saída (minutos/ponto de saída)	0,068	0	0	0	0,024
Duração média de interrupção (minutos/interrupção)	6,167	0	0	0	2,250

## Indicadores gerais para a qualidade de serviço da REN Armazenagem (AS Carrigo)

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

- Cumprimento das nomeações de extração de gás natural, correspondente ao quociente entre o número de nomeações cumpridas e o número total de nomeações;
- Cumprimento das nomeações de injeção de gás natural, 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.

No que diz respeito à REN Armazenagem, relativamente aos indicadores definidos para a qualidade de serviço, o quadro seguinte apresenta os valores anuais para o período compreendido entre os anos 2014 e 2018.

### QUADRO 2-14

## Indicadores gerais para a qualidade de serviço da REN Armazenagem (AS Carrigo)

Indicador	2014	2015	2016	2017	2018
Cumprimento das nomeações de extração de gás natural	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,96%
Cumprimento das nomeações de injeção de gás natural	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Cumprimento energético de armazenamento	99,80%	100,00%	99,90%	100,00%	100,00%

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

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

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

O quadro seguinte apresenta os indicadores gerais para a qualidade de serviço da REN Atlântico (TGNL de Sines) relativamente ao período compreendido entre os anos 2014 e 2018.

QUADRO 2-15

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

Indicador	2014	2015	2016	2017	2018
Cumprimento do serviço comercial (nomeações):	100,00%	100,00%	100,00%	99,44%	99,63%
Injeção de gás natural para a rede (injetado/solicitado)	99,51%	99,29%	99,60%	100,00%	99,47%
Disponibilidade da instalação	99,97%	99,99%	99,97%	99,75%	99,47%

## 2.4.2. Características do gás natural

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

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

QUADRO 2-16

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

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

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

QUADRO 2-17

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

Ano	Intervalos	Campo Maior		TGNL de Sines	
		I. Wobbe KWh/m <sup>3</sup> (n)	Densidade relativa	I. Wobbe KWh/m <sup>3</sup> (n)	Densidade relativa
2014	Mínimo	14,704	0,611	15,054	0,587
	Máximo	14,860	0,631	15,218	0,601
	Mediana	14,762	0,621	15,137	0,592
2015	Mínimo	14,691	0,610	15,188	0,599
	Máximo	15,085	0,629	15,346	0,611
	Mediana	14,852	0,620	15,291	0,606
2016	Mínimo	14,659	0,607	15,163	0,592
	Máximo	15,179	0,629	15,323	0,607
	Mediana	14,880	0,617	15,247	0,600
2017	Mínimo	14,403	0,600	15,060	0,587
	Máximo	15,342	0,620	15,443	0,620
	Mediana	14,958	0,660	15,284	0,603
2018	Mínimo	14,405	0,572	15,298	0,593
	Máximo	15,384	0,657	15,398	0,633
	Mediana	14,916	0,614	15,352	0,610

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 natural.

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

No âmbito da otimização das atividades de operação e manutenção conducentes à melhoria da qualidade de serviço, a REN Gasodutos identificou diversas oportunidades de melhoria, tendo no decurso de 2017 e 2018 desenvolvido projetos nas seguintes áreas:

- Substituição de computadores de caudal dos sistemas de medição;
- Substituição dos autómatos de controlo dos sistemas de odorização;
- Instalação de circuitos alternativos (bypass) nas GRMS que permitem o ensaio funcional dos dispositivos de corte das estações;

- Operacionalização da 1.ª fase do projeto do novo conceito de controlo do sistema de odorização, de forma a aproveitar o GN pré-odorizado recebido por Campo Maior;
- Modificações nos circuitos de comando das válvulas motorizadas para mitigar a possibilidade de manobra intempestiva destes equipamentos;
- Instalação de um sistema de odorização provisório na estação CTS 7000 em Campo Maior para garantir a taxa de odorização acordada nas movimentações de gás de Portugal para Espanha;
- Readequação dos sistemas de controlo de temperatura do GN nas GRMS;
- Instalação da 2ª Linha de Filtragem e Permutadores de Calor em GRMS;
- Substituição de autómatos de RTU's por fim de vida útil;
- Substituição de secções de gasoduto danificadas sem interrupção do fornecimento.
- Manutenção dos motores da unidade de compressão da Estação de Gás do AS Carriço;
- Renovação dos sistemas automáticos de combate a incêndios do AS Carriço;
- Substituição dos sistemas de alimentação elétrica ininterrupta (UPS's) do TGNL de Sines;
- Atualização do sistema de controlo distribuído do TGNL de Sines (Estações e Firmware).





3

# PRESSUPOSTOS

REN

## 3.1. ENQUADRAMENTO

O final do mês de março dos anos ímpares, marca a data que a legislação determina como correspondendo ao prazo dentro do qual o ORT deve entregar junto da DGEG a sua proposta de Plano para os dez anos seguintes. Neste enquadramento, e atendendo à dimensão do seu conteúdo e à necessidade de tempo para a realização dos estudos e análises que lhe estão associados, a preparação da proposta de PDIRGN inicia-se com vários meses de antecedência relativamente ao momento da sua entrega na DGEG, isto é, no caso da presente proposta de PDIRGN 2020-2029, o seu início teve lugar ainda durante o ano de 2018.

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 PDIRGN tem como um dos seus pressupostos, estarem já realizados e em exploração todos os investimentos que, à data de janeiro de 2019, era previsto ficarem concluídos até 31 de dezembro de 2019.

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

Na presente proposta de PDIRGN 2020-2029 os projetos estão organizados segundo dois grandes grupos de projetos: o dos Projetos Base e o dos Projetos Complementares. Este último grupo, está ainda decomposto em dois subconjuntos: o dos Projetos Complementares Padrão e o dos Projetos Complementares Duplamente Dependentes, em que o segundo, para além das condicionantes que recaem sobre o primeiro relativamente à manifestação de interesse por parte dos *stakeholders* externos à REN e à sua aprovação pelo Concedente, está também condicionado à realização de outros projetos estruturantes previstos além-fronteiras (considera-se neste segundo subgrupo a 3.<sup>a</sup> interligação Portugal – Espanha e a sua interdependência com o projeto STEP).

### 3.2.1. Projetos Base

O grupo dos Projetos Base (ver capítulo 4) incorpora aqueles projetos que o ORT terá necessariamente de realizar para que possa continuar a assegurar a segurança e operacionalidade das instalações da RNTIAT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos, projetos cuja decisão depende quase em exclusivo da iniciativa do ORT, tendo em conta a avaliação que realiza sobre o indicador de estado dos ativos em serviço e a segurança de operação da rede.

Fazem também parte dos Projetos Base aqueles projetos que visam dar cumprimento a compromissos com os ORD relativamente a novos pontos de ligação com a RNDGN, ou de ampliação de pontos de entrega de gás já existentes.

Nos Projetos Base estão incluídos: (i) os projetos de remodelação e modernização de ativos em serviço, por obsolescência, das instalações da RNTIAT, de forma a manter a eficiência operacional das instalações; (ii) os projetos destinados a garantir a continuidade e a qualidade de serviço em pontos de ligação a utilizadores da rede já constituídos (pontos de entrega aos ORD, em AP e nas interligações); (iii) projetos para cumprimento dos compromissos já acordados com clientes em AP e/ou com os ORD relativamente à disponibilização de novos pontos de entrega ou expansão dos já existentes, no caso dos ORD em articulação com os projetos dos operadores das redes de distribuição considerados nos seus PDIRD.

### 3.2.2. Projetos Complementares

O grupo dos Projetos Complementares (ver capítulo 5) incorpora os projetos que decorrem de novas necessidades de rede com origem externa à RNTIAT e que, simultaneamente, também não representam compromissos já assumidos com os ORD e traduzidos nos seus PDIRD.

A realização destes projetos está, deste modo, entendida nesta proposta de PDIRGN como condicionada à manifestação do interesse na sua realização por parte de *stakeholders* externos, bem como à confirmação do Concedente quanto ao interesse, concordância e data de realização dos mesmos.

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

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

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

## 3.3. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA PROCURA

No presente subcapítulo são apresentadas as estimativas de evolução da procura de gás natural em Portugal nas vertentes de procura anual e de pontas diárias de consumo, para o período de 2020 a 2029<sup>20</sup>.

### Mercado Convencional

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

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 de PDIRGN 2016-2025, tendo sido uma opção da REN a sua inclusão nas subsequentes propostas de PDIRGN.

Por questões de coerência com os estudos prospetivos efetuados para o sector do gás natural no contexto da "Monitorização da Segurança de Abastecimento do SNGN - Período 2019-2040" (RMSA-GN 2018), os cenários de evolução de consumos de gás natural do mercado convencional considerados neste exercício são os utilizados nas análises deste RMSA-GN. Os pressupostos a considerar nos três cenários de evolução da procura foram previamente acordados com a DGEG, encontrando-se referidos no Anexo 1.

Na definição dos cenários de procura do Mercado Convencional considerou-se ainda o consumo das Unidades Autónomas de Gás (UAG). Face às 39 UAG de rede existentes em Portugal Continental no final de julho de 2018, pertencentes aos Operadores das Redes de Distribuição, estão previstas 20<sup>21</sup> novas UAG no período 2018-2023, perfazendo um total de 59 UAG em 2023.

As estimativas de consumo dos operadores das redes de distribuição, tendo por base as propostas de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Redes de Distribuição (PDIRD) apresentadas pelos operadores, apontam para uma taxa de crescimento média anual do mercado de 1,0% no período de 2019 a 2023. Esta estimativa enquadra-se na previsão do consumo de gás para o Mercado Convencional do PDIRGN.

<sup>20</sup> O ano de 2019 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 PDIRGN, que tem início no ano de 2018.

<sup>21</sup> De acordo com a informação mais recente recebida da DGEG, em junho de 2019.

## 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 2018 e que se encontram alicerçadas nas Trajetórias Continuidade e Ambição, de acordo com os seguintes pressupostos:

- O Cenário Central Ambição do ME, adiante designado por Cenário Central - corresponde à envolvente central da procura de eletricidade e considera a Trajetória Ambição do RMSA-E 2018, que assume o prolongamento em operação das centrais de Sines e do Pego até final de 2025 e da central da Tapada até final de 2029;
- O Cenário Superior Ambição do ME, adiante designado por Cenário Superior - corresponde à envolvente superior da procura de eletricidade e considera a Trajetória Ambição do RMSA-E 2018, que assume o prolongamento em operação das centrais de Sines e do Pego até final de 2025 e da central da Tapada até final de 2029;
- O Cenário Inferior Continuidade do ME, adiante designado por Cenário Inferior - corresponde à envolvente inferior da procura de eletricidade e considera a Trajetória Continuidade do RMSA-E 2018, que assume o prolongamento em operação das centrais de Sines e do Pego até final de 2029 e da central da Tapada até final de 2040.

Para os períodos 2021-2024 e 2026-2029, os valores do ME resultam de interpolações (baseadas nos resultados das simulações efetuadas para os anos de 2020, 2025 e 2030), em virtude de se tratar de estádios não analisados no RMSA-E 2018.

### 3.3.1. 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. O enquadramento das metodologias referidas encontra-se detalhado no Anexo 7, pelo que neste ponto do relatório se apresentam apenas os resultados das previsões da procura de gás natural para o horizonte temporal do PDIRGN.

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

QUADRO 3-1

**Previsão da Procura de Gás Natural para o período 2019 a 2029**

Cenário Central	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Mercado Convencional	43,6	44,1	44,7	45,0	45,4	45,7	46,1	46,4	46,8	47,1	47,5
Mercado Eletricidade	15,3	12,2	12,2	12,3	12,3	12,3	12,3	15,3	13,0	10,6	8,3
<b>Consumo Total de GN</b>	<b>58,9</b>	<b>56,3</b>	<b>56,9</b>	<b>57,3</b>	<b>57,7</b>	<b>58,0</b>	<b>58,4</b>	<b>61,7</b>	<b>59,7</b>	<b>57,8</b>	<b>55,8</b>

Cenário Superior	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Mercado Convencional	44,4	45,0	45,8	46,3	46,8	47,3	47,8	48,4	48,9	49,4	49,9
Mercado Eletricidade	15,6	12,6	12,8	13,0	13,2	13,3	13,5	17,2	15,0	12,8	10,6
<b>Consumo Total de GN</b>	<b>60,0</b>	<b>57,6</b>	<b>58,6</b>	<b>59,3</b>	<b>60,0</b>	<b>60,6</b>	<b>61,3</b>	<b>65,6</b>	<b>63,9</b>	<b>62,2</b>	<b>60,5</b>

Cenário Inferior	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Mercado Convencional	42,9	43,3	43,7	43,9	44,1	44,3	44,5	44,7	44,9	45,1	45,3
Mercado Eletricidade	15,2	12,0	12,3	12,5	12,8	13,1	13,3	13,2	13,0	12,9	12,7
<b>Consumo Total de GN</b>	<b>58,0</b>	<b>55,3</b>	<b>56,0</b>	<b>56,5</b>	<b>56,9</b>	<b>57,4</b>	<b>57,8</b>	<b>57,9</b>	<b>57,9</b>	<b>57,9</b>	<b>58,0</b>

TWh

No quadro anterior e nas figuras seguintes apresenta-se o detalhe da evolução da procura de gás natural para os Cenários Central, Superior e Inferior, assim como as respetivas taxas médias de crescimento anual para os quinquénios 2019-2024 e 2024-2029. A taxa média de crescimento anual (TMCA) do mercado total de GN para o período 2019-2024 é de -0,3% para o Cenário Central, de 0,2% para o Cenário Superior, e de -0,2% para o Cenário Inferior. A TMCA do mercado total de GN para o período 2024-2029 é de -0,8% para o Cenário Central, de 0,0% para o Cenário Superior e de 0,2% para o Cenário Inferior.

A redução da previsão de procura agregada que em todos os cenários se verifica entre 2019 e 2020 (primeiro ano do PDIRGN), resulta de um ajustamento realizado no comportamento da procura de gás para o mercado elétrico a refletir o que será a sua possível evolução num cenário de hidraulicidade média. Esta correção, realizada a partir de simulações de mercado, justifica-se pelo facto de se estimar que em 2020 se atingirá a trajetória média expectável depois dos anos de 2017 e 2018 terem registado valores de procura excepcional por parte das CCGT's devido a um conjunto de circunstâncias cuja repetição simultânea não se antevê.

Destaca-se nesse contexto, o efeito da política fiscal em Espanha destinada a acelerar a eliminação do défice tarifário do setor elétrico conjugada com períodos de reduzida hidraulicidade com impacto em toda a Península Ibérica, ou o efeito da paragem prolongada de centrais nucleares em França para inspeções de segurança, forçando este país a tornar-se importador líquido de eletricidade a partir dos sistemas interligados.

Comparativamente com o cenário Inferior, os Cenários Superior e Central do Mercado Elétrico pressupõem um crescimento acentuado da componente de produção elétrica renovável, o que justifica, em particular no período 2024-2029, uma taxa de crescimento da procura de GN ligeiramente superior no cenário Inferior, em comparação com o Cenário Central e Cenário

Superior. Deste modo, verifica se também o cruzamento dos valores das estimativas de evolução da procura dos Cenários Central e Inferior a partir do ano 2027, resultando num consumo ligeiramente superior no cenário Inferior nos anos 2028 e 2029, em comparação com a procura estimada para o Cenário Central.

As figuras seguintes apresentam a evolução prevista das pontas de consumo do Mercado Total, para o período compreendido entre os anos de 2019 e 2029.

FIGURA 3-1

### Previsão de Procura de Gás Natural do Cenário Central

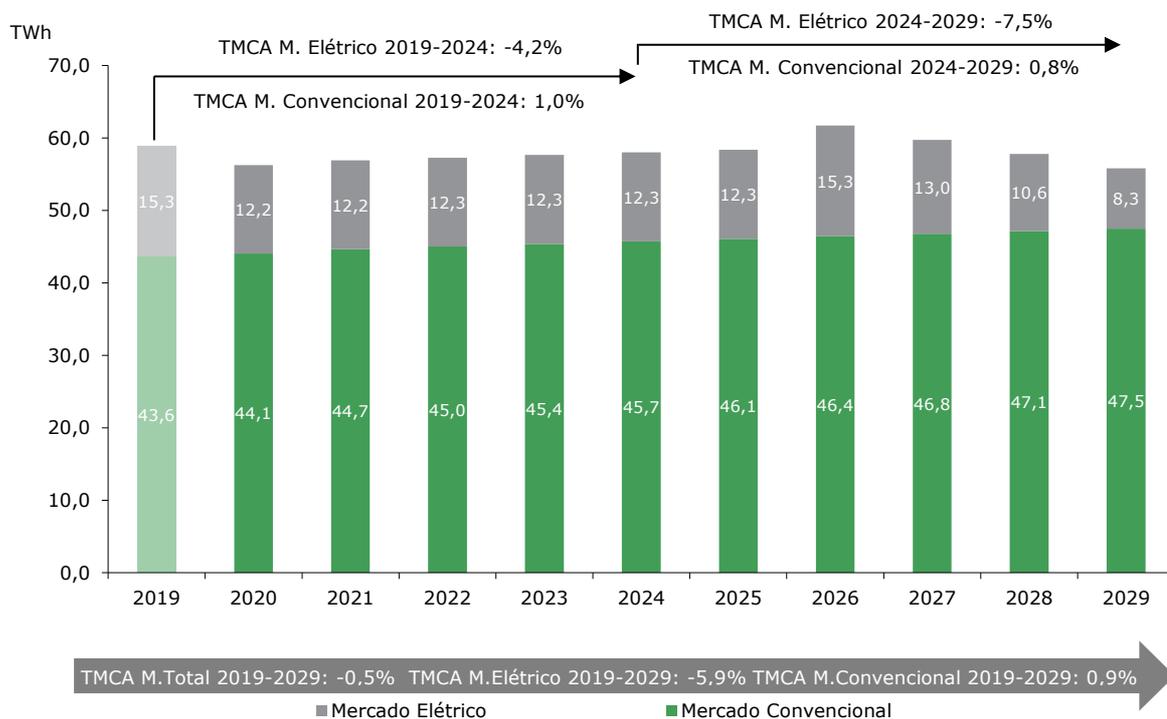


FIGURA 3-2

Previsão de Procura de Gás Natural do Cenário Superior

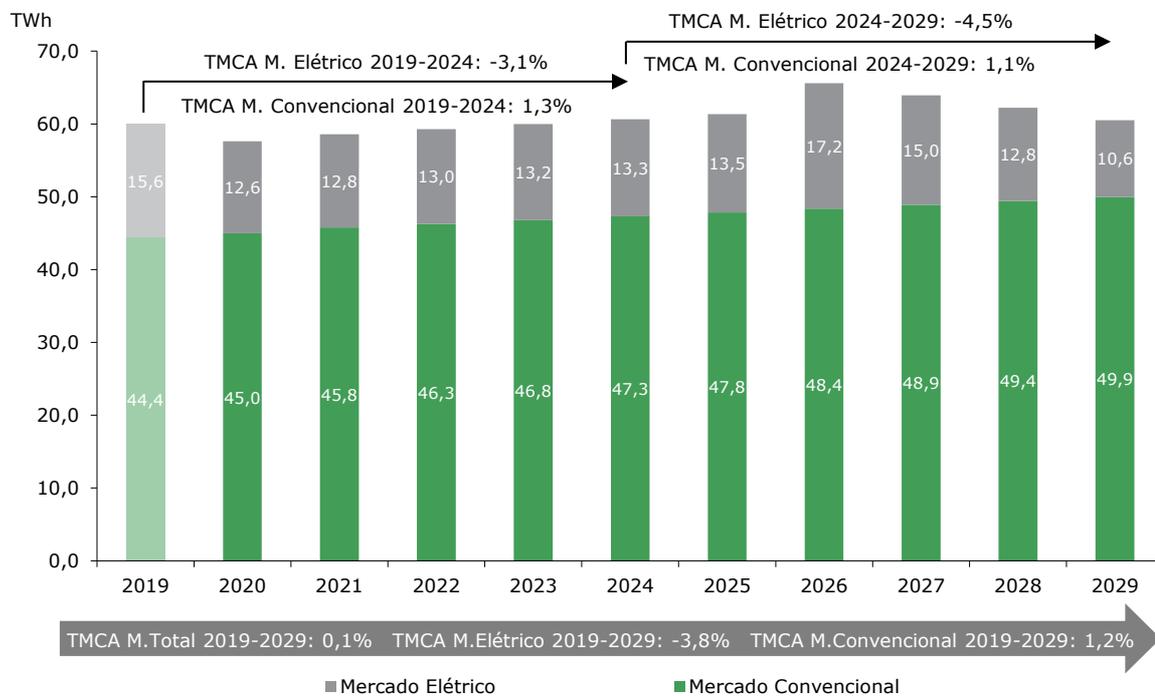
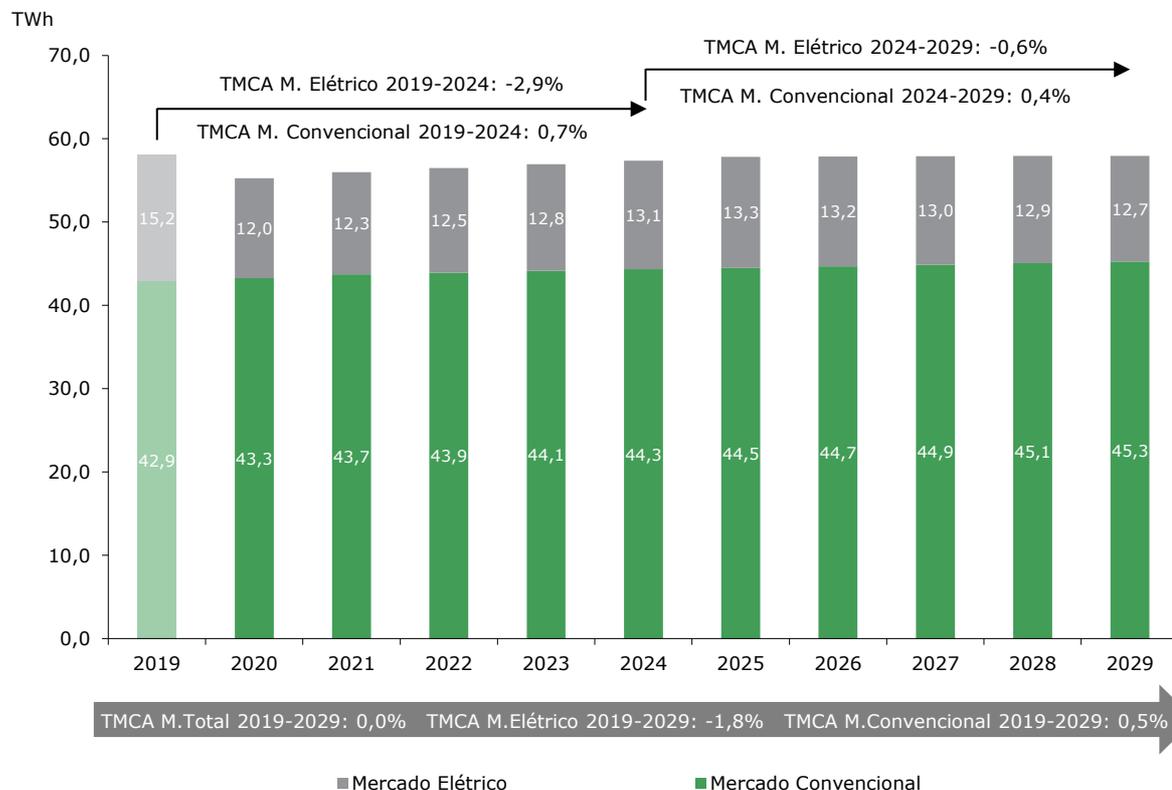


FIGURA 3-3

### Previsão de Procura de Gás Natural do Cenário Inferior



### 3.3.2. Pontas de consumo diário

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

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

As pontas de consumo diário de gás natural 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, cujo enquadramento se encontra detalhado no Anexo 7.

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

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

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

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

QUADRO 3-2

Previsão das Pontas de consumo diário para o período 2019-2029

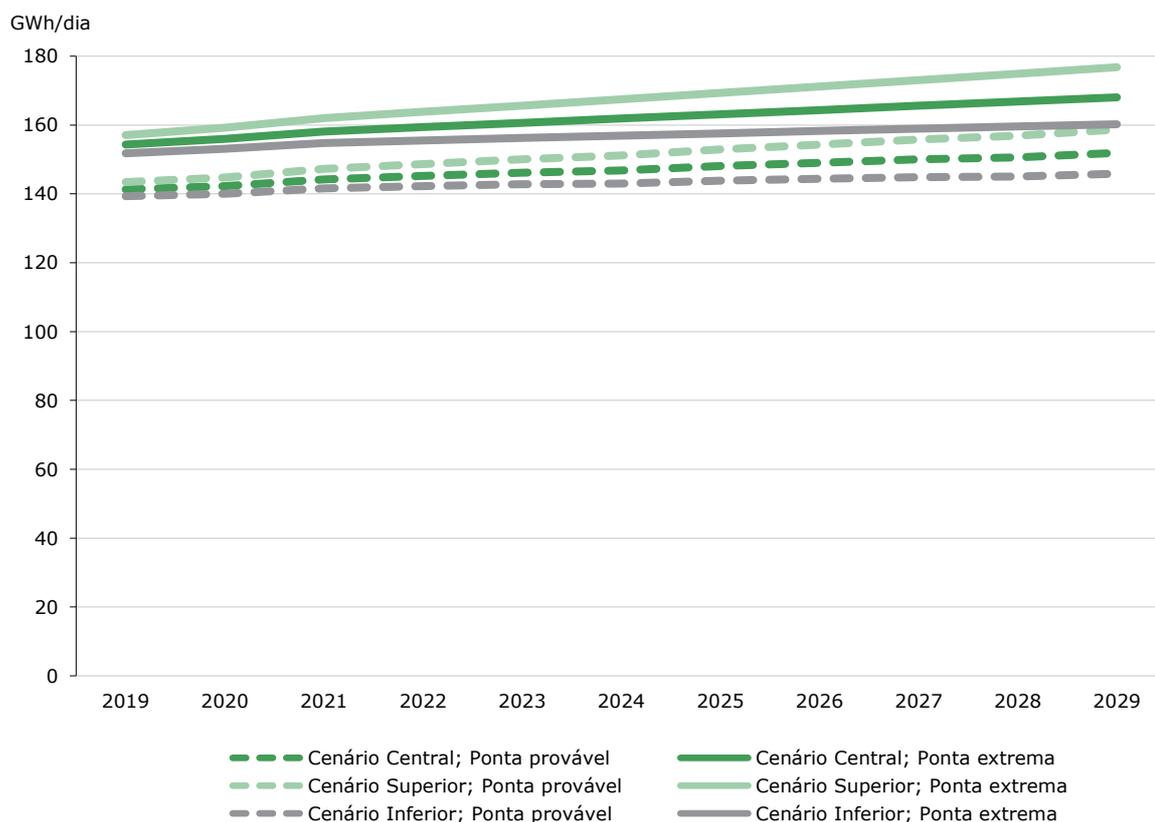
MERCADO CONVENCIONAL											
Cenário Central	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ponta provável	141	142	144	145	146	147	148	149	150	151	152
Ponta extrema	154	156	158	159	161	162	163	164	166	167	168
Cenário Superior	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ponta provável	143	145	147	149	150	151	153	154	156	157	159
Ponta extrema	157	159	162	164	166	167	169	171	173	175	177
Cenário Inferior	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ponta provável	139	140	142	142	143	143	144	144	145	145	146
Ponta extrema	152	153	155	156	156	157	158	158	159	160	160
MERCADO ELÉTRICO											
Cenário Central	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ponta provável	95	88	88	88	88	87	87	109	105	100	96
Ponta extrema	108	102	103	105	106	107	109	128	122	115	109
Cenário Superior	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ponta provável	98	90	90	90	90	90	89	115	112	109	105
Ponta extrema	108	105	105	106	107	108	109	130	124	118	111
Cenário Inferior	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ponta provável	95	87	88	88	88	88	89	91	94	97	99
Ponta extrema	107	101	103	104	106	107	109	109	109	109	109
MERCADO TOTAL											
Cenário Central	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ponta provável	237	230	232	233	234	234	235	259	255	251	248
Ponta extrema	262	258	262	264	267	269	272	292	287	282	277
Cenário Superior	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ponta provável	241	235	237	238	240	241	242	269	268	265	264
Ponta extrema	265	264	267	270	273	275	278	301	297	292	288
Cenário Inferior	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ponta provável	234	228	229	230	231	231	232	236	239	242	245
Ponta extrema	259	254	257	260	262	264	266	267	268	268	269

GWh/dia

A figura seguinte apresenta as pontas de consumo do Mercado Convencional, previstas para o período compreendido entre os anos 2019 e 2029.

FIGURA 3-4

### Pontas de consumo do Mercado Convencional para o período 2019-2029

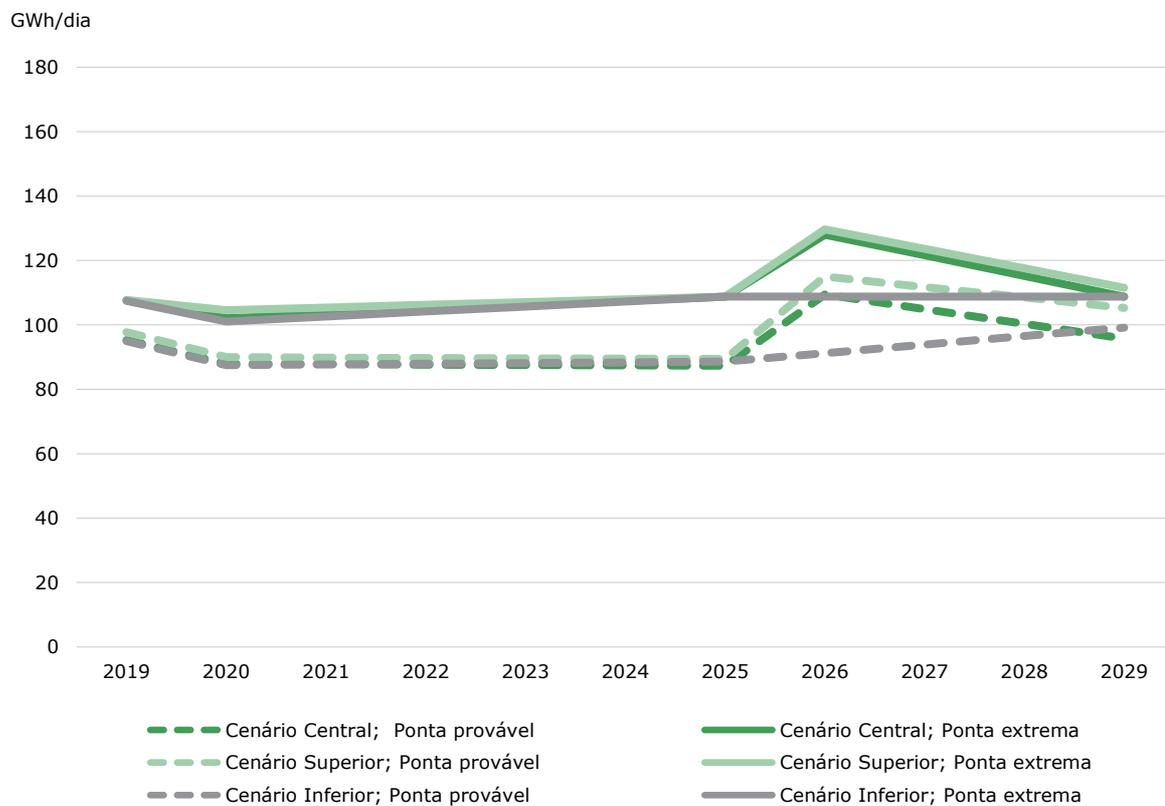


A figura seguinte apresenta as pontas de consumo do Mercado Elétrico, previstas para o período compreendido entre os anos 2019 e 2029.

Os aumentos disruptivos de aproximadamente 20 GWh/dia que se verificam nas pontas de consumo do mercado elétrico, nos cenários Ambição do Mercado Elétrico, Cenário Central e Cenário Superior, justificam-se pela desclassificação das centrais térmicas a carvão de Sines e do Pego no final do ano de 2025. A amplitude destes aumentos nas pontas de consumo depende do cenário considerado e do grau de utilização das centrais a gás, que poderá ser diferente na ponta provável e na ponta extrema de consumos.

FIGURA 3-5

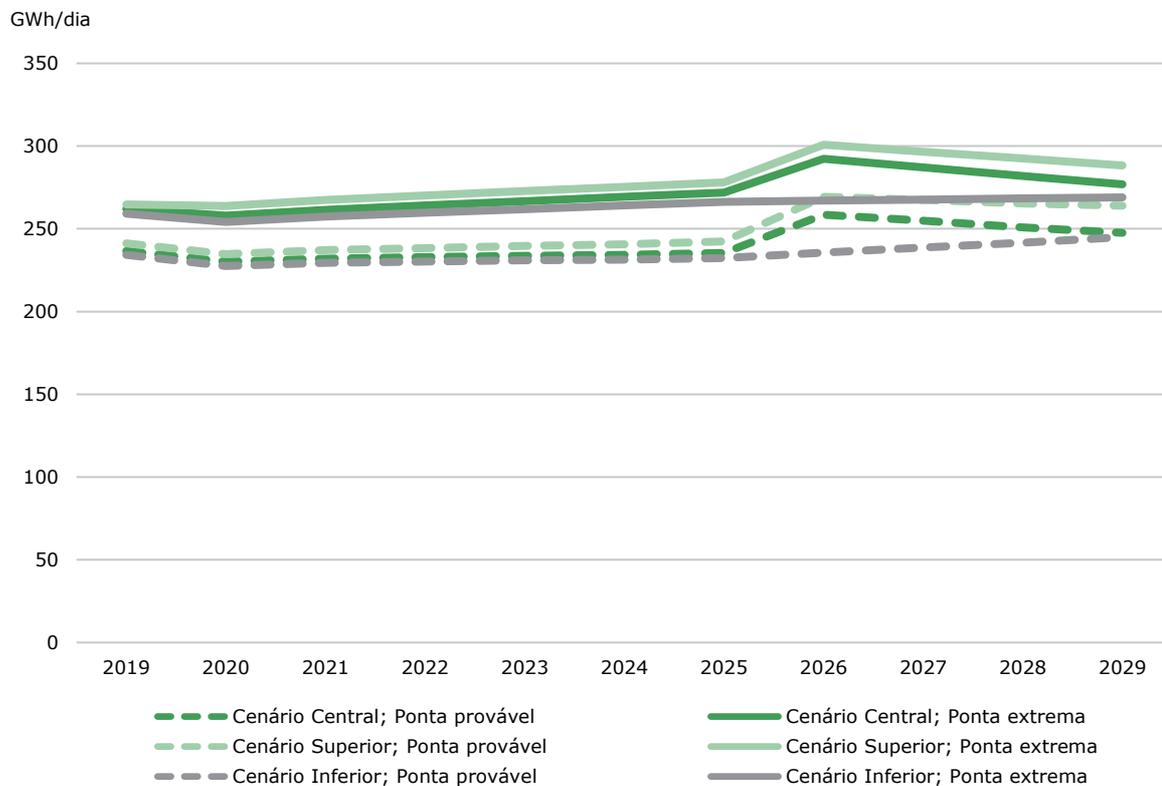
Pontas de consumo do Mercado Elétrico para o período 2019-2029



A figura seguinte apresenta as pontas de consumo do Mercado Total, para o período compreendido entre os anos 2019 e 2029.

FIGURA 3-6

### Pontas de consumo do Mercado Total para o período 2019-2029



De acordo com os resultados apresentados na figura anterior, em termos médios verificar-se-á um crescimento reduzido da ponta de consumo diária global que acompanhará a tendência de crescimento reduzido da procura e que, em média (TMCA), se cifrará num aumento de 0,5% para os cenários de ponta provável e de 0,6% para a ponta extrema do Cenário Central, para o período 2019-2029.

O Cenário Superior apresenta um crescimento médio (TMCA) de 0,9% para as situações de ponta provável e de ponta extrema.

O Cenário Inferior apresenta um crescimento médio (TMCA) de 0,4%, para as situações de ponta provável e de ponta extrema, para o período 2019-2029.

## 3.4. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA OFERTA

A RNTIAT deve oferecer níveis adequados de abastecimento de GN 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 RNTGN, e na perspetiva da capacidade de armazenamento, para assegurar a constituição de reservas de gás natural.

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

No presente subcapítulo apresentam-se os desenvolvimentos futuros que se preveem realizar na RNTIAT.

### 3.4.1. Projetos Base

#### 3.4.1.1. Capacidade de oferta da RNTGN

Os Projetos Base propostos no plano não têm qualquer impacto na capacidade de oferta da RNTIAT. Os quadros seguintes apresentam as capacidades de importação e de exportação para o período compreendido entre os anos 2019 e 2029 que, por se manterem constantes, não se efetuou qualquer representação gráfica.

QUADRO 3-3

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

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Campo Maior	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
TGNL Sines	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229
Valença do Minho	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
3.ª Int. PT - ES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>373</b>										

GWh/dia

QUADRO 3-4

**Evolução da Capacidade de exportação diária da RNTIAT**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Campo Maior	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Valença do Minho	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
3.ª Int. PT - ES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>60</b>										

GWh/dia

Por simplificação, considerou-se uma capacidade de exportação em Campo Maior de 35 GWh/dia (correspondente à capacidade de saída a partir de outubro de 2020) para todo o período em análise.

**3.4.1.2. Capacidade de armazenamento da RNTIAT**

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

QUADRO 3-5

**Evolução da Capacidade de armazenamento da RNTIAT**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
RNTIAT	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408
TGNL Sines	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569
AS Carrigo	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839

GWh

## 3.4.2. Projetos Complementares

### 3.4.2.1. Capacidade de oferta da RNTGN

Este subcapítulo apresenta os Projetos Complementares que se preveem realizar na RNTGN, com impacto ao nível da oferta.

#### **Período compreendido entre os anos 2025 e 2029 (Projetos Complementares Duplamente Dependentes, condicionados à aprovação do Concedente e à realização do STEP)**

Instalação de uma Estação de Compressão no Carregado, de modo a aumentar a capacidade de transporte da rede de alta pressão e a capacidade do ponto de entrada em Sines, permitindo tirar partido da capacidade diária máxima de regaseificação do TGNL, de 321 GWh/d.

Encontra-se descrita neste Plano a possibilidade de entrada em serviço (no segundo quinquénio) da 3.ª interligação Portugal - Espanha (1.ª fase), ligando Celorico da Beira a Zamora, através de um gasoduto DN700, com uma capacidade bidirecional de 70 GWh/d (importação e exportação).

Em conformidade com as orientações da ERSE e do Estado Concedente, a decisão final de investimento destes projetos deve ser totalmente articulada com o desenvolvimento do projeto STEP/MIDCAT (relativo à construção de uma nova interligação entre Espanha e França na zona leste dos Pirenéus), devendo estes projetos ser considerados mutuamente dependentes, no sentido de garantir a integração dos sistemas de GN ibéricos e de salvaguardar que ao SNGN é simultaneamente viabilizada a oportunidade de integração com o resto dos sistemas europeus, em paralelo com o sistema espanhol aquando da operacionalização do projeto STEP. Adicionalmente, o projeto da 3.ª interligação deve ter também em conta a concretização da obtenção de apoio comunitário.

Relativamente à segunda fase do projeto da 3.ª interligação Portugal – Espanha, a REN Gasodutos considera que não estão reunidas condições para a sua inclusão neste Plano, opção que já tinha sido tomada no PDIRGN 2018-2027. Como principais razões para esta opção, refere-se que:

- O PDIRGN 2020-2029 deve ter em consideração as conclusões do RMSA-GN 2018, no qual não foi identificada a necessidade da segunda fase do projeto da 3.ª interligação Portugal – Espanha, para o horizonte do Plano, isto é, até 2029. Assim, a eventual necessidade da segunda fase do projeto, que poderá decorrer da aplicação de critérios de segurança do abastecimento, só se coloca num horizonte posterior ao ano de 2030;
- A opção de manter a segunda fase do projeto da 3.ª interligação Portugal–Espanha no calendário Europeu, nomeadamente no plano europeu preparado pela ENTSOG (TYNDP 2018), e na 3.ª lista de Projetos de Interesse Comum (PIC), foi ditada pela mútua interdependência, emanada da Declaração de Madrid (março de 2015), entre os projetos de interligação entre Espanha e França nos Pirenéus orientais e a 3.ª interligação entre Portugal e Espanha. Como resultado desta Declaração, os promotores dos projetos, os Estados-membro dos países envolvidos e as respetivas entidades reguladoras nacionais, optaram, com a concordância da CE

no âmbito das atividades do High Level Group (HLG) para as interligações entre Espanha, França e Portugal, por associar a segunda fase do projeto da 3.ª interligação Portugal – Espanha ao projeto do Full-MIDCAT (segunda fase do projeto de interligação entre Espanha e França nos Pirenéus orientais);

- Em complemento do ponto anterior, é importante referir que os trabalhos no HLG sofreram sucessivos atrasos desde a Declaração de Madrid, nomeadamente os relativos à elaboração das peças procedimentais necessárias à concretização do projeto STEP. Como resultado desta “indefinição” sucessiva relativamente à concretização deste projeto entre Espanha e França, também o projeto da 3.ª interligação entre Portugal e Espanha tem visto a sua data de comissionamento ser adiada sucessivamente, quer para a primeira fase, quer para a segunda fase do projeto;
- À data de julho de 2019, encontra-se a decorrer o prazo de inscrição dos projetos que farão parte do TYNDP 2020 e a fase de avaliação e seriação dos projetos candidatos à 4ª lista de Projetos de Interesse Comum da UE. Relativamente a estes dois processos, existe a possibilidade de o projeto Full-MIDCAT e da segunda fase do projeto da 3.ª interligação Portugal - Espanha não constarem da 4.ª lista de PIC, e de os promotores REN Gasodutos, Enagás e Teréga não inscreverem estes projetos no TYNDP 2020;
- É importante notar, também, a ocorrência de momentos temporais diferentes relacionados com os trabalhos de preparação de cada um dos documentos referidos, RMSA-GN e PDIRGN a nível nacional, plano decenal TYNDP e lista de Projetos de Interesse Comum a nível europeu, nomeadamente o desfasamento temporal existente entre as diferentes janelas de candidatura e inscrição dos projetos.

Não obstante, o facto deste projeto não ter sido incluído nas duas últimas edições do PDIRGN, não significa que o projeto não possa voltar a ser incluído numa das edições futuras dos planos decenais nacionais e europeus, caso as condições futuras do SNGN assim o recomendarem.

Os quadros e as figuras seguintes evidenciam a evolução da capacidade de oferta de importação e de exportação no período de 2019 a 2029, tendo em conta as infraestruturas condicionadas à realização do STEP. Para efeitos de determinação da capacidade de oferta das infraestruturas é considerado o ano seguinte à sua colocação em serviço, ou seja, considera-se a disponibilidade das infraestruturas a 1 de janeiro de cada ano.

Por outro lado, relativamente à capacidade de armazenamento da RNTIAT, não se encontra previsto no período de 2019 a 2029 qualquer infraestrutura que altere esta capacidade.

QUADRO 3-6

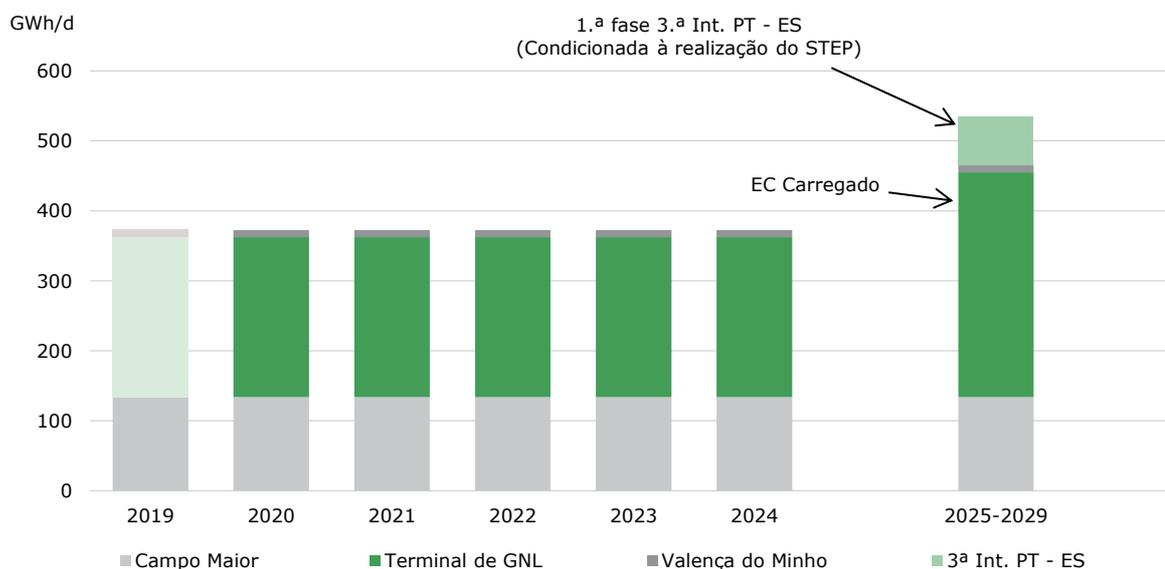
### Evolução da Capacidade de importação diária da RNTIAT

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	← 2025-2029 →
Campo Maior	134	134	134	134	134	134	134
TGNL Sines	229	229	229	229	229	229	321
Valença do Minho	10	10	10	10	10	10	10
3.ª Int. PT - ES	0	0	0	0	0	0	70
<b>Total</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>535</b>

GWh/dia

FIGURA 3-7

### Evolução da Capacidade de importação diária da RNTIAT



QUADRO 3-7

### Evolução da Capacidade de exportação diária da RNTIAT

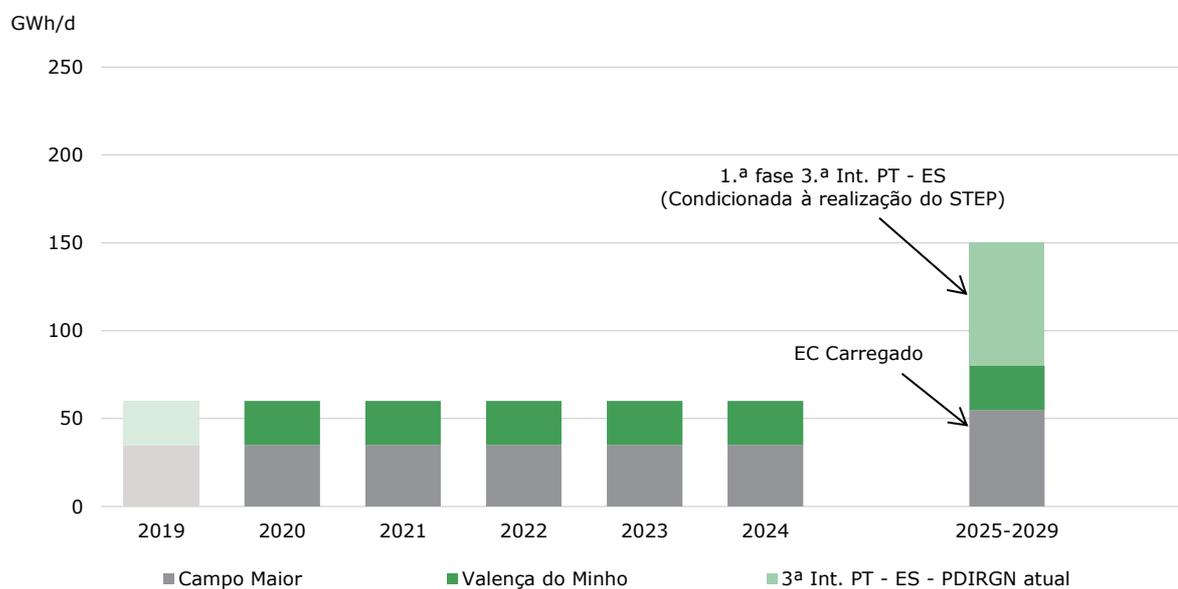
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	← 2025-2029 →
Campo Maior	35	35	35	35	35	35	55
Valença do Minho	25	25	25	25	25	25	25
3.ª Int. PT - ES	0	0	0	0	0	0	70
<b>Total</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>150</b>

GWh/dia

Por simplificação, considerou-se uma capacidade de exportação em Campo Maior de 35 GWh/dia até à entrada em serviço da EC do Carregado.

FIGURA 3-8

### Evolução da Capacidade de exportação diária da RNTIAT



## 3.5. 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 natural com níveis adequados de segurança, de fiabilidade e de qualidade de serviço, de acordo com as exigências técnicas e regulamentares, devendo também ser observados critérios de racionalidade económica, assim como as orientações de política energética. No que diz respeito às interligações internacionais, deve ser feito em estreita cooperação com os operadores de rede respetivos.

No capítulo 1.2 Contexto Legislativo e Regulamentar são várias as referências às obrigações das concessionárias REN Gasodutos, REN Armazenagem e REN Atlântico em matéria de segurança do abastecimento. Da referida legislação, assume particular importância o DL n.º 231/2012, de 26 de outubro, designadamente o capítulo XI Segurança do abastecimento, o Regulamento (UE) n.º 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2017, de aplicação obrigatória em todos os Estados-Membros e o Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2013.

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

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

Nesta edição do plano, os Projetos Base propostos não têm qualquer impacto na capacidade das infraestruturas da RNTIAT, nem ao nível da capacidade de oferta, nem ao nível da capacidade de armazenamento. Assim, a análise multicritério / atributos custo-benefício que se efetua a estes projetos é diferente da análise multicritério / atributos custo-benefício que se efetua para determinar o impacto sistémico dos projetos estratégicos e de desenvolvimento, que se agruparam nos Projetos Complementares Duplamente Dependentes.

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

#### ESTRATÉGIA DE MANUTENÇÃO E GESTÃO DE ATIVOS

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

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

FIGURA 3-9

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



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

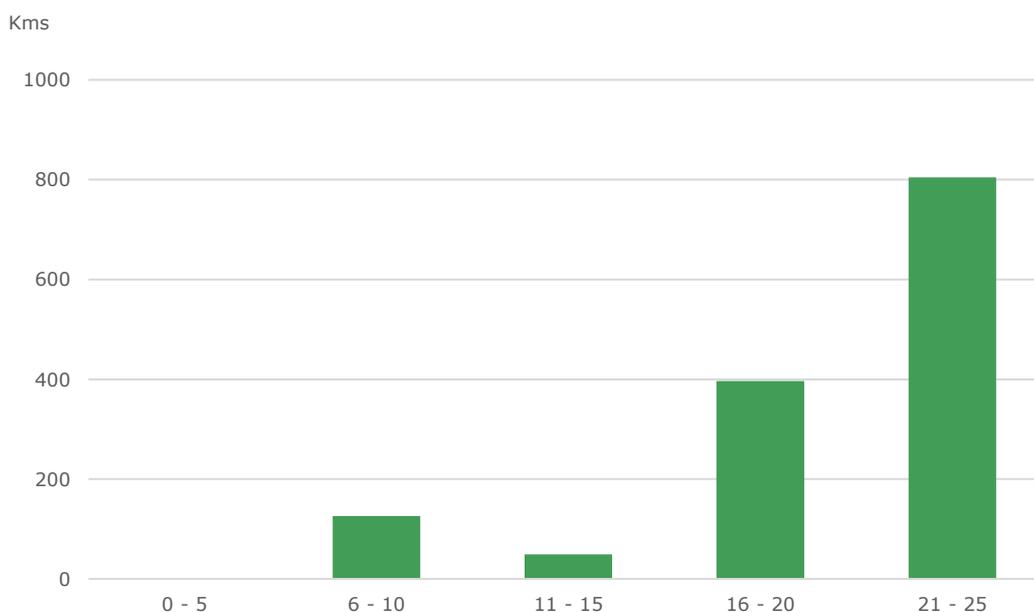
## CARACTERIZAÇÃO DE ATIVOS NA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GN

No final de 2018 a infraestrutura da RNTGN 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. Poderá ser consultada uma descrição com maior detalhe no capítulo 2. 'Caracterização atual do Sistema Nacional de Gás Natural'.

Um critério tradicional e de partida para o planeamento de remodelação de Ativos consiste na idade dos mesmos. A maior parte da infraestrutura foi colocada em serviço durante o ano de 1997. No final do ano de 2018, a idade média dos gasodutos era de 19 anos e cerca de 50% da infraestrutura de transporte apresentava mais de 20 anos de operação contínua.

FIGURA 3-10

### Idade do Gasoduto no final do ano de 2018 [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 3-8

**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**

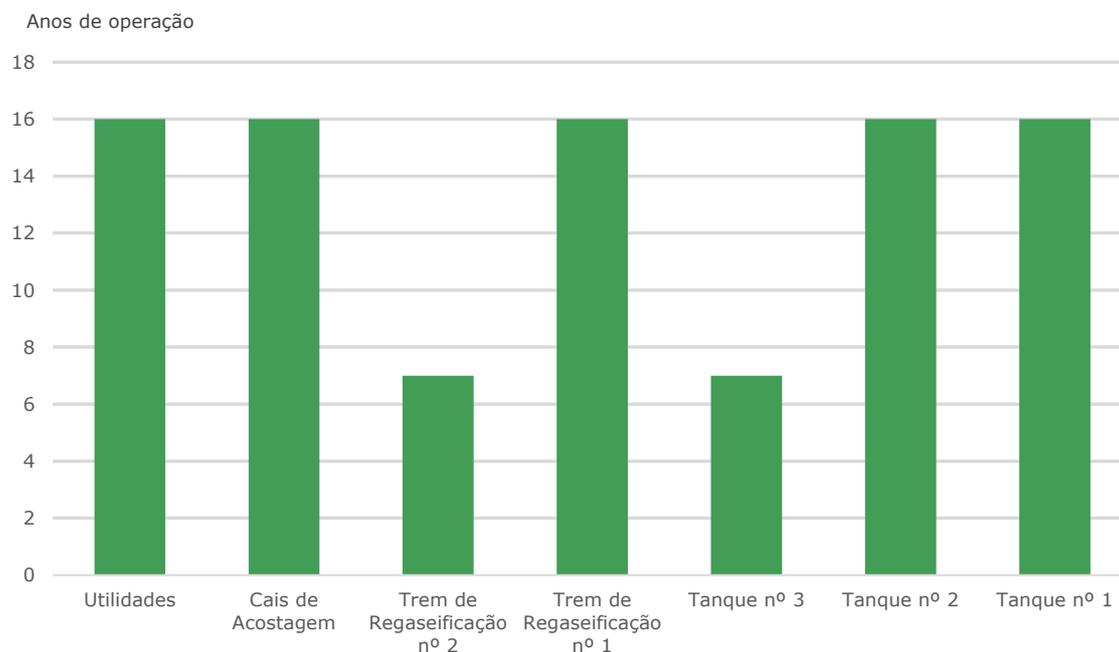
O Terminal de GNL comporta instalações portuárias com capacidade de receção e descarga de navios metaneiros, tanques de armazenamento e uma área de processamento e vaporização de GNL para subsequente entrega do gás à RNTGN. Dispõe igualmente de condições para o enchimento de camiões-cisternas com GNL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

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

A grande maioria dos equipamentos tem neste momento uma idade superior a 15 anos, nos quais se incluem equipamentos rotativos com elevado desgaste. As condições de operação do terminal de GNL com regimes de carga variável e longos períodos em regimes de carga mínima provocam ciclos térmicos nos equipamentos que levam a fenómenos de fadiga.

FIGURA 3-11

### Anos de Operação dos principais conjuntos de Infraestruturas no Terminal de GNL no final do ano de 2019



## ATIVOS NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

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

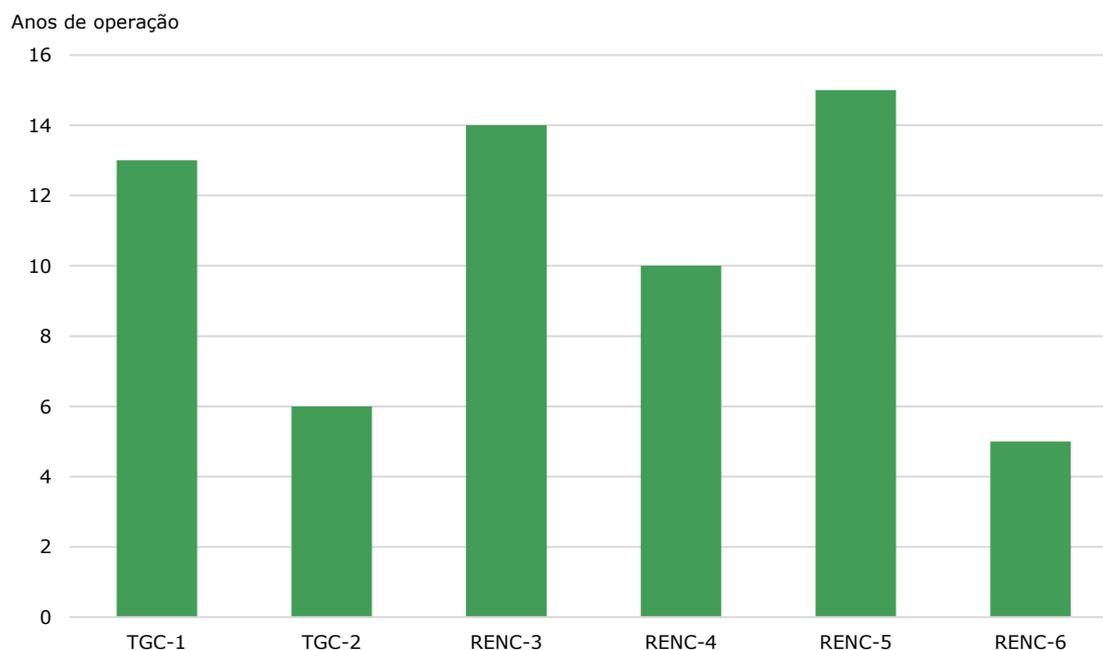
No final de 2018 a infraestrutura de armazenamento subterrâneo era constituída por 6 Cavidades.

As instalações entraram em funcionamento em novembro de 2004, ou seja, há 14 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 3-12

### Anos de Operação dos principais conjuntos de Infraestruturas no Terminal de GNL no final do ano de 2019



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

Independentemente da infraestrutura a que dizem respeito, os projetos foram agrupados e analisados em 3 blocos agregadores:

#### MELHORIA OPERACIONAL

São os projetos 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

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

## GESTÃO DE ATIVOS EM FIM DE VIDA ÚTIL

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

### 3.5.2. Análise multicritério / Custo-benefício aplicável aos Projetos Complementares Padrão

Nesta edição do Plano apenas é apresentado um Projeto Complementar Padrão, a Adaptação do cais de acostagem do TGNL para pequenos navios (SSLNG).

A apresentação deste projeto particular foi desencadeada pelas diretivas referentes à política energética nacional, nomeadamente as resultantes do Quadro de Ação Nacional para o desenvolvimento do mercado de combustíveis alternativos no setor dos transportes, aprovado em Conselho de Ministros na sua Resolução n.º 88/2017 e na sequência do Decreto-Lei n.º 60/2017, de 9 de junho. O Quadro de Ação Nacional refere 2025 como data limite para a disponibilização de Gás Natural Liquefeito (GNL) nos principais portos nacionais de modo a ser possível efetuar operações de abastecimento de GNL como combustível de marinha a navios.

Cumulativamente, existem normativos internacionais, nomeadamente a proibição de utilização de combustíveis para navios com um teor de enxofre superior a 0,5% em mares territoriais decretada pela IMO (Organização Marítima Internacional) que foi transposta para a legislação nacional pelo Decreto-Lei n.º 170-B/2014 de 7 de novembro limitando a 0,5% o teor de enxofre permitido nos combustíveis utilizados em mar territorial e na zona económica exclusiva de Portugal a partir de 2020. Tal faz prever um início gradual da procura de GNL como combustível de substituição para navios a partir do próximo ano.

Sabendo que o Terminal de GNL será a fonte natural deste combustível em território nacional e que a referida infraestrutura deverá estar preparada para essa finalidade, é apresentado nesta edição do Plano um projeto para o efeito.

Este projeto não implica a alteração de capacidade de emissão ou armazenamento da infraestrutura nem tem qualquer influência nas funcionalidades atualmente garantidas pelo Sistema Nacional de Gás Natural. Pela sua especificidade, a utilização dos indutores de desenvolvimento bem como a respetiva avaliação de atributos normalmente empregues para avaliação dos Projetos Complementares Duplamente Dependentes não tem uma aplicação direta, não podendo ser utilizados neste projeto os mesmos atributos da análise multicritério / custo-benefício utilizados por exemplo, para projetos com impacto transfronteiriço como é o caso do da 3.ª interligação.

As bases para a análise custo-benefício deste projeto são apresentadas no Anexo 8 - Estudo sobre fornecimento de GNL como combustível marítimo em que foram adotados

como atributos o valor de investimento, o prazo de execução e a capacidade de enchimento.

### 3.5.3. Análise multicritério / Custo-benefício aplicável aos projetos de desenvolvimento com impacto sistémico (Projetos Complementares Duplamente Dependentes)

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

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

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

- Integração do mercado e interoperabilidade;
- Aumento da concorrência;
- Segurança do abastecimento;
- Sustentabilidade;
- Critérios técnicos de dimensionamento das infraestruturas;
- Modernização, qualidade de serviço e eficiência operacional

Os quatro primeiros indutores aplicam-se, essencialmente, aos projetos de desenvolvimento, que não constituem a proposta base deste plano. São, no entanto, critérios fundamentais para a avaliação dos Projetos Complementares.

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 medida com base na dependência dos fornecedores, na diversificação das fontes e das rotas alternativas de aprovisionamento.

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

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

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

#### QUADRO 3-9

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

Atributos	Indutores Avaliados			
	Integração do mercado	Aumento da concorrência	Segurança do abastecimento	Sustentabilidade
Reserva de capacidade	X		X	
Capacidade bidirecional	X		X	
IHH da capacidade	X	X	X	
IHH do aprovisionamento	X	X	X	
Dependência dos fornecedores		X	X	
Critério N-1			X	
Capacidade de armazenamento	X	X	X	
Diminuição de emissões (GEE)				X
<i>Backup</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 3 procede-se à descrição de cada um dos atributos, à explicação do seu significado e de como devem ser interpretados. No capítulo seguinte, estes atributos serão utilizados na avaliação e justificação dos investimentos propostos no Plano.

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

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





4

## PROJETOS BASE DE INVESTIMENTO

REN 

## 4.1. ENQUADRAMENTO

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

Fazem também parte dos Projetos Base aqueles projetos que visam dar cumprimento a compromissos com os ORD relativamente a novos pontos de ligação com a RNDGN, ou de ampliação de pontos de entrega de gás já existentes.

Nos Projetos Base estão incluídos: (i) os projetos de remodelação e modernização de ativos em serviço, por obsolescência, das instalações da RNTIAT, de forma a manter a eficiência operacional das instalações; (ii) os projetos destinados a garantir a continuidade e a qualidade de serviço em pontos de ligação a utilizadores da rede já constituídos (pontos de entrega aos ORD, em AP e nas interligações); (iii) projetos para cumprimento dos compromissos já acordados com clientes em AP e/ou com os ORD relativamente à disponibilização de novos pontos de entrega ou expansão dos já existentes, no caso dos ORD em articulação com os projetos dos operadores das redes de distribuição considerados nos seus PDIRD.

De salientar que os montantes de investimento enunciados ao longo deste capítulo e que fazem eles mesmo parte da proposta de PDIRGN 2020-2029, dizem respeito unicamente a projetos novos ou ainda não aprovados em anterior PDIRGN. Ou seja, os projetos já aprovados e ainda não concretizados, seguem o seu curso de realização, mas não são em si mesmo, porque já aprovados, uma proposta para aprovação no presente Plano. Os montantes de investimento associados aos projetos aprovados no âmbito do anterior PDIRGN 2018-2027 podem ser vistos no Anexo 2.

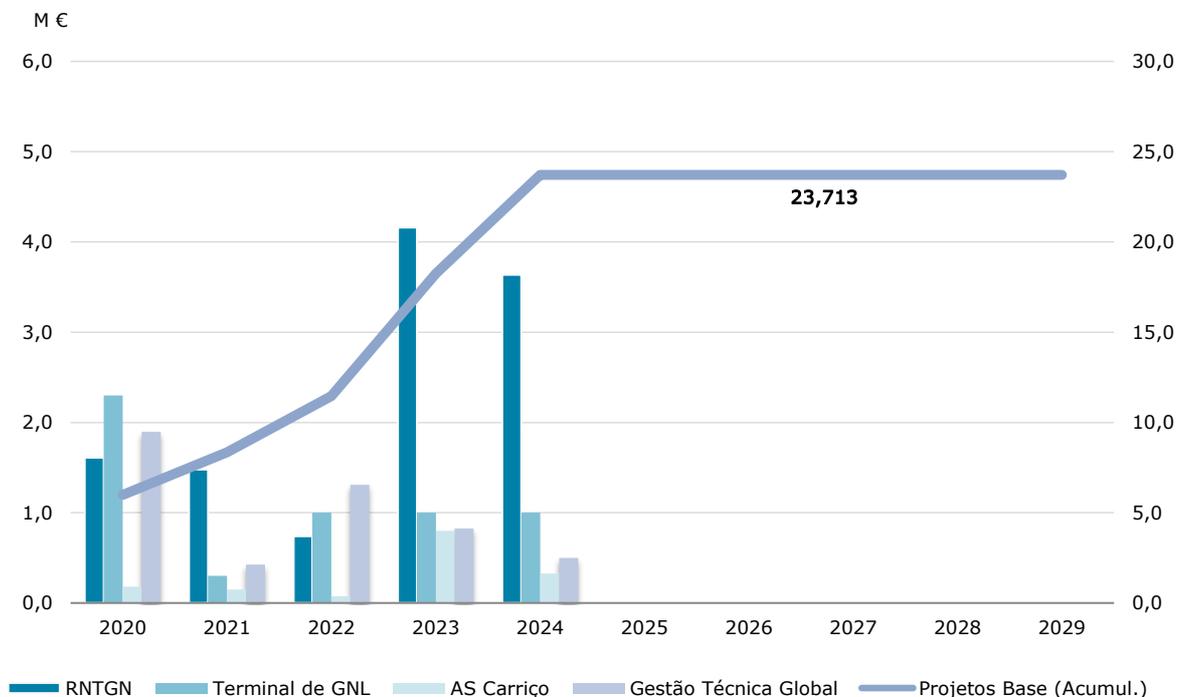
## 4.2. APRESENTAÇÃO DOS MONTANTES PREVISTOS PARA O INVESTIMENTO

### 4.2.1. Investimento Associado aos Projetos Base

Os Projetos Base apresentados ao longo deste capítulo são constituídos pelos projetos de remodelação e modernização da RNTGN, do AS Carriço, do Terminal de GNL e pelos projetos da Gestão Técnica Global do Sistema, propostos no âmbito do PDIRGN 2020-2029.

FIGURA 4-1

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

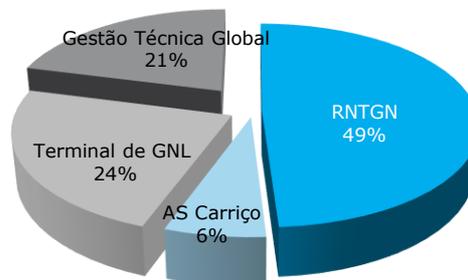


Os projetos de remodelação e modernização da RNTIAT incluem os campos de atuação Melhoria Operacional, Adequação Regulamentar e Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil, abordados em detalhe nos capítulos seguintes. Os projetos neste PDIRGN relativos à Gestão Técnica Global (GTG), incluem investimentos previstos no âmbito das ferramentas de suporte às atividades do Gestor do Sistema da REN Gasodutos (GS), na Rede de Telecomunicações de Segurança (RTS) e nas instalações do Despacho Principal de Bucelas (DPB).

Na tabela e no gráfico seguintes apresenta-se a repartição dos investimentos do PDIRGN 2020-2029 pelas infraestruturas da RNTIAT, incluindo também os relacionados com a GTG.

**Repartição dos investimentos do PDIRGN 2020-29**

PDIRGN Período 2020 - 2024	
Investimento (M€)	
RNTGN	11,625
AS Cargaço	1,530
Terminal de GNL	5,600
Gestão Técnica Global	4,958
<b>TOTAL</b>	<b>23,713</b>



Assim, o valor total a CDE de novo investimento proposto neste plano em projetos de remodelação e modernização nas infraestruturas da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural, no Terminal de GNL, no Armazenamento Subterrâneo e na Gestão Técnica Global, sobre o qual deverá recair a apreciação em sede da presença de PDIRGN, é de 23,713 M€.

Para o conjunto dos projetos de modernização e remodelação e de Gestão Técnica Global propostos, considera-se que deverão ter Decisão Final de Investimento (DFI) neste Plano os projetos com início ou a transferir para exploração nos anos 2020, 2021, e 2022. Conforme detalhado no quadro seguinte, o valor total a CDE de investimento em projetos de modernização e remodelação e na Gestão Técnica Global da RNTIAT que requerem DFI no PDIRGN 2020-2029 é de cerca de 11,468 M€.

No quadro seguinte são indicados os montantes de investimento dos Projetos Base deste PDIRGN 2020-2029.

QUADRO 4-1

Montantes associados aos Projetos Base do plano de investimento da RNTIAT – PDIRGN 2020-2029 (\*)

Projetos Base	Investimento Parcelar			Cronograma do Investimento									
	Total Projeto	Período 2020-2024	PDIRGN 2020-2029	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Total RNTIAT</b>	23,713	23,713	23,713	5,987	2,356	3,126	6,785	5,460	-	-	-	-	-
<b>RNTGN</b>	11,625	11,625	11,625	1,610	1,480	0,740	4,160	3,635	-	-	-	-	-
Remodelação e Modernização	11,625	11,625	11,625	1,610	1,480	0,740	4,160	3,635					
<b>TERMINAL DE GNL</b>	5,600	5,600	5,600	2,300	0,300	1,000	1,000	1,000	-	-	-	-	-
Remodelação e Modernização	5,600	5,600	5,600	2 300	0,300	1,000	1,000	1,000	-	-	-	-	-
<b>AS CARRIÇO</b>	1,530	1,530	1,530	0,180	0,150	0,075	0,800	0,325					
Remodelação e Modernização	1,530	1,530	1,530	0,180	0,150	0,075	0,800	0,325	-	-	-	-	-
<b>GESTÃO TÉCNICA GLOBAL</b>	4,958	4,958	4,958	1,897	0,426	1,311	0,825	0,500					
GS,RTS e DPB	4,958	4,958	4,958	1,897	0, 426	1,311	0,825	0,500	-	-	-	-	-

Unidade: M€

(\*) - Não estão listadas neste Quadro verbas a aplicar no segundo quinquênio deste PDIRGN, que não são ainda conhecidas já que a sua identificação resultará do acompanhamento que a REN continuará a realizar sobre o estado futuro dos ativos e das tecnologias disponíveis.

## 4.3. DESCRIÇÃO DOS PROJETOS DE REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO

### 4.3.1. Enquadramento e Agregação de Projetos

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

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

Estes projetos, de carácter abrangente, têm como principal objetivo dar cumprimento aos princípios e critérios descritos nos capítulos 3 e 6 deste documento, designadamente os critérios de qualidade de serviço, os decorrentes da necessidade de troca, publicação e disponibilização de informação às partes interessadas no processo de acesso e utilização das infraestruturas da RNTIAT, de otimização do funcionamento dos sistemas e equipamentos da RNTIAT fundamentais ao controlo e minimização do incremento dos custos de operação e exploração segura das infraestruturas, e os decorrentes da necessidade de remodelação/conservação de sistemas e equipamentos em fim de vida útil ou obsoletos tecnologicamente.

Para além da descrição de cada projeto nos subcapítulos seguintes existe uma ficha resumo, designada 'ficha de projeto', para consulta no Anexo 5. Os justificativos e análise detalhada para cada projeto ou grupo de projetos poderão ser consultados no capítulo 6.

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

#### PROJETOS DE MELHORIA OPERACIONAL

Estão referenciados como projetos propostos no âmbito da Melhoria Operacional, aqueles cuja análise técnica e económica demonstrou existirem vantagens operacionais na sua implementação, seja ao nível da eficiência, segurança ou qualidade ou aqueles que surgem da necessidade de acompanhar a evolução tecnológica ou ainda projetos resultantes da aquisição de ferramentas ou outros equipamentos cujo impacto na operação das infraestruturas seja positivo tendo sempre como propósito a eficiência do sistema, a segurança de abastecimento, de pessoas e bens ou ambiental. As atividades incluídas em cada um dos projetos, estão descritas em detalhe nos capítulos seguintes.

A análise efetuada para todos os projetos propostos no âmbito da Melhoria Operacional baseou-se nos seguintes atributos que geram benefícios, descritos no Anexo 3:

- Capacidade em risco de interrupção;
- Redução de probabilidade de falha;
- Melhoria para a segurança de pessoas e bens;
- Redução de impactos ambientais;
- Eficiência do Sistema.

O processo de análise para este tipo de projeto tem como principais objetivos, os seguintes:

- a) Determinar se o projeto é viável, i.e., se é um investimento adequado relacionando os atributos acima referidos com os custos do projeto;
- b) Comparar as várias alternativas técnicas para determinar qual a mais adequada.

Os custos do projeto ao longo de determinado período serão, tanto quanto possível, comparados com os benefícios gerados ao longo deste mesmo período. Importa referir que os custos resultantes da opção de não fazer o projeto e que possam ser evitados com a sua execução serão considerados como benefícios (como exemplo: a intervenção num equipamento que impeça a sua deterioração ou aumente a sua capacidade, permitindo evitar a aquisição de um novo equipamento ou a modernização de sistemas de controlo para as versões atuais permitindo controlar o incremento dos custos de manutenção e operacionais no futuro).

## PROJETOS DE ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR

Os projetos propostos no âmbito da adequação regulamentar são projetos que visam dar cumprimento ao estipulado na legislação do sector, nomeadamente, nos regulamentos publicados pela ERSE. São projetos relacionados com a integridade estrutural das infraestruturas e com a aferição e recondicionamento dos equipamentos de leitura e medida, tal como descrito nos capítulos seguintes e cuja execução é mandatária.

Neste PDIRGN, serão incluídos no agrupamento de projetos 'Adequação Regulamentar' dois projetos, a adequação de estações fronteira na RNTGN e a extensão e reforço do canal de rejeição de água no Terminal de GNL, que apesar de não terem o enquadramento dos restantes projetos neste bloco não apresentam alternativa relativamente à sua execução.

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

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

Desta abordagem, resulta necessariamente uma “onda” de substituição de ativos (designada “replacement wave”), cujo planeamento tem em consideração os seguintes aspetos:

- A necessidade de antever os futuros volumes de investimento;
- A necessidade de evitar picos de investimento que oneram excessivamente o sistema;
- A relevância de informar de forma transparente e sustentada sobre a motivação para substituição de ativos;
- A utilidade de envolver os fornecedores tecnológicos no processo de planeamento do investimento.

Assim, para prolongar a vida útil de determinados ativos, terão de ser desenvolvidas ações de reabilitação e renovação dos mesmos, de forma a assegurar um nível de desempenho satisfatório. Paralelamente é importante acompanhar o desenvolvimento tecnológico, identificar a obsolescência e manter o respetivo *know-how*. A materialização da referida estratégia baseia-se na adoção de um Indicador do Estado do Ativo (IE).

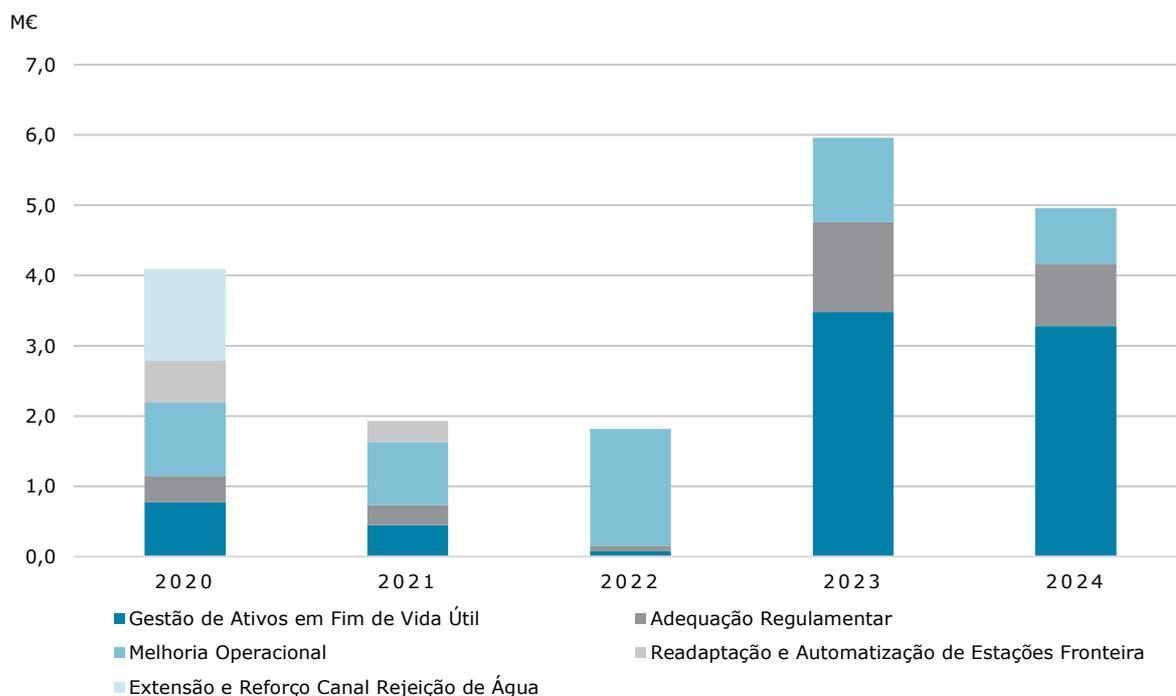
#### 4.3.2. Investimento em novos projetos de Remodelação e Modernização de Ativos para o período 2020-2024

O investimento total em projetos de remodelação e modernização de ativos para o período em análise resulta da acumulação de projetos em curso ou já aprovados em anterior PDIRGN com novos projetos resultantes do plano de remodelação e modernização de ativos ou de melhorias ou necessidades operacionais entretanto identificadas.

A maioria do investimento agora proposto refere-se à continuação dos programas de substituição ou reabilitação de equipamento em final da sua vida útil para os anos 2023 e 2024 (período não abrangido pelo 1.º quinquénio do anterior PDIRGN). Os novos investimentos referentes aos anos 2020, 2021 e 2022 estão relacionados com o reforço do canal de rejeição de água do mar em Sines em função da expansão do Terminal de Contentores (Terminal XXI) e a adaptação das estações fronteira, CTS 06000 e CTS 07000, à exportação de GN para Espanha, constituindo esta uma nova realidade face ao histórico do setor do GN; para além destes dois projetos, foram identificados ainda outros novos projetos de melhoria operacional resultantes de um processo de otimização e digitalização em curso na rede de gasodutos e com novas atividades de adequação regulamentar.

FIGURA 4-2

### Novos investimentos previstos de remodelação e modernização da RNTIAT até 2024



No quadro seguinte, apresenta-se um resumo dos montantes associados a novos investimentos em projetos de remodelação e modernização da RNTIAT, para o período de 2020 a 2024.

## QUADRO 4 -2

**Resumo dos montantes associados aos novos projetos de modernização e remodelação da RNTIAT para o período de 2020 a 2024**

	2020	2021	2022	2023	2024	TOTAL
<b>RNTGN</b>						
Melhoria Operacional	0,710	0,600	0,660	0,600	0,300	2,870
Adequação Regulamentar (*)	0,730	0,580	0,080	0,905	0,880	3,175
Fim de Vida Útil	0,170	0,300	0,000	2,655	2,455	5,580
<b>TOTAL RNTGN</b>	<b>1,610</b>	<b>1,480</b>	<b>0,740</b>	<b>4,160</b>	<b>3,635</b>	<b>11,625</b>
<b>TERMINAL DE GNL</b>						
Melhoria Operacional	0,250	0,150	1,000	0,500	0,500	2,400
Adequação Regulamentar (**)	1,500	0,000	0,000	0,000	0,000	1,500
Fim de Vida Útil	0,550	0,150	0,000	0,500	0,500	1,700
<b>TOTAL TERMINAL DE GNL</b>	<b>2,300</b>	<b>0,300</b>	<b>1,000</b>	<b>1,000</b>	<b>1,000</b>	<b>5,600</b>
<b>AS CARRIÇO</b>						
Melhoria Operacional	0,080	0,150	0,000	0,100	0,000	0,330
Adequação Regulamentar	0,050	0,000	0,000	0,375	0,000	0,425
Fim de Vida Útil	0,050	0,000	0,075	0,325	0,325	0,775
<b>TOTAL AS CARRIÇO</b>	<b>0,180</b>	<b>0,150</b>	<b>0,075</b>	<b>0,800</b>	<b>0,325</b>	<b>1,530</b>
<b>TOTAL</b>	<b>4,090</b>	<b>1,930</b>	<b>1,815</b>	<b>5,960</b>	<b>4,960</b>	<b>18,755</b>

Unidades: M€

(\*) – Inclui a readaptação das estações fronteira

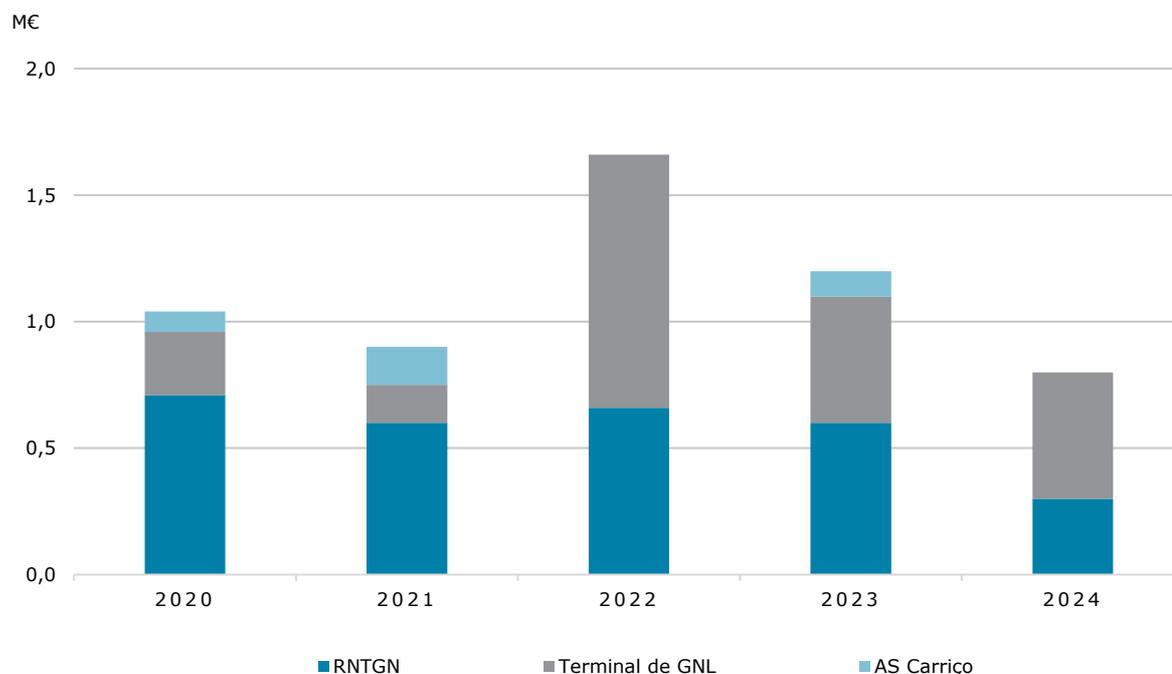
(\*\*) – Inclui o reforço do canal de rejeição de água do mar

Assim, o valor total a CDE de investimento proposto neste plano, em projetos de remodelação e modernização nas infraestruturas da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural, no Terminal de GNL e no Armazenamento Subterrâneo, sobre o qual deverá recair a apreciação em sede da presente proposta de PDIRGN, é de cerca de 18,8 M€.

Para o conjunto dos novos projetos de modernização e remodelação aqui apresentados, considera-se que, tendo em conta os ciclos de elaboração e aprovação do PDIRGN, deveram ter decisão para investimento os projetos com início ou a transferir para exploração nos anos de 2020, 2021 e 2022. Conforme detalhado no quadro anterior, o valor total de investimento em projetos de modernização e remodelação da RNTIAT que requerem Decisão Final de Investimento (DFI) é de cerca de 7,8 M€.

FIGURA 4 -3

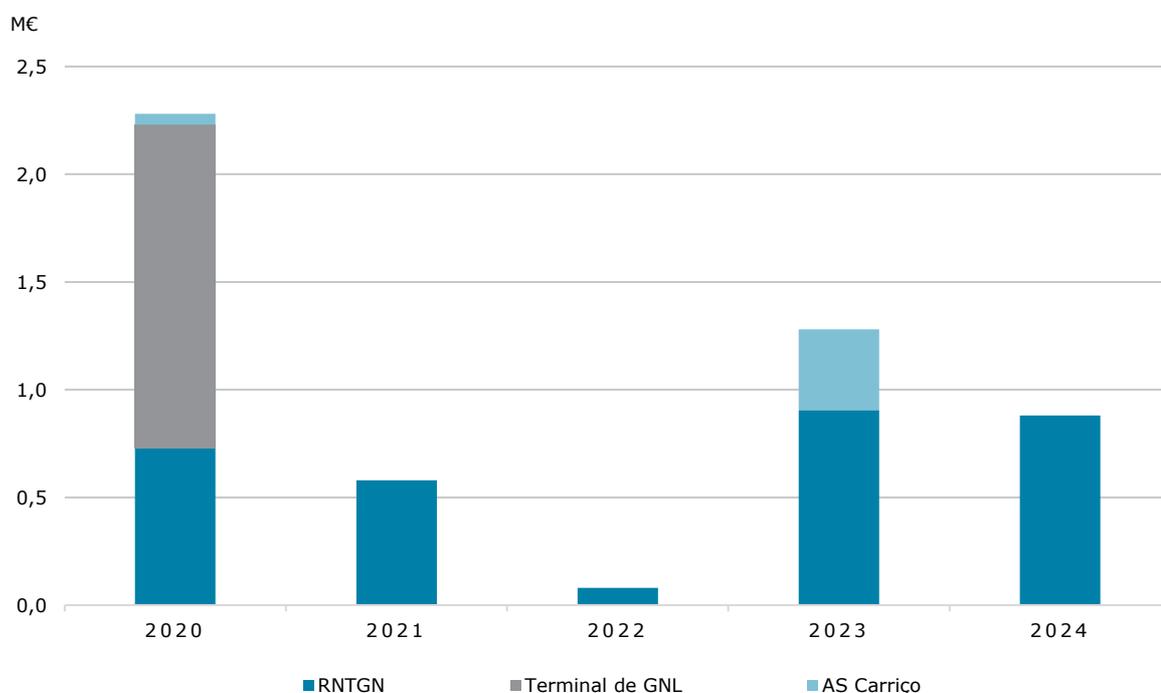
### Novos investimentos de Melhoria Operacional da RNTIAT para o período 2020 a 2024



O montante de investimento relativo a novos projetos de Melhoria Operacional está basicamente ligado com um conjunto de projetos a iniciar na RNTGN integrados num processo de transformação digital e otimização e com a alteração do posicionamento de pontos de amarração em Sines, tal é descrito com maior detalhe nos capítulos seguintes.

FIGURA 4 -4

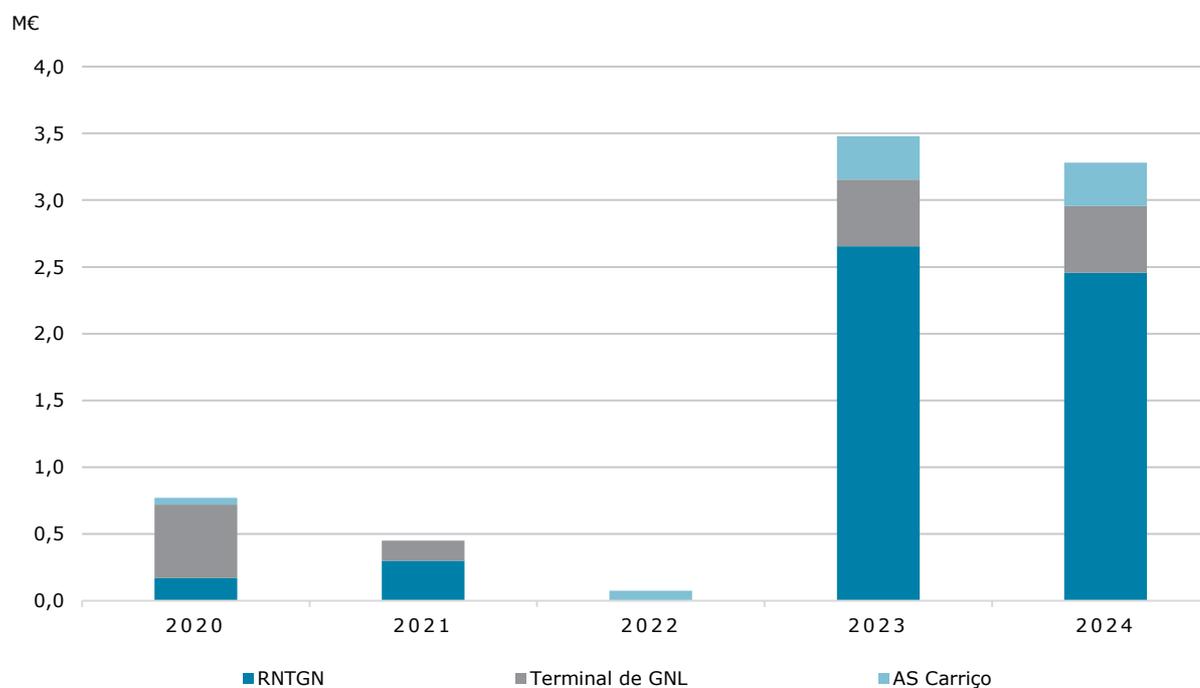
### Novos investimentos de Adequação Regulamentar da RNTIAT para o período 2020 a 2024



No que respeita à Adequação Regulamentar destaca-se o montante relativo à extensão e reforço do canal de rejeição de águas em Sines, previsto já para 2020, a adaptações a ser realizadas nas estações fronteira do gasoduto, previstas para 2020 e 2021, bem como a continuação dos programas de integridade do gasoduto nos anos de 2023 e 2024.

FIGURA 4 -5

### Novos investimentos na Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos para Adequação da RNTIAT para o período 2020 a 2024



Os montantes de investimento na Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil dizem sobretudo respeito aos anos de 2023 e 2024, período que não estava contemplado no 1.º quinquénio do anterior PDIRGN e referem-se à continuidade dos programas de gestão de ativos atualmente em curso.

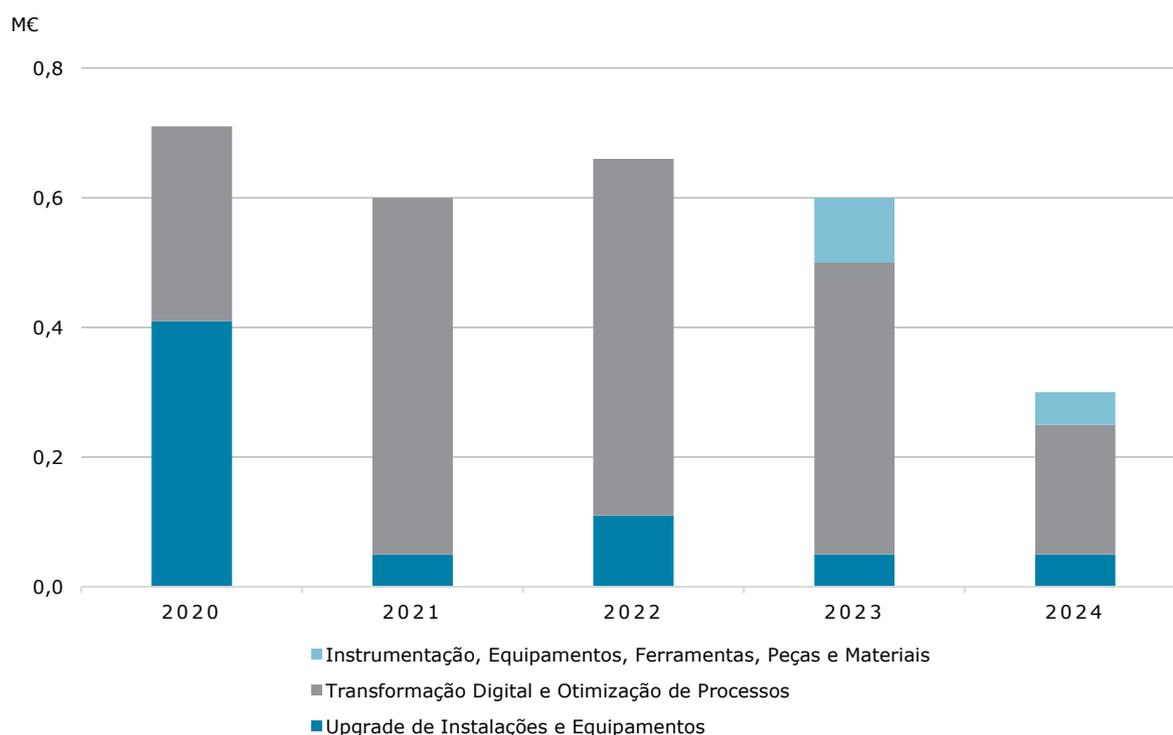
## 4.4. PROJETOS NA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

### 4.4.1. Projetos de Melhoria Operacional na RNTGN

Neste bloco de projetos, está inserido o necessário 'upgrade' de instalações e equipamentos bem como a aquisição de peças e materiais de acordo com o racional técnico-económico mais eficiente. Está também incluído um conjunto de projetos que tem como objetivo tornar a empresa mais eficiente sob o ponto de vista tecnológico, tornando a informação atualmente em arquivada em papel disponível digitalmente para além de melhorar substancialmente as condições de monitorização e de acesso remoto às instalações.

FIGURA 4 -6

**Investimento em novos projetos de Melhoria Operacional na RNTGN para o período 2020 a 2024**



A maior parcela de investimento, cerca de 2,05 M€, será aplicada no conjunto de projetos de Transformação Digital e Otimização de Processos considerado fundamental para a melhoria da produtividade, eficiência operacional e integração de informação técnica importante.

A verba prevista para projetos de Upgrade de Instalações e Equipamentos corresponde a situações pontuais recentemente identificadas.

QUADRO 4 -3

**Valor de investimento em novos projetos no âmbito da Melhoria Operacional no período de 2020 a 2024 na RNTGN**

Transformação Digital e Otimização de Processos	2,050
Upgrade de Instalações e Equipamentos	0,670
Instrumentação, Equipamentos, Ferramentas, Peças e Materiais	0,150
<b>Total Melhoria Operacional na RNTGN</b>	<b>2,870</b>

Unidade: M€

O projeto de Transformação Digital e Otimização de Processos inclui os seguintes itens:

- Sistema de Gestão de Integridade - Digitalização e Otimização;
- Implementação de WEB Client nos VS IVS-HMI;
- Projeto de monitorização e sensorização de Ativos.

O investimento previsto para o Sistema de Gestão de Integridade prende-se com a digitalização, catalogação, homogeneização e disponibilização em plataforma de toda a informação técnica referente à construção do gasoduto. A título demonstrativo, refere-se que o gasoduto é constituído por aproximadamente 120 000 troços de tubo soldados entre si, cada troço tem um certificado de fabrico que contém as suas principais características. Estes certificados em conjunto com toda a informação de construção, que foi desenvolvida em lotes, por diferentes empreiteiros, encontram-se atualmente em formato de papel. O projeto de Digitalização e Otimização pretende disponibilizar esta informação de forma sistematizada e remota, contribuindo para um melhor desempenho do sistema de Gestão de integridade.

O segundo projeto refere-se à implementação de acesso à intranet em todas as estações o que permitirá à Equipa de Operações não só efetuar o registo de eventos, atividades ou ocorrências na própria estação, mas também ter acesso remoto aos dados do SCADA, permitindo maior racionalização na utilização dos meios disponíveis.

O projeto de Monitorização e Sensorização de Ativos permitirá aumentar a quantidade de variáveis monitorizadas automaticamente e com acesso remoto, melhorando a gestão e controlo dos ativos. Este projeto permitirá desenvolver as condições em que é efetuada a Gestão dos Ativos Técnicos ao fomentar uma atuação proactiva (preditiva), através de análise de desempenho baseada na série de dados e na monitorização da condição de cada um dos ativos.

O conjunto de projetos destinados ao *Upgrade* de Instalações e Equipamentos contém os seguintes itens:

- Sistema de Prevenção (deteção de intrusão/vandalismo/movimentos de terras);
- Instalação de sistemas de deteção sísmica em gasodutos;
- Monitorização do Ponto de Orvalho de HC nas GRMS 02509 e GRMS 07009;
- Proteção de gasodutos contra correntes induzidas.

A prevenção contra interferências de terceiros ou movimentos de terras consiste na instalação de um sistema que aproveita a fibra ótica existente para detetar eventuais interferências com o gasoduto através da atenuação de sinal e com recurso a consolas dedicadas a instalar nas estações.

Pretende-se também instalar detetores sísmicos (sismógrafos) em localizações-chave do gasoduto bem como analisadores do ponto de orvalho nas Estações GRMS 02509 e GRMS 07009 de modo a permitir um maior controlo sobre o teor de humidade do GN.

As correntes induzidas são provenientes da exposição do gasoduto a campos eletromagnéticos tipicamente criados pela proximidade a uma linha de transporte ou de distribuição de eletricidade. Estas correntes irão ser escoadas em pontos em que o revestimento não garanta um isolamento eficaz criando pontos de fuga suscetíveis de favorecer a oxidação do ferro (corrosão). O projeto de mitigação destas correntes consiste na instalação de sistemas ("drenos") que permitam descarregar a componente alterna no potencial do gasoduto.

O investimento neste bloco de projetos prevê ainda uma verba para adequação do laboratório móvel e sistemas de segurança.

No quadro seguinte, desagregado para cada um dos projetos de melhoria operacional na RNTGN, apresenta-se o valor de investimento com informação da necessidade de DFI e os valores de investimento para os primeiros três anos e para o primeiro quinquénio.

#### QUADRO 4 -4

### Novos Projetos de Melhoria Operacional na RNTGN

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2020-2022	CAPEX 2020-2024
Transformação Digital e Otimização de Processos	Sistema de Gestão de Integridade - Digitalização e Otimização	2020	0,300	0,500
	Implementação de WEB Client nos VS IVS-HMI	2021	0,500	0,750
	Projeto de Monitorização e Sensorização de Ativos	2020	0,600	0,800
Upgrade de Instalações e Equipamentos	Prevenção - intrusão, vandalismo e movimentos de terras	2020	0,180	0,180
	Sistemas de deteção sísmica em gasodutos	2022	0,060	0,060
	Monitorização do Ponto de Orvalho de HC (GRMS 02509 e GRMS 07009)	2020	0,180	0,180
	Proteção de gasodutos contra correntes induzidas	2020	0,150	0,250
Instrumentação, Equipamentos, Ferramentas, Peças e Materiais	Substituição de EMMs do Laboratório Móvel	2023	-	0,100
	Equipamento de emergência e de primeira intervenção	2024	-	0,050

Unidade: M€

## 4.4.2. Projetos de Adequação Regulamentar na RNTGN

O valor de investimento proposto em projetos de Adequação Regulamentar na RNTGN divide-se em três parcelas, Gestão de Integridade, Gás Transfronteiriço e Equipamentos de Medição e Leitura.

### QUADRO 4 -5

#### Valor de investimento em novos projetos no âmbito da Adequação Regulamentar no período de 2020 a 2024 na RNTGN

Gestão de Integridade de Infraestruturas	1,725
Gás Transfronteiriço	0,900
Equipamentos de Medição e Leitura	0,550
<b>Total Adequação Regulamentar na RNTGN</b>	<b>3,175</b>

Unidade: M€

Desde o início da exploração da RNTGN, que a REN Gasodutos inclui nos seus programas de manutenção as atividades de Gestão de Integridade da RNTGN de acordo com as melhores práticas da indústria e dando cumprimento ao disposto no artigo 66.º da Portaria n.º 142/2011. Neste programa, incluem-se os métodos de inspeção interna da tubagem (inspeção em linha) com capacidade de deteção de corrosão externa e interna e outros defeitos de material ou construção; os métodos de inspeção de avaliação direta com capacidade de deteção de possível corrosão e do estado do revestimento da tubagem; e a caracterização de indicações no terreno. As verbas correspondentes a estas atividades referem-se aos anos 2023 e 2024, não requerendo DFI.

As Inspeções em Linha com recurso à tecnologia MFL (*Magnetic Flux Leakage*) são efetuadas de 10 em 10 anos em cada linha de acordo com o planeamento existente, salvo em situações onde a análise de risco efetuada aconselhe um menor intervalo entre inspeções.

O diagnóstico regular do estado do revestimento das linhas que compõem a RNTGN é efetuado com uma periodicidade de 10 anos, utilizando em conjunto os métodos de inspeção DCVG (*Direct-current Voltage Gradient*) e CIPS (*Close Interval Potential Survey*).

Incluídos no plano de Gestão de Integridade de infraestruturas, estão também os programas de escavações que resultam da análise técnica efetuada aos resultados das inspeções em linha e dos estudos de indicador de estado de revestimento.

De acordo com o artigo 63.º da Portaria n.º 142/2011, torna-se necessário a realização de um estudo abrangente por forma a identificar alterações da densidade populacional na proximidade do gasoduto relativamente ao projeto inicial bem como o seu impacto na classe de localização e consequentemente nas especificações de cálculo e construção.

Está também incluída no bloco de adequação regulamentar uma campanha extraordinária para deteção e reparação de fugas que será complementar às inspeções programadas em curso.

Pela primeira vez em 22 anos de operação, o SNGN exportou GN para Espanha. Este modo de operação teve início no dia 10 de janeiro de 2019 e contabilizava até ao fecho do mesmo mês cerca de 234 GWh coincidindo com uma forte utilização do Terminal de GNL de Sines. A odorização do GN em Portugal é garantida apenas nos pontos de entrega à Rede de Distribuição, sendo que o GN na RNTGN proveniente do Terminal de GNL de Sines não contém qualquer tipo de odorização, ao contrário da rede espanhola em que existe odorização no GN transportado. No sentido de dar sequência aos acordos transfronteiriços de troca de GN, torna-se necessário proceder a diversas

alterações e 'upgrades' em ambas as estações fronteira, CTS 06000 (Valença do Minho) e CTS 07000 (Campo Maior), não só relativa aos sistemas de odorização, mas também no que respeita à automatização e medição.

O bloco de projetos de adequação regulamentar contém ainda as atividades de calibração dos contadores de gás (Equipamentos de Medição e Leitura), de acordo com a periodicidade e critérios estipulados no 'Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do Setor do Gás Natural' publicado pela ERSE. Estas operações encontram-se em curso, sendo que as verbas apresentadas, referentes a 2023 e 2024, não requerem DFI.

No quadro seguinte, desagregado para cada um dos projetos de adequação regulamentar na RNTGN, apresenta-se o valor de investimento com informação da necessidade de DFI e os valores de investimento para os primeiros três anos e para o primeiro quinquénio.

#### QUADRO 4 -6

### Novos Projetos de Adequação Regulamentar na RNTGN

	Descrição dos Projetos	Previsão de Início	DFI 2020-2022	CAPEX 2020-2024
Gestão de Integridade de Infraestruturas	Monitorização em linha (PIGs)	2023	-	0,650
	Caracterização e reparação de defeitos	2023	-	0,425
	Estudo do estado do revestimento	2023	-	0,160
	Avaliação das classes de localização	2020	0,290	0,290
	Deteção e localização de fugas	2021	0,200	0,200
Gás Transfronteiriço Equipamentos de Medição e Leitura	Readaptação e Automatização de Estações Fronteira	2020	0,900	0,900
	Recondicionamento de Unidades de Medida	2023	-	0,550

Unidade: M€

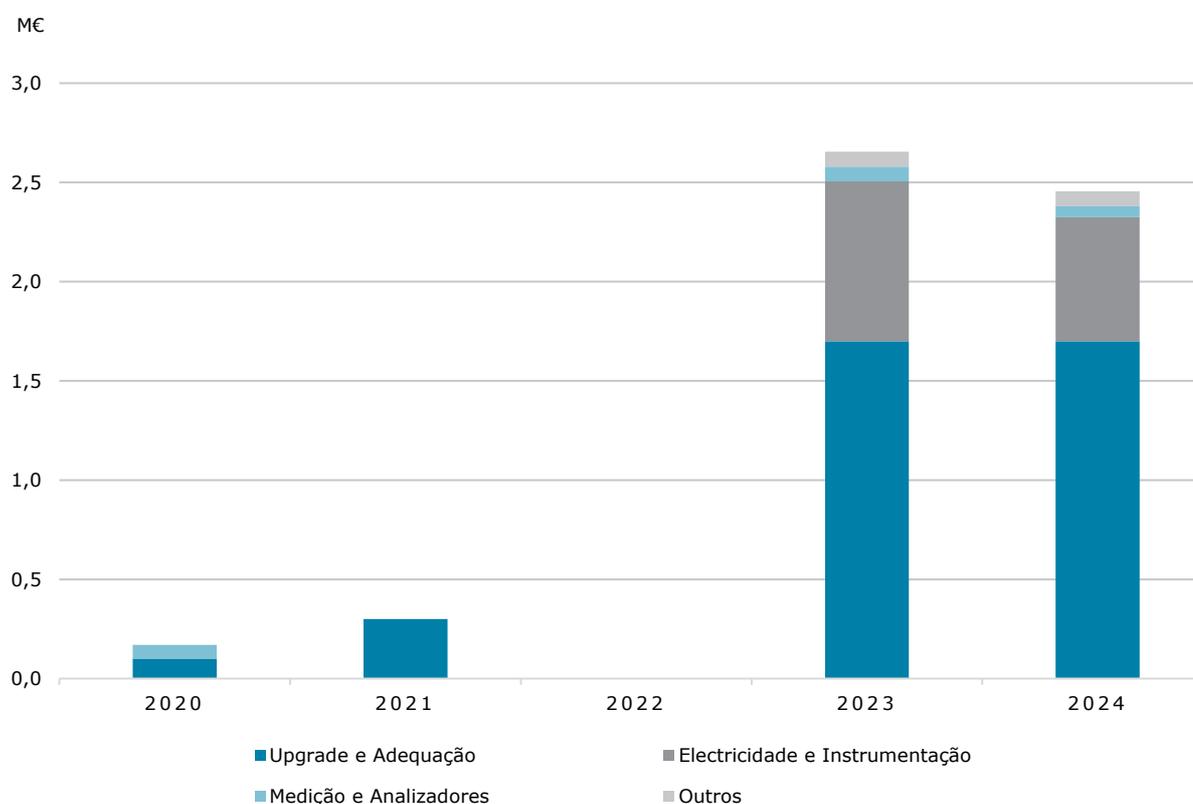
#### 4.4.3. Programa de Gestão de Vida Útil de Ativos na RNTGN

A estratégia de planeamento da gestão de fim de vida útil dos ativos não tem em conta apenas a idade económica destes, mas o seu índice de estado o que permite através de atividades de remodelação prolongar a sua vida útil ou adiar as necessidades de substituição.

A maior parcela deste tipo de investimento, cerca de 3,8 M€, será aplicada no conjunto de projetos de Upgrade e Adequação. Os ativos de eletricidade, eletrónica, equipamentos de medição e análise têm tempos de vida útil mais curtos e poucas possibilidades de remodelação pelo que são sujeitos a um programa de substituição baseado no seu índice de estado.

FIGURA 4 -7

### Investimento em novos projetos de Gestão de Vida Útil de Ativos na RNTGN para o período 2020 a 2024



A RNTGN apresenta uma grande dispersão ao nível de equipamentos não lineares, não apenas sob um ponto de vista geográfico, mas também ao nível de diferentes condições de operação e criticidade. Os equipamentos elétricos, sistemas de controlo e outros equipamentos específicos têm períodos de vida útil expetável inferiores às instalações mecânicas estáticas.

A decisão de substituição ou recondicionamento de determinados ativos resulta da necessidade de manter os níveis de segurança e qualidade de serviço.

QUADRO 4 -7

### Valor de investimento em novos projetos no âmbito da Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos no período de 2020 a 2024 na RNTGN

Upgrade e Adequação	3,800
Electricidade e Instrumentação	1,430
Medição e Analisadores	0,200
Outros	0,150
<b>Total Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil na RNTGN</b>	<b>5,580</b>

Unidade: M€

A parcela referente ao Upgrade e Adequação engloba projetos diversos de adequação e conservação de equipamentos e sistemas, o tratamento anticorrosivo das instalações de superfície permitindo prolongar a vida útil destas bem como o seu bom estado de integridade, melhoramentos necessários ao nível de construção civil e mecânica nas estações de Palmela e Pombal bem como a beneficiação de sistemas de regulação de pressão. Esta parcela abrange também o projeto de reforço de integridade do gasoduto, sem necessidade de DFI neste PDIRGN, que tem como principal objetivo adequar o nível de proteção do gasoduto ao resultado dos estudos de alteração das classes de localização em consequência do aumento do número de edifícios na sua zona de influência bem como a necessidade de intervenções em carga para substituir troços de tubo que não possam ser substituídos de outro modo.

No âmbito dos sistemas de Eletricidade e Instrumentação bem como sistemas de Medição e Análise mantêm-se os programas de substituição em fim de vida útil já iniciados, sendo apresentados os novos montantes correspondentes aos anos de 2023 e 2024.

No quadro seguinte, desagregado para cada um dos projetos de adequação regulamentar na RNTGN, apresenta-se o valor de investimento com informação da necessidade de DFI e os valores de investimento para os primeiros três anos e para o primeiro quinquénio.

QUADRO 4 -8

### Novos Projetos de Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos na RNTGN

	Descrição dos Projetos	Previsão de Início	DFI 2020-2022	CAPEX 2020-2024
Upgrade e Adequação	Projetos diversos de Adequação e Upgrade de equipamentos e sistemas	2023	-	1,200
	Tratamento anticorrosivo das instalações de superfície	2023	-	0,200
	Readequação ICJCT Pombal e Palmela	2021	0,200	0,200
	Reforço integridade Gasoduto	2023	-	2,000
	Upgrade do sistema de regulação das estações de AP	2020	0,200	0,200
Eletricidade e Instrumentação	Substituição das UPS 24/48VDC	2023	-	0,400
	Substituição das UPS 400VAC	2023	-	0,400
	Substituição das baterias	2023	-	0,100
	Substituição dos PTs das estações	2023	-	0,375
	Substituição de CPUs de RTUs	2023	-	0,155
Medição e Analisadores	Substituição de turbinas	2023	-	0,130
	Substituição de cromatógrafo (GRMS-03659)	2020	0,070	0,070
Outros	Substituição de bombas de THT	2023	-	0,150

Unidade: M€

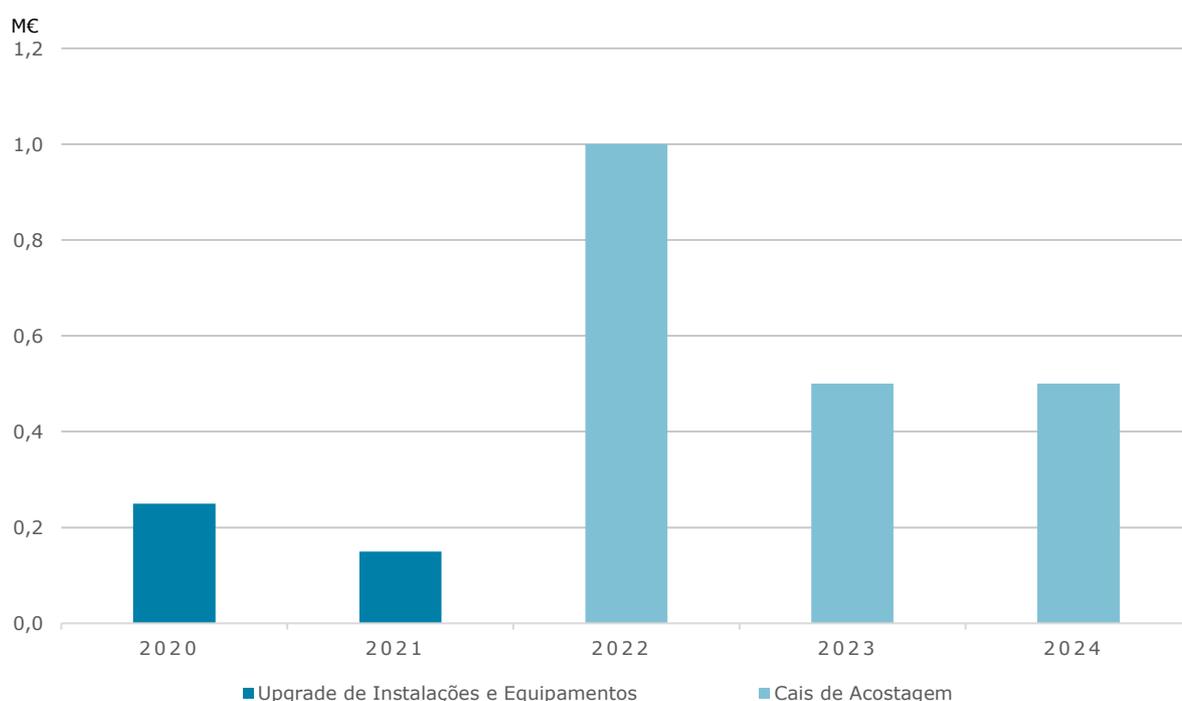
## 4.5. PROJETOS NO TERMINAL DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO

### 4.5.1. Projetos de Melhoria Operacional no TGNL

O bloco de novos investimentos de Melhoria Operacional no Terminal de GNL está relacionado com o Upgrade de Instalações e Equipamentos e com as obras necessárias no Cais de Acostagem.

FIGURA 4-8

**Investimento em novos projetos de Melhoria Operacional no TGNL para o período 2020 a 2024**



A verba prevista neste grupo de investimentos é a que se apresenta em baixo.

## QUADRO 4-9

**Valor de investimento em novos projetos no âmbito da Melhoria Operacional no período de 2020 a 2024 no TGNL**

Upgrade de Instalações e Equipamentos	0,400
Cais de Acostagem	2,000
<b>Total Melhoria Operacional no TGNL</b>	<b>2,400</b>

Unidade: M€

Os projetos de Melhoria Operacional, previstos para o Terminal de GNL no período de 2020 a 2024, incluem a ampliação do edifício de apoio à zona de enchimento de camiões cisterna com a criação de lavabos e de uma zona de apoio aos motoristas bem como a alteração do sistema de filtragem na linha de emissão aumentando a área de filtragem de modo a que, mantendo a malha, seja possível obter menor perda de carga e aumentar períodos entre manutenções.

A verba destinada ao Cais de Acostagem tem como objetivo a construção de dois novos pontos de amarração. O sistema de amarração destina-se a evitar que o navio se afaste do cais durante sua estadia, resistindo às forças do vento, corrente, ondulação, marés e diferenças de calado. O Cais de Acostagem existente pode receber navios até 300 metros de comprimento e contém, para além da plataforma principal e defensas, quatro Duques d'Alba com cabeços de amarração. Para determinadas geometrias de navios, nomeadamente algumas das utilizadas em novas construções, a distância e ângulo relativo dos cabos lançantes não são os ideais para uma amarração eficiente. É proposta a construção de dois novos pontos de amarração (inclui obra marítima) que permitam evitar futuras restrições à receção de navios por parte do Terminal de GNL.

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

## QUADRO 4-10

**Novos Projetos de Melhoria Operacional no TGNL**

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2020-2022	CAPEX 2020-2024
Upgrade de Instalações e Equipamentos	Edifício Parque de Enchimento de Cisternas - Ampliação	2020	0,100	0,100
	Estação de Medida - Alteração dos sistemas de filtragem	2020	0,300	0,300
Cais de Acostagem	Novos Cabeços de Amarração ('Mooring Point')	2022	1,000	2,000

Unidade: M€

**4.5.2. Projetos de Adequação Regulamentar no TGNL**

O desenvolvimento do Terminal de Contentores de Sines implica a ampliação da sua plataforma ferroviária e respetiva ligação ao ramal ferroviário do porto de Sines. Este projeto obriga à alteração e reforço do canal de rejeição de água proveniente do Terminal de GNL e que atravessa esta zona.

A Transgás Atlântico (empresa promotora do projeto inicial de construção do Terminal de GNL), assumiu perante a concessionária do espaço (APS – Administração do Porto de Sines) que seria o operador do Terminal de GNL a suportar os custos da alteração no canal de rejeição de água caso esta fosse necessária para a expansão do Terminal de Contentores (Terminal XXI), desonerando assim o SNGN enquanto tal necessidade não fosse concretizada, necessidade essa que agora se veio a materializar.

As Diretivas 94/9/CE e 99/92/CE são aplicáveis aos aparelhos e sistemas de proteção destinados a serem utilizados em atmosferas potencialmente explosivas e às prescrições mínimas destinadas a promover a proteção dos trabalhadores expostos a riscos derivados de atmosferas explosivas. Pretende-se com este projeto a criação de uma rede elétrica de baixa tensão que permita apoiar a operação e manutenção do Terminal respeitando as regras acima descritas.

A verba prevista para Adequação Regulamentar no Terminal de GNL é a que se apresenta no quadro seguinte.

#### QUADRO 4 -11

### Valor de investimento em novos projetos no âmbito da Adequação Regulamentar no período de 2020 a 2024 no TGNL

Sistema de Água do Mar	1,300
Diretiva ATEX	0,200
<b>Total Melhoria Adequação Regulamentar no TGNL</b>	<b>1,500</b>

Unidade: M€

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

#### QUADRO 4 -12

### Novos Projetos de Adequação Regulamentar no TGNL

Descrição dos Projetos	Previsão de Início	DFI 2020-2022	CAPEX 2020-2024	
Sistema de Água do Mar	Extensão e Reforço Canal Rejeição de Água	2020	1,300	1,300
Diretiva ATEX	Zona de Processo - Adequação de tomadas e equipamentos [ATEX]	2020	0,200	0,200

Unidade: M€

## 4.5.3. Programa de Gestão de Vida Útil de Ativos

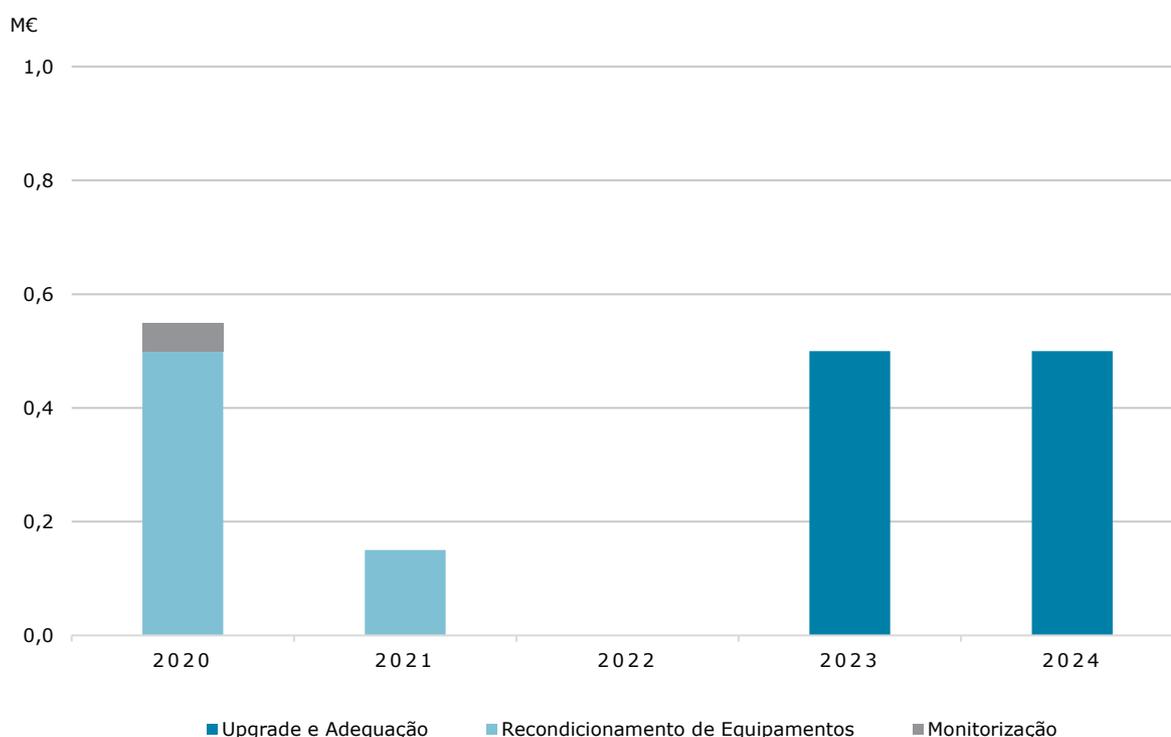
O primeiro navio metaneiro foi recebido em 2003, tendo em 2004, o Terminal de GNL entrado em operação comercial. Recentemente, foi iniciada uma intervenção profunda de renovação dos seus ativos, programada no tempo de modo a evitar oscilações nos valores médios de investimento, com o objetivo de prevenir que a obsolescência e degradação destes equipamentos impeçam a sua operação com níveis adequados de qualidade de serviço.

Esta intervenção, a que se pretende dar continuidade, justifica-se não só pelo facto de a quase totalidade dos equipamentos ter atingido já o final da sua vida útil, mas também pela circunstância de o Terminal de GNL estar inserido numa zona marítima e industrial com condições permanentes de elevada corrosividade atmosférica que causa desgaste acelerado em estruturas e equipamentos.

Os investimentos agora propostos referem-se à continuidade do programa de intervenção em pequenos equipamentos (nomeadamente válvulas e equipamento de controlo) e a necessidades entretanto identificadas de recondicionamento de alguns equipamentos específicos (anel de isolamento dos tanques, sistemas de extinção automática de incêndios e 'flare') que se pretende executar nos anos de 2020 e 2021.

FIGURA 4 -9

### Investimento em novos projetos de Gestão de Vida Útil de Ativos no TGNL para o período 2020 a 2024



QUADRO 4 -13

### Valor de investimento em novos projetos no âmbito da Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos no período de 2020 a 2024 na RNTGN

Upgrade e Adequação	1,000
Recondicionamento de Equipamentos	0,650
Monitorização	0,050
<b>Total Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil na RNTGN</b>	<b>1,700</b>

Unidade: M€

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

**QUADRO 4 -14**

**Novos Projetos de Gestão de Fim de Vida Útil no TGNL**

	Descrição dos Projetos	Previsão de Início	DFI 2020-2022	CAPEX 2020-2024
Upgrade e Adequação	Equipamentos e Sist. Auxiliares	2023	-	1,000
Recondicionamento de Equipamentos	Tanques de Armazenamento - Perlite	2020	0,350	0,350
	Pó Químico - Reposição	2020	0,150	0,150
	Recondicionamento da Flare	2021	0,150	0,150
Monitorização	Adução dos vaporizadores de GNL	2020	0,050	0,050

Unidade: M€

## 4.6. PROJETOS NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

### 4.6.1. Melhoria Operacional para o Armazenamento Subterrâneo

Incluídos no bloco de projetos de melhoria contínua estão três novos projetos com evidentes vantagens operacionais: a execução de um sistema de captação de água industrial, um sistema monitorização para os buçins de vedação dos compressores de alta pressão e a instalação de baterias de condensadores com o objetivo de corrigir o fator potência e a energia induzida injetada na rede.

#### QUADRO 4 -15

#### Valor de investimento em novos projetos no âmbito da Melhoria Operacional no período de 2020 a 2024 no AS

Upgrade de instalações e Equipamentos	0,250
Equipamentos de medida, instrumentação e ferramentas	0,080
<b>Total Melhoria Operacional no AS</b>	<b>0,330</b>

Unidade: M€

No quadro seguinte, desagregado para cada um dos projetos de melhoria operacional no AS Carrigo, apresenta-se o valor de investimento com informação da necessidade de DFI e os valores de investimento para os primeiros três anos e para o primeiro quinquénio.

#### QUADRO 4 -16

#### Novos Projetos de Melhoria Operacional no AS

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2020-2022	CAPEX 2020-2024
Upgrade de Instalações e Equipamentos	Monitorização de vedação nos compressores	2023	-	0,100
	Correção do Fator Potência	2021	0,150	0,150
Utilidades	Furo de captação de água industrial	2020	0,080	0,080

Unidade: M€

### 4.6.2. Projetos de Adequação Regulamentar para o Armazenamento Subterrâneo

Neste bloco de investimentos, está considerada a monitorização de condição das tubagens verticais dos poços (prevista na Portaria n.º 181/2012) e a instalação de analisadores de condensados por forma a dar cumprimento aos parâmetros de monitorização de qualidade de serviço.

## QUADRO 4 -17

**Valor de investimento em novos projetos no âmbito da Adequação Regulamentar no período de 2020 a 2024 no AS**

Gestão de integridade de Infraestruturas	0,375
Equipamentos de Medição e Leitura	0,050
<b>Total Adequação Regulamentar no AS</b>	<b>0,425</b>

Unidade: M€

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

## QUADRO 4 -18

**Novos Projetos de Adequação Regulamentar no AS**

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2020-2022	CAPEX 2020-2024
Gestão de Integridade de Infraestruturas	Monitorização tubagens verticais ('Casing Log')	2023	-	0,375
Equipamentos de Medição e Leitura	Medição de condensados	2020	0,050	0,050

Unidade: M€

**4.6.3. Programa de Gestão de Vida Útil de Ativos no Armazenamento Subterrâneo**

Os equipamentos do Armazenamento Subterrâneo estão expostos a uma atmosfera agressiva (ambiente salino) e elevados níveis de desgaste.

O programa de gestão de fim de vida útil procura prevenir que a degradação destes equipamentos afete os níveis de qualidade de serviço da instalação e evitar a obsolescência dos mesmos. No quadro seguinte, apresenta-se os novos investimentos para o bloco de Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil.

## QUADRO 4 -19

**Valor de investimento em novos projetos no âmbito da gestão de fim de vida útil de Ativos no período de 2020 a 2024 no AS**

Upgrade e Adequação	0,700
Sistemas de Segurança	0,075
<b>Total Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil no AS</b>	<b>0,775</b>

Unidade: M€

Propõe-se o prolongamento dos programas de Gestão de Ativos em final de vida útil, em curso, para os anos de 2023 e 2024 no que respeita aos programas de reposição de pequenos equipamentos (válvulas e pequenos equipamentos de controlo), de tratamento anticorrosivo e

substituição de instrumentação. Foi também identificada a necessidade de beneficiação da válvula de segurança de sub-superfície da cavidade n.º 2 e o 'upgrade' dos computadores de caudal.

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

QUADRO 4 -20

**Novos Projetos de Gestão de Fim de Vida Útil no AS**

	Descrição dos Projetos	Previsão de Início	DFI 2020-2022	CAPEX 2020-2024
Upgrade e Adequação	Equipamentos e Sist. Auxiliares	2023	-	0,500
	Instrumentação local	2023	-	0,100
	Computadores de caudal	2020	0,050	0,050
	Tratamento anticorrosivo	2023	-	0,050
Sistemas de Segurança	Válvula de segurança de sub-superfície	2022	0,075	0,075

Unidade: M€

## 4.7. INVESTIMENTO NA GESTÃO TÉCNICA GLOBAL

No período 2020-2029, a presente proposta de Plano considera um conjunto de investimentos associados à Gestão Técnica Global (GTG), designadamente em infraestruturas críticas para as funções de Centro de Despacho, incluindo a remodelação das instalações. Estes investimentos encontram-se inseridos no segmento de Projetos Base desta proposta de PDIRGN, uma vez que a sua realização é fundamental para assegurar as condições necessárias à gestão técnica do SNGN.

Este plano, para além de contemplar o investimento necessário à sustentabilidade e garantia de funcionamento das ferramentas que suportam a atividade da Gestão Técnica Global, inclui também o investimento necessário à remodelação do Centro de Despacho. Este projeto, que visa garantir de forma sustentada os requisitos de Segurança, Higiene e Saúde no Trabalho, ambientais, de climatização e segurança para o funcionamento dos equipamentos afetos ao Centro de Despacho, é descrito e justificado com detalhe em secção própria neste PDIRGN.

Deste modo, os investimentos na gestão técnica global incluem os projetos de Rede de Telecomunicações de Segurança (RTS), de Gestão do Sistema e operação da rede, e de atualização do Centro de Despacho.

### REDE DE TELECOMUNICAÇÕES DE SEGURANÇA (RTS)

A obtenção de níveis adequados de segurança no abastecimento de energia e de qualidade do serviço prestado está diretamente relacionado com um desenvolvimento articulado das infraestruturas da RNTIAT, incluindo a Rede de Telecomunicações de Segurança (RTS).

Nesse sentido, e com objetivo de assegurar as condições adequadas à operação da RNTIAT e gestão técnica global do SNGN, o plano de investimentos prevê a realização dos seguintes investimentos:

- ✓ Rede de Transmissão DWDM: Rede de transmissão por fibra ótica destinada a assegurar a ligação de longa distancia entre os diversos anéis que constituem a rede IP/MPLS da Gasodutos e os centros de Despacho de Bucelas e Pombal e securização das comunicações desta rede.
- ✓ Fibras Óticas (Renovação de painéis de terminação ótica): que visa a substituição dos painéis e conectores dos cabos de fibra ótica do tipo FC/PC com cerca de 20 anos de exploração, por terminais E2000/APC de tecnologia mais recente, com melhor desempenho ótico.

## GESTÃO DO SISTEMA E OPERAÇÃO DA REDE

A atividade da Gestão do Sistema compreende a supervisão e controlo da rede nacional de transporte de gás natural (RNTGN), a Gestão Técnica Global (GTG) do sistema nacional de gás natural (SNGN) e ainda as atividades de operação de mercado, que assentam em sistemas e tecnologias disponibilizadas no Centro de Despacho Principal de Bucelas e no Centro de Despacho de Emergência, ambos em permanente sincronização.

O funcionamento contínuo destes Centros exige uma rede de telecomunicações de segurança e respetivos *Data Centers* com elevado desempenho.

A atividade do Gestor do Sistema encontra-se suportada por plataformas e sistemas informáticos que se encontram nesses *Data Centers* e que correm em tempo real, utilizando uma infraestrutura de sistemas e telecomunicações integrada, estabelecendo comunicações diretas com as seguintes entidades:

- ✓ A congénere espanhola Enagás, essencial para a coordenação entre TSOs na operação dos sistemas interligados;
- ✓ Os operadores da rede de distribuição, com vista à troca de informação entre operadores das respetivas redes, bem como à disponibilização recíproca de dados que permitam o tratamento dos respetivos processos de balanceamento da rede;
- ✓ Os agentes de mercado, para efeitos de disponibilização e receção de dados/informação do âmbito da atividade da gestão técnica global, 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, quer para o VIP (*Virtual Interconnection Point*), quer para os pontos internos do sistema;
- ✓ A ERP – Entidade responsável pelas previsões de consumo doméstico de GN.

O atual plano prevê um investimento na atualização e desenvolvimento dos sistemas informáticos subjacentes à atividade de gestão técnica global, salientando-se a atualização do portal @IGN, na sua estrutura de apresentação da informação, pretendendo-se responder às necessidades dos agentes de mercado e operadores de rede de distribuição e também garantir a continuidade do serviço de uma forma segura e sustentada.

Com a velocidade da evolução tecnológica estimamos para o horizonte em análise a necessidade de atualizar o sistema SCADA e o sistema ATR, evoluindo para uma versão de software que contemple a implementação de atualizações ao nível da segurança de dados e informação, com o intuito de melhorar a eficiência dos processos e proporcionar a disponibilização de informação em tempo real, nos sistemas a jusante, incluindo informação ao mercado.

Estando o mercado cada vez mais integrado e interligado, prevemos desenvolvimentos consecutivos na automatização dos processos, quer internos, quer com os agentes de mercado e operadores de rede de distribuição, com o intuito de disponibilizar de forma rápida, segura e consistente toda a informação necessária às tomadas de decisão de todas as partes interessadas.

## ATUALIZAÇÃO DO CENTRO DE DESPACHO

O atual Centro de Despacho Principal de Bucelas foi concebido na década de noventa e encontra-se em exploração há 22 anos, com evidentes necessidades de atualização e melhoria na disposição de mobiliário e equipamentos, bem como na melhoria das condições de luminosidade, ergonomia, sensação de conforto (ar condicionado) e diminuição do ruído de fundo, proporcionando melhores condições de trabalho para os técnicos que laboram 24x7 no Centro de Despacho. Esta atualização insere-se numa lógica de adequação e modernização do atual espaço que serve à atividade da Gestão do Sistema, a qual se vem acentuando em particular nos últimos anos com o crescimento das necessidades ao nível do parque tecnológico que sustenta os atuais requisitos de segurança, de supervisão e de negócio, reforçando igualmente a sua robustez e resiliência.

As melhorias a implementar ao nível do Centro de Despacho Principal de Bucelas incluem a substituição do equipamento tecnológico, adequando tanto aspetos de segurança, assim como uma reformulação arquitetónica do espaço, atendendo a critérios de higiene e saúde no trabalho, de ergonomia dos postos de trabalho, ambientais e de climatização para o funcionamento dos equipamentos afetos ao Centro de Despacho, beneficiando desta forma de uma necessária diminuição do ruído provocado pelos equipamentos que se encontram na sala do Centro de Despacho e em salas adjacentes.

Numa perspetiva de obtenção de sinergias, o planeamento prevê a execução da intervenção ao nível da sala na mesma data da atualização do sistema SCADA e Videowall (incluindo a substituição dos equipamentos dos servidores, workstations), de equipamentos de rede (nos seus componentes de hardware, alojamento, rede – cablagem, e segurança) e ainda de acesso físico aos servidores SCADA e SIGO (Sistema de Informação de Gestão Operacional).

No quadro seguinte da presente proposta apresenta-se, para o período 2020-2024, a estimativa global de investimento de CAPEX na Gestão Técnica Global.

### QUADRO 4-21

#### Projetos de Gestão Técnica Global

Gestão Técnica Global	DFI 2020-2022	CAPEX 2020-2024
Projetos de Gestão Técnica Global	3,633	4,958

Unidade: M€

## 4.8. INVESTIMENTO GLOBAL DOS PROJETOS BASE

Este subcapítulo apresenta um quadro com a globalidade do investimento em Projetos Base, desagregado por projeto, incluindo a previsão de início do investimento.

QUADRO 4-22

### Investimento total dos Projetos Base

Infraestrutura Tipologia	Descrição dos Projetos	Previsão de Início	DFI 2020-2022	CAPEX 2020-2024	
RNTGN	Melhoria Operacional	Sistema de Gestão de Integridade - Digitalização e Otimização	2020	0,300	0,500
RNTGN	Melhoria Operacional	Implementação de WEB Client nos VS IVS-HMI	2021	0,500	0,750
RNTGN	Melhoria Operacional	Projeto de Monitorização e Sensorização de Ativos	2020	0,600	0,800
RNTGN	Melhoria Operacional	Prevenção – intrusão, vandalismo e movimentos de terras	2020	0,180	0,180
RNTGN	Melhoria Operacional	Sistemas de deteção sísmica em gasodutos	2022	0,060	0,060
RNTGN	Melhoria Operacional	Monitorização do Ponto de Orvalho de HC	2020	0,180	0,180
RNTGN	Melhoria Operacional	Proteção de gasodutos contra correntes induzidas	2020	0,150	0,250
RNTGN	Melhoria Operacional	Substituição de EMMs do Laboratório Móvel	2023	-	0,100
RNTGN	Melhoria Operacional	Equipamento de emergência e de primeira intervenção	2024	-	0,050
RNTGN	Adequação Regulamentar	Monitorização em linha (PIGs)	2023	-	0,650
RNTGN	Adequação Regulamentar	Caracterização e reparação de defeitos	2023	-	0,425
RNTGN	Adequação Regulamentar	Estudo do estado do revestimento	2023	-	0,160
RNTGN	Adequação Regulamentar	Avaliação das classes de localização	2020	0,290	0,290
RNTGN	Adequação Regulamentar	Deteção e localização de fugas	2021	0,200	0,200
RNTGN	Adequação Regulamentar	Readaptação e Automatização de Estações Fronteira	2020	0,900	0,900
RNTGN	Adequação Regulamentar	Recondicionamento de Unidades de Medida	2023	-	0,550
RNTGN	Gestão de Fim de Vida Útil	Projetos diversos de Adequação e Upgrade de equipamentos e sistemas	2023	-	1,200
RNTGN	Gestão de Fim de Vida Útil	Tratamento anticorrosivo das instalações de superfície	2023	-	0,200
RNTGN	Gestão de Fim de Vida Útil	Readequação ICJCT Pombal e Palmela	2021	0,200	0,200
RNTGN	Gestão de Fim de Vida Útil	Reforço integridade Gasoduto	2023	-	2,00
RNTGN	Gestão de Fim de Vida Útil	Upgrade do sistema de regulação das estações de AP	2020	0,200	0,200
RNTGN	Gestão de Fim de Vida Útil	Substituição das UPS 24/48VDC	2023	-	0,400
RNTGN	Gestão de Fim de Vida Útil	Substituição das UPS 400VAC	2023	-	0,400
RNTGN	Gestão de Fim de Vida Útil	Substituição das baterias	2023	-	0,100
RNTGN	Gestão de Fim de Vida Útil	Substituição dos PTs das estações	2023	-	0,375
RNTGN	Gestão de Fim de Vida Útil	Substituição de CPUs de RTUs	2023	-	0,155
RNTGN	Gestão de Fim de Vida Útil	Substituição de turbinas	2023	-	0,130
RNTGN	Gestão de Fim de Vida Útil	Substituição de cromatógrafo (GRMS-03659)	2020	0,070	0,070
RNTGN	Gestão de Fim de Vida Útil	Substituição de bombas de THT	2023	-	0,150
TGNL	Melhoria Operacional	Edifício Parque de Enchimento de Cisternas - Ampliação	2020	0,100	0,100

TGNL	Melhoria Operacional	Estação de Medida - Alteração dos sistemas de filtragem	2020	0,300	0,300
TGNL	Melhoria Operacional	Novos Cabeços de Amarração ('Mooring Point')	2022	1,000	2,000
TGNL	Adequação Regulamentar	Extensão e Reforço Canal Rejeição de Água	2020	1,300	1,300
TGNL	Adequação Regulamentar	Zona de Processo - Adequação [ATEX]	2020	0,200	0,200
TGNL	Gestão de Fim de Vida Útil	Equipamentos e Sist. Auxiliares	2023	-	1,000
TGNL	Gestão de Fim de Vida Útil	Tanques de Armazenamento - Perlite	2020	0,350	0,350
TGNL	Gestão de Fim de Vida Útil	Pó Químico - Reposição	2020	0,150	0,150
TGNL	Gestão de Fim de Vida Útil	Recondicionamento da Flare	2021	0,150	0,150
TGNL	Gestão de Fim de Vida Útil	Adução dos vaporizadores de GNL	2020	0,050	0,0500
AS	Melhoria Operacional	Monitorização de vedação nos compressores	2023	-	0,100
AS	Melhoria Operacional	Correção do Fator Potência	2021	0,150	0,150
AS	Melhoria Operacional	Furo de captação de água industrial	2020	0,080	0,080
AS	Adequação Regulamentar	Monitorização tubagens verticais ('Casing Log')	2023	-	0,375
AS	Adequação Regulamentar	Medição de condensados	2020	0,050	0,050
AS	Gestão de Fim de Vida Útil	Equipamentos e Sist. Auxiliares	2023	-	0,500
AS	Gestão de Fim de Vida Útil	Instrumentação local	2023	-	0,100
AS	Gestão de Fim de Vida Útil	Computadores de caudal	2020	0,050	0,050
AS	Gestão de Fim de Vida Útil	Tratamento anticorrosivo	2023	-	0,050
AS	Gestão de Fim de Vida Útil	Válvula de segurança de sub-superfície	2022	0,075	0,075
GTG		RTS, GS e Centro de Despacho	2020	3,630	4,960
Totais				<b>11,468</b>	<b>23,713</b>

Unidade: M€

## 4.9. APRESENTAÇÃO DOS MONTANTES DE ENTRADAS EM EXPLORAÇÃO

Neste subcapítulo apresentam-se os valores das entradas em exploração a custos totais dos Projetos Base apresentados no subcapítulo 4.1. Aos montantes apresentados a custos diretos externos foram acrescidos 7% na RNTGN e na Gestão Técnica Global, e 11% no TGNL de Sines e no AS do Carriço, relativos a encargos de estrutura, de gestão e financeiros.

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

A decisão de realização destes projetos depende quase em exclusivo da iniciativa do ORT, tendo em conta a avaliação que realiza sobre o indicador de estado dos ativos em serviço e a segurança de operação da rede, incluindo aqueles projetos que visem dar cumprimento a compromissos assumidos com os ORD relativamente a novos pontos de ligação com a RNDGN, ou de ampliação de pontos de entrega de gás já existentes.

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

QUADRO 4-23

Projetos Base - Entradas em exploração dos Projetos Base (\*)

Projetos Base	Parcelares			Cronograma das entradas em exploração					
	TOTAL PROJETO	DFI 2020-2022	PDIRGN 2020-2024	2020	2021	2022	2023	2024	2025 - 2029
<b>Custos totais</b>	<b>25,658</b>	<b>12,430</b>	<b>25,658</b>	<b>6,505</b>	<b>2,538</b>	<b>3,387</b>	<b>7,332</b>	<b>5,895</b>	<b>-</b>
<b>Custos totais - RNTGN</b>	<b>12,439</b>	<b>4,098</b>	<b>12,439</b>	<b>1,723</b>	<b>1,584</b>	<b>0,792</b>	<b>4,451</b>	<b>3,889</b>	<b>-</b>
<b>Valores a Custos Diretos Externos (CDE)</b>	<b>11,625</b>	<b>3,830</b>	<b>11,625</b>	<b>1,610</b>	<b>1,480</b>	<b>0,740</b>	<b>4,160</b>	<b>3,635</b>	<b>-</b>
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	0,814	0,268	0,814	0,113	0,104	0,052	0,291	0,254	-
<b>Custos totais - Terminal de GNL</b>	<b>6,216</b>	<b>3,996</b>	<b>6,216</b>	<b>2,553</b>	<b>0,333</b>	<b>1,110</b>	<b>1,110</b>	<b>1,110</b>	<b>-</b>
<b>Valores a Custos Diretos Externos (CDE)</b>	<b>5,600</b>	<b>3,600</b>	<b>5,600</b>	<b>2,300</b>	<b>0,300</b>	<b>1 000</b>	<b>1 000</b>	<b>1 000</b>	<b>-</b>
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	0,616	0,396	0,616	0,253	0,033	0,110	0,110	0,110	-
<b>Custos totais - AS Carriço</b>	<b>1,698</b>	<b>0,450</b>	<b>1,698</b>	<b>0,200</b>	<b>0,167</b>	<b>0,083</b>	<b>0,888</b>	<b>0,361</b>	<b>-</b>
<b>Valores a Custos Diretos Externos (CDE)</b>	<b>1,530</b>	<b>0,405</b>	<b>1,530</b>	<b>0,180</b>	<b>0,150</b>	<b>0,075</b>	<b>0,800</b>	<b>0,325</b>	<b>-</b>
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	0,168	0,045	0,168	0,020	0,017	0,008	0,088	0,036	-
<b>Custos totais - Gestão Técnica Global</b>	<b>5,305</b>	<b>3,887</b>	<b>5,305</b>	<b>2,029</b>	<b>0,455</b>	<b>1,402</b>	<b>0,883</b>	<b>0,535</b>	<b>-</b>
<b>Valores a Custos Diretos Externos (CDE)</b>	<b>4,958</b>	<b>3,633</b>	<b>4,958</b>	<b>1,897</b>	<b>0,426</b>	<b>1,311</b>	<b>0,825</b>	<b>0,500</b>	<b>-</b>
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	0,347	0,254	0,347	0,133	0,030	0,092	0,058	0,035	-

Unidade: M(€)

(\*) - Não estão listadas neste Quadro verbas a aplicar no segundo quinquénio deste PDIRGN, que não são ainda conhecidas já que a sua identificação resultará do acompanhamento que a REN continuará a realizar sobre o estado futuro dos ativos e das tecnologias disponíveis.





5

**PROJETOS  
COMPLEMENTARES  
DO PDIRGN**

**REN** 

## 5.1. ENQUADRAMENTO

Os Projetos Complementares da proposta de PDIRGN são projetos que decorrem de novas necessidades com origem externa à RNTIAT e que não representam compromissos já assumidos pelo ORT. A realização destes projetos está condicionada à manifestação do interesse na sua realização por parte de *stakeholders* externos, bem como à confirmação do Concedente quanto ao interesse, concordância e data de realização dos mesmos.

Na presente proposta de PDIRGN 2020-2029 o conjunto dos Projetos Complementares encontra-se ainda decomposto em dois subconjuntos: o dos Projetos Complementares Padrão e o dos Projetos Complementares Duplamente Dependentes, em que o segundo, para além das condicionantes que assistem ao primeiro, está também condicionado à realização de outros projetos estruturantes europeus com os quais se articulam (nesta proposta de PDIRGN está em causa a 3.ª interligação Portugal Espanha e a sua interdependência com o projeto STEP/MIDCAT).

## 5.2. PROJETOS COMPLEMENTARES PADRÃO

Este subcapítulo apresenta os montantes previstos para o investimento, a descrição dos projetos e os valores das entradas em exploração, relativamente à categoria de Projetos Complementares Padrão do PDIRGN 2020-2029.

### 5.2.1. Montantes previstos para o investimento em Projetos Complementares Padrão

Dentro dos Projetos Complementares, o subconjunto dos Projetos Complementares Padrão desta edição do Plano inclui a adaptação do cais de descarga do TGNL de Sines, de modo a possibilitar o enchimento de navios de menores dimensões, proporcionando o abastecimento de GNL como combustível marítimo.

Este projeto foi já objeto de manifestações de interesse externas à REN Atlântico, nomeadamente através do Decreto-Lei n.º 60/2017 e de potenciais futuros utilizadores desta infraestrutura.

Este investimento permitirá também que os portos nacionais possam dar cumprimento à Diretiva 2014/94/UE, relativa à criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos, uma vez que o TGNL de Sines ficará apto a abastecer navios de menores dimensões.

Os estudos preliminares realizados pela REN relativamente a uma possível adaptação do cais de descarga do TGNL de Sines, para abastecimento de navios de menores dimensões capazes de

assegurar o transporte do GNL até outros navios que o solicitem ou a unidades satélites de armazenamento, identificaram duas alternativas<sup>22</sup>.

Uma das alternativas, a de menor capacidade, de maior facilidade e rapidez de implementação e também de menor custo, estimado numa gama de 8,0 a 10,0 M€, passa pela adaptação do atual cais de descarga. Contudo, esta solução impede que, em simultâneo, possa haver a descarga de GNL de navios metaneiros para os depósitos de GNL do TGNL de Sines.

Outra solução, de maior capacidade de operação e também de resposta no médio/longo prazo, mas exigindo mais tempo para sua implementação e também com um volume de investimento significativamente mais elevado, estimado numa gama entre 40,0 a 50,0 M€, passa pela construção de um novo Cais, próximo do atual, para abastecimento de navios de menores dimensões capazes de assegurar o transporte do GNL até outros navios ou unidades satélites de armazenamento. Com esta segunda solução, fica viabilizado o fornecimento de GNL a navios em Sines sem interferência com a descarga em simultâneo de navios metaneiros para os depósitos de GNL do TGNL de Sines.

Neste enquadramento, a REN considera que a solução a incluir no presente capítulo de Projetos Complementares Padrão deve incidir sobre a primeira opção, a adaptação do atual cais de descarga, que apresenta um custo de realização significativamente mais reduzido. Conforme referido, o valor estimado para este investimento no TGNL de Sines, sem considerar encargos financeiros nem custos de estrutura, encontra-se compreendido numa gama entre 8,0 e 10,0 M€ (por simplicidade, nos cálculos desta proposta de PDIRGN 2020-2029 adotou-se para este projeto um valor de investimento de 9,0 M€).

Os quadros seguintes apresentam o investimento na RNTIAT associado aos Projetos Complementares Padrão.

#### QUADRO 5-1

### Valores de investimento para os Projetos Complementares Padrão da RNTIAT

Projetos Complementares Padrão Período 2020 - 2029	
Investimento (M€)	
RNTGN	-
AS Carricho	-
Terminal de GNL	9,000
<b>TOTAL</b>	<b>9,000</b>

<sup>22</sup> As duas alternativas aqui referidas são apresentadas em detalhe no Anexo 8.

QUADRO 5-2

**Tabela de investimentos para os Projetos Complementares Padrão na RNTIAT**

Projetos Complementares Padrão	Data		Investimento parcelar		Cronograma do investimento									
	DFI	Entrada em Exploração	TOTAL PROJETO	PDIRGN 2020 - 2029	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Total</b>			<b>9,000</b>	<b>9,000</b>		<b>4,150</b>	<b>4,850</b>							
<b>Terminal de GNL</b>			<b>9,000</b>	<b>9,000</b>		<b>4,150</b>	<b>4,850</b>							
<b>Adaptação do cais de acostagem do TGNL para pequenos navios (SSLNG)</b>	<b>2020</b>	<b>2022</b>	<b>9,000</b>	<b>9,000</b>		<b>4,150</b>	<b>4,850</b>							

Unidade: M€

## 5.2.2. Descrição dos Projetos Complementares Padrão

Este subcapítulo apresenta uma breve descrição dos Projetos Complementares Padrão propostos para o PDIRGN 2020-2029.

### Adaptação do cais de descarga do TGNL de Sines

A adaptação do cais de descarga existente no TGNL de Sines implica:

- A alteração e adaptação dos sistemas de amarração (incluindo cabeços de amarração e defensas);
- A aquisição de um sistema de transfega dedicado;
- A aquisição de sistema de medição específico;
- Trabalhos de construção civil e mecânica;
- A alteração e construção de novas tubagens;
- A instalação de um compressor de alto débito;
- O upgrade da Subestação de distribuição de energia no cais de acostagem.

A REN estima um custo global para este investimento numa gama entre 8,0 M€ a 10,0 M€<sup>23</sup>.

Esta solução apresenta como principal vantagem o custo reduzido do investimento, e como principais desvantagens a dependência da saturação do Cais de Descarga existente em caso de aumento de procura, para além da eventual dificuldade em manusear o vapor de retorno recebido, caso a pressão dos tanques dos navios seja inferior à pressão de saturação do GNL nos tanques de armazenagem do Terminal de Sines.

De assinalar ainda que, entre uma eventual tomada de decisão positiva relativamente a este projeto e a sua entrada em operação, deve ser previsto um intervalo mínimo de cerca de dois anos.

---

<sup>23</sup> Por simplicidade, nos cálculos desta proposta de PDIRGN adotou-se para este projeto um valor de investimento de 9 M€.

### **5.2.3. Valores das entradas em exploração dos Projetos Complementares Padrão**

Este subcapítulo apresenta os montantes de entrada em exploração dos Projetos Complementares Padrão propostos no PDIRGN 2020-2029.

Para os Projetos Complementares Padrão da proposta de PDIRGN, apresentam-se no quadro seguinte os valores de entradas em exploração a custos diretos externos, a parcela correspondente aos encargos de estrutura, de gestão e financeiros, e o somatório das duas parcelas anteriores, que corresponde às entradas em exploração a custos totais.

QUADRO 5-3

**Projetos Complementares Padrão - investimento e entradas em exploração**

Projetos Complementares Padrão	Parcelares		Cronograma de entradas em exploração									
	TOTAL PROJETO	PDIRGN 2020- 2029	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Custos totais</b>	<b>9,990</b>	<b>9,990</b>	<b>9,990</b>									
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	0,990	0,990	0,990									
<b>Valores a Custos Diretos Externos (CDE)</b>	<b>9,000</b>	<b>9,000</b>	<b>9,000</b>									
Adaptação do cais de acostagem do TGNL para pequenos navios (SSLNG)	9,000	9,000	9,000									

Unidade: M€

## 5.3. PROJETOS COMPLEMENTARES DUPLAMENTE DEPENDENTES

Este subcapítulo apresenta os montantes previstos para o investimento, a descrição dos projetos e os valores das entradas em exploração, relativamente à categoria de Projetos Complementares Duplamente Dependentes do PDIRGN 2020-2029.

Recorda-se que os Projetos Complementares Duplamente Dependentes para além de sujeitos aos mesmos condicionalismos que assistem aos Projetos Complementares – manifestação de interesse por outra entidade que não o operador da RNTIAT e a sua aprovação pelo Concedente – estão também subordinados à concretização de outros projetos estruturantes europeus com os quais se articulam.

### 5.3.1. Montantes previstos para o investimento em Projetos Complementares Duplamente Dependentes

Neste PDIRGN estão incluídos na classe de Projetos Complementares Duplamente Dependentes os projetos da 1.<sup>a</sup> fase da 3.<sup>a</sup> interligação entre Portugal e Espanha e da estação de compressão do Carregado (este último funciona como complementar e potenciador em relação ao primeiro).

Considera-se que a eventual realização destes dois projetos, em particular o da 3.<sup>a</sup> interligação, está dependente da realização do projeto STEP (primeira fase do projeto MIDCAT), relativo à construção de uma nova interligação entre Espanha e França na zona leste dos Pirenéus, bem como da concessão de subsídios europeus a fundo perdido para a sua construção, o que está de acordo com as orientações da ERSE e do Estado Concedente relativamente a este projeto e também referido em sede de reuniões conduzidas pela Comissão Europeia no âmbito do 'High Level Group' (HLG) para as interligações no sudoeste europeu.

Assim, pela própria natureza destes projetos, uma eventual decisão sobre a realização da 3.<sup>a</sup> interligação e da estação de compressão do Carregado, dependendo também de outros factores, é da competência do Concedente e, neste contexto, essa decisão tanto pode ser tomada no âmbito da presente proposta de PDIRGN, como no âmbito de futuras edições do Plano, devendo a REN Gasodutos atuar de acordo com as orientações recebidas.

De referir que a 2.<sup>a</sup> fase do projeto da 3.<sup>a</sup> interligação Portugal-Espanha, que em Portugal contempla a estação de compressão do Lote 6 e o gasoduto Cantanhede-Mangualde, atualmente não se encontra proposta para o horizonte temporal abrangido pela presente proposta de PDIRGN 2020-2029, atendendo nomeadamente a: (i) por um lado aos deslizamentos de que tem sido alvo uma possível data de concretização da 1.<sup>a</sup> fase desta nova interligação entre Portugal e Espanha; (ii) por outro, à dependência desta interligação relativamente à concretização do projeto STEP/MIDCAT na fronteira entre Espanha e França.

O quadro seguinte apresenta o investimento na RNTIAT associado aos Projetos Complementares Duplamente Dependentes, considerando ambas as hipóteses com e sem financiamento a fundo perdido do programa CEF para a 1.ª fase da 3.ª Interligação.

**QUADRO 5-4**

**Valores de investimento para os Projetos Complementares Duplamente Dependentes da RNTIAT com e sem financiamento do programa CEF**

Projetos Complementares Duplamente Dependentes Período 2025 - 2029		Projetos Complementares Duplamente Dependentes Período 2025 - 2029 com 50% de subsídio do programa CEF	
Investimento (M€)		Investimento (M€)	
RNTGN	139,065	RNTGN	81,464
AS Carriço	-	AS Carriço	-
Terminal de GNL	-	Terminal de GNL	-
<b>TOTAL</b>	<b>139,065</b>	<b>TOTAL</b>	<b>81,464</b>

O valor estimado para estes investimentos na RNTIAT, sem considerar encargos financeiros nem custos de estrutura, é de 139,1 M€ (115,037 M€ da 3.ª interligação e 24,028 M€ da estação de compressão do Carregado) não considerando subsídios CE, e de 81,5 M€ (57,436 M€ da 3.ª interligação e 24,028 M€ da estação de compressão do Carregado) considerando subsídio de 50%.

Foi aqui admitido, por hipótese, a entrada em exploração deste projeto no segundo quinquénio do PDIRGN 2020-2029, cabendo referir que uma eventual opção no sentido da realização deste projeto requer uma tomada de decisão com uma antecedência de pelo menos 3 a 4 anos antes da sua entrada em exploração.

De salientar ainda que a estimativa na qual se baseiam os valores de investimento atrás apresentados tem por base o traçado inicialmente proposto para o Gasoduto entre Celorico da Beira e Vale de Frades. A análise presentemente em curso na busca de um traçado alternativo, decorrente da DIA desfavorável recebida relativamente ao primeiro traçado, poderá vir a ditar outros valores para esta infraestrutura. Contudo, na ausência de melhor informação, continua-se a apresentar o valor de investimento inicialmente estimado, na expectativa de que o novo traçado não obrigue a um volume de investimento substancialmente diferente do anterior.

QUADRO 5-5

**Tabela de investimentos dos Projetos Complementares Duplamente Dependentes da RNTIAT sem financiamento do programa CEF**

Projetos Complementares Duplamente Dependente	Data		Investimento parcelar		Cronograma do investimento							
	DFI	Entrada em Exploração	TOTAL PROJETO	PDIRGN 2020 - 2029	2020	<----	DFI	N-2	N-1	N	---->	2029
<b>Total</b>			<b>140,139</b>	<b>139,065</b>			<b>0,500</b>	<b>38,393</b>	<b>60,126</b>	<b>40,046</b>		
<b>RNTGN</b>			<b>140,139</b>	<b>139,065</b>			<b>0,500</b>	<b>38,393</b>	<b>60,126</b>	<b>40,046</b>		
1.ª fase da 3.ª Interligação Gasoduto Celorico da Beira - Vale de Frades	2020...	2025-2029	115,201	115,037			0,500	33,393	43,874	37,270		
EC do Carregado	2020...	2025-2029	24,938	24,028			-	5,000	16,252	2,776		

Unidade: M€

QUADRO 5-6

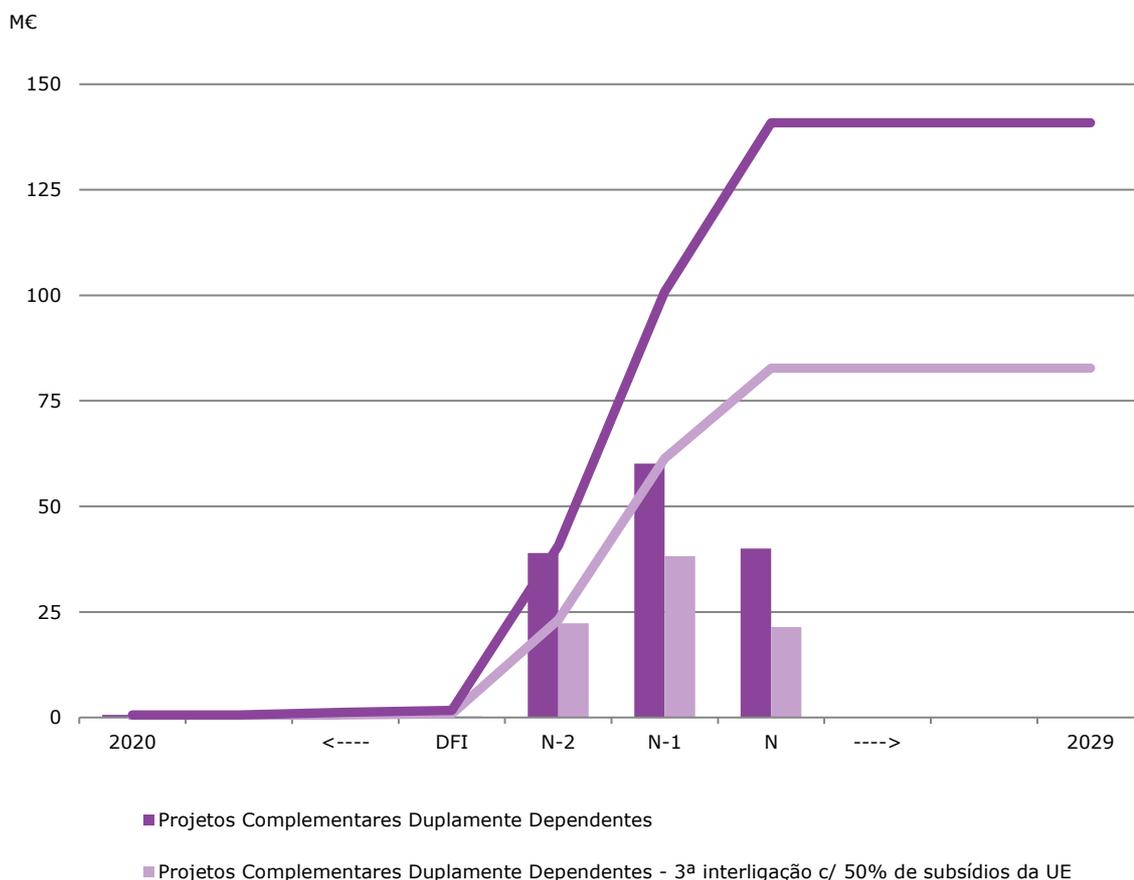
Tabela de investimentos dos Projetos Complementares Duplamente Dependentes da RNTIAT com financiamento de 50% do programa CEF

Projetos Complementares Duplamente Dependentes- 3.ª interligação c/ 50% de subsídios da UE	Data		Investimento parcelar		Cronograma do investimento							
	DFI	Entrada em Exploração	TOTAL PROJETO	PDIRGN 2020 - 2029	2020	<----	DFI	N-2	N-1	N	---->	2029
<b>Total</b>			<b>82,538</b>	<b>81,464</b>			<b>0,500</b>	<b>21,600</b>	<b>38,062</b>	<b>21,303</b>		
<b>RNTGN</b>			<b>82,538</b>	<b>81,464</b>			<b>0,500</b>	<b>21,600</b>	<b>38,062</b>	<b>21,303</b>		
1.ª fase da 3.ª Interligação Gasoduto Celorico da Beira - Vale de Frades	2020...	2025-2029	57,600	57,436			0,500	16,600	21,810	18,527		
EC do Carregado	2020...	2025-2029	24,938	24,028			-	5,000	16,252	2,776		

Unidade: M€

FIGURA 5-1

**Investimento dos Projetos Complementares Duplamente Dependentes da RNTIAT sem financiamento e com financiamento a 50% da 3.ª interligação PT-ES (programa CEF)**



A análise do quadro e da figura anteriores permite constatar uma redução dos montantes de investimento no cenário apresentado de comparticipação da UE. O valor de investimento do conjunto dos Projetos Complementares é reduzido para o valor de 81,5 M€ no caso de 50% de comparticipação da EU, isto é menos 41,4% face ao cenário sem qualquer comparticipação da UE.

## 5.3.2. Descrição dos Projetos Complementares Duplamente Dependentes

### Estação de compressão do Carregado (projeto condicionado à realização do STEP/MIDCAT)

Com a expansão do terminal de GNL de Sines e com o consequente aumento da sua capacidade de regaseificação para a RNTGN, deve-se reforçar a capacidade de transporte do troço do gasoduto principal entre Sines e Leiria, de modo a possibilitar o escoamento de um caudal de gás mais elevado com origem no TGNL de Sines. A solução indicada neste Plano passa pela instalação de uma estação de compressão na zona do Carregado, a jusante (considerando o sentido sul-norte) do ponto de saída da Central de Ciclo Combinado da TER e do ramal de Lisboa.

A potência desta estação de compressão cifrar-se-á em cerca de 14 MW, com capacidade para movimentar caudais da ordem de 650 000 m<sup>3</sup>/h e com uma impulsão de 35/40 bar.

Subordinado à realização do projeto STEP/MIDCAT e à aprovação pelo Concedente, um eventual investimento nesta infraestrutura deverá ser decidido de modo a fazer coincidir as datas de entrada em operação da EC do Carregado e da 1.ª fase da 3.ª interligação Portugal-Espanha, a menos que um aumento nos consumos no SNGN ou a necessidade de garantir a reversibilidade de fluxo com a rede interligada de Espanha justifiquem uma alteração da data prevista.

O investimento estimado para a Estação de Compressão do Carregado é de 24,9 M€.

De forma alinhada com as orientações da ERSE e do Estado Concedente, considera-se que a eventual concretização deste projeto está dependente da realização da 3.ª interligação Portugal-Espanha, e, portanto, condicionado à decisão de realização do projeto de interligação entre Espanha e França designado por STEP/MIDCAT.

### 1.ª Fase da 3.ª Interligação Portugal-Espanha (projeto condicionado à realização do STEP/MIDCAT)

A primeira fase da 3.ª interligação está prevista ser constituída por um gasoduto com início na estação de junção JCT 13200-Celorico da Beira, no Distrito da Guarda, desenvolvendo-se para Norte, em direção a Vale de Frades (na fronteira entre Portugal e Espanha), entrando em território espanhol através da província de Zamora. Como consequência da emissão de DIA desfavorável, em 05/02/2018, relativamente ao traçado inicialmente proposto e sujeito a AIA (processo n.º 2871), encontra-se atualmente em estudo uma alternativa de traçado que continue a respeitar os compromissos internacionais assumidos, nomeadamente mantendo o atual ponto de interligação com a rede de Espanha em Vale de Frades / Fuentes de Onoro.

A concretização da primeira fase da 3.ª interligação permitirá disponibilizar bidirecionalidade de fluxo de gás, com uma capacidade de importação e de exportação de 70,0 GWh/dia.

Como referido antes, a decisão final de investimento deste projeto deve ser articulada com o desenvolvimento do projeto STEP/MIDCAT (relativo à construção de uma nova interligação entre Espanha e França na zona leste dos Pirenéus), devendo estes projetos ser considerados mutuamente dependentes, no sentido de garantir a integração dos sistemas de GN ibéricos e de salvaguardar que ao SNGN é simultaneamente viabilizada a oportunidade de integração com o resto dos sistemas europeus, em paralelo com o sistema espanhol aquando da operacionalização do projeto STEP/MIDCAT.

Considerando a precedência da decisão de realização do projeto STEP (interligação Espanha França através dos Pirinéus orientais) sobre a eventual decisão de construção da 3.ª interligação entre Portugal e Espanha, descreve-se sumariamente o ponto de situação do primeiro destes projetos no final do primeiro trimestre de 2019.

Com efeito, em 23 de janeiro de 2019 os reguladores de Espanha (CNMC) e França (CRE) emitiram um parecer negativo sobre o pedido de investimento do projeto STEP apresentado pelos seus promotores, Enagás e Teréga, convidando-os a corrigir um conjunto de problemas técnicos que consideraram estar por resolver. Por seu turno, pelo facto de terem sido apurados potenciais benefícios para Portugal decorrentes da realização do STEP, o regulador português (ERSE) também foi chamado a emitir o seu parecer sobre o processo, tendo identificado algumas melhorias passíveis de ser introduzidas pelos promotores na respetiva Análise de Custo e Benefício.

Os pareceres dos três reguladores foram submetidos à ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators), a quem compete avaliar a situação e emitir a sua opinião formal. Esta será determinante para a eventual reformulação e subsequente reapreciação do Pedido de Investimento pelos três reguladores nacionais. Caso isso venha a suceder e daí resulte um acordo posterior quanto à decisão de repartição de custos transfronteiriços do STEP, peça essencial para a sua candidatura à concessão de subsídios CEF para a construção, tal poderá ainda vir a viabilizar o projeto.

## 2.ª Fase da 3.ª Interligação Portugal-Espanha

A 2.ª fase do projeto da 3.ª Interligação Portugal-Espanha, que em Portugal contempla a estação de compressão do Lote 6 e o gasoduto Cantanhede-Mangualde, atualmente não se encontra proposta para o horizonte temporal abrangido pela presente proposta de PDIRGN 2020-2029, atendendo a: (i) por um lado aos deslizamentos de que tem sido alvo uma possível data de concretização da 1.ª fase desta nova interligação entre Portugal e Espanha; (ii) por outro, à dependência desta interligação relativamente à concretização do projeto STEP na fronteira entre Espanha e França.

### 5.3.3. Valores das entradas em exploração dos Projetos Complementares Duplamente Dependentes

Para os Projetos Complementares Duplamente Dependentes da proposta de PDIRGN, apresentam-se nos quadros seguintes os valores de entradas em exploração a custos diretos externos, a parcela correspondente aos encargos de estrutura, de gestão e financeiros, e o somatório das duas parcelas anteriores, que corresponde às entradas em exploração a custos totais, com e sem financiamento do programa CEF para a 3.ª Interligação entre Portugal e Espanha.

De salientar que os valores de investimento aqui apresentados têm por base o traçado inicialmente proposto para o Gasoduto entre Celorico da Beira e Vale de Frades. A análise presentemente em curso na busca de um traçado alternativo, decorrente da DIA desfavorável recebida relativamente ao primeiro traçado, poderá vir a ditar outros valores para esta infraestrutura. Contudo, na ausência de melhor informação, continua-se a apresentar o valor de investimento inicialmente estimado, na expectativa de que o novo traçado não obrigue a um volume de investimento substancialmente diferente do anterior.

QUADRO 5-7

**Projetos Complementares Duplamente Dependentes - investimento e entradas em exploração sem financiamento do programa CEF**

Projetos Complementares	Parcelares		Cronograma de entradas em exploração							
	TOTAL PROJETO	PDIRGN 2020 - 2029	2020	<----	DFI	N-2	N-1	N	---->	2029
<b>Custos totais</b>	<b>149,948</b>	<b>148,799</b>			-	-	-	<b>148,799</b>		
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	9,810	9,735			-	-	-	9,735		
<b>Valores a Custos Diretos Externos (CDE)</b>	<b>140,139</b>	<b>139,065</b>			-	-	-	<b>139,065</b>		
1.ª fase - Gasoduto Celorico da Beira - Vale de Frades	115,201	115,037			-	-	-	115,037		
EC do Carregado	24,938	24,028			-	-	-	24,028		

Unidade: M€

QUADRO 5-8

**Projetos Complementares Duplamente Dependentes - investimento e entradas em exploração com financiamento de 50% do programa CEF**

Projetos Complementares	Parcelares		Cronograma de entradas em exploração							
	TOTAL PROJETO	PDIRGN 2020 - 2029	2020	<----	DFI	N-2	N-1	N	---->	2029
<b>Custos totais</b>	<b>88,316</b>	<b>87,166</b>			-	-	-	<b>87,166</b>		
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	5,778	5,702			-	-	-	5,702		
<b>Valores a Custos Diretos Externos (CDE)</b>	<b>82,538</b>	<b>81,464</b>			-	-	-	<b>81,464</b>		
1.ª fase - Gasoduto Celorico da Beira - Vale de Frades	57,600	57,436			-	-	-	57,436		
EC do Carregado	24,938	24,028			-	-	-	24,028		

Unidade: M€





6

**IMPACTO DOS  
INVESTIMENTOS  
APRESENTADOS NO  
PDIRGN**

**REN**

## 6.1. IMPACTO TARIFÁRIO

Relativamente ao impacto tarifário e independentemente do efeito resultante da volatilidade da procura e das respetivas correções de previsão para eliminar efeitos singulares passados, a evolução dos proveitos permitidos irá refletir o facto de o valor do investimento ser substancialmente inferior ao valor das amortizações, o que garante que em qualquer cenário de procura a tarifa resultante será sempre inferior ao que resultaria do nível atual dos ativos.

A volatilidade da procura de GN induzida pelo setor elétrico é uma característica do setor do GN, sendo os respetivos efeitos tarifários atenuados pelos mecanismos instituídos na regulamentação em vigor com efeito positivo na mitigação dessa volatilidade. A análise da procura e dos consequentes efeitos tarifários deve ser vista neste quadro, realçando-se o facto de o consumo de GN no horizonte da presente proposta de PDIRGN 2020-2029 manter uma trajetória sustentada relevante.

Com a contextualização introduzida nos dois parágrafos anteriores, realiza-se neste capítulo uma análise à evolução dos proveitos permitidos unitários (proveitos permitidos/procura), de modo a avaliar o impacto dos projetos do PDIRGN 2020-2029.

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

1. O custo com capital engloba a remuneração e a amortização dos ativos em exploração e os novos investimentos previstos no PDIRGN 2020-2029 a custos totais (custos diretos externos acrescidos de 7% na RNTGN, e de 11% no TGNL de Sines e no AS do Carricho, relativos a encargos de estrutura, de gestão e financeiros);
2. Considera-se que os custos de exploração se mantêm constantes ao longo do período em análise (para efeitos de simplificação);
3. Os ajustamentos / desvios não foram incorporados na estimativa dos proveitos permitidos (para evidenciar apenas os efeitos que resultam do investimento e atuação da empresa);
4. A taxa de remuneração dos ativos foi considerada constante ao longo do período e igual a 5,5%<sup>24</sup>;
5. A base de ativos considerada no cálculo é compreendida pelas seguintes parcelas: (1) ativos existentes em operação; (2) investimentos em curso ou aprovados no PDIRGN 2018-2027, que entrarão em exploração no período do Plano; e (3) Projetos Base do presente Plano;
6. Relativamente aos consumos, consideram-se o Cenário Central, o Cenário Superior e o Cenário Inferior, tal como definidos no presente documento.

---

<sup>24</sup> Este valor resulta dos valores de taxa de remuneração estabelecidos pela ERSE, que decorrem da aplicação da respetiva metodologia de cálculo no período regulatório 2016-2019 do setor do gás.

A partir dos pressupostos de base definidos anteriormente, efetuaram-se as simulações da evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT, num total de doze, de acordo com as variáveis definidas nos quadros seguintes, referentes aos Projetos Base (simulações A1, A2 e A3), aos Projetos Complementares Padrão (simulações B1, B2 e B3) e aos Projetos Complementares Duplamente Dependentes (C1, C2, D1, D2, E1 e E2).

**QUADRO 6-1**

**Simulações da evolução dos proveitos permitidos unitários dos Projetos Base propostos no PDIRGN 2020-2029**

Simulações	Categoria de projetos	Cenários de Procura		
		Central	Superior	Inferior
	Projetos Base			
<b>Gráfico A</b>	RNTIAT	<b>A1</b>	<b>A2</b>	<b>A3</b>

**QUADRO 6-2**

**Simulações da evolução dos proveitos permitidos unitários dos Projetos Complementares Padrão do PDIRGN 2020-2029 (\*)**

Simulações	Categoria de projetos	Cenários de Procura		
		Central	Superior	Inferior
	Projetos Complementares Padrão			
<b>Gráfico B</b>	RNTIAT	<b>B1</b>	<b>B2</b>	<b>B3</b>

\* Simulações efetuadas considerando os Projetos Base

QUADRO 6-3

**Simulações da evolução dos proveitos permitidos unitários dos Projetos Complementares Duplamente Dependentes do PDIRGN 2020-2029 (\*)**

Simulações		Categoria de projetos	Cenários de Procura			Subsídios do programa CEF	
			Central	Superior	Inferior	0%	50%
		Projetos Complementares Duplamente Dependentes					
<b>Gráfico D</b>	RNTIAT	X	X			<b>C1</b>	<b>C2</b>
<b>Gráfico E</b>	RNTIAT	X		X		<b>D1</b>	<b>D2</b>
<b>Gráfico F</b>	RNTIAT	X			X	<b>E1</b>	<b>E2</b>

\* Simulações efetuadas considerando os Projetos Base e os Projetos Complementares Padrão

### 6.1.1. Impacto tarifário dos Projetos Base da proposta de PDIRGN 2020-2029

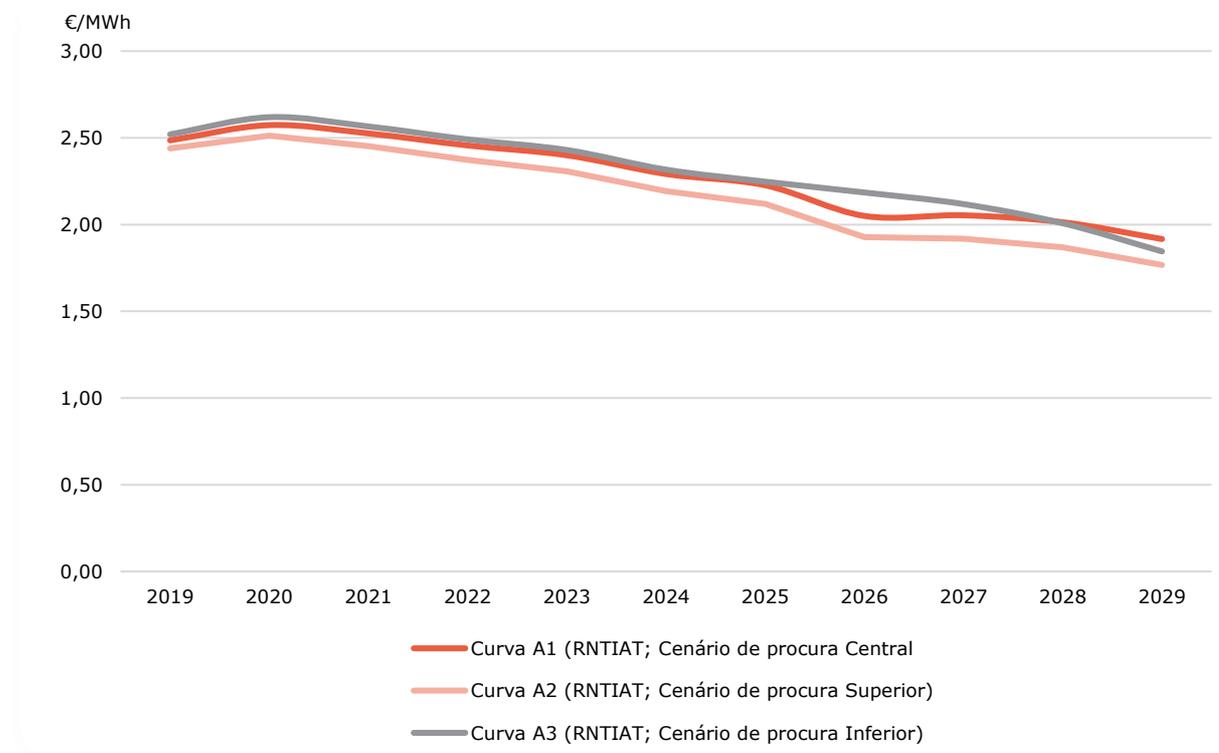
Neste subcapítulo realiza-se uma análise à evolução dos proveitos permitidos unitários (proveitos permitidos/procura), de modo a avaliar o impacto dos Projetos Base propostos na presente edição do PDIRGN 2020-2029.

Considerando os pressupostos base definidos no subcapítulo 6.1, efetuaram-se simulações da evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT.

A figura seguinte apresenta as simulações da evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT associados aos Projetos Base propostos no PDIRGN 2020-2029.

FIGURA 6-1

**Gráfico A - Evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT associados aos Projetos Base propostos no PDIRGN 2020-2029 (simulações A1, A2 e A3)**



A figura anterior apresenta a evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT considerando o impacto dos Projetos Base do PDIRGN 2020-2029, nos Cenários de procura Central, Superior e Inferior. Verifica-se que o impacto das infraestruturas associadas aos Projetos Base do PDIRGN 2020-2029 é muito reduzido, apresentando-se a previsão de evolução da procura como factor determinante na evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT. Em concreto, a desclassificação das atuais centrais térmicas a carvão de Sines e do Pego justificam as variações mais significativas nas curvas A1 e A2 (Cenários Central e Superior) das simulações apresentadas na figura anterior, em particular no ano 2026. Apesar de no Cenário Inferior (curva A3) não ocorrer a desclassificação destas centrais, as necessidades para o Mercado Elétrico também aumentam a partir do início do 2º quinquénio (2025).

Na realidade, independentemente da volatilidade da procura, em termos anuais a evolução dos proveitos permitidos irá refletir o facto do volume de investimento ser substancialmente inferior ao valor das amortizações, do que resulta que em qualquer cenário de procura a tarifa resultante será sempre inferior ao que resultaria do nível atual dos ativos.

QUADRO 6-4

**Projetos Base - Variação dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT associados aos Projetos Base do PDIRGN 2020-2029 (simulações A1, A2 e A3)**

Simulações	Categoria de projetos	Cenários de Procura (Variação no 1º quinquénio) [€/MWh e % de variação de 2019 para 2024]			
		Projetos Base	Central (A1)	Superior (A2)	Inferior (A3)
<b>Gráfico A</b>	RNTIAT	X	-0,19 -8%	-0,25 -10%	-0,20 -8%

€/MWh e %

O quadro anterior apresenta a variação dos proveitos permitidos unitários dos Projetos Base do PDIRGN 2020-2029 para os cenários de evolução da procura Central, Superior e Inferior, no final do primeiro quinquénio (2024).

Verifica-se que estes três cenários de consumo apresentam uma tendência de decrescimento dos proveitos permitidos unitários, especialmente acentuada a partir do ano 2021 em todos os cenários de evolução da procura. Assim, verificam-se reduções nos proveitos permitidos unitários de 8% no Cenário Central, de 10% no Cenário Superior e de 8% no Cenário Inferior.

### 6.1.2. Impacto tarifário dos Projetos Complementares Padrão

Neste capítulo realiza-se uma análise à evolução dos proveitos permitidos unitários (proveitos permitidos/procura) dos Projetos Complementares Padrão, de modo a avaliar o impacto destes projetos no PDIRGN 2020-2029.

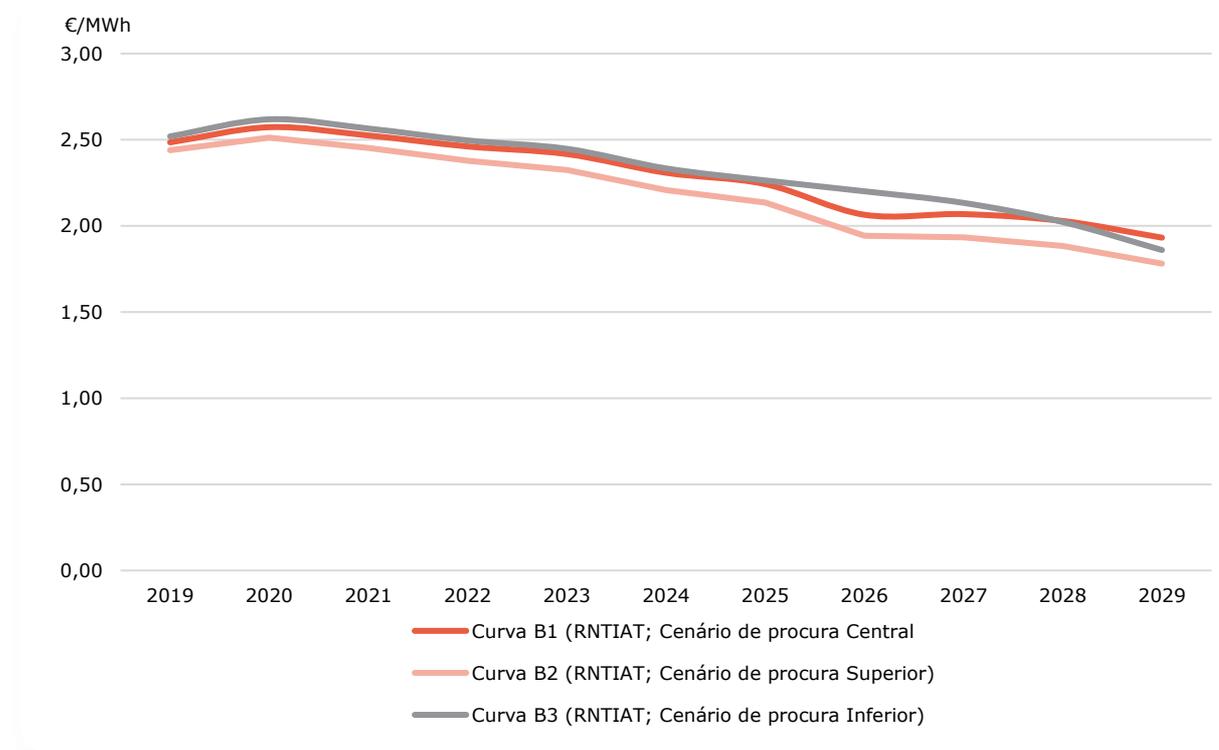
Utilizam-se os mesmos pressupostos que foram referidos acima para o caso dos Projetos Base.

A base de ativos considerada no cálculo é compreendida pelas seguintes parcelas: (1) ativos existentes em operação; (2) investimentos em curso ou aprovados no PDIRGN 2018-2027, que entrarão em exploração no período do Plano; (3) Projetos Base do presente Plano; e (4) Projetos Complementares Padrão do presente Plano (incluindo os respetivos custos de exploração). O cálculo do impacto dos Projetos Complementares Padrão é realizado de forma incremental em relação ao caso dos Projetos Base.

A figura seguinte apresenta a evolução dos proveitos permitidos unitários da RNTIAT considerando o impacto dos Projetos Complementares Padrão, tendo em conta os Cenários Central, Superior e Inferior de evolução de procura.

FIGURA 6-2

**Gráfico B - Evolução dos proveitos permitidos unitários da RNTIAT considerando os Projetos Complementares Padrão do PDIRGN 2020-2029 (simulações B1, B2 e B3)**



QUADRO 6-5

**Projetos Complementares Padrão - Variação dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT considerando os Projetos Complementares Padrão do PDIRGN 2020-2029 (simulações B1, B2 e B3)**

Simulações	Categoria de projetos	Cenários de Procura (Variação no 1º quinquénio) [€/MWh e % de variação de 2019 para 2024]		
		Central (B1)	Superior (B2)	Inferior (B3)
<b>Gráfico B</b>	RNTIAT	-0,18 -7%	-0,23 -9%	-0,19 -7%

€/MWh e %

O quadro anterior apresenta a variação dos proveitos permitidos unitários dos Projetos Complementares Padrão do PDIRGN 2020-2029 para os cenários de evolução da procura Central, Superior e Inferior, no final do primeiro quinquénio (2024).

Verifica-se que estes três cenários de consumo apresentam uma tendência de decréscimo dos proveitos permitidos unitários, especialmente acentuada a partir do ano 2021 em todos os cenários de evolução da procura. Assim, verificam-se reduções nos proveitos permitidos unitários de 7% no Cenário Central, de 9% no Cenário Superior e de 7% no Cenário Inferior.

### 6.1.3. Impacto tarifário dos Projetos Complementares Duplamente Dependentes

Neste capítulo realiza-se uma análise à evolução dos proveitos permitidos unitários (proveitos permitidos/procura) dos Projetos Complementares Duplamente Dependentes, de modo a avaliar o impacto destes projetos no PDIRGN 2020-2029.

A base de ativos considerada no cálculo é compreendida pelas seguintes parcelas: (1) ativos existentes em operação; (2) investimentos em curso ou aprovados no PDIRGN 2018-2027, que entrarão em exploração no período do Plano; (3) Projetos Base do presente Plano; (4) Projetos Complementares Padrão do presente Plano (incluindo os respetivos custos de exploração); e (5) Projetos Complementares Duplamente Dependentes (incluindo os respetivos custos de exploração). O cálculo do impacto dos Projetos Complementares Duplamente Dependentes é realizado de forma incremental em relação à análise realizada para os Projetos Base + os Projetos Complementares Padrão.

Com base nos pressupostos base definidos no capítulo 6.1, efetuaram-se três simulações da evolução dos proveitos permitidos unitários da RNTIAT. Deve referir-se que para as simulações dos Projetos Complementares Duplamente Dependentes foi tido em conta o custo de exploração associado a este investimento.

As três figuras seguintes apresentam a evolução dos proveitos permitidos unitários da RNTIAT considerando o impacto dos Projetos Complementares Duplamente Dependentes, tendo em conta os Cenários Central, Superior e Inferior de evolução de procura, para os casos de atribuição de subsídios a fundo perdido do programa CEF de 50% ao projeto da 1.ª fase da 3.ª Interligação Portugal-Espanha, bem como sem qualquer apoio comunitário. Os gráficos apresentam também a curva associada aos proveitos permitidos dos investimentos associados aos Projetos Base e aos Projetos Complementares Padrão, propostos no PDIRGN 2020-2029, em cada um dos cenários analisados, para permitir avaliar o impacto adicional dos Projetos Complementares Duplamente Dependentes.

Para simplificação e apenas para efeitos de cálculo e apresentação das simulações efetuadas, os projetos da 3.ª interligação PT-ES e da EC do Carregado entram em exploração no final de 2027.

FIGURA 6-3

**Gráfico C - Evolução dos proveitos permitidos unitários da RNTIAT considerando os Projetos Complementares Duplamente Dependentes do PDIRGN 2020-2029, no Cenário de procura Central**

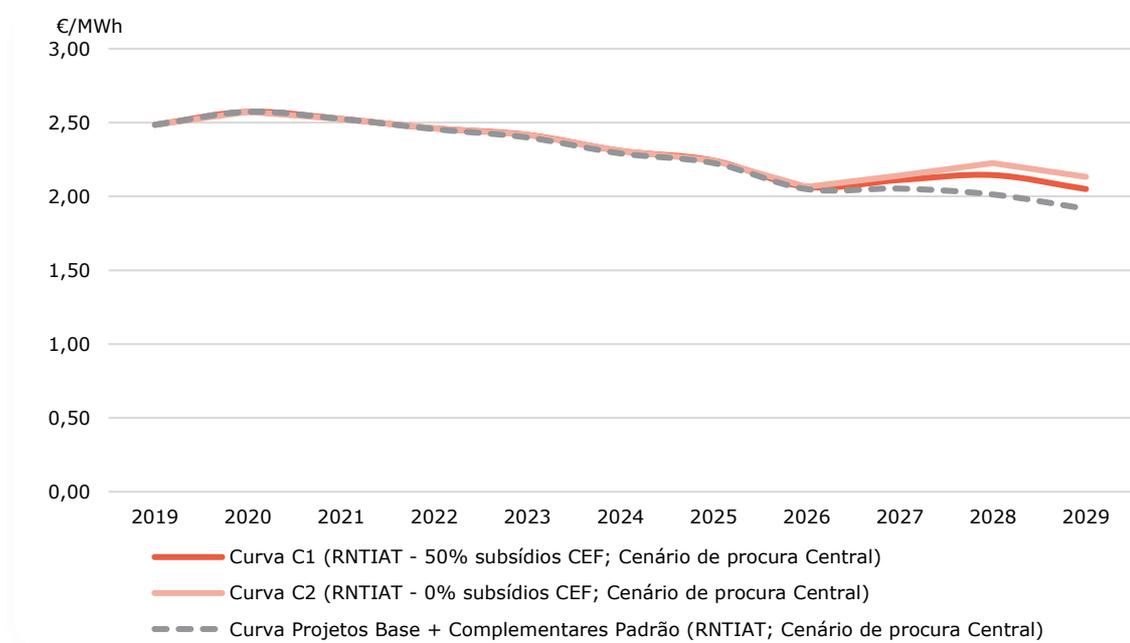


FIGURA 6-4

**Gráfico D - Evolução dos proveitos permitidos unitários da RNTIAT considerando os Projetos Complementares Duplamente Dependentes do PDIRGN 2020-2029, no Cenário de procura Superior**

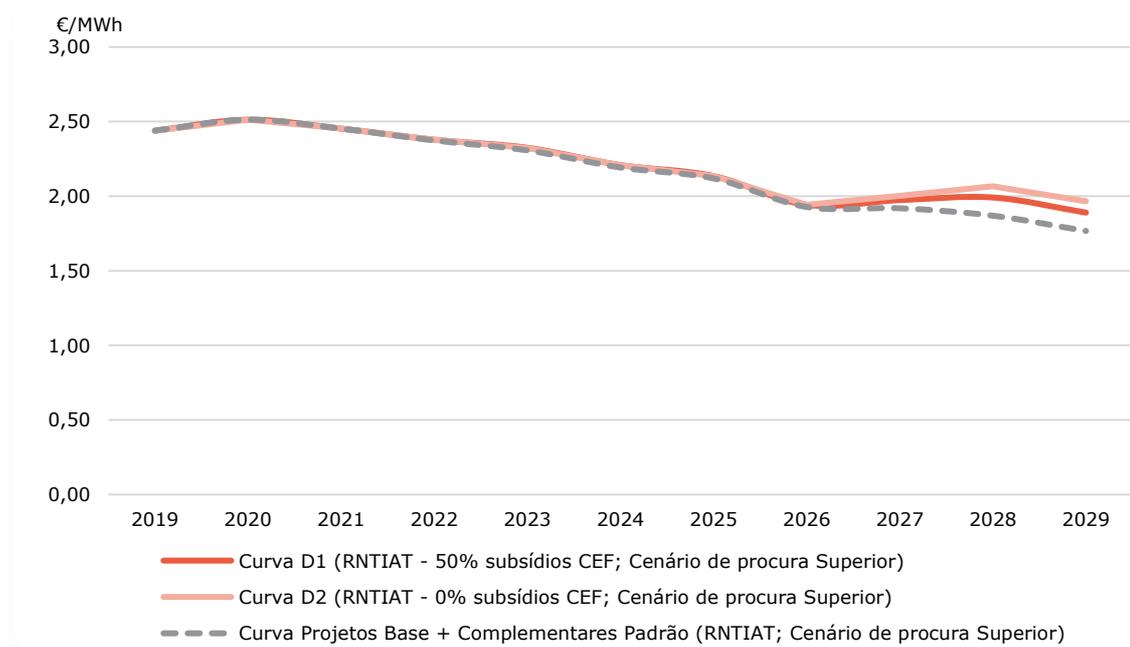
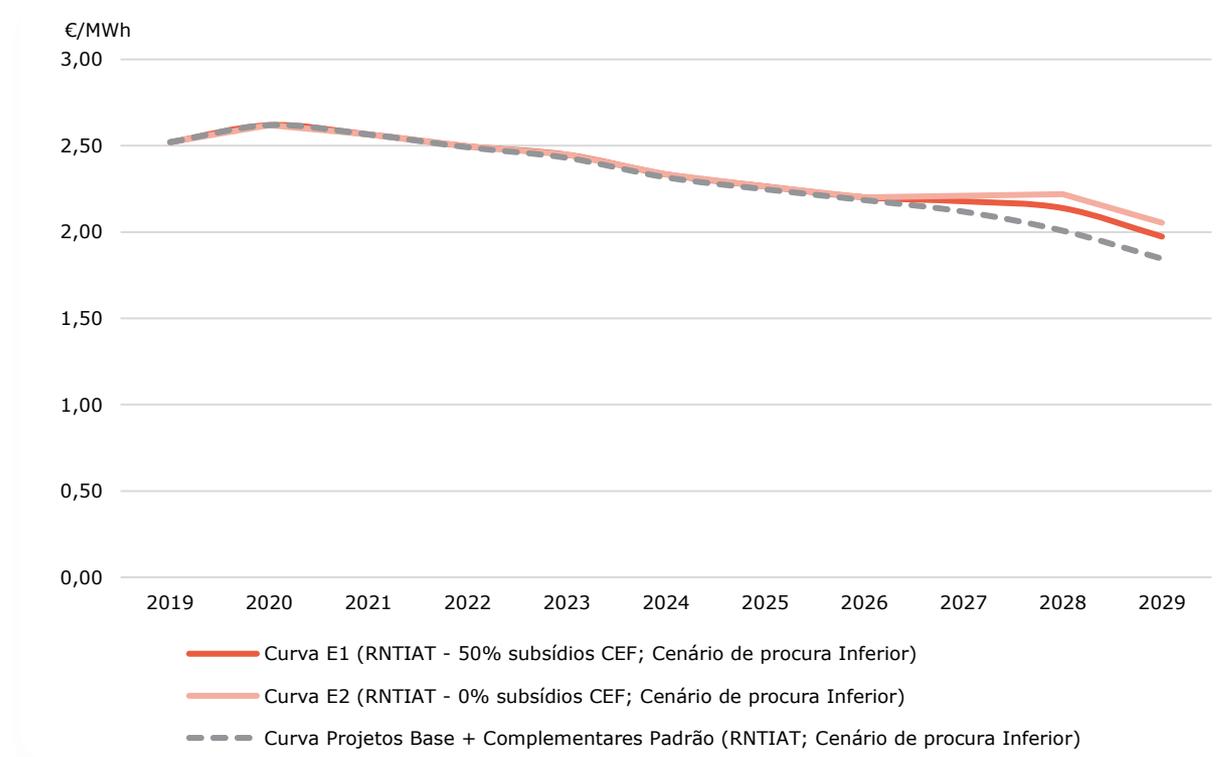


FIGURA 6-5

**Gráfico E - Evolução dos proveitos permitidos unitários da RNTIAT considerando os Projetos Complementares Duplamente Dependentes do PDIRGN 2020-2029, no Cenário de procura Inferior**



O impacto dos Projetos Complementares Duplamente Dependentes é reduzido, verificando-se que estes três cenários de consumo apresentam uma tendência de decréscimo dos proveitos permitidos unitários.

O quadro seguinte apresenta a variação dos proveitos permitidos unitários para os cenários de evolução da procura Central, Superior e Inferior, em valor unitário (€/MWh) e em valor percentual (%), para as seguintes situações:

- Avalia-se o cenário em que apenas se executam os Projetos Base e os Projetos Complementares Padrão, apresentando-se a variação de proveitos verificada no segundo quinquénio (de 2024 para 2029);
- Determina-se o acréscimo de proveitos permitidos associados aos Projetos Complementares Duplamente Dependentes, com e sem atribuição de subsídios do programa CEF a fundo perdido, com impacto no ano de 2028 (valor máximo do incremento verificado). Para este efeito, considera-se o impacto total da realização de todos os projetos (Projetos Base + Projetos Complementares Padrão + Projetos Complementares Duplamente Dependentes) face ao cenário referido no ponto anterior.

QUADRO 6-6

**Projetos Complementares Duplamente Dependentes - Variação dos proveitos permitidos unitários da RNTIAT considerando os Projetos Complementares Duplamente Dependentes do PDIRGN 2020-2029 (simulações C1, C2, D1, D2, E1 e E2)**

Simulações		Impacto dos Projetos Base + Projetos Complementares Padrão no 2º quinquénio Cenários de Procura [€/MWh e % de variação de 2024 para 2029]			Impacto dos Projetos Complementares Duplamente Dependentes com e sem Subsídios do programa CEF (Acréscimo face aos Projetos Base + Complementares Padrão) [€/MWh e %]	
		Central	Superior	Inferior	0%	50%
<b>Gráfico C</b>	RNTIAT	-0,38 -16%			+0,20 +10%	+0,11 +6%
<b>Gráfico D</b>	RNTIAT		-0,43 -19%		+0,18 +10%	+0,11 +6%
<b>Gráfico E</b>	RNTIAT			-0,47 -20%	+0,20 +10%	+0,12 +6%

Em qualquer dos três cenários de evolução da procura, verifica-se que o impacto dos Projetos Complementares Duplamente Dependentes, com ou sem subsídios a fundo perdido do programa CEF, é sempre baixo e inferior à redução tarifária que se verificará até ao final do segundo quinquénio.

## 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 PDIRGN no âmbito da remodelação e modernização de ativos é, tal como no PDIRGN anterior, comum às três concessões, sendo a sua metodologia apresentada no Anexo 3 - Metodologia de Análise Multicritério/Custo-benefício:

- Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN);
- Terminal de Gás Natural Liquefeito (TGNL);
- Armazenamento Subterrâneo (AS).

A elaboração do Plano de investimentos em remodelação e modernização de ativos para o período 2020-2024 beneficia da experiência acumulada de anteriores processos de decisão e da consolidação proporcionada por mais de 20 anos de operação de um conjunto de infraestruturas fundamentais no sector do Gás Natural bem como das alterações propostas e oportunidades de melhoria recebidas através do parecer da Entidade Reguladora.

A metodologia utilizada para o processo de decisão está fundamentada no Anexo 3 - Metodologia de Análise Multicritério/Custo-benefício juntamente com a descrição do modelo lógico bem como a apresentação de cada um dos atributos que constituem a base e materialização da análise multicritério adotada.

Esta metodologia continuará a ser agrupada e interpretada de modo distinto para cada um dos conjuntos de projetos de remodelação e modernização (Projetos Base) que, na sequência do PDIRGN anterior, foram agrupados em três conjuntos basilares com metodologias de análise forçosamente distintas:

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

## PROJETOS DE MELHORIA OPERACIONAL

Este conjunto de projetos comum às três infraestruturas compreende os projetos que surgem da identificação de uma necessidade operacional. A implementação de uma solução para a necessidade identificada vai originar vantagens operacionais seja ao nível de custos e/ou de segurança. Por outro lado, existem projetos em que a sua execução é a única opção seja por derivarem da necessidade de criação ou melhoramento de condições operacionais na infraestrutura ou pela necessidade de acompanhar a evolução tecnológica e do mercado.

O objetivo do processo de decisão é determinar a viabilidade do projeto e comparando as vantagens e desvantagens das várias alternativas técnicas existentes com o conhecimento atual baseando-se nos pressupostos referidos no capítulo 3 e na metodologia apresentada no Anexo 3 - Metodologia de Análise Multicritério/Custo-benefício.

FIGURA 6-6

### Metodologia para os Projetos de Melhoria Operacional



No presente exercício de PDIRGN, procura-se melhorar a metodologia da análise para este bloco de projetos procurando ir ao encontro das recomendações e pareceres recebidos ao definir, embora com as condicionantes apresentadas no Anexo 3 - Metodologia de Análise Multicritério/Custo-benefício, valores quantitativos para os atributos a aplicar a cada projeto.

Os pressupostos das análises efetuadas aos diversos projetos de Melhoria Operacional resumem-se nos quadros seguintes.

QUADRO 6-7

**Análise do grupo de Projetos de Transformação Digital e Otimização de Processos**

Blocos de Projetos	Transformação Digital e Otimização de Processos [REN Gasodutos]							
	Indicador de Criticidade	Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	Redução da Probabilidade de Falha	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens	Redução de Impactos ambientais	Índice de Eficiência para o SNGN	Índice de Risco Social	CAPEX (M€)
<b>Sistema de Gestão de Integridade Digitalização e Otimização</b>	10	15 470	7	7	3	7	n.e.	0,500
Fator motivador	Mais de 3 milhões de dados dispersos em arquivo de papel e dificuldade de avaliação remota de estado.							
Resultado esperado	Acesso automático à informação técnica de construção (certificados/reparações/dados geológicos/etc.)							
Risco de não executar projeto	Perda de informação técnica importante. Risco de erros operacionais por falta de coordenação.							
<b>Implementação de WEB Client nos VS IVS-HMI</b>	10	15 470	7	7	3	7	n.e.	0,750
Fator motivador	Dispersão geográfica / Otimização de equipas de Operação							
Resultado esperado	Controlo remoto de serviços auxiliares + Acesso móvel intranet / Consulta de dados dos painéis das estações remotamente (via 'i-pad')							
Risco de não executar projeto	Obsolescência tecnológica e de processos. Aumento dos custos a médio prazo							
<b>Projeto de Monitorização e Sensorização de Ativos</b>	10	15 470	7	3	3	7	n.e.	0,800
Fator motivador	Aumentar capacidade de monitorização on-line e registo de dados.							
Resultado esperado	Acesso a maior número de variáveis no centro de controlo para historização. Análise preditiva.							
Risco de não executar projeto	Obsolescência de processos. Menor eficiência na manutenção, aumento de custos a médio prazo.							

QUADRO 6-8

Análise do grupo de Projetos de Upgrade de Instalações e Equipamentos  
(inclui Utilidades)

Blocos de Projetos	Upgrade de Instalações e Equipamentos							
	Indicador de Criticidade	Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	Redução da Probabilidade de Falha	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens	Redução de Impactos ambientais	Índice de Eficiência para o SNGN	Índice de Risco Social	CAPEX (M€)
<b>RNTG  Prevenção – Intrusão, vandalismo e mov. de terras</b>	10	15 470	5	10	5	5	10	0,180
Fator motivador	Incidentes ocorridos – Medidas preventivas							
Resultado esperado	Deteção precoce – atuação imediata							
Risco de não executar projeto	Deteção de não-conformidades limitada às periodicidades atuais (vigilâncias e inspeções)							
<b>RNTGN   Sistemas de deteção sísmica em gasodutos</b>	10	15 470	7	7	3	7	10	0,060
Fator motivador	Atravessamento de falhas geológicas pelo gasoduto							
Resultado esperado	Monitorização de deslocamentos e oscilações sísmicas							
Risco de não executar projeto	Acumulação de tensões não diagnosticadas no gasoduto							
<b>RNTGN  Monitorização do Ponto de Orvalho de HC</b>	10	N/A	5	5	7	3	2	0,180
Fator motivador	Queixas de clientes industrias – Existência de condensados no GN							
Resultado esperado	Determinação da origem dos condensados e, consoante a origem, eliminar o problema							
Risco de não executar projeto	Eventual existência de hidrocarbonetos pesados ou outros condensados no gás de transporte.							
<b>RNTGN   Proteção de gasodutos contra correntes induzidas</b>	10	15 470	10	5	3	7	n.e.	0,250
Fator motivador	Mitigar potencial de corrosão.							
Resultado esperado	Proteção do gasoduto a médio prazo. Prolongamento de vida útil.							
Risco de não executar projeto	Aparecimento de pontos de corrosão.							
<b>TGNL   Edifício Parque de Enchimento de Cisternas</b>	2	N/A	1	3	1	1	n.e.	0,100
Fator motivador	Congestionamento atual da estação de enchimento de camiões cisterna em horas de ponta.							
Resultado esperado	Existência de estacionamento e espaço com lavabos para motoristas durante o tempo de espera.							
Risco de não executar projeto	Menores condições para motoristas e operadores do parque de enchimento.							
<b>TGNL  Estação de Medida - sistemas de filtragem</b>	10	16 065	5	1	1	3	10	0,300

Blocos de Projetos	Upgrade de Instalações e Equipamentos							
	Indicador de Criticidade	Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	Redução da Probabilidade de Falha	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens	Redução de Impactos ambientais	Índice de Eficiência para o SNGN	Índice de Risco Social	CAPEX (M€)
Fator motivador	Queda de pressão no filtro a caudais elevados. Frequência de substituição de elementos.							
Resultado esperado	Aumentar a área de filtragem - diminuir queda de pressão.							
Risco de não executar projeto	Manutenção da situação atual com dificuldades de operação em cargas elevadas.							
<b>AS   Monitorização de vedação nos compressores</b>	<b>10</b>	<b>3 570</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>0,100</b>
Fator motivador	Existência de tecnologia capaz de detetar e evitar/reaproveitar as perdas de gás através do empanque dos compressores							
Resultado esperado	Eliminação das perdas de gás através dos empanques dos compressores.							
Risco de não executar projeto	Manutenção da atual situação. Obsolescência face ao desenvolvimento tecnológico.							
<b>AS   Correção do Fator Potência</b>	<b>2</b>	<b>N/A</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>5</b>	<b>7</b>	<b>n.e.</b>	<b>0,150</b>
Fator motivador	Desatualização do sistema de compensação de energia reativa							
Resultado esperado	Compensação de energia reativa. Redução da fatura de eletricidade							
Risco de não executar projeto	Maiores custos com o consumo de eletricidade							
<b>AS   Furo de captação de água industrial</b>	<b>4</b>	<b>N/A</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>7</b>	<b>n.e.</b>	<b>0,080</b>
Fator motivador	Utilização de água industrial no processo.							
Resultado esperado	Obtenção de maior redundância na água para uso industrial							
Risco de não executar projeto	Maior probabilidade de falha no abastecimento de água industrial							

QUADRO 6-9

**Análise do grupo de Projetos de Instrumentação, Equipamentos, Ferramentas, Peças e Materiais**

Blocos de Projetos	Instrumentação, Equipamentos, Ferramentas, Peças e Materiais							
	Indicador de Criticidade	Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	Redução da Probabilidade de Falha	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens	Redução de Impactos ambientais	Índice de Eficiência para o SNGN	Índice de Risco Social	CAPEX (M€)
<b>RNTGN   Substituição de EMMs do Laboratório Móvel</b>	4	N/A	5	1	3	5	n.e.	0,200
Fator motivador	Performance e aumento da utilização do Laboratório Móvel.							
Resultado esperado	Aumento da capacidade de aferição do Laboratório Móvel. Maior capacidade de prestação de serviços.							
Risco de não executar projeto	Obsolescência dos atuais equipamentos							
<b>RNTGN   Eq. de emergência e de primeira intervenção</b>	N/A	N/A	1	10	10	3	n.e.	0,100
Fator motivador	Necessidade de dotar e manter as equipas no terreno com os meios necessários para resposta a emergência.							
Resultado esperado	Renovação do equipamento de resposta a emergência e primeira intervenção.							
Risco de não executar projeto	Obsolescência e inoperacionalidade do material de resposta a emergências.							

QUADRO 6 -10

**Análise do Projeto do Cais de Acostagem**

Blocos de Projetos	Cais de Acostagem							
	Indicador de Criticidade	Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	Redução da Probabilidade de Falha	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens	Redução de Impactos ambientais	Índice de Eficiência para o SNGN	Índice de Risco Social	CAPEX (M€)
<b>TGNL   Cais de Acostagem</b>	10	16 065	7	10	3	1	n.e.	2,000
Fator motivador	O atual nível de utilização do Terminal de GNL, instalação atualmente responsável pela importação, durante longos períodos, de 100% do Gás Natural consumido em Portugal, e do seu cais de acostagem, com cerca de 6 navios por mês, tem acentuado a exigência de disponibilidade desta infraestrutura, em particular no que se refere à capacidade para receber navios com diferentes geometrias em condições de mar difíceis. Simultaneamente tem-se verificado que as referidas condições, períodos de vaga próximos de 20 segundos, têm sido cada vez mais frequentes, a título de exemplo, verificou-se, recentemente, a necessidade de dois dos navios interromperem as suas operações de descarga, situação que no passado era muito pouco frequente.							
Resultado esperado	Melhorar as condições de amarração dos Navios de modo a incrementar a segurança destes bem como aumentar a disponibilidade do cais e consequentemente do Terminal de GNL garantindo condições de segurança e compatibilidade em condições de mar difíceis.							

Blocos de Projetos	Cais de Acostagem							
	Indicador de Criticidade	Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	Redução da Probabilidade de Falha	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens	Redução de Impactos ambientais	Índice de Eficiência para o SNGN	Índice de Risco Social	CAPEX (M€)
	O projeto de construção de novos pontos de amarração será um contributo fundamental para assegurar a estabilidade dos Navios, quando se encontrem ao cais, incrementando assim a segurança de todas as operações. Simultaneamente, este incremento de segurança, permitirá receber ou manter Navios ao cais em condições de mar mais exigentes o que contribuirá para uma adicional disponibilidade do cais de acostagem e do Terminal de GNL em geral.							
Risco de não executar projeto	A não execução deste projeto implica a redução de condições de segurança dos Navios ao cais, sobretudo os metaneiros de maiores dimensões, que não permitem um correto posicionamento dos cabos lançantes, para além de limitações no que respeita à compatibilidade com diversas geometrias de Navios.							

## METODOLOGIA PARA OS PROJETOS DE ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR

Este tipo de projetos visa dar cumprimento ao estipulado na legislação do sector e aos normativos e regulamentos aplicáveis, nomeadamente os publicados pela ERSE. São projetos maioritariamente relacionados com a monitorização da integridade estrutural das infraestruturas, com a recalibração e certificação de equipamentos de segurança e com a aferição e acondicionamento de equipamentos de leitura e medida, que têm uma calendarização periódica devidamente regulamentada. Este ciclo de PDIRGN contém também algumas atividades não incluídas no anterior PDIRGN tais como a avaliação de classes de localização e a deteção de fugas.

A monitorização de integridade nos gasodutos é regulamentada pelo art. 66.º da Portaria n.º 142/2011 enquanto a avaliação de classes de localização e a deteção de fugas são regulamentadas pelos artigos 62.º e 63.º dessa Portaria. A monitorização da integridade das cavidades em serviço no Armazenamento Subterrâneo é regulamentada pelo art. 64.º da Portaria n.º 181/2012.

A aferição e acondicionamento de equipamentos de leitura e medida está especificada no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor do gás natural, editado pela ERSE.

Procura-se otimizar a eficiência na execução destes projetos, quer através de um planeamento que maximiza sinergias, quer através de um exigente processo de aprovisionamento.

Na sequência do envelhecimento da infraestrutura e em virtude das análises técnicas e de risco efetuadas algumas destas monitorizações poderão passar a ter um ciclo mais curto do que aquele que é legalmente considerado como máximo, tal como é o caso da linha 12000 (Sines-Setúbal) que apresenta um maior risco de danos por interferências de terceiros resultado do paralelismo que mantém com o oleoduto Sines-Aveiras.

Os detalhes destas atividades para o período em análise neste PDIRGN podem ser consultados no Anexo 5 - Fichas de consulta dos projetos de remodelação e modernização.

Os quadros seguintes resumem os projetos em análise bem como a sua calendarização

QUADRO 6 -11

### Previsão dos Projetos do Programa de Gestão de Integridade

Programa de Gestão de Integridade	2020	2021	2022	2023	2024
<b>RNTGN</b>					
Monitorização de linhas (km)	-	-	-	193	291
Revestimento (km)	-	-	-	155	174
Caracterização de defeitos	Dependente das análises técnicas efetuadas				
Avaliação das classes de localização (km)	1 375	-	-	-	-
Deteção e localização de fugas (km)	-	1 375	-	-	-
<b>Armazenamento Subterrâneo</b>					
Controlo da Volumetria	-	-	-	-	-
Integridade das tubagens verticais	-	-	-	Todas	-

QUADRO 6 -12

### Previsão dos Projetos de Equipamentos de Medição e Leitura

Equipamentos de Medição e Leitura	2020	2021	2022	2023	2024
<b>RNTGN</b>					
Recondicionamento/Aferição	-	-	-	Sim	Sim
<b>TGNL</b>					
Recondicionamento/Aferição	-	-	-	Não	Não
<b>Armazenamento Subterrâneo</b>					
Recondicionamento/Aferição	-	-	-	Não	Não
Medição de condensados	Inst.	-	-	-	-

QUADRO 6 -13

### Previsão de Novos Projetos de Adequação Regulamentar

Novos Projetos de Adequação Regulamentar	
<b>RNTGN   Gás Transfronteiriço</b>	
Readaptação e Automatização	Bidirecionalidade / Automatização Odorização Análise e Medição
<b>TGNL   Sistema de Água do Mar</b>	
Extensão e Reforço Canal Rejeição de Água (Terminal XXI - ramal ferroviário)	Reforço estrutural Prolongamento Ampliação
<b>TGNL   Diretiva ATEX</b>	
Zona de Processo	Adequação de rede elétrica

## METODOLOGIA PARA OS PROJETOS DE GESTÃO DE ATIVOS EM FIM DE VIDA ÚTIL

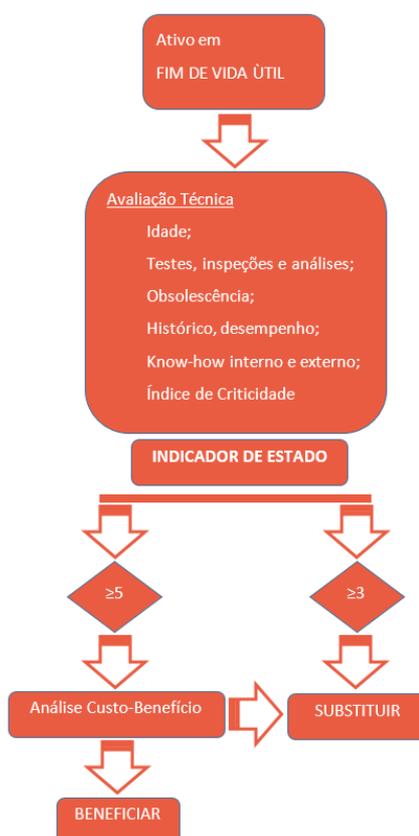
A estratégia de Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil tem como principal objetivo gerir o fim de vida dos vários ativos que compõem a RNTIAT, tendo em consideração, não apenas a sua idade contabilística, mas também a gestão otimizada, dentro dos níveis de serviço e limites de risco determinados, do ciclo de vida dos ativos, assegurando deste modo a integridade e a disponibilidade das respetivas infraestruturas.

Assim, pretende-se definir opções de engenharia que otimizem os custos de operação ao longo do ciclo de vida do ativo, garantindo os níveis de qualidade de serviço, a sustentabilidade ambiental e a segurança de pessoas e bens. De modo a prolongar a vida útil dos ativos, são desenvolvidas ações de beneficiação, reabilitação e renovação nos casos de obsolescência, que têm por objetivo assegurar nestes um nível adequado de desempenho e o desenvolvimento tecnológico face às soluções disponíveis no mercado.

Estes projetos consistem na execução das operações necessárias nos ativos em fim de vida útil, destinadas a manter os respetivos níveis de segurança e disponibilidade e fiabilidade. Embora com algumas exceções de carácter técnico e identificadas na análise multicritério/custo-benefício, estas intervenções procuram a reabilitação e beneficiação dos ativos em detrimento da sua substituição. O processo de decisão é o que se apresenta em seguida.

FIGURA 6 -7

### Metodologia para Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil



No exercício de PDIRGN anterior, foi feita uma avaliação exaustiva dos ativos da RNTIAT da qual resultou um conjunto de programas de renovação ou prolongamento de vida útil para tipos de ativos específicos, conforme descrito no capítulo 4. 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.

Face à reavaliação do estado atual destes ativos e à previsão de evolução do seu Índice de Estado (IE) foi proposta a extensão de alguns destes programas para o período 2023-2024.

QUADRO 6 -14

**Extensão dos Programas de Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil**

Blocos de Projetos		Valores Propostos para a Extensão dos Programas de Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil				
		2020	2021	2022	2023	2024
Upgrade e Adequação	RNTGN   Equipamentos e Sistemas Auxiliares	-	-	-	0,600	0,600
	RNTGN   Tratamento anticorrosivo	-	-	-	0,100	0,100
	TGNL   Equipamentos e Sistemas Auxiliares	-	-	-	0,500	0,500
	AS   Instrumentação (local e transmissores)	-	-	-	0,050	0,050
	AS   Equipamentos e Sistemas Auxiliares	-	-	-	0,250	0,250
	AS   Tratamento anticorrosivo	-	-	-	0,025	0,025
Eletricidade e Instrumentação	RNTGN   Substituição de CPUs de RTUs >15 anos	-	-	-	0,080	0,075
	RNTGN   Substituição das UPS 24/48VDC	-	-	-	0,200	0,200
	RNTGN   Substituição das UPS 400VAC	-	-	-	0,200	0,200
	RNTGN   Substituição das baterias	-	-	-	0,100	0
	RNTGN   Substituição dos PTs das estações	-	-	-	0,225	0,150
Medição e Analisadores	RNTGN   Substituição de turbinas	-	-	-	0,075	0,055
Outros	RNTGN   Substituição de bombas de THT	-	-	-	0,075	0,075

Para novos projetos respeitantes a intervenções em equipamentos definidos, a avaliação da Melhoria do Indicador de Estado e da opção mais viável para cada um dos ativos está resumida no quadro seguinte.

QUADRO 6 -15

Novos projetos de Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil

Blocos de Projetos	Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil						
	Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	Decisão	Redução da Probabilidade de Falha	Melhoria do Indicador de Estado do Ativo	Indicador de Criticidade	Índice de Eficiência para o SNGN	CAPEX (M€)
Readequação ICJCT Pombal e Palmela	262	Beneficiar	5	4	10	1	0,200
RNTGN   Reforço integridade Gasoduto	15 470	Beneficiar/ Substituir	7	X a Y	10	3	2,000
Upgrade do sistema de regulação das estações de AP	2 321	Beneficiar	5	2	10	3	0,200
Substituição de cromatógrafo (GRMS-03659)	2 321	Substituir	7	5	2	3	0,070
TGNL   Tanques de Armazenamento (Perlite)	n.e.	Beneficiar	7	3	10	10	0,350
TGNL   Pó Químico – Reposição depósitos	0	Substituir	7	7	10	3	0,150
TGNL   Recondicionamento da Flare	n.e.	Beneficiar	7	5	10	3	0,150
TGNL   Adução dos vaporizadores de GNL	2 678	Beneficiar	5	X a Y	10	3	0,050
Válvula de segurança de sub-superfície	n.e.	Beneficiar	7	3	10	3	0,075
Computadores caudal	0	Substituir	7	5	2	3	0,050

**criação de emprego externo**

Para além dos benefícios supra, é possível estimar o atributo relativo à manutenção ou criação de emprego externo, para os projetos de investimento em remodelação e modernização, o qual totaliza 249 FTE (*full time equivalent*) para o primeiro quinquénio do presente plano.

QUADRO 6-16

Manutenção ou criação de emprego externo para o período 2020-2024

Tipologia de Projeto	CAPEX	Emprego
Remodelação e Modernização	18,755 M€	249 FTE

## Indutores e atributos Sistémicos de Planeamento

Nesta edição do plano, os Projetos Base propostos não têm qualquer impacto na variação da capacidade das infraestruturas da RNTIAT, nem da capacidade de oferta, nem da capacidade de armazenamento. Assim, a presente análise tem por objetivo apresentar a evolução dos indicadores de desempenho da RNTIAT. Apesar de não se registarem alterações nos valores de capacidade das infraestruturas, há indicadores que apresentam uma variação que deve ser monitorizada no longo prazo.

Tendo por base a evolução da procura de gás natural e das pontas diárias de consumo para os próximos dez anos, apresentadas no capítulo 3.2 Previsão da evolução da procura, bem como a aplicação dos indutores e respetivos atributos de planeamento referidos no capítulo 3.4 Critérios de Planeamento e no Anexo 3, neste capítulo procede-se à determinação de um conjunto de atributos referidos no capítulo 3.6, tendo em conta as atuais capacidades das infraestruturas. Os atributos determinados são os seguintes:

- I. Integração de Mercados - reserva de capacidade, capacidade bidirecional, IHH da capacidade, IHH do aprovisionamento e capacidade de armazenamento;
- II. Concorrência - IHH da capacidade, dependência dos fornecedores, IHH do aprovisionamento e capacidade de armazenamento);
- III. Segurança do abastecimento - reserva de capacidade, capacidade bidirecional, IHH da capacidade, dependência dos fornecedores, IHH do aprovisionamento, capacidade de oferta (indicador "critério N-1") e capacidade de armazenamento.

### Reserva de capacidade

A reserva de capacidade disponível na RNTGN em base diária é um atributo que mede até que ponto as infraestruturas disponibilizam oferta de capacidade aos agentes de mercado, evitando o aparecimento de congestionamentos nos pontos de entrada da rede, contribuindo para a diversificação das alternativas de transporte e por conseguinte para a diversificação das fontes de aprovisionamento. A existência de reserva de capacidade é fundamental para o desenvolvimento de um mercado liberalizado no seio da Península Ibérica.

O balanço de capacidade à RNTGN (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 RNTGN com as atuais infraestruturas e para os três cenários da evolução da procura.

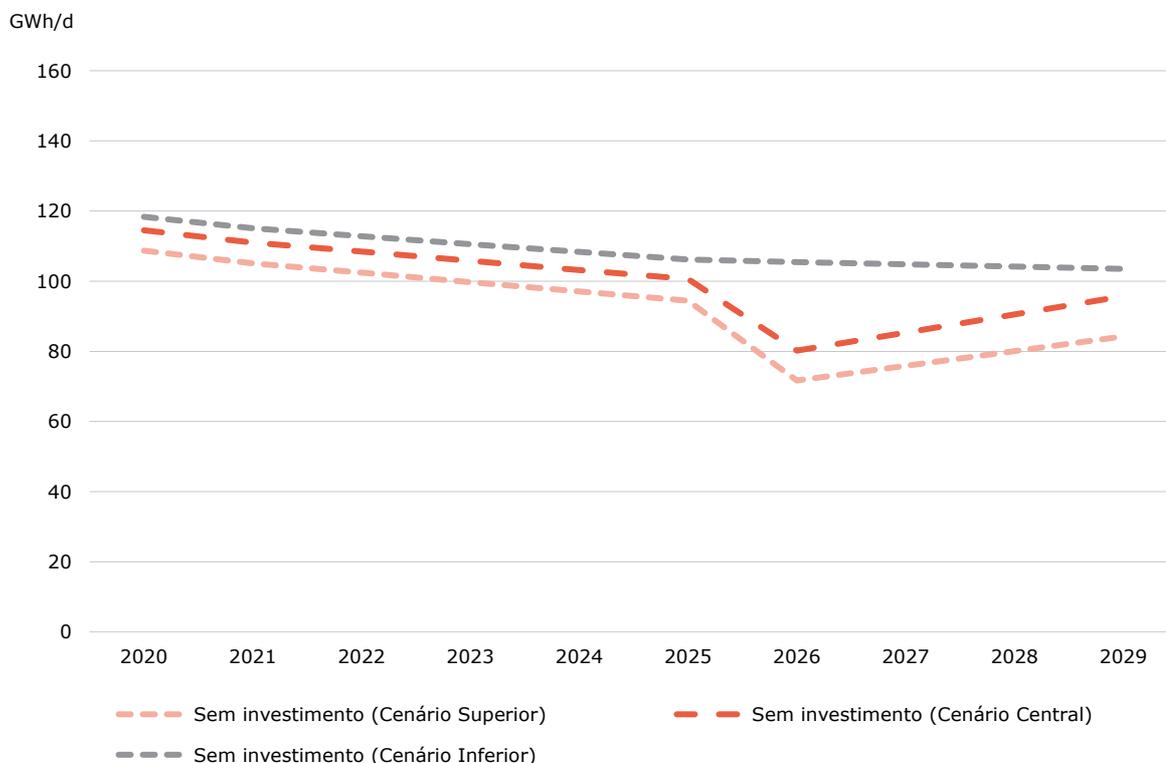
QUADRO 6-17

Evolução da reserva de capacidade na RNTGN

			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ponta de consumos (Cenário Superior)	GWh/d	[A]	263,8	267,4	270,1	272,8	275,4	278,1	300,8	296,6	292,5	288,3
Ponta de consumos (Cenário Central)			258,0	261,5	264,1	266,7	269,3	271,9	292,3	287,2	282,0	276,8
Ponta de consumos (Cenário Inferior)			254,2	257,4	259,7	261,9	264,1	266,4	267,0	267,7	268,4	269,0
Capacidade de oferta		[B]	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5
Terminal GNL de Sines	GWh/d		228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5
Interligação Campo Maior/Badajoz			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
<b>Sem investimento (Cenário Superior)</b>												
Reserva de capacidade s/ investimento	GWh/d	[C=B-A]	108,7	105,1	102,4	99,7	97,1	94,4	71,7	75,9	80,0	84,2
Variação face a 2020	%	[C <sub>N</sub> /C <sub>2018</sub> ]		-3%	-6%	-8%	-11%	-13%	-34%	-30%	-26%	-23%
<b>Sem investimento (Cenário Central)</b>												
Reserva de capacidade s/ investimento	GWh/d	[C=B-A]	114,5	111,0	108,4	105,8	103,2	100,6	80,2	85,3	90,5	95,7
Variação face a 2020	%	[C <sub>N</sub> /C <sub>2018</sub> ]		-3%	-5%	-8%	-10%	-12%	-30%	-26%	-21%	-16%
<b>Sem investimento (Cenário Inferior)</b>												
Reserva de capacidade s/ investimento	GWh/d	[C=B-A]	118,3	115,1	112,8	110,6	108,4	106,1	105,5	104,8	104,1	103,5
Variação face a 2020	%	[C <sub>N</sub> /C <sub>2018</sub> ]		-3%	-5%	-7%	-8%	-10%	-11%	-11%	-12%	-13%

FIGURA 6-8

### Evolução da reserva de capacidade na RNTGN



Em qualquer um dos cenários analisados, verifica-se que o valor da reserva de capacidade vai diminuindo ao longo do período analisado, com mais significado nos Cenários Central e Superior dado que os valores de procura são superiores.

### Capacidade bidirecional

Este atributo pretende refletir o incremento de capacidade bidirecional de um projeto e mede a contribuição para os indutores de integração do mercado, segurança do abastecimento e concorrência. 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 dos aumentos de capacidade bidirecional facilitará a integração dos mercados e fomentarão 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 entreajuda e de solidariedade dos Estados.

A direção prevalecente considerada é no sentido Espanha (ES) – Portugal (PT), isto é, no sentido de importação. Neste caso concreto, como não há nenhum incremento na capacidade das interligações, o valor do atributo é sempre zero.

QUADRO 6-18

**Evolução da capacidade bidirecional (exportação)**

		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Capacidade de entrada (ES -> PT)		144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0
Interligação Campo Maior/Badajoz	GWh/d	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0
Interligação de Valença do Minho/Tui		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Capacidade de saída (PT -> ES)		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Interligação Campo Maior/Badajoz	GWh/d	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
Interligação de Valença do Minho/Tui		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
		42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%
<b>Sem investimento</b>											
Indicador de capacidade bidirecional		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

**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 medir o maior ou menor grau de concentração da capacidade nos pontos de entrada da RNTGN, 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 RNTGN tendo por base o conjunto das infraestruturas existentes e a trajetória de rutura, que corresponde ao cenário em que não são efetuados quaisquer desenvolvimentos adicionais no sistema.

QUADRO 6-19

**Evolução do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade na RNTGN**

		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Capacidade de oferta		372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5
Terminal GNL de Sines	GWh/d	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5
Interligação Campo Maior/Badajoz		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
<b>Sem investimento</b>											
Índice de HH s/ investimento		0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506

Para a determinação deste atributo, não é considerada a capacidade de extração do AS do Carricho já que esta infraestrutura tem apresentado um funcionamento essencialmente intermitente, e destina-se preferencialmente para fazer face a situações de contingência, ter associada uma

quantidade de gás natural finita e uma parte considerável da capacidade de armazenamento se destinar preferencialmente à constituição de reservas de segurança e de reservas operacionais para a atividade de Gestão Técnica Global do SNGN.

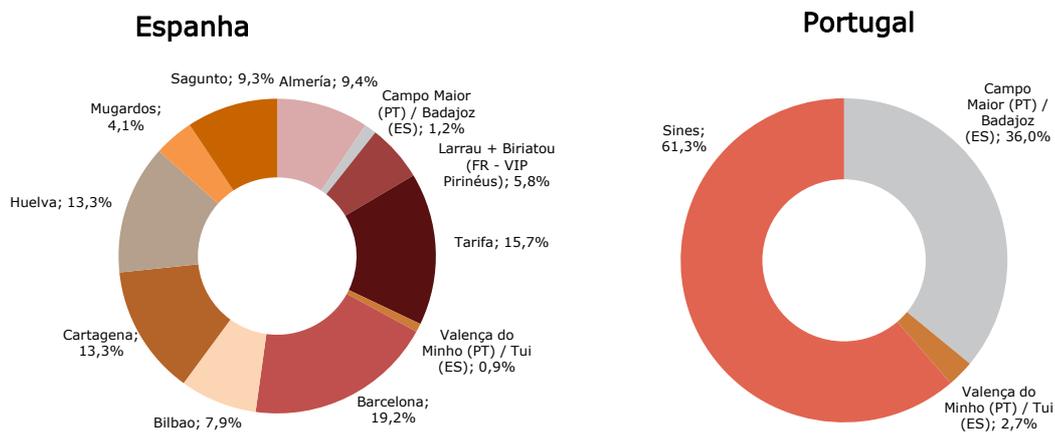
Da análise do quadro anterior verifica-se que com as atuais capacidades na RNTIAT, o valor do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade se vai situar nos 0,506.

Nas figuras e nos quadros seguintes apresentam-se os dados relativos à capacidade dos pontos de entrada da rede em Espanha, em Portugal, o respetivo valor percentual, assim como o cálculo do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade (IHHc) para cada uma das regiões – perspetiva para o horizonte de 2020.

## 2020

FIGURA 6-9

### Capacidade dos pontos de entrada (%) na Península Ibérica



QUADRO 6-20

Capacidade dos pontos de entrada e cálculo do IHHc na Península Ibérica

	Capacidade de entrada (GWh/d)		Capacidade de entrada (%)	
	Espanha <sup>(1)</sup>	Portugal <sup>(2)</sup>	Espanha	Portugal
<b>Total (Gasodutos + Terminais)</b>	<b>2 835</b>	<b>373</b>	<b>88,4%</b>	<b>11,6%</b>
<b>Gasodutos (GN)</b>	<b>935</b>	<b>144</b>	<b>33,0%</b>	<b>38,7%</b>
Almería	266		9,4%	
Campo Maior (PT) / Badajoz (ES)	35	134	1,2%	36,0%
Larrau + Biriadou (FR – VIP Pirinéus)	165		5,8%	
Tarifa	444		15,7%	
Valença do Minho (PT) / Tui (ES)	25	10	0,9%	2,7%
<b>Terminais (GNL)</b>	<b>1 900</b>	<b>229</b>	<b>67,2%</b>	<b>61,3%</b>
Barcelona	544		19,2%	
Bilbao	223		7,9%	
Cartagena	377		13,3%	
Huelva	377		13,3%	
Mugaridos	115		4,1%	
Musel				
Sagunto	264		9,3%	
Sines		229		61,3%
<b>Índice de Herfindahl Hirschman (IHHc)</b>			<b>0,126</b>	<b>0,506</b>

Notas:

(1) Capacidades instaladas nos pontos de entrada da rede em 1 de janeiro de 2020, mais as infraestruturas com DFI tomada (fonte: ENTSOG)

(2) Capacidades instaladas nos pontos de entrada da rede em 1 de janeiro de 2020, de acordo com o PDIRGN 2020-2029

Em 2020, o índice de Herfindahl Hirschman da capacidade em Portugal será de 0,506 e o de Espanha será de 0,126. 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. De qualquer modo, a concentração de capacidade dos pontos de entrada em Portugal não deixa de ser significativa, sendo recomendável um maior grau de integração da rede com o país vizinho, de modo a beneficiar do grau de diversificação verificado em Espanha.

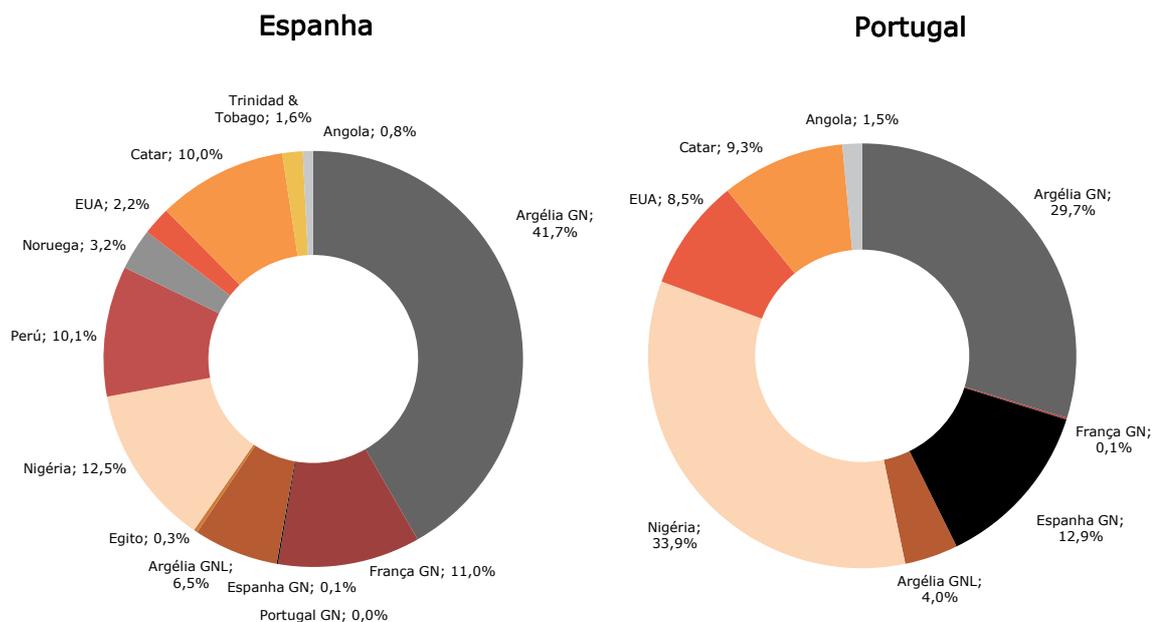
## Índice de Herfindahl Hirschman do aprovisionamento

O índice de Herfindahl Hirschman aplicado às fontes de aprovisionamento (IHHa) permite medir a sua maior ou menor concentração e, portanto, o grau de diversificação das origens do gás. Este índice resulta do somatório dos pesos relativos de cada uma das fontes de aprovisionamento elevadas ao quadrado. Quanto menor for o seu valor menor será o grau de concentração e, portanto, maior será o grau de diversificação das fontes de aprovisionamento.

Na figura e no quadro seguintes apresentam-se os dados relativos ao aprovisionamento de Espanha, Portugal e na Península Ibérica, identificando o valor por origem e o respetivo peso percentual, assim como o cálculo do índice de Herfindahl Hirschman do aprovisionamento para cada uma das regiões.

FIGURA 6-10

### Aprovisionamento percentual (%) por origem na Península Ibérica



## QUADRO 6-21

## Aprovisionamento e cálculo do IHHa na Península Ibérica

	Aprovisionamento (GWh)		Aprovisionamento (%)	
	Espanha <sup>(1)</sup>	Portugal <sup>(2)</sup>	Espanha	Portugal
<b>Total (GN + GNL)</b>	<b>389 668</b>	<b>70 821</b>	<b>84,6%</b>	<b>15,4%</b>
<b>Gás Natural (GN)</b>	<b>205 744</b>	<b>30 169</b>	<b>52,8%</b>	<b>42,6%</b>
Argélia GN	162 538	21 046	41,7%	29,7%
França GN	42 783		11,0%	
Portugal GN	15		0,0%	
Espanha GN	408	9 123	0,1%	12,9%
<b>Gás Natural Liquefeito (GNL)</b>	<b>183 924</b>	<b>40 652</b>	<b>47,2%</b>	<b>57,3%</b>
Argélia GNL	25 471	2 856	6,5%	4,0%
Egito	1 127		0,3%	
Nigéria	48 592	24 021	12,5%	33,9%
Perú	39 505		10,1%	
Noruega	12 508		3,2%	
EUA	8 543	6 007	2,2%	8,5%
Catar	38 950	6 617	10,0%	9,3%
Trinidad & Tobago	6 117		1,6%	
Espanha GNL (Camião Cisterna)		100		0,1%
Angola	3 111	1 051	0,8%	1,5%
<b>Índice de Herfindahl Hirschman (IHHa)</b>			<b>0,222</b>	<b>0,238</b>

Notas:

(1) Dados referentes a 2017 (fonte: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia).

(2) Dados referentes a 2017 (fonte: Direção-Geral de Energia e Geologia).

Atualmente, o IHHa em Portugal é de 0,238, considerando os dados relativos ao aprovisionamento do SNGN no ano de 2017. O IHHa em Espanha é de 0,222, considerando os dados mais recentes da Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia relativamente ao ano de 2017.

### Dependência dos fornecedores de GN

Ambos os países da Península Ibérica dependem fortemente de dois fornecedores de gás natural, a Argélia no caso do GN e a Nigéria no caso do GNL. No caso de Espanha, no ano de 2017, em termos de repartição de entradas temos 53% de GN e 47% de GNL. Desse GN, 79% é proveniente da Argélia e no caso do GNL 26% provém da Nigéria. Para Portugal, as entradas repartem-se em 43% de GN e 57% de GNL. Do gás que chega por gasoduto, 70% é produzido na Argélia. No caso do GNL, 59% provém da Nigéria.

## Critério N-1

De modo a avaliar a suficiência da RNTIAT para assegurar o abastecimento da procura na ocorrência de uma falha do Terminal GNL de Sines (que constitui a maior componente de oferta), foram realizados balanços de capacidade para a ponta extrema de consumos (ponta 1/20 anos - procura total de gás durante um dia de procura de gás excepcionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos), para todos os Cenários (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 seguintes. Nesta situação, foi ainda determinado o atributo para duas situações de utilização do AS Carriço, nomeadamente para a situação de capacidade de extração máxima de 129 GWh/dia (volume operacional de GN nas cavernas superior a 60% da capacidade de armazenamento) e para uma situação de capacidade de extração de 71 GWh/dia (volume operacional de GN nas cavernas inferior a 60% da capacidade de armazenamento).

QUADRO 6-22

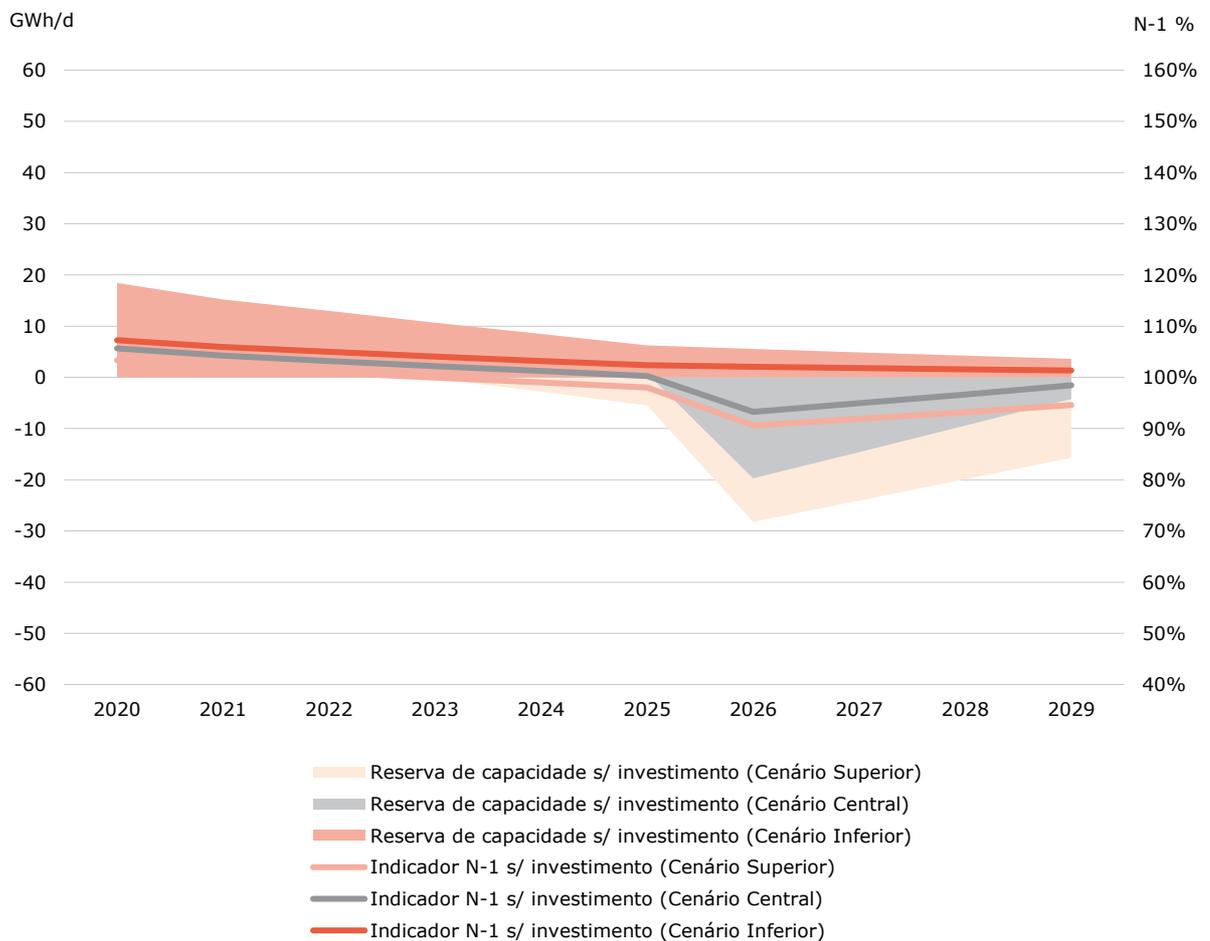
Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" e para uma capacidade de extração de 129 GWh/d

			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Superior)			263,8	267,4	270,1	272,8	275,4	278,1	300,8	296,6	292,5	288,3
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Central)	GWh/d	[A]	258,0	261,5	264,1	266,7	269,3	271,9	292,3	287,2	282,0	276,8
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Superior)			254,2	257,4	259,7	261,9	264,1	266,4	267,0	267,7	268,4	269,0
<b>Armazenamento Subterrâneo do Carricho (1)</b>												
Capacidade de oferta		[B1]	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6
Terminal GNL de Sines			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Interligação Campo Maior/Badajoz	GWh/d		134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0
Interligação de Valença do Minho/Tui			10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Armazenamento Subterrâneo do Carricho			128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6
<b>Sem investimento (Cenário Superior)</b>												
Reserva de capacidade s/ investimento (Cenário Superior)	GWh/d	[C=B1-A]	8,8	5,2	2,5	-0,2	-2,8	-5,5	-28,2	-24,0	-19,9	-15,7
Variação face a 2020		[C <sub>N</sub> -C <sub>2020</sub> ]		-3,6	-6,3	-9,0	-11,6	-14,3	-37,0	-32,8	-28,7	-24,5
Critério N-1 s/ investimento (Cenário Superior)	%	[D=B1/A]	103%	102%	101%	100%	99%	98%	91%	92%	93%	95%
Variação face a 2020		[D <sub>N</sub> -D <sub>2020</sub> ]		-1%	-2%	-3%	-4%	-5%	-13%	-11%	-10%	-9%
<b>Sem investimento (Cenário Central)</b>												
Reserva de capacidade s/ investimento (Cenário Central)	GWh/d	[C=B1-A]	14,6	11,1	8,5	5,9	3,3	0,7	-19,7	-14,6	-9,4	-4,2
Variação face a 2020		[C <sub>N</sub> -C <sub>2020</sub> ]		-3,5	-6,1	-8,7	-11,3	-13,9	-34,3	-29,2	-24,0	-18,8
Critério N-1 s/ investimento (Cenário Central)	%	[D=B1/A]	106%	104%	103%	102%	101%	100%	93%	95%	97%	98%
Variação face a 2020		[D <sub>N</sub> -D <sub>2020</sub> ]		-1%	-2%	-3%	-4%	-5%	-12%	-11%	-9%	-7%
<b>Sem investimento (Cenário Inferior)</b>												
Reserva de capacidade s/ investimento (Cenário Inferior)	GWh/d	[C=B1-A]	18,4	15,2	12,9	10,7	8,5	6,2	5,6	4,9	4,2	3,6
Variação face a 2020		[C <sub>N</sub> -C <sub>2020</sub> ]		-3,2	-5,5	-7,8	-10,0	-12,2	-12,9	-13,6	-14,2	-14,8
Critério N-1 s/ investimento (Cenário Inferior)	%	[D=B1/A]	107%	106%	105%	104%	103%	102%	102%	102%	102%	101%
Variação face a 2020		[D <sub>N</sub> -D <sub>2020</sub> ]		-1%	-2%	-3%	-4%	-5%	-5%	-5%	-6%	-6%

(1) Capacidade de extração do AS: 128,6 GWh/dia, com volume operacional de GN nas cavernas superior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carricho.

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 129 GWh/d**



Da análise do quadro e da figura apresentados poder-se-á referir que, em qualquer um dos cenários, o valor do atributo diminui.

- No caso do Cenário Superior, o "critério N-1" é cumprido até 2023, e deixa de ser cumprido no período 2024-2029, variando o grau de incumprimento entre os 91 e os 99%. O valor da reserva de capacidade vai diminuindo de 2020 a 2027, chegando o valor do déficit de capacidade a atingir 24,5 GWh/d em 2027. Em 2028 e 2029 verifica-se uma recuperação deste valor, que se fixa num déficit de capacidade de 15,7 GWh/d em 2029;
- No caso do Cenário Central, o "critério N-1" não é cumprido no período de 2026 a 2029 com valores entre 93 e 98%;
- No Cenário Inferior o valor do atributo desce de 107% em 2020 para 101% em 2029, de forma linear, ao longo do período analisado.

QUADRO 6-23

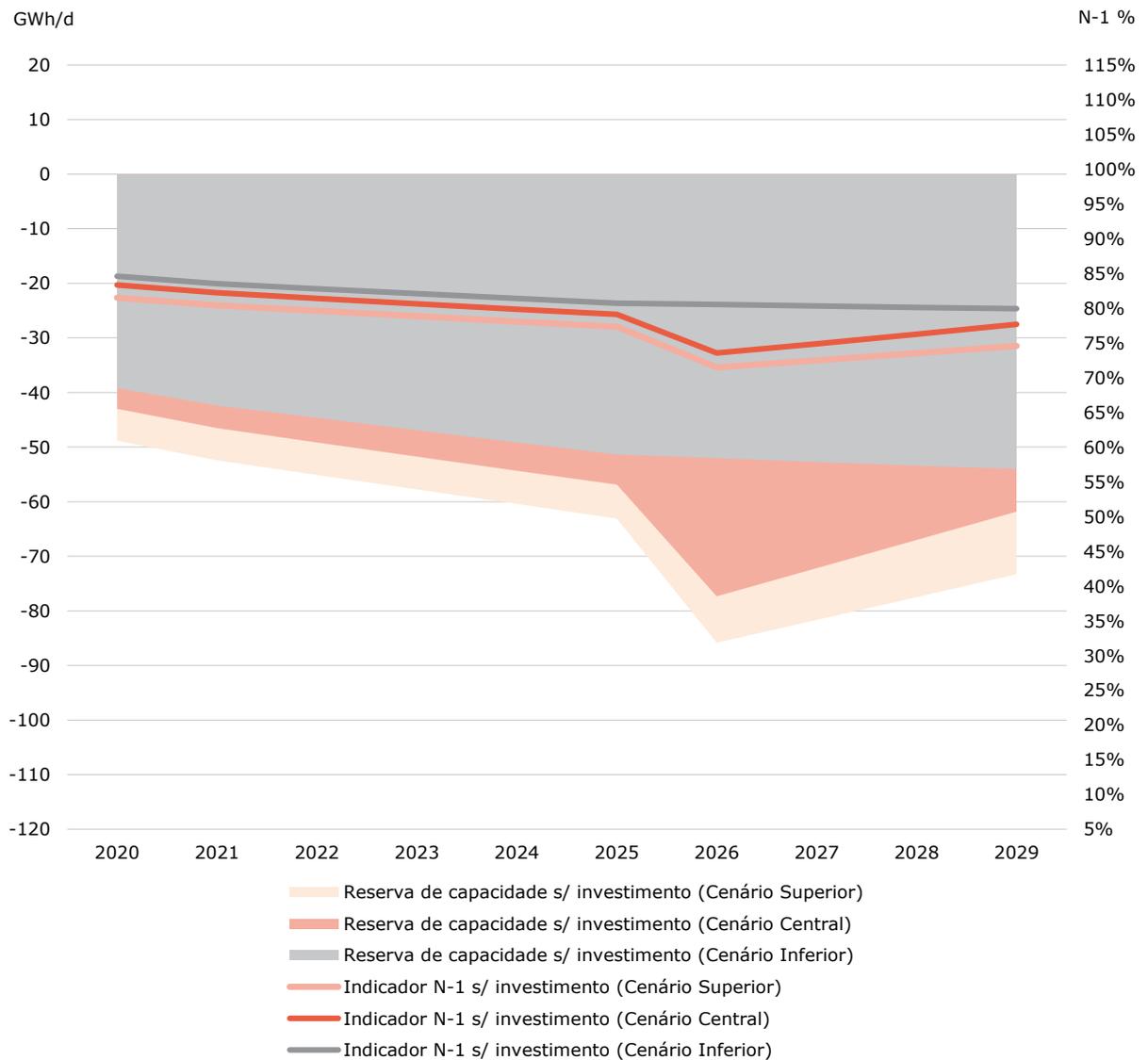
Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" e para uma capacidade de extração de 71 GWh/d

			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029		
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Superior)			263,8	267,4	270,1	272,8	275,4	278,1	300,8	296,6	292,5	288,3		
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Central)	GWh/d	[A]	258,0	261,5	264,1	266,7	269,3	271,9	292,3	287,2	282,0	276,8		
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Inferior)			254,2	257,4	259,7	261,9	264,1	266,4	267,0	267,7	268,4	269,0		
<b>Armazenamento Subterrâneo do Carriço (2)</b>														
Capacidade de oferta			[B2]	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0		
Terminal GNL de Sines			GWh/d	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Interligação Campo Maior/Badajoz			GWh/d	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0		
Interligação de Valença do Minho/Tui			GWh/d	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0		
Armazenamento Subterrâneo do Carriço			GWh/d	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0		
<b>Sem investimento (Cenário Superior)</b>														
Reserva de capacidade s/ investimento (Cenário Superior)			GWh/d	[C=B2-A]	-48,8	-52,4	-55,1	-57,8	-60,4	-63,1	-85,8	-81,6	-77,5	-73,3
Variação face a 2020			[C <sub>N</sub> -C <sub>2020</sub> ]		-3,6	-6,3	-9,0	-11,6	-14,3	-37,0	-32,8	-28,7	-24,5	
Critério N-1 s/ investimento (Cenário Superior)			%	[D=B2/A]	82%	80%	80%	79%	78%	77%	71%	72%	74%	75%
Variação face a 2020			[D <sub>N</sub> -D <sub>2020</sub> ]		-1%	-2%	-3%	-3%	-4%	-10%	-9%	-8%	-7%	
<b>Sem investimento (Cenário Central)</b>														
Reserva de capacidade s/ investimento (Cenário Central)			GWh/d	[C=B2-A]	-43,0	-46,5	-49,1	-51,7	-54,3	-56,9	-77,3	-72,2	-67,0	-61,8
Variação face a 2020			[C <sub>N</sub> -C <sub>2020</sub> ]		-3,5	-6,1	-8,7	-11,3	-13,9	-34,3	-29,2	-24,0	-18,8	
Critério N-1 s/ investimento (Cenário Central)			%	[D=B2/A]	83%	82%	81%	81%	80%	79%	74%	75%	76%	78%
Variação face a 2020			[D <sub>N</sub> -D <sub>2020</sub> ]		-1%	-2%	-3%	-4%	-4%	-10%	-8%	-7%	-6%	
<b>Sem investimento (Cenário Inferior)</b>														
Reserva de capacidade s/ investimento (Cenário Inferior)			GWh/d	[C=B2-A]	-39,2	-42,4	-44,7	-46,9	-49,1	-51,4	-52,0	-52,7	-53,4	-54,0
Variação face a 2020			[C <sub>N</sub> -C <sub>2020</sub> ]		-3,2	-5,5	-7,8	-10,0	-12,2	-12,9	-13,6	-14,2	-14,8	
Critério N-1 s/ investimento (Cenário Inferior)			%	[D=B2/A]	85%	84%	83%	82%	81%	81%	81%	80%	80%	80%
Variação face a 2020			[D <sub>N</sub> -D <sub>2020</sub> ]		-1%	-2%	-3%	-3%	-4%	-4%	-4%	-4%	-5%	

(2) Capacidade de extração do AS: 71 GWh/dia, com volume operacional de GN nas cavidades inferior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carriço.

FIGURA 6-12

**Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" e para uma capacidade de extração de 71 GWh/d**



Nesta situação, com uma capacidade de extração menor, em nenhum dos cenários apresentados o "critério N-1" é cumprido.

- No Cenário Superior, o grau de incumprimento do atributo varia entre os 71-82%, ao longo do período analisado, chegando o valor do déficit de capacidade a atingir 85,8 GWh/d em 2026;
- No Cenário Central, verificam-se valores do "critério N-1" compreendidos entre 74% e 83%, chegando o valor do déficit de capacidade a atingir 77,3 GWh/d em 2026;
- No Cenário Inferior, os valores do atributo situando-se entre os 80% e os 85%, sendo que o valor de 85% se verifica em 2020, com o valor do déficit de capacidade a atingir 54,0 GWh/d.

## Capacidade de armazenamento

A capacidade de armazenamento na RNTIAT desempenha um papel fulcral no funcionamento do SNGN, já que permite, através das infraestruturas que lhe estão associadas:

- Realizar a constituição de reservas de segurança, salvaguardando os interesses estratégicos do Estado e a segurança dos consumidores de gás natural;
- 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 natural referente às reservas de segurança e disponibilizar capacidade destinada à otimização da gestão das infraestruturas, contribuindo para a racionalização dos custos de acesso dos utilizadores, libertando capacidade e adequando o esforço de investimento em novas infraestruturas.

Após a expansão do TGNL de Sines concluída em 2012, o reforço da capacidade de armazenamento da RNTIAT deverá ser efetuado através do desenvolvimento do Armazenamento Subterrâneo (AS) do Carriço, que deve ter em conta as melhores práticas doutros países europeus. Neste âmbito, Portugal tem atualmente um dos níveis mais reduzidos de autonomia da Europa no que se refere à capacidade de armazenamento de GN, para além de ser um país 100% dependente das importações de gás, com uma exposição geográfica desfavorável dado ser um país periférico e, simultaneamente, apresentar já hoje um peso significativo do gás natural no cabaz de importações de energia primária do País.

A capacidade de armazenamento na RNTIAT deverá permitir o armazenamento do gás natural referente às reservas de segurança, isto é, dando cumprimento ao DL n.º 231/2012, de 26 de outubro, e criar condições para a otimização da gestão das infraestruturas, contribuindo para a racionalização dos custos de acesso dos utilizadores, fomentando a concorrência do mercado, que conduzirá a preços finais de energia mais competitivos.

## Capacidade de armazenamento total da RNTIAT<sup>25</sup>

Para cada ano e para os três Cenários Inferior, Central e Superior procedeu-se à quantificação dos valores:

- Necessidades totais de reservas de segurança a constituir;
- Capacidade de armazenamento operacional disponível nas infraestruturas da RNTIAT (AS e TGNL);
- Saldo de armazenamento da RNTIAT.

No quadro seguinte apresenta-se a evolução das necessidades de reserva de segurança e da capacidade de oferta de armazenamento total da RNTIAT.

### QUADRO 6-24

#### Evolução das necessidades de reservas de segurança

		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Cenário Superior</b>											
Necessidades de reservas de segurança 30 dias de procura excepcionalmente elevada - 1/20 anos	[A]	2784	2837	2881	2924	2967	3011	3805	3739	3674	3608
Cientes Protegidos		1571	1599	1617	1635	1653	1671	1689	1708	1726	1745
Mercado Eletricidade (s/ Turbogás e Lares)		1213	1238	1264	1289	1315	1340	2116	2032	1948	1863
<b>Cenário Central</b>											
Necessidades de reservas de segurança 30 dias de procura excepcionalmente elevada - 1/20 anos	[A]	2713	2763	2804	2845	2886	2926	3517	3418	3319	3220
Cientes Protegidos		1539	1560	1573	1585	1597	1609	1622	1634	1646	1658
Mercado Eletricidade (s/ Turbogás e Lares)		1174	1203	1231	1260	1288	1317	1895	1784	1673	1561
<b>Cenário Inferior</b>											
Necessidades de reservas de segurança 30 dias de procura excepcionalmente elevada - 1/20 anos	[A]	2684	2731	2768	2805	2842	2879	2968	3057	3145	3234
Cientes Protegidos		1511	1527	1535	1542	1548	1555	1562	1568	1575	1581
Mercado Eletricidade (s/ Turbogás e Lares)		1173	1203	1233	1264	1294	1324	1406	1488	1571	1653
<b>Capacidade de oferta de armazenamento</b>											
Capacidade de armazenamento da RNTIAT	[B]	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408
Terminal de GNL de Sines		2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569
Armazenamento Subterrâneo do Carricho		3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839

<sup>25</sup> Critério utilizado nos relatórios de Monitorização da Segurança de Abastecimento.

No quadro seguinte apresenta-se a evolução do saldo de armazenamento da RNTIAT.

QUADRO 6-25

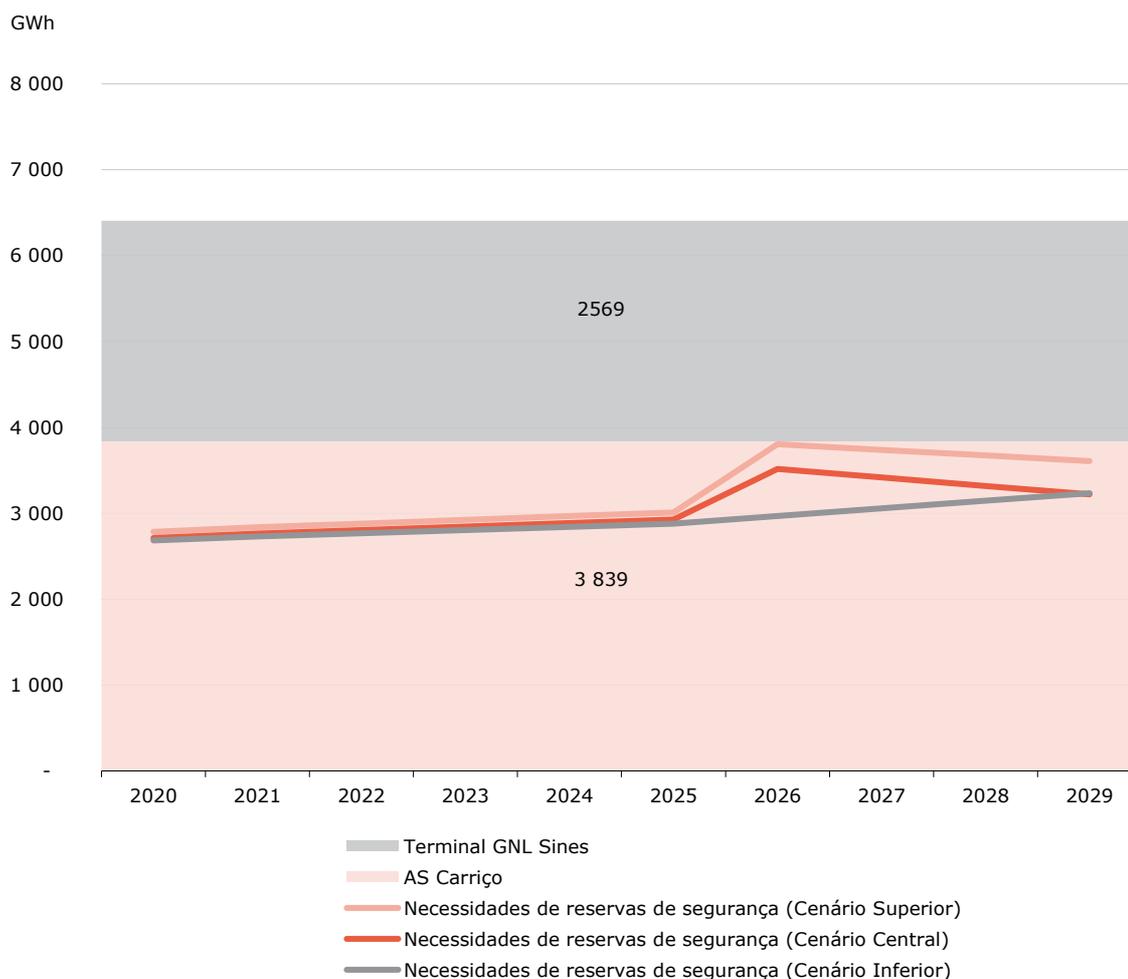
Evolução do saldo de armazenamento da RNTIAT

			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Cenário Superior</b>												
Saldo do armazenamento da RNTIAT	GWh	[C=B-A]	3624	3571	3527	3484	3441	3397	2603	2669	2734	2800
Variação face a 2020	%	[C <sub>N</sub> /C <sub>2020</sub> ]		-1%	-3%	-4%	-5%	-6%	-28%	-26%	-25%	-23%
Necessidades de armazen. no AS do Carriço	GWh		2784	2837	2881	2924	2967	3011	3805	3739	3674	3608
Necessidades de armazen. no TGNL de Sines			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Cenário Central</b>												
Saldo do armazenamento da RNTIAT	GWh	[C=B-A]	3695	3645	3604	3563	3522	3482	2891	2990	3089	3188
Variação face a 2020	%	[C <sub>N</sub> /C <sub>2020</sub> ]		-1%	-2%	-4%	-5%	-6%	-22%	-19%	-16%	-14%
Necessidades de armazen. no AS do Carriço	GWh		2713	2763	2804	2845	2886	2926	3517	3418	3319	3220
Necessidades de armazen. no TGNL de Sines			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Cenário Inferior</b>												
Saldo do armazenamento da RNTIAT	GWh	[C=B-A]	3724	3677	3640	3603	3566	3529	3440	3351	3263	3174
Variação face a 2020	%	[C <sub>N</sub> /C <sub>2020</sub> ]		-1%	-2%	-3%	-4%	-5%	-8%	-10%	-12%	-15%
Necessidades de armazen. no AS do Carriço	GWh		2684	2731	2768	2805	2842	2879	2968	3057	3145	3234
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, poder-se-á referir que:

- Em todos os cenários macroeconómicos considerados, e para o período analisado, o AS do Carriço possui capacidade suficiente para satisfazer a necessidade de reservas de segurança, não sendo necessário recorrer ao armazenamento do TGNL de Sines;
- De acordo com as previsões, o cenário de maior risco apresenta-se em 2026 para o Cenário Superior, no qual a diferença entre as capacidades do AS do Carriço e as necessidades de reservas de segurança é inferior a 50 GWh. Ainda assim, as quantidades armazenadas no TGNL de Sines assegurariam a constituição das reservas de segurança, em caso de necessidade de reservas de segurança ligeiramente superior às previstas.

## Saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT

O saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT representa a capacidade adicional que poderá ser utilizada na otimização da gestão das infraestruturas, contribuindo para a racionalização dos custos de acesso dos utilizadores, e fomentar a concorrência do mercado, conduzindo a preços finais de energia mais competitivos.

Atendendo à necessidade periódica de existência de uma capacidade de armazenamento de 900 GWh (sensivelmente um navio metaneiro médio) associada ao processo de descarga de navios (slot de descarga), determinou-se:

- O saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT, obtido pela subtração do valor 900 GWh ao saldo de armazenamento da RNTIAT;
- O valor equivalente em navios metaneiros do saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT, dividindo-o pelo valor de 900 GWh (quantidade equivalente a um navio metaneiro médio);
- O valor equivalente em cavidades do AS do Carriço do saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT, obtido pela divisão do valor por 690 GWh (capacidade equivalente a uma cavidade).

O valor equivalente em navios metaneiros mede a flexibilidade de armazenamento que poderá ser utilizada na logística associada ao mercado de GNL. O valor equivalente em cavidades mede a capacidade de armazenamento comercial no AS do Carriço colocada à disposição do mercado.

No quadro e nas figuras seguintes apresentam-se os resultados para os Cenários Central, Superior e Inferior.

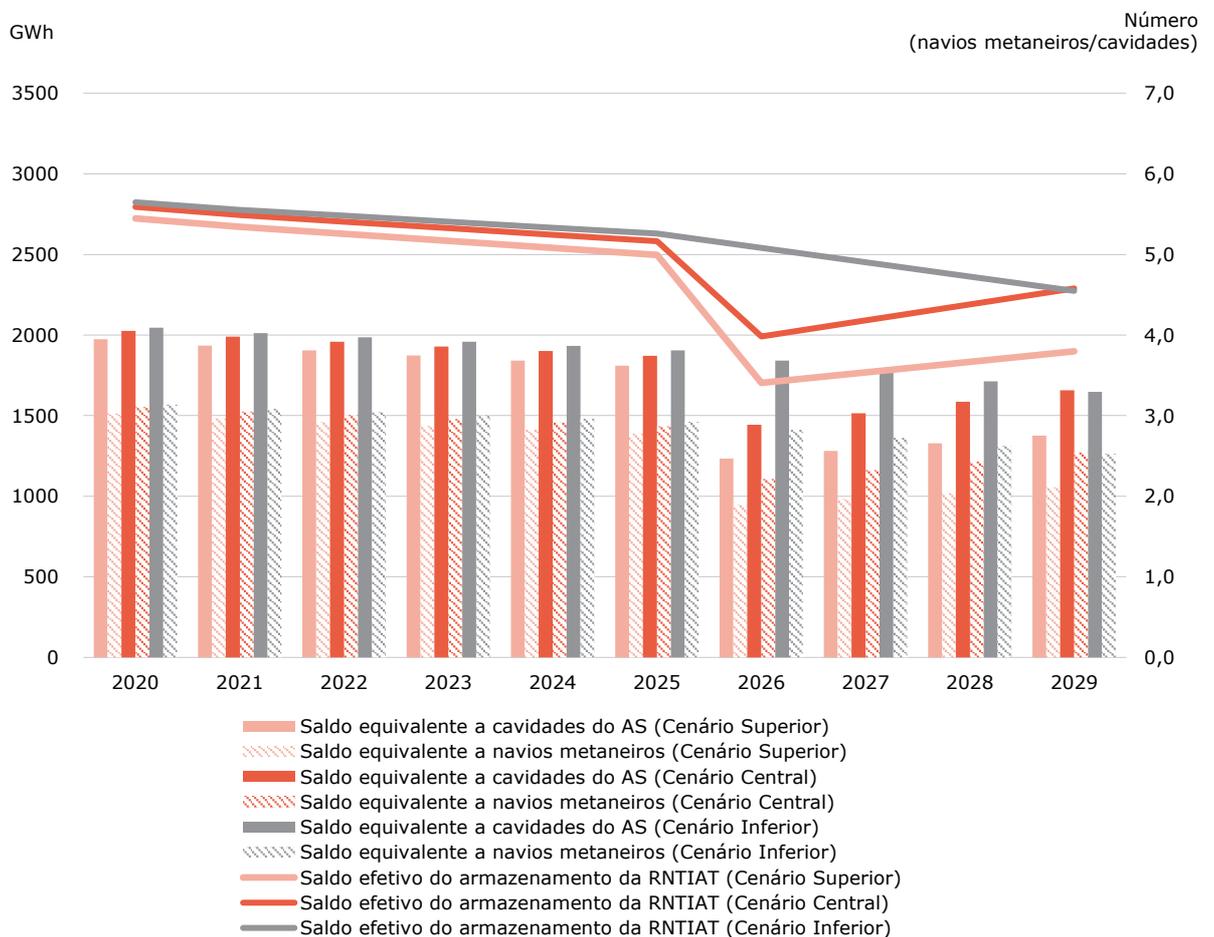
QUADRO 6-26

Evolução do saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT

			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Cenário Superior</b>												
Saldo efectivo do armazenamento da RNTIAT (-1 navio)	GWh	[D=C-900]	2724	2671	2627	2584	2541	2497	1703	1769	1834	1900
Saldo equivalente a navios metaneiros (1 navio = 900 GWh)	nº navios	[E=D/900]	3,0	3,0	2,9	2,9	2,8	2,8	1,9	2,0	2,0	2,1
Saldo equivalente a cavidades do AS (1 cavidade = 690 GWh)	nº cavidades	[F=D/690]	3,9	3,9	3,8	3,7	3,7	3,6	2,5	2,6	2,7	2,8
<b>Cenário Central</b>												
Saldo efectivo do armazenamento da RNTIAT (-1 navio)	GWh	[D=C-900]	2795	2745	2704	2663	2622	2582	1991	2090	2189	2288
Saldo equivalente a navios metaneiros (1 navio = 900 GWh)	nº navios	[E=D/900]	3,1	3,1	3,0	3,0	2,9	2,9	2,2	2,3	2,4	2,5
Saldo equivalente a cavidades do AS (1 cavidade = 690 GWh)	nº cavidades	[F=D/690]	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3
<b>Cenário Inferior</b>												
Saldo efectivo do armazenamento da RNTIAT (-1 navio)	GWh	[D=C-900]	2824	2777	2740	2703	2666	2629	2540	2451	2363	2274
Saldo equivalente a navios metaneiros (1 navio = 900 GWh)	nº navios	[E=D/900]	3,1	3,1	3,0	3,0	3,0	2,9	2,8	2,7	2,6	2,5
Saldo equivalente a cavidades do AS (1 cavidade = 690 GWh)	nº cavidades	[F=D/690]	4,1	4,0	4,0	3,9	3,9	3,8	3,7	3,6	3,4	3,3

Figura 6-14

Evolução do saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT



Da análise dos quadros e das figuras apresentadas, poder-se-á referir que:

- No Cenário Superior, o saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT diminui consideravelmente a partir do ano 2026 devido essencialmente à desclassificação da Central a carvão do Pêgo. No final do horizonte estudado o saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT equivale a cerca de dois navios metaneiros e a menos de três cavidades do AS do Carriço. Em consequência do aumento das necessidades de reservas de segurança, o valor do saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT reduz-se para um valor abaixo de 2 000 GWh a partir do ano 2026.
- No Cenário Central, o saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT diminui até 2026, e experimenta um crescimento gradual até 2029. Este saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT equivale a cerca de três cavidades do AS do Carriço e a menos de três navios metaneiros, em 2029. Em consequência do aumento das necessidades de reservas de segurança, o valor do saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT reduz-se para um valor inferior a 2 500 GWh a partir do ano de 2026.
- No caso do Cenário Inferior, o saldo efetivo da capacidade de armazenamento da RNTIAT tem valores acima dos 2 500 GWh até 2026, mas diminui ao longo de todo o decénio considerado. O

saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT é superior a 2 navios metaneiros e a 3 cavidades do AS do CARRIÇO até ao ano de 2029.

## Considerações Finais

### Segurança do abastecimento

Relativamente à segurança do abastecimento, importa clarificar a possibilidade de aplicação de medidas do lado da procura no âmbito do artigo 5º Normas das infraestruturas, do Regulamento n.º 2017/1938, metodologia prevista para o cumprimento do indicador “critério N-1”.

#### Aplicação de medidas do lado da procura – interruptibilidade dos consumos

Do ponto de vista legislativo, de acordo com o n.º 1 do artigo 5º Normas das infraestruturas, a obrigação de cumprimento do “critério N-1” não isenta a responsabilidade dos operadores de rede de procederem aos investimentos correspondentes para o cumprimento desta Norma. Apesar da possibilidade do cumprimento do “critério N-1” recorrendo à interruptibilidade dos consumos, esta deve ser assegurada por medidas baseadas no mercado, desde que o Plano Preventivo de Ação adotado pela Autoridade Competente (DGEG) assim o demonstre (n.º 2 do artigo 5º Normas das infraestruturas).

No Anexo VIII do Regulamento n.º 2017/1938, encontra-se previsto um conjunto de medidas não-baseadas no mercado apenas para a eventualidade de uma situação de emergência:

- a. Mudança obrigatória para outro combustível;
- b. Utilização obrigatória de contratos interruptíveis, sempre que esta possibilidade não seja plenamente utilizada como parte das medidas baseadas no mercado;
- c. Redução obrigatória dos consumos contratados.

Do ponto de vista operacional, o cumprimento do “critério N-1” significa que a capacidade técnica das infraestruturas de gás deverá satisfazer a procura total de gás na zona de cálculo, em caso de interrupção da maior infraestrutura individual de gás (o terminal de GNL de Sines no caso do SNGN) durante um dia de procura de gás excepcionalmente elevada (cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos).

Deste modo, no caso Português, este cenário configura uma situação na qual as restantes infraestruturas de aprovisionamento - interligação de Campo Maior, de Valença do Minho e do Armazenamento Subterrâneo (AS) do 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 natural correspondente à constituição de reservas de segurança, pelo que a sua mobilização será necessariamente de carácter obrigatório nos termos em que o Ministro da tutela a autorizar. No entanto, o cumprimento do “critério N-1”

deve ser assegurado por medidas baseadas no mercado e não por medidas de carácter obrigatório destinadas a fazer face a uma situação de emergência nacional;

2. Assumindo que as restantes interligações tenham de ser utilizadas na sua capacidade máxima e que a procura a satisfazer pela RNTGN corresponde a um dia de procura de gás excepcionalmente 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 Natural (CCCGN) 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 RNTGN 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 RNTGN 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.

## 6.2.2. Projetos Complementares Duplamente Dependentes

Os Projetos Complementares Duplamente Dependentes apresentam-se como uma opção de desenvolvimento da RNTIAT, dependente da aprovação do Estado Concendente e da materialização do projeto STEP/MIDCAT, preparada de acordo com critérios de planeamento uniformizados e de acordo com 'Indutores' concretos de alto nível. As potenciais necessidades estão no presente documento agrupadas em clusters, numa lógica de objetivos semelhantes ou complementares, de acordo com os Indutores referidos.

Salienta-se que dada a dimensão sistémica de alguns projetos, um mesmo projeto pode contribuir para dar resposta a mais que um Indutor. É o que acontece com dois dos projetos do conjunto apresentado. No Quadro seguinte ilustram-se os projetos que fazem parte deste subconjunto, bem assim como a sua relação com os indutores considerados, evidenciando ainda a interdependência que existe também entre projetos.

## Grandes Indutores de desenvolvimento da RNTIAT – resumo

Designação do projeto	Transf. p/ exploração a CDE [M€]	Grandes Indutores de desenvolvimento da RNTIAT			
		Integração de mercados e interoperabilidade	Concorrência	Segurança do abastecimento	Sustentabilidade
3. <sup>a</sup> interligação PT-ES	115,2	X	X	X	X
EC do Carregado	24,9	X	X	X	

Este conjunto de projetos, que inclui a estação de compressão do Carregado e a 1.<sup>a</sup> fase da 3.<sup>a</sup> interligação com Espanha, tem por objetivo a melhoria do funcionamento da RNTIAT como um todo, contribuindo para uma arquitetura equilibrada da RNTIAT com condições para viabilizar a concretização do objetivo de construção do mercado Ibérico de Gás Natural (MNIBGAS).

O desenvolvimento harmonizado das capacidades de interligação entre os sistemas gasistas de Portugal e Espanha permitirá à Península Ibérica constituir-se como uma potencial porta de entrada de gás para a Europa, tirando partido dos seus terminais de GNL e da sua proximidade a África (mediterrânica e ocidental) e aos países produtores de gás natural.

## Indutores e atributos Sistémicos de Planeamento

Tendo por base a evolução da procura de gás natural e das pontas diárias de consumo para os próximos dez anos, apresentadas no capítulo 3.2 Previsão da evolução da procura, bem como a aplicação dos indutores e respetivos atributos referidos no capítulo 3.4 Critérios de Planeamento e no Anexo 3, neste capítulo procede-se à justificação dos Projetos Complementares Duplamente Dependentes do plano, através da apresentação da evolução dos atributos ao longo do período em análise e tendo por base o conjunto das infraestruturas que compõem a RNTIAT. Os atributos foram referidos no capítulo 3.4, designadamente:

- I. Integração de Mercados - reserva de capacidade, capacidade bidirecional, IHH da capacidade, IHH do aprovisionamento e capacidade de armazenamento;
- II. Concorrência - IHH da capacidade, dependência dos fornecedores, IHH do aprovisionamento e capacidade de armazenamento);
- III. Segurança do abastecimento - reserva de capacidade, capacidade bidirecional, IHH da capacidade, dependência dos fornecedores, IHH do aprovisionamento, capacidade de oferta (indicador "critério N-1") e capacidade de armazenamento;
- IV. Sustentabilidade - diminuição das emissões de gases com efeito de estufa (GEE) e Backup às fontes de energia renovável (FER).

Neste plano são considerados três cenários de evolução de procura de gás natural: Central, Superior e Inferior.

Do ponto de vista das infraestruturas é efetuada uma análise incremental que permite apurar o contributo individual de cada infraestrutura assim como uma análise integrada da RNTIAT para o período de 2020 a 2029. Para esta análise será avaliada a evolução dos indicadores com a estação de compressão do Carregado e com a 1.ª fase da 3.ª interligação PT-ES apenas (projetos condicionados à aprovação do Concedente e à realização do STEP/MIDCAT), já que as fases subsequentes deste projeto não se perspetivam no horizonte do plano. É de referir que os projetos analisados foram incluídos no ano de 2027, no entanto, essa data é meramente indicativa, tendo servido apenas para aferir o impacto dos mesmos.

## Reserva de capacidade

A reserva de capacidade disponível na RNTGN em base diária é um atributo que mede até que ponto as infraestruturas disponibilizam oferta de capacidade aos agentes de mercado, evitando o aparecimento de congestionamentos nos pontos de entrada da rede, contribuindo para a diversificação das alternativas de transporte e por conseguinte para a diversificação das fontes de aprovisionamento. A existência de reserva de capacidade é fundamental para o desenvolvimento de um mercado liberalizado no seio da Península Ibérica.

O balanço de capacidade à RNTGN (oferta vs. procura) permite determinar a reserva de capacidade por diferença entre a capacidade de oferta e a ponta extrema de consumos.

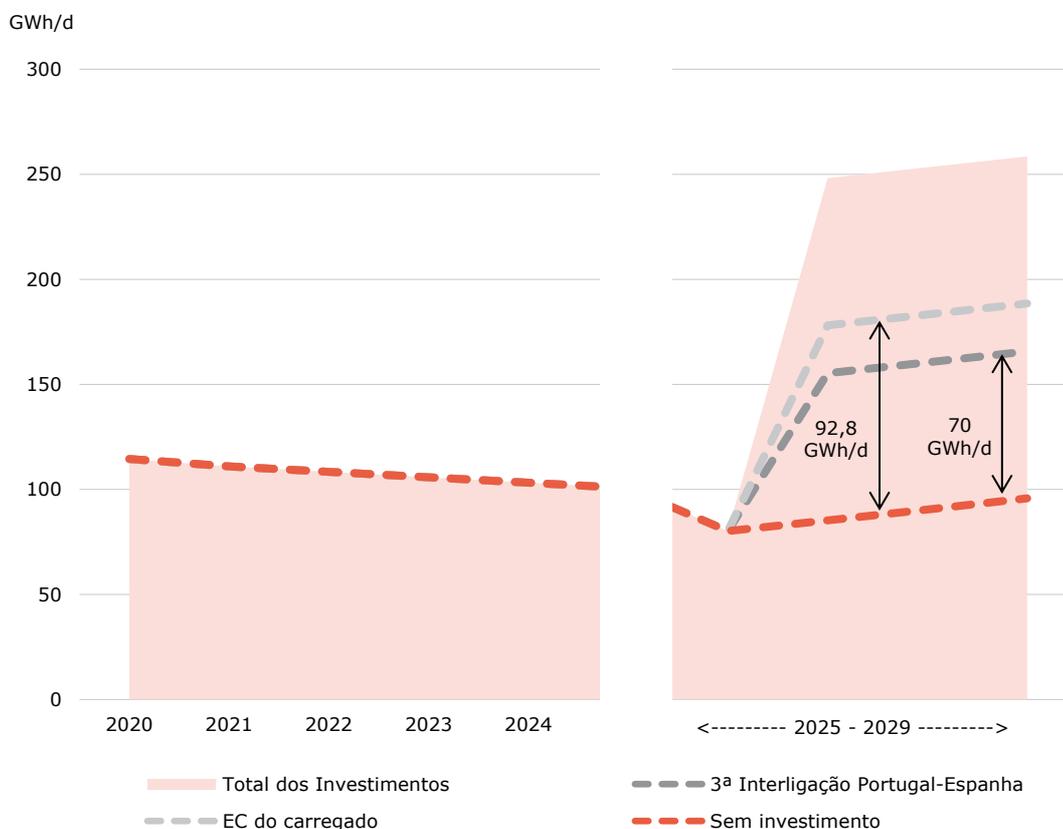
QUADRO 6-27

Evolução da reserva de capacidade na RNTGN (Cenário Central)

			2020	2021	2022	2023	2024	←	2025 - 2029			→
Ponta de consumos	GWh/d	[A]	258,0	261,5	264,1	266,7	269,3	271,9	292,3	287,2	282,0	276,8
Mercado Convencional			155,9	158,1	159,4	160,6	161,9	163,1	164,3	165,6	166,8	168,0
Mercado Eletricidade			102,1	103,4	104,7	106,1	107,4	108,8	128,0	121,6	115,2	108,8
Capacidade de oferta	GWh/d	[B]	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	535,3	535,3	535,3
Terminal GNL de Sines			228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5
<b>EC do Carregado (Incremento pelo TGNL)</b>		[i]								<b>92,8</b>	<b>92,8</b>	<b>92,8</b>
Interligação de Campo Maior/Badajoz			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
<b>3.ª Interligação Portugal-Espanha</b>		[j]								<b>70,0</b>	<b>70,0</b>	<b>70,0</b>
<b>Sem investimento</b>												
Reserva de capacidade s/ investimento	GWh/d	[C=B-A-j-i]	114,5	111,0	108,4	105,8	103,2	100,6	80,2	85,3	90,5	95,7
Variação face a 2020	%	[C <sub>N</sub> /C <sub>2020</sub> ]		-3%	-5%	-8%	-10%	-12%	-30%	-25%	-21%	-16%
<b>EC do carregado</b>												
Reserva de capacidade - EC Carregado	GWh/d	[D=B-A-j]	114,5	111,0	108,4	105,8	103,2	100,6	80,2	178,1	183,3	188,5
Variação face a 2020	%	[D <sub>N</sub> /D <sub>2020</sub> ]		-3%	-5%	-8%	-10%	-12%	-30%	56%	60%	65%
<b>3.ª Interligação Portugal-Espanha</b>												
Reserva de capacidade - 3.ª IP	GWh/d	[E=B-A-i]	114,5	111,0	108,4	105,8	103,2	100,6	80,2	155,3	160,5	165,7
Variação face a 2020	%	[E <sub>N</sub> /E <sub>2020</sub> ]		-3%	-5%	-8%	-10%	-12%	-30%	36%	40%	45%
<b>Total dos Investimentos</b>												
Reserva de capacidade - Total	GWh/d	[F=B-A]	114,5	111,0	108,4	105,8	103,2	100,6	80,2	248,1	253,3	258,5
Variação face a 2020	%	[F <sub>N</sub> /F <sub>2020</sub> ]		-3%	-5%	-8%	-10%	-12%	-30%	117%	121%	126%

FIGURA 6-15

### Evolução da reserva de capacidade na RNTGN (Cenário Central)



No caso do Cenário Central e tendo por base o quadro e a figura anteriores, verifica-se:

- Assumindo a entrada em operação dos Projetos Complementares Duplamente Dependentes, existe um aumento significativo da reserva de capacidade disponibilizada que, tal como foi referido anteriormente, se deve à entrada em operação da estação de compressão do Carregado que permitirá o aumento da capacidade de transporte do gasoduto entre Sines e Leiria, e à 1.ª fase da 3.ª interligação Portugal-Espanha. Comparando com a reserva de capacidade verificada no ano de 2020, constata-se que as percentagens de variação passam de negativas a positivas com a entrada em operação dos dois projetos referidos, diminuindo, no entanto, a partir dessa data devido ao aumento da ponta de consumos, ainda que muito ligeiramente;
- Se não forem efetuados investimentos na RNTIAT, a reserva de capacidade disponibilizada irá diminuir significativamente ao longo do período analisado, registando-se uma diminuição de 16% em 2029 face ao valor de reserva de capacidade verificada no ano de 2020.

Com os Projetos Complementares Duplamente Dependentes apresentados no presente PDIRGN e para o Cenário Central de evolução da procura, verifica-se que em condições de exploração "normal" o sistema dispõe sempre de reserva de capacidade adequada que permite aos agentes otimizar a logística dos seus portfólios de gás.

No quadro e na figura seguintes apresenta-se a evolução da reserva de capacidade na RNTGN tendo por base o conjunto dos Projetos Complementares Duplamente Dependentes e o Cenário Superior da evolução de consumos.

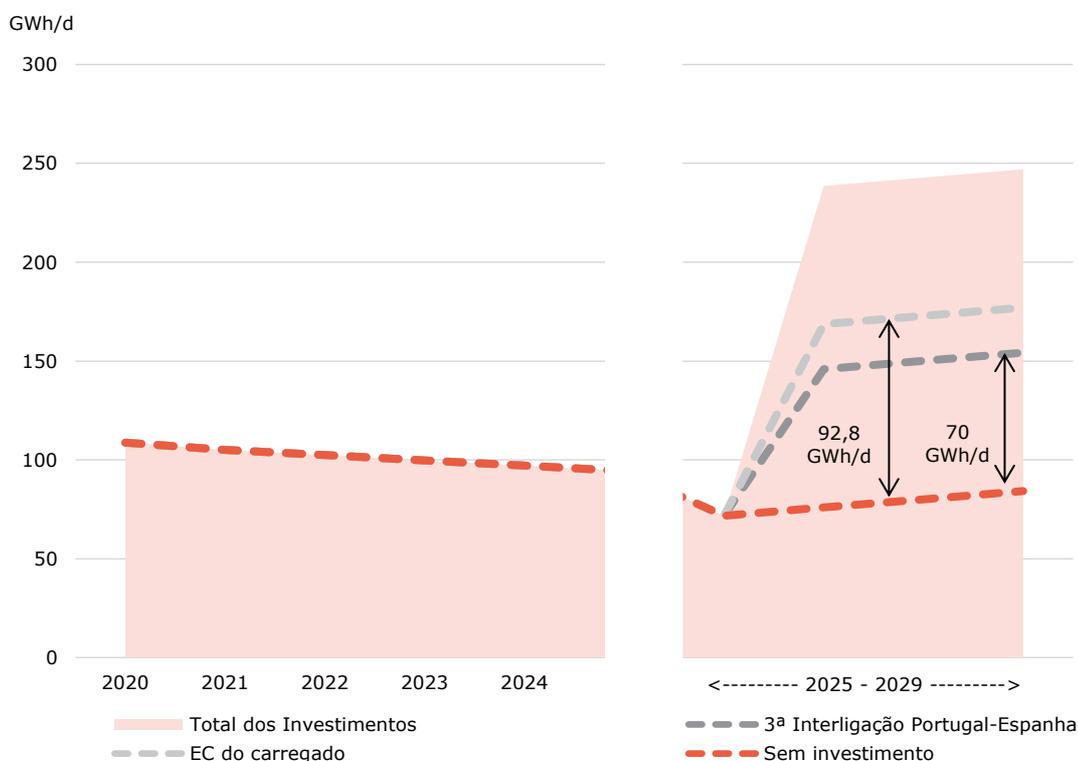
QUADRO 6-28

Evolução da reserva de capacidade na RNTGN (Cenário Superior)

			2020	2021	2022	2023	2024	←	2025 - 2029			→
Ponta de consumos	GWh/d	[A]	263,8	267,4	270,1	272,8	275,4	278,1	300,8	296,6	292,5	288,3
Mercado Convencional			159,2	162,0	163,8	165,7	167,5	169,3	171,2	173,0	174,9	176,8
Mercado Eletricidade			104,6	105,4	106,3	107,1	107,9	108,8	129,6	123,6	117,5	111,5
Capacidade de oferta	GWh/d	[B]	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	535,3	535,3	535,3
Terminal GNL de Sines			228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5
<b>EC do Carregado (Incremento pelo TGNL)</b>		[i]								<b>92,8</b>	<b>92,8</b>	<b>92,8</b>
Interligação de Campo Maior/Badajoz			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
<b>3.ª Interligação Portugal-Espanha</b>		[j]								<b>70,0</b>	<b>70,0</b>	<b>70,0</b>
<b>Sem Investimento</b>												
Reserva de capacidade s/ investimento	GWh/d	[C=B-A-j-i]	108,7	105,1	102,4	99,7	97,1	94,4	71,7	75,9	80,0	84,2
Variação face a 2020	%	[C <sub>N</sub> /C <sub>2020</sub> ]		-3%	-6%	-8%	-11%	-13%	-34%	-30%	-26%	-23%
<b>EC do carregado</b>												
Reserva de capacidade - EC Carregado	GWh/d	[D=B-A-j]	108,7	105,1	102,4	99,7	97,1	94,4	71,7	168,7	172,8	177,0
Variação face a 2020	%	[D <sub>N</sub> /D <sub>2020</sub> ]		-3%	-6%	-8%	-11%	-13%	-34%	55%	59%	63%
<b>3.ª Interligação Portugal-Espanha</b>												
Reserva de capacidade - 3.ª IP	GWh/d	[E=B-A-i]	108,7	105,1	102,4	99,7	97,1	94,4	71,7	145,9	150,0	154,2
Variação face a 2020	%	[E <sub>N</sub> /E <sub>2020</sub> ]		-3%	-6%	-8%	-11%	-13%	-34%	34%	38%	42%
<b>Total dos Investimentos</b>												
Reserva de capacidade - Total	GWh/d	[F=B-A]	108,7	105,1	102,4	99,7	97,1	94,4	71,7	238,7	242,8	247,0
Variação face a 2020	%	[F <sub>N</sub> /F <sub>2020</sub> ]		-3%	-6%	-8%	-11%	-13%	-34%	120%	123%	127%

FIGURA 6-16

### Evolução da reserva de capacidade na RNTGN (Cenário Superior)



No caso do Cenário Superior e tendo por base o quadro e a figura anteriores, verifica-se que:

- Tal como foi referido anteriormente, com a entrada em operação dos Projetos Complementares Duplamente Dependentes existe um aumento significativo da reserva de capacidade disponibilizada que se deve à entrada em operação da estação de compressão do Carregado que permitirá o aumento da capacidade de transporte do gasoduto entre Sines e Leiria, e à 1.ª fase da 3.ª interligação Portugal-Espanha. Comparando com a reserva de capacidade verificada no ano de 2020, constata-se que as percentagens de variação passam de negativas a positivas com a entrada em operação dos dois investimentos referidos, diminuindo, no entanto, a partir dessa data devido ao aumento da ponta de consumos;
- Se não forem efetuados investimentos na RNTIAT, a reserva de capacidade disponibilizada irá diminuir ao longo do período analisado, registando-se uma diminuição de 23% em 2029 face ao valor de reserva de capacidade verificada no ano de 2020.

Com os Projetos Complementares Duplamente Dependentes propostos no presente Plano e para o Cenário Superior da evolução da procura, verifica-se que em condições de exploração “normal” o sistema dispõe sempre de reserva de capacidade adequada que permite aos agentes otimizar a logística dos seus portfólios de gás.

No quadro e na figura seguintes apresenta-se a evolução da reserva de capacidade na RNTGN tendo por base o conjunto dos Projetos Complementares e o Cenário Inferior da evolução da procura.

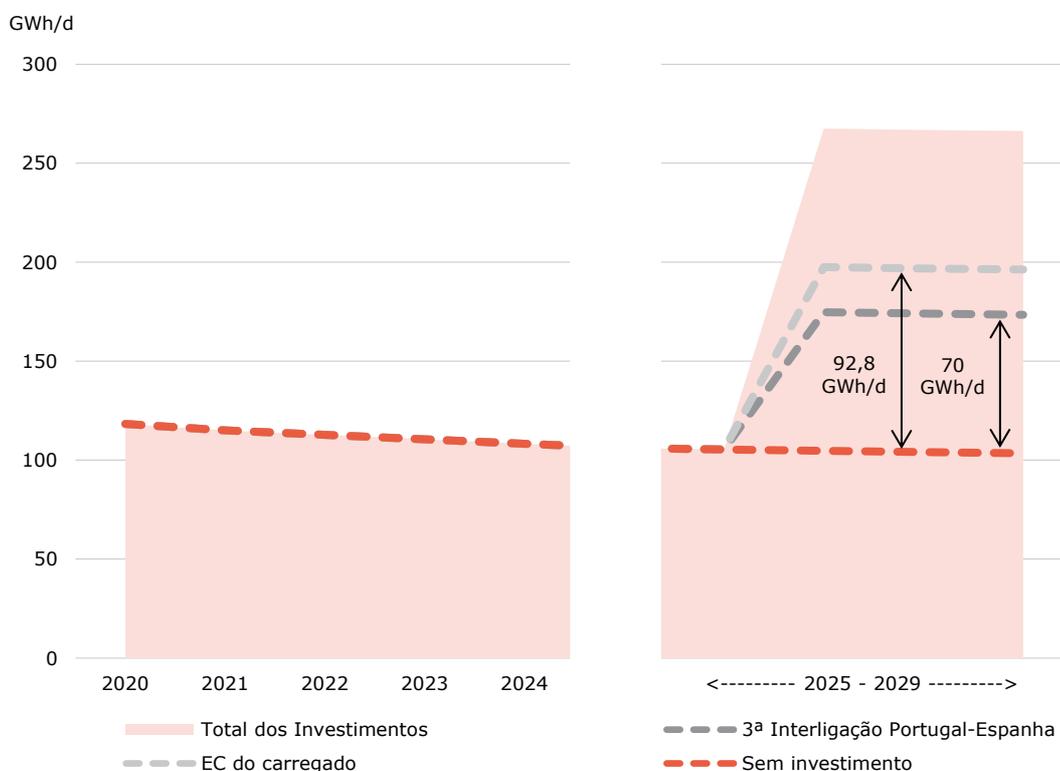
QUADRO 6-29

Evolução da reserva de capacidade na RNTGN (Cenário Inferior)

			2020	2021	2022	2023	2024	←	2025 - 2029			→
Ponta de consumos	GWh/d	[A]	254,2	257,4	259,7	261,9	264,1	266,4	267,0	267,7	268,4	269,0
Mercado Convencional			153,1	154,8	155,5	156,2	156,9	157,6	158,3	158,9	159,6	160,2
Mercado Eletricidade			101,0	102,6	104,1	105,7	107,2	108,8	108,8	108,8	108,8	108,8
Capacidade de oferta	GWh/d	[B]	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	535,3	535,3	535,3
Terminal GNL de Sines			228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5
<b>EC do Carregado (Incremento pelo TGNL)</b>		[i]								<b>92,8</b>	<b>92,8</b>	<b>92,8</b>
Interligação de Campo Maior/Badajoz			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
<b>3.ª Interligação Portugal-Espanha</b>		[j]								<b>70,0</b>	<b>70,0</b>	<b>70,0</b>
<b>Sem investimento</b>												
Reserva de capacidade s/ investimento	GWh/d	[C=B-A-j-i]	118,3	115,1	112,8	110,6	108,4	106,1	105,5	104,8	104,1	103,5
Variação face a 2020	%	[C <sub>N</sub> /C <sub>2020</sub> ]		-3%	-5%	-7%	-8%	-10%	-11%	-11%	-12%	-13%
<b>EC do carregado</b>												
Reserva de capacidade - EC Carregado	GWh/d	[D=B-A-j]	118,3	115,1	112,8	110,6	108,4	106,1	105,5	197,6	196,9	196,3
Variação face a 2020	%	[D <sub>N</sub> /D <sub>2020</sub> ]		-3%	-5%	-7%	-8%	-10%	-11%	67%	66%	66%
<b>3.ª Interligação Portugal-Espanha</b>												
Reserva de capacidade - 3.ª IP	GWh/d	[E=B-A-i]	118,3	115,1	112,8	110,6	108,4	106,1	105,5	174,8	174,1	173,5
Variação face a 2020	%	[E <sub>N</sub> /E <sub>2020</sub> ]		-3%	-5%	-7%	-8%	-10%	-11%	48%	47%	47%
<b>Total dos Investimentos</b>												
Reserva de capacidade - Total	GWh/d	[F=B-A]	118,3	115,1	112,8	110,6	108,4	106,1	105,5	267,6	266,9	266,3
Variação face a 2020	%	[F <sub>N</sub> /F <sub>2020</sub> ]		-3%	-5%	-7%	-8%	-10%	-11%	126%	126%	125%

FIGURA 6-17

## Evolução da reserva de capacidade na RNTGN (Cenário Inferior)



Para o caso do Cenário inferior de evolução dos consumos e da análise do quadro e da figura anteriormente indicadas, constata-se:

- No período de 2025-2029, existe um aumento significativo da reserva de capacidade disponibilizada. Este aumento é repartido entre a entrada pelo Terminal de GNL de Sines (aumento de 92,8 GWh/d na capacidade de oferta), que é devido à entrada em operação da estação de compressão do Carregado que permitirá o aumento da capacidade de transporte do gasoduto entre Sines e Leiria, e a 1.ª fase da 3.ª interligação Portugal-Espanha (aumento de 70,0 GWh/d na capacidade de oferta);
- A evolução deste indicador mostra que a contribuição da EC Carregado se situa entre os 66-67% do aumento do valor da reserva de capacidade face a 2020, valores significativos face ao valor do investimento associado;
- A 3.ª interligação Portugal-Espanha também tem uma contribuição significativa para o aumento da reserva de capacidade, situando-se entre os 47-48%, dependendo do ano em que entrar em operação e comparativamente com o ano de 2020;
- Contudo, a partir do ano em que os investimentos ocorrerem e comparativamente com o ano de 2020, assiste-se a uma ligeira diminuição progressiva ao longo dos anos dos valores de reserva de capacidade devido ao aumento da ponta de consumos;

- Se não forem efetuados investimentos na RNTIAT, a reserva de capacidade disponibilizada vai diminuindo ao longo do período analisado, registando-se uma redução de 13% em 2029 face ao valor de reserva de capacidade verificada no ano de 2020.

Com os investimentos propostos no presente PDIRGN e para o Cenário Inferior de evolução da procura, verifica-se que em condições de exploração "normal" o sistema dispõe sempre de reserva de capacidade adequada que permite aos agentes otimizar a logística dos seus portfólios de gás.

### Capacidade bidirecional

Este indicador pretende refletir o incremento de capacidade bidirecional de um projeto e mede a contribuição para os critérios de integração do mercado, segurança do abastecimento e concorrência. 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 dos aumentos 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 bidirecional aumenta o potencial de entajuda e de solidariedade dos Estados.

A direção prevalecente considerada é no sentido de Espanha (ES) para Portugal (PT), isto é, no sentido de importação.

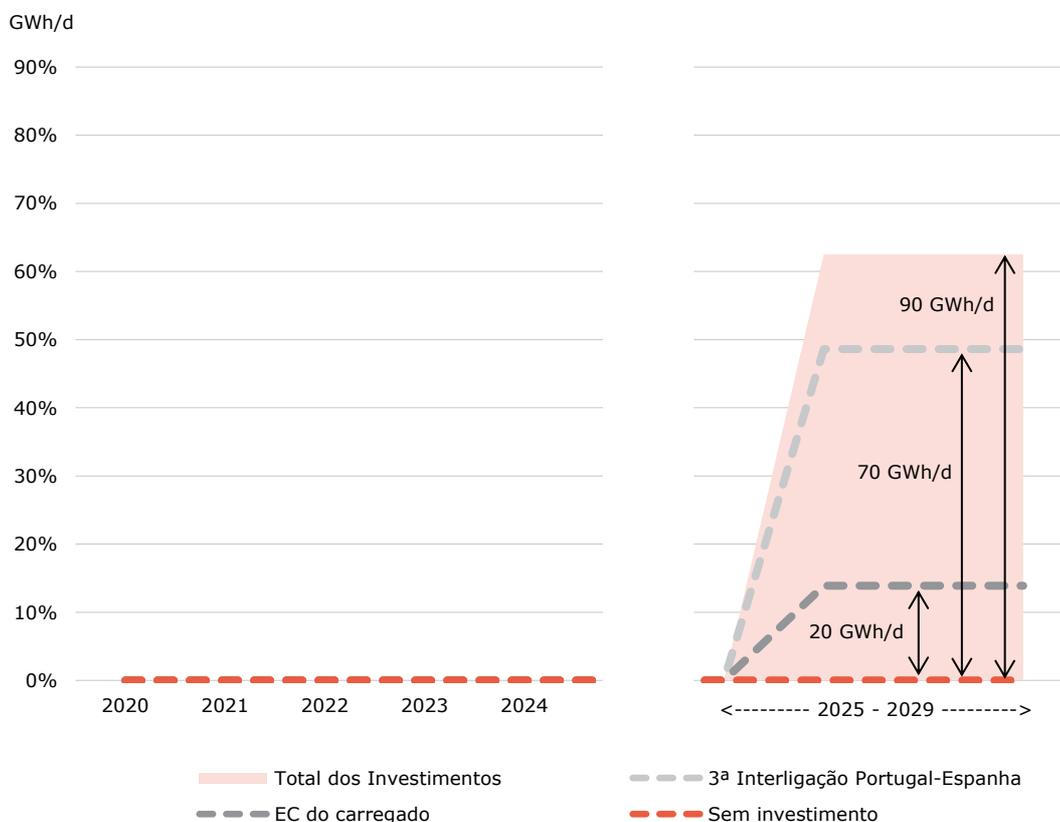
QUADRO 6-30

Evolução da capacidade bidirecional (exportação)

			2020	2021	2022	2023	2024	← 2025 - 2029 →				
Capacidade de entrada (ES -> PT)	GWh/d	[A]	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	214,0	214,0	214,0
Interligação Campo Maior/Badajoz			134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0
<b>EC do Carregado (Incremento por CM)</b>									<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	
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
<b>3.ª Interligação Portugal-Espanha</b>									<b>70,0</b>	<b>70,0</b>	<b>70,0</b>	
Capacidade de saída (PT -> ES)	GWh/d		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	150,0	150,0	150,0
Interligação Campo Maior/Badajoz			35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
<b>EC do Carregado (Incremento por CM)</b>									<b>20,0</b>	<b>20,0</b>	<b>20,0</b>	
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
<b>3.ª Interligação Portugal-Espanha</b>									<b>70,0</b>	<b>70,0</b>	<b>70,0</b>	
			42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	70%	70%	70%
<b>Sem investimento</b>												
Indicador de capacidade bidirecional	%		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>EC do carregado</b>												
Indicador de capacidade bidirecional	%	[i/A]	0	0	0	0	0	0	0	14	14	14
<b>3.ª Interligação Portugal-Espanha</b>												
Indicador de capacidade bidirecional	%	[j/A]	0	0	0	0	0	0	0	49	49	49
<b>Total dos Investimentos</b>												
Indicador de capacidade bidirecional	%	[(i+j)/A]	0	0	0	0	0	0	0	63	63	63

FIGURA 6-18

### Evolução da capacidade bidirecional (exportação)



Verifica-se que a contribuição individual de cada um dos projetos em separado é de 14% e 49%, com a entrada em operação da EC do Carregado e da 1.ª fase da 3.ª interligação PT-ES, respetivamente. Com a execução de ambos os Projetos Complementares Duplamente Dependentes, haverá um acréscimo de 63% de capacidade no sentido de Portugal para Espanha (exportação), tendo como referencial a capacidade na direção prevalecente, de Espanha para Portugal.

### 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 medir o maior ou menor grau de concentração da capacidade nos pontos de entrada da RNTGN 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 e na figura seguintes apresenta-se a evolução do IHHc aplicado à capacidade de entrada na RNTGN tendo por base o conjunto das infraestruturas propostas no presente Plano e a trajetória de rutura, que corresponde ao cenário em que não são efetuados quaisquer desenvolvimentos adicionais no sistema.

QUADRO 6-31

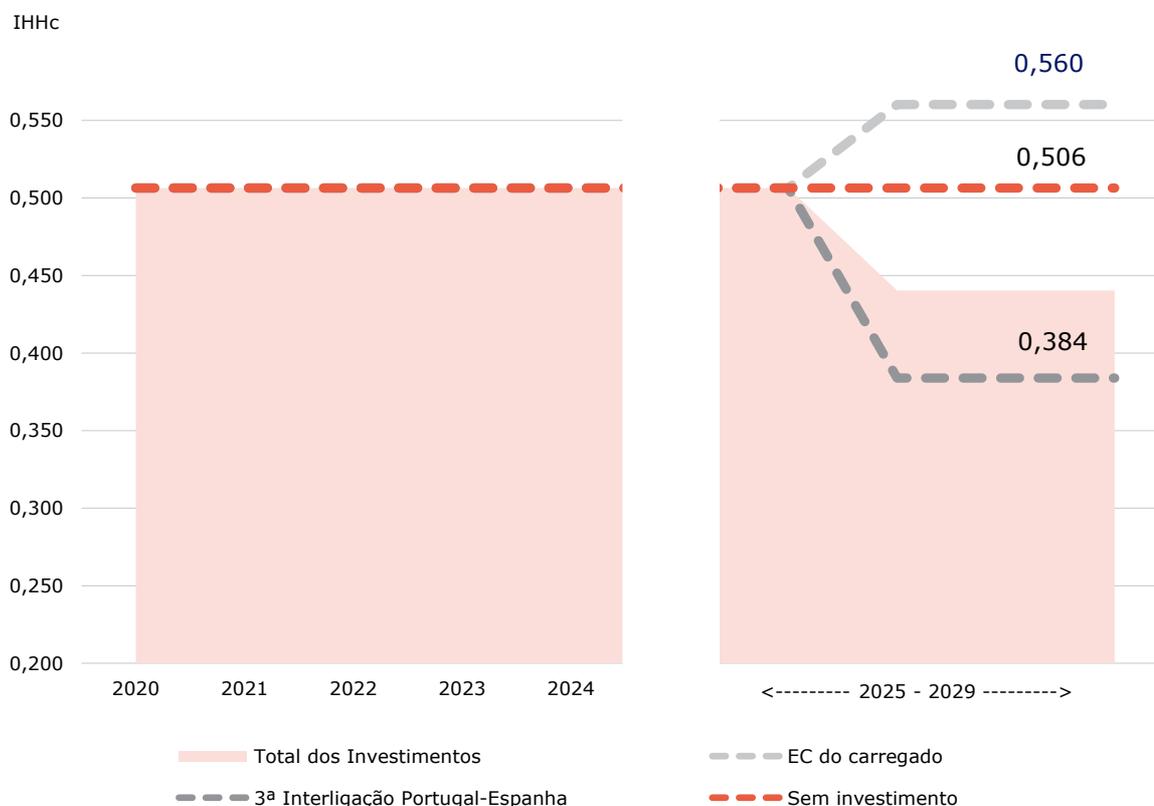
Evolução do Índice de Herfindahl Hirschman da capacidade na RNTGN

	2020	2021	2022	2023	2024	←	2025 - 2029			→
Capacidade de oferta	GWh/d	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	535,3	535,3	535,3
Terminal GNL de Sines		228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5
<b>EC do Carregado (incremento pelo TGNL)</b>								<b>92,8</b>	<b>92,8</b>	<b>92,8</b>
Interligação Campo Maior/Badajoz		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
<b>3.ª Interligação Portugal-Espanha</b>								<b>70,0</b>	<b>70,0</b>	<b>70,0</b>
<b>Sem investimento</b>										
Índice de HH s/ investimento		0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506
<b>EC do carregado</b>										
Índice de HH - EC Carregado		0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,560	0,560	0,560
Varição face ao ano anterior	%							11	11	11
<b>3.ª Interligação Portugal-Espanha</b>										
Índice de HH - 3.ª IP		0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,384	0,384	0,384
Varição face ao ano anterior	%							-24	-24	-24
<b>Total dos Investimentos</b>										
Índice de HH - Total		0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,440	0,440	0,440
Varição face ao ano anterior	%							-13	-13	-13

Para a determinação deste indicador, não é considerada a capacidade de extração do AS do Carricho já que esta infraestrutura tem apresentado um funcionamento essencialmente intermitente, destinando-se preferencialmente a fazer face a situações de contingência, associada a uma quantidade de gás natural finita e pelo facto de uma parte considerável da capacidade de armazenamento se destinar, preferencialmente, à constituição de reservas de segurança e de reservas operacionais para a atividade de Gestão Técnica Global do SNGN.

FIGURA 6-19

### Evolução do Índice de Herfindahl Hirschman da capacidade na RNTGN



Da análise do quadro e da figura anteriores verifica-se:

- Um decréscimo no valor do IHHc ao longo do período em análise na situação em que são considerados ambos os investimentos em conjunto;
- A redução do valor do IHHc é mais significativa com a entrada em operação apenas da 1.ª fase da 3.ª interligação PT-ES. O valor da redução é de 24% face ao ano de 2020;
- Considerando apenas a entrada em operação da EC Carregado, a capacidade de emissão no TGNL aumenta, e conseqüentemente o valor de IHHc também, evidenciando uma maior concentração da capacidade de abastecimento do SNGN se não for colocada em operação a 3.ª interligação Portugal-Espanha;
- O aumento do IHHc face ao ano de 2020 situa-se nos 11% a partir do momento de entrada em operação da EC Carregado, o que evidencia o significativo aumento do grau de diversificação dos pontos de oferta e, portanto, a menor concentração da respetiva capacidade e a menor dependência do abastecimento do SNGN a partir dos pontos de entrada da RNTGN já existentes;
- Se não forem efetuados investimentos na RNTIAT (cenário de rutura), o IHHc manterá um valor significativamente elevado, o que evidencia a baixa diversificação da capacidade dos pontos de oferta da RNTGN.

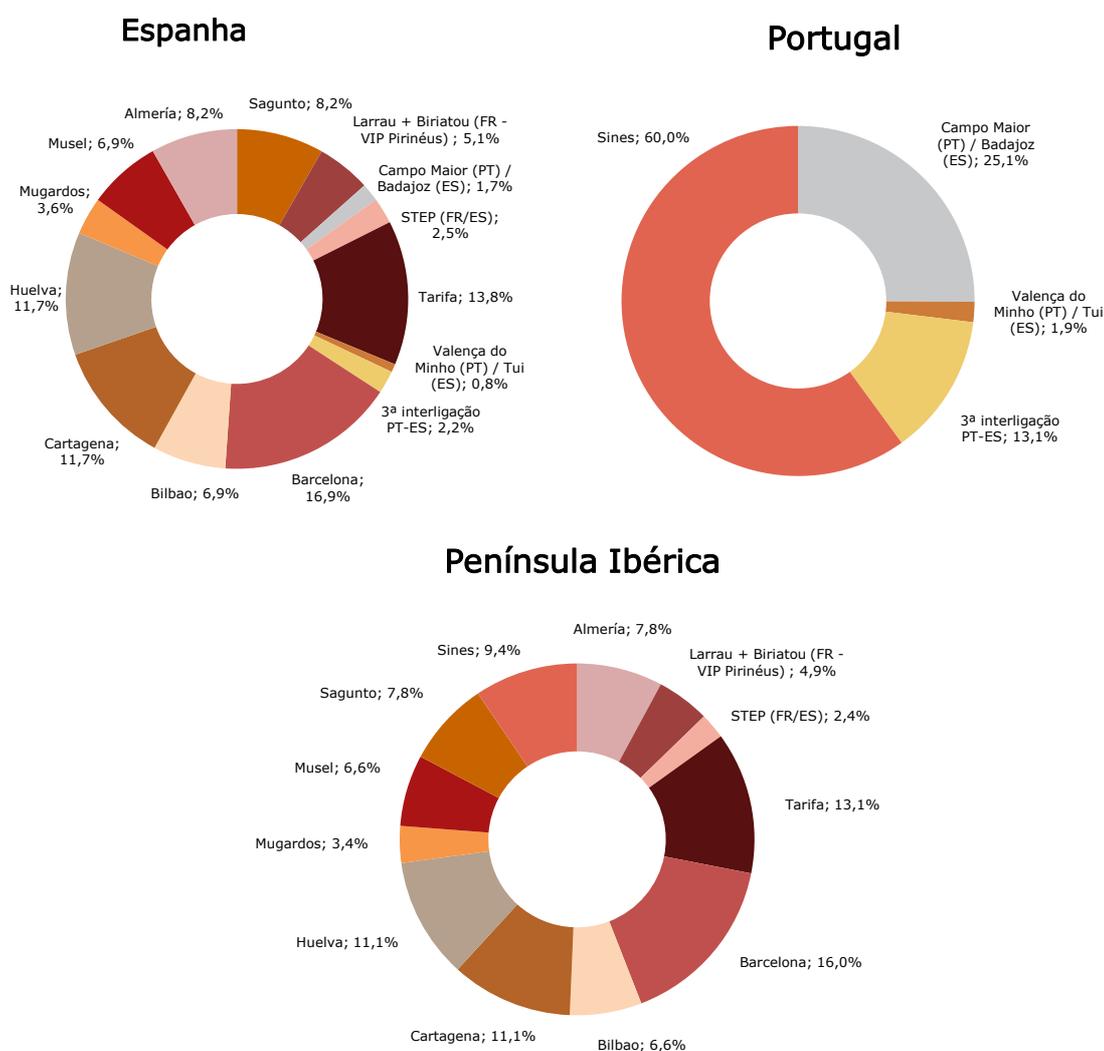
A evolução do IHHc ao longo do período em análise evidencia um claro aumento da diversificação das alternativas de transporte de gás, promovendo deste modo a diversificação das rotas e das fontes de aprovisionamento, contribuindo para a integração das redes de transporte de gás e para o aumento da concorrência e da segurança do abastecimento na Península Ibérica.

Na figura e no quadro seguintes apresentam-se os dados relativos à capacidade dos pontos de entrada da rede em Espanha, em Portugal e na Península Ibérica após integração no MIBGÁS, o respetivo valor percentual, assim como o cálculo do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade (IHHc) para cada uma das regiões – perspetiva para o horizonte 2025-2029.

**2025-2029**

FIGURA 6-20

**Capacidade dos pontos de entrada (%) na Península Ibérica**



QUADRO 6-32

Capacidade dos pontos de entrada e cálculo do IHHc na Península Ibérica

	Capacidade de entrada (GWh/d)			Capacidade de entrada (%)		
	Espanha (1)	Portugal (2)	Península Ibérica (3)	Espanha	Portugal	Península Ibérica
<b>Total (Gasodutos + Terminais)</b>	<b>3 228</b>	<b>536</b>	<b>3 400</b>	<b>85,8%</b>	<b>14,2%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Gasodutos (GN)</b>	<b>1 105</b>	<b>214</b>	<b>955</b>	<b>34,2%</b>	<b>40,0%</b>	<b>28,0%</b>
Almería	266		266	8,2%		7,8%
Campo Maior (PT) / Badajoz (ES)	55	134		1,7%	25,1%	
Larrau (FR) e Biriadou (FR) / Irun (ES) (VIP Pirinéus)	165		165	5,1%		4,8%
<b>STEP (FR/ES)</b>	<b>80</b>		<b>80</b>	<b>2,5%</b>		<b>2,4%</b>
Tarifa	444		444	13,8%		13,1%
Valença do Minho (PT) / Tui (ES)	25	10		0,8%	1,9%	
<b>3.ª interligação PT-ES</b>	<b>70</b>	<b>70</b>		<b>2,2%</b>	<b>13,1%</b>	
<b>Terminais (GNL)</b>	<b>2 123</b>	<b>321</b>	<b>2 444</b>	<b>65,8%</b>	<b>60,0%</b>	<b>71,9%</b>
Barcelona	544		544	16,9%		16,0%
Bilbao	223		223	6,9%		6,6%
Cartagena	377		377	11,7%		11,1%
Huelva	377		377	11,7%		11,1%
Mugar dos	115		115	3,6%		3,4%
Musel	223		223	6,9%		6,6%
Sagunto	264		264	8,2%		7,8%
Sines		321	321		60,0%	9,4%
<b>Índice de Herfindahl Hirschman (IHHc)</b>				<b>0,103</b>	<b>0,440</b>	<b>0,101</b>

Notas:

(1) Capacidades instaladas nos pontos de entrada da rede em 1 de janeiro do período de 2025-2029, mais as infraestruturas com DFI tomada (fonte: ENTSOE).

(2) Capacidades instaladas nos pontos de entrada da rede em 1 de janeiro do período de 2025-2029, incluindo os Projetos Complementares Duplamente Dependentes, de acordo com o PDIRGN 2020-2029.

(3) Capacidades instaladas nos pontos de entrada da Península Ibérica em 1 de janeiro período de 2025-2029. A capacidade dos pontos de interligação entre Portugal e Espanha não foi considerada, já que são ligações internas na ótica da Península Ibérica (MIBGÁS).

Analisando o período de 2025-2029, em que o projeto da 1.ª fase da 3.ª interligação Portugal-Espanha e o projeto STEP/MIDCAT na interligação entre Espanha-França poderão estar em operação, o valor de IHHc para a globalidade da Península Ibérica é de 0,101, o valor para Portugal é de 0,440 e para Espanha é de 0,103. O aumento do grau de diversificação verificado

contribuirá para uma integração entre as redes de transporte de gás de Portugal e Espanha – MIBGAS <sup>26</sup>.

A 3.<sup>a</sup> interligação Portugal-Espanha, juntamente com as restantes infraestruturas que serão, entretanto, colocadas em operação em Espanha (com decisão final de investimento tomada), designadamente o terminal de GNL de Musel e o projeto PIC STEP/MIDCAT, permitirá que o TGNL de Sines assuma uma dimensão ibérica. Neste pressuposto, o potencial de aumento do grau de diversificação de rotas e de fontes associado à 3.<sup>a</sup> interligação Portugal-Espanha será ainda maior do que o que corresponde ao sistema português analisado isoladamente.

### 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, maior será o grau de diversificação das fontes de aprovisionamento.

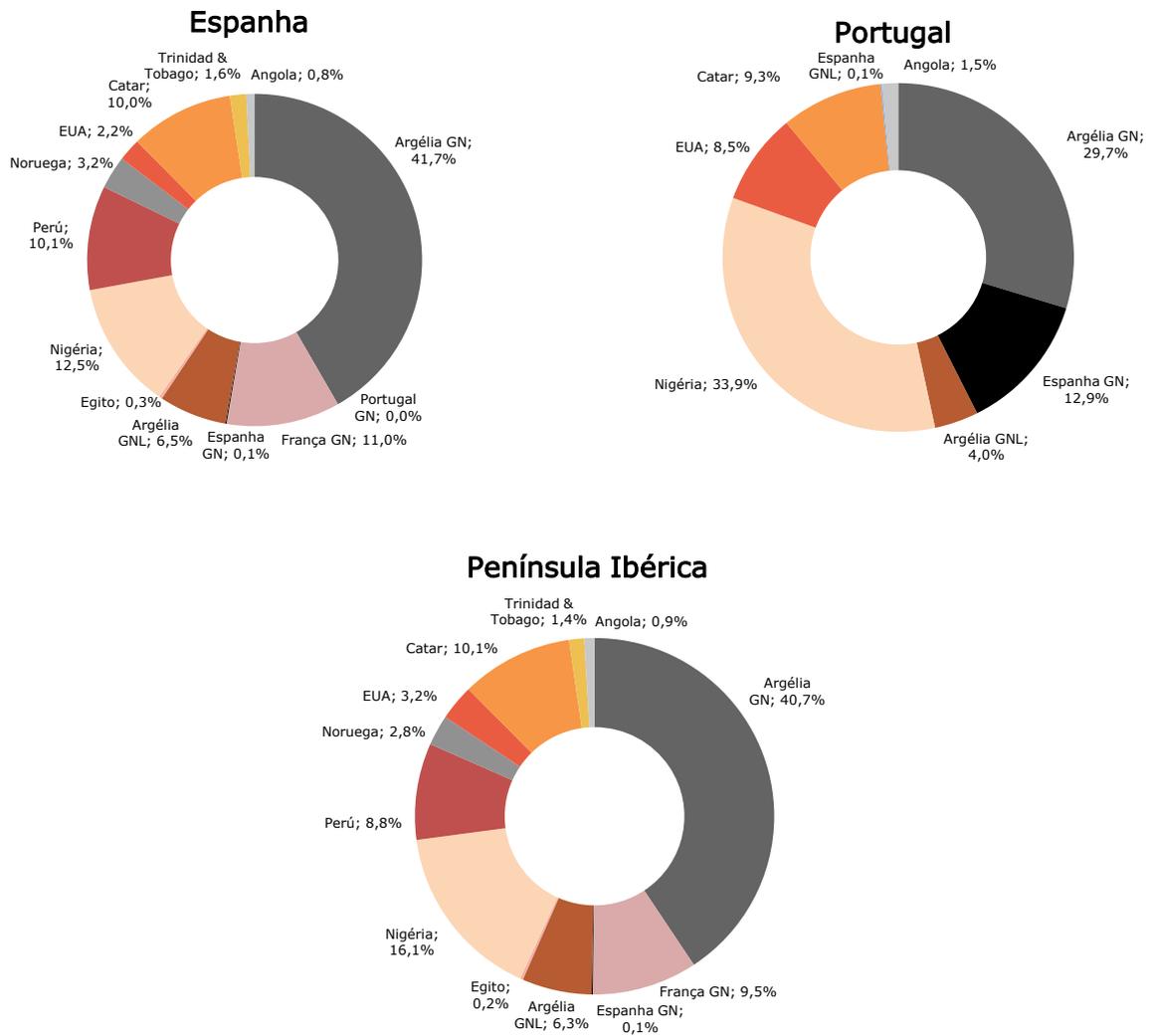
Na figura e no quadro seguintes apresentam-se os dados relativos ao aprovisionamento de Espanha, Portugal e na Península Ibérica, identificando o valor por origem e o respetivo peso percentual, assim como o cálculo do índice de Herfindahl Hirschman do aprovisionamento para cada uma das regiões.

---

<sup>26</sup> Para tal assume-se que serão efetuados os reforços internos necessários na rede de gasodutos de Espanha

FIGURA 6-21

Aprovisionamento percentual (%) por origem na Península Ibérica



QUADRO 6-33

**Aprovisionamento e cálculo do IHHa na Península Ibérica**

	Aprovisionamento (GWh)			Aprovisionamento (%)		
	Espanha (1)	Portugal (2)	Península Ibérica	Espanha	Portugal	Península Ibérica
<b>Total (GN + GNL)</b>	<b>389 668</b>	<b>70 821</b>	<b>460 347</b>	<b>84,6%</b>	<b>15,4%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Gás Natural (GN)</b>	<b>205 744</b>	<b>30 169</b>	<b>235 898</b>	<b>52,8%</b>	<b>42,6%</b>	<b>51,2%</b>
Argélia GN	162 538	21 046	183 584	41,7%	29,7%	39,9%
França GN	42 783		42 783	11,0%		9,3%
Portugal GN	15			0,0%		0,0%
Espanha GN	408	9 123	9 531	0,1%	12,9%	2,1%
<b>Gás Natural Liquefeito (GNL)</b>	<b>183 924</b>	<b>40 652</b>	<b>224 476</b>	<b>47,2%</b>	<b>57,4%</b>	<b>48,8%</b>
Argélia GNL	25 471	2 856	28 327	6,5%	4,0%	6,2%
Egito	1 127		1 127	0,3%		0,2%
Nigéria	48 592	24 021	72 613	12,5%	33,9%	15,8%
Perú	39 505		39 505	10,1%		8,6%
Noruega	12 508		12 508	3,2%		2,7%
EUA	8 543	6 007	14 550	2,2%	8,5%	3,2%
Catar	38 950	6 617	45 567	10,0%	9,3%	9,9%
Trinidad & Tobago	6 117		6 117	1,6%		1,3%
Espanha GNL (Camião Cisterna)		100			0,1%	0,0%
Angola	3 111	1 051	4 162	0,8%	1,5%	0,9%
<b>Índice de Herfindahl Hirschman (IHHa)</b>				<b>0,228</b>	<b>0,238</b>	<b>0,216</b>

Notas:

(1) Dados referentes a 2017 (fonte: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia). O valor correspondente às cargas efetuadas nos terminais de Espanha foi deduzido ao valor da descarga correspondente.

(2) Dados referentes a 2017 (fonte: Direção-Geral de Energia e Geologia).

Atualmente, o IHHa em Portugal é de 0,238 considerando os dados relativos ao aprovisionamento do SNGN no ano de 2017. O IHHa em Espanha é de 0,228 considerando os dados mais recentes da Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia relativamente ao ano de 2017.

A EC do Carregado encontra-se planeada numa ótica integrada da RNTIAT, designadamente em conjunto com a expansão já realizada no TGNL de Sines e a construção da 3.ª interligação PT-ES. A capacidade incremental associada à EC do Carregado poderá representar um valor de aprovisionamento adicional pelo TGNL de Sines que, associado ao projeto da 3.ª interligação PT-ES, poderá contribuir para a diversificação das fontes de aprovisionamento na Península Ibérica associadas aos fornecedores de GNL a operar no mercado mundial.

Com a entrada em operação da 1.<sup>a</sup> fase da 3.<sup>a</sup> interligação Portugal-Espanha, poderá considerar-se que existe uma total integração entre as redes de transporte de gás de Portugal e Espanha, e Portugal passará a ter acesso ao gás dos três terminais de GNL situados no norte da Península Ibérica, terminal da Reganosa, terminal de Musel e terminal de Mugardos. Para além do acesso a GNL proveniente de outras origens, permitirá também o acesso a gás do centro e norte da Europa, quer através das ligações entre a Península Ibérica e o sul de França já existentes, quer através dos gasodutos do projeto STEP/MIDCAT. Considerando que se atinge o nível de integração entre Portugal e Espanha adequado, o índice de Herfindahl Hirschman do aprovisionamento para a globalidade da Península Ibérica tenderá, no seu conjunto, a aproximar-se para um valor próximo de 0,216, se for considerada a atual proporção do mercado de gás natural em cada um dos países.

Assim, o potencial aumento do grau de diversificação das origens de aprovisionamento associado à 3.<sup>a</sup> interligação Portugal-Espanha será ainda maior no contexto do mercado ibérico integrado (MIBGÁS).

### Dependência dos fornecedores de GN e GNL

Como já foi referido, ambos os países da Península Ibérica dependem fortemente de dois principais fornecedores de gás natural, a Argélia e a Nigéria. No caso de Espanha a dependência do seu principal fornecedor de gás, a Argélia GN, é de 42%, enquanto em Portugal esse valor se situa nos 30%. Quanto à dependência de GNL, em Espanha verifica-se que 13% do GNL provém da Nigéria e 7% da Argélia. Já em Portugal, 34% do GNL é proveniente da Nigéria e 4% tem origem na Argélia. Estes valores evidenciam a grande dependência da Península Ibérica destes fornecedores, segundo a análise dos dados relativos ao aprovisionamento verificado no ano de 2017.

A história recente tem-se revelado profícua em exemplos de perturbação do abastecimento regular de gás natural a um ou mais Estados Membros da União Europeia a partir dos fornecedores tradicionais pertencentes a países terceiros. Na realidade a própria génese do anterior Regulamento Europeu nº 994/2010, substituído recentemente pelo Regulamento n.º 2017/1938, relativo à segurança do aprovisionamento, encontra as suas raízes em algumas dessas crises, nomeadamente as situações de carência geradas pelas interrupções de abastecimento à Europa registadas em janeiro de 2006 e janeiro de 2009 como consequência da disputa de preços do gás entre a Rússia e a Ucrânia.

No ano de 2014, as tensões entre a Ucrânia e a Rússia intensificaram-se devido ao preço do gás russo e a Rússia acabou mesmo por cortar o fornecimento de gás natural à Ucrânia, devido ao não pagamento de uma dívida. Essa interrupção no fornecimento acabou por ser de curta duração e o seu impacto foi mínimo. No entanto, o impacto podia ter-se revelado muito significativo, dado que a Rússia fornece um terço do gás consumido na Europa e grande parte deste tem de passar pela Ucrânia para chegar ao seu destino final.

São também conhecidos e divulgados ao nível da imprensa internacional a situação de instabilidade e os problemas que afetam as instalações de exploração de petróleo e gás na

Nigéria, que neste último caso têm gerado alguns casos de força maior com perturbação do fornecimento normal aos clientes da Nigéria GNL.

Assim, face à relativa incerteza que hoje em dia afeta uma parte significativa dos países produtores de gás natural que abastecem a Europa, o reforço das medidas de segurança do aprovisionamento assume particular importância especialmente nos países em que a dependência desta forma de energia é elevada, como é o caso de Portugal, e em que numa hipotética crise com corte do abastecimento veria afetada uma parte importante do seu tecido industrial com evidentes consequências para a economia.

As infraestruturas complementares propostas no PDIRGN 2019, juntamente com as restantes infraestruturas que se encontram planeadas em Espanha, designadamente o terminal de GNL de Musel e o projeto PIC STEP/MIDCAT, permitirão o acesso a GNL proveniente de outras origens, assim como o acesso a gás comercializado no centro e no norte da Europa, o que poderá diminuir a dependência de Portugal e Espanha dos atuais fornecedores de GN e GNL.

### Critério N-1

De modo a avaliar a suficiência da RNTIAT para assegurar o abastecimento da procura na ocorrência de uma falha do Terminal GNL de Sines (que constitui a maior componente de oferta), foram realizados balanços de capacidade para a ponta extrema de consumos (ponta 1/20 anos - procura total de gás durante um dia de procura de gás excecionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos), no Cenário Central, no Cenário Superior e no Cenário Inferior<sup>27</sup>. 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 "critério N-1" de acordo com o Regulamento (UE) Nº 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho de 25 de outubro de 2017, encontrando-se os resultados obtidos sistematizados nos quadros e figuras seguintes. Nesta situação, foi ainda determinado o atributo para duas situações de utilização do Armazenamento Subterrâneo do Carriço, nomeadamente para a situação de capacidade de extração máxima de 129 GWh/dia (para um volume operacional de GN nas cavernas superior a 60% da capacidade de armazenagem) e para uma situação de capacidade de extração de 71 GWh/dia (para um volume operacional de GN nas cavernas inferior a 60% da capacidade de armazenagem).

<sup>27</sup> A ponta extrema de consumos, o Cenário Central, o Cenário Superior e o Cenário Inferior encontram-se caracterizados no Anexo 7 "Cenários de evolução da procura de gás natural".

QUADRO 6-34

Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" (Cenário Central)

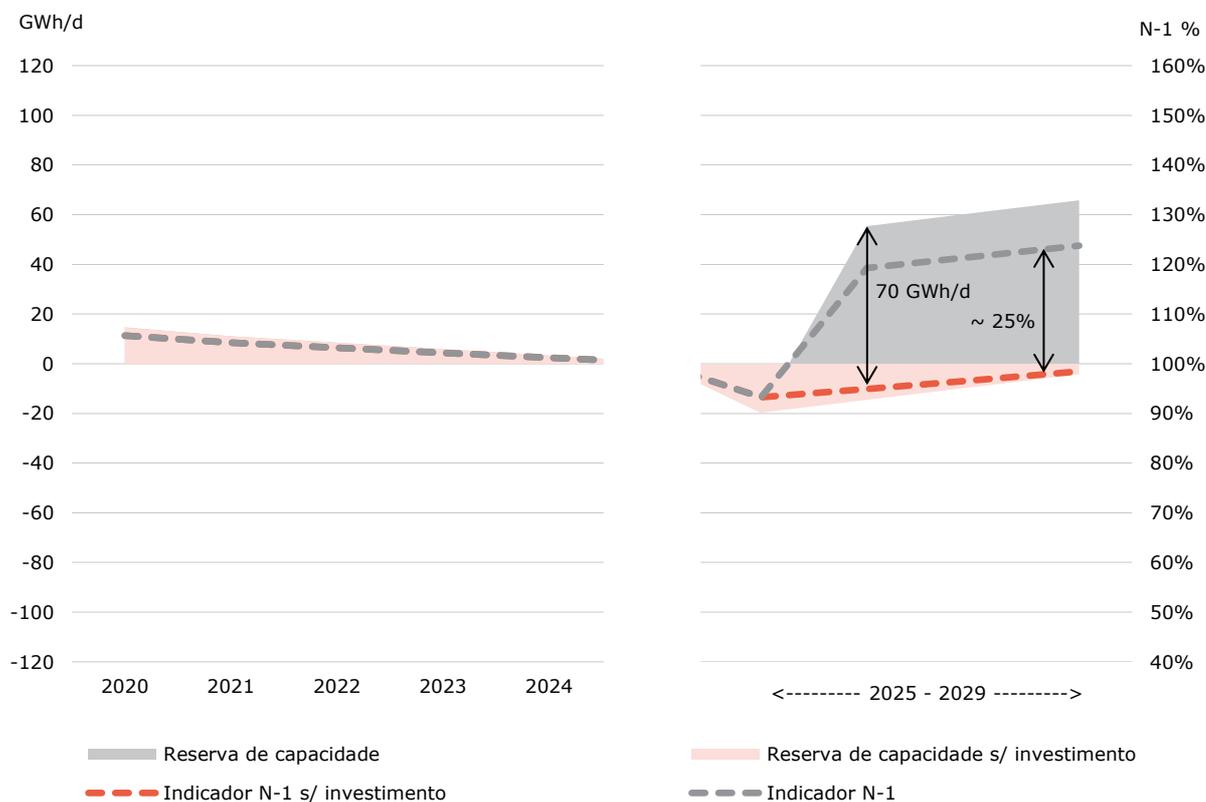
			2020	2021	2022	2023	2024	← 2025-2029 →				
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos)	GWh/d	[A]	258,0	261,5	264,1	266,7	269,3	271,9	292,3	287,2	282,0	276,8
Mercado Convencional			155,9	158,1	159,4	160,6	161,9	163,1	164,3	165,6	166,8	168,0
Mercado Electricidade			102,1	103,4	104,7	106,1	107,4	108,8	128,0	121,6	115,2	108,8
<b>Armazenamento Subterrâneo do Carricho (1)</b>												
Capacidade de oferta	GWh/d	[B1]	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6	342,6	342,6	342,6
Terminal GNL de Sines			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Interligação Campo Maior/Badajoz			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
<b>3.ª Interligação Portugal-Espanha</b>		<b>i</b>							<b>70,0</b>	<b>70,0</b>	<b>70,0</b>	
Armazenamento Subterrâneo do Carricho			128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6
<b>Sem investimento</b>												
Reserva de capacidade s/ investimento		[C=B1-A-i]	14,6	11,1	8,5	5,9	3,3	0,7	-19,7	-14,6	-9,4	-4,2
Variação face a 2020		[C <sub>N</sub> -C <sub>2020</sub> ]		-3,5	-6,1	-8,7	-11,3	-13,9	-34,3	-29,2	-24,0	-18,8
<b>Critério N-1 s/ investimento</b>	%	<b>[D=(B1-i)/A]</b>	<b>106%</b>	<b>104%</b>	<b>103%</b>	<b>102%</b>	<b>101%</b>	<b>100%</b>	<b>93%</b>	<b>95%</b>	<b>97%</b>	<b>98%</b>
Variação face a 2020	%	[D <sub>N</sub> -D <sub>2020</sub> ]		-1%	-2%	-3%	-4%	-5%	-12%	-11%	-9%	-7%
<b>3.ª Interligação Portugal-Espanha</b>												
Reserva de capacidade		[E=B1-A]	14,6	11,1	8,5	5,9	3,3	0,7	-19,7	55,4	60,6	65,8
Variação face a 2020		[E <sub>N</sub> -E <sub>2020</sub> ]		-3,5	-6,1	-8,7	-11,3	-13,9	-34,3	40,8	46,0	51,2
<b>Critério N-1</b>	%	<b>[F=B1/A]</b>	<b>106%</b>	<b>104%</b>	<b>103%</b>	<b>102%</b>	<b>101%</b>	<b>100%</b>	<b>93%</b>	<b>119%</b>	<b>121%</b>	<b>124%</b>
Variação face a 2020	%	[F <sub>N</sub> -F <sub>2020</sub> ]		-1%	-2%	-3%	-4%	-5%	-12%	14%	16%	18%
<b>Armazenamento Subterrâneo do Carricho (2)</b>												
Capacidade de oferta	GWh/d	[B2]	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	285,0	285,0	285,0
Terminal GNL de Sines			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Interligação Campo Maior/Badajoz			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
<b>3.ª Interligação Portugal-Espanha</b>		<b>i</b>							<b>70,0</b>	<b>70,0</b>	<b>70,0</b>	
Armazenamento Subterrâneo do Carricho			71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0
<b>Sem investimento</b>												
Reserva de capacidade s/ investimento		[C=B2-A-i]	-43,0	-46,5	-49,1	-51,7	-54,3	-56,9	-77,3	-72,2	-67,0	-61,8
Variação face a 2020		[C <sub>N</sub> -C <sub>2020</sub> ]		-3,5	-6,1	-8,7	-11,3	-13,9	-34,3	-29,2	-24,0	-18,8
<b>Critério N-1 s/ investimento</b>	%	<b>[D=(B2-i)/A]</b>	<b>83%</b>	<b>82%</b>	<b>81%</b>	<b>81%</b>	<b>80%</b>	<b>79%</b>	<b>74%</b>	<b>75%</b>	<b>76%</b>	<b>78%</b>
Variação face a 2020	%	[D <sub>N</sub> -D <sub>2020</sub> ]		-1%	-2%	-3%	-4%	-4%	-10%	-8%	-7%	-6%
<b>3.ª Interligação Portugal-Espanha</b>												
Reserva de capacidade		[E=B2-A]	-43,0	-46,5	-49,1	-51,7	-54,3	-56,9	-77,3	-2,2	3,0	8,2
Variação face a 2020		[E <sub>N</sub> -E <sub>2020</sub> ]		-3,5	-6,1	-8,7	-11,3	-13,9	-34,3	40,8	46,0	51,2
<b>Critério N-1</b>	%	<b>[F=B2/A]</b>	<b>83%</b>	<b>82%</b>	<b>81%</b>	<b>81%</b>	<b>80%</b>	<b>79%</b>	<b>74%</b>	<b>99%</b>	<b>101%</b>	<b>103%</b>
Variação face a 2020	%	[F <sub>N</sub> -F <sub>2020</sub> ]		-1%	-2%	-3%	-4%	-4%	-10%	16%	18%	20%

(1) Capacidade de extração do AS: 128,6 GWh/dia, com volume operacional de GN nas cavernas superior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carricho.

(2) Capacidade de extração do AS: 71 GWh/dia, com volume operacional de GN nas cavidades inferior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carricho.

FIGURA 6-22

**Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" (Cenário Central) e para uma capacidade de extração de 129 GWh/d**

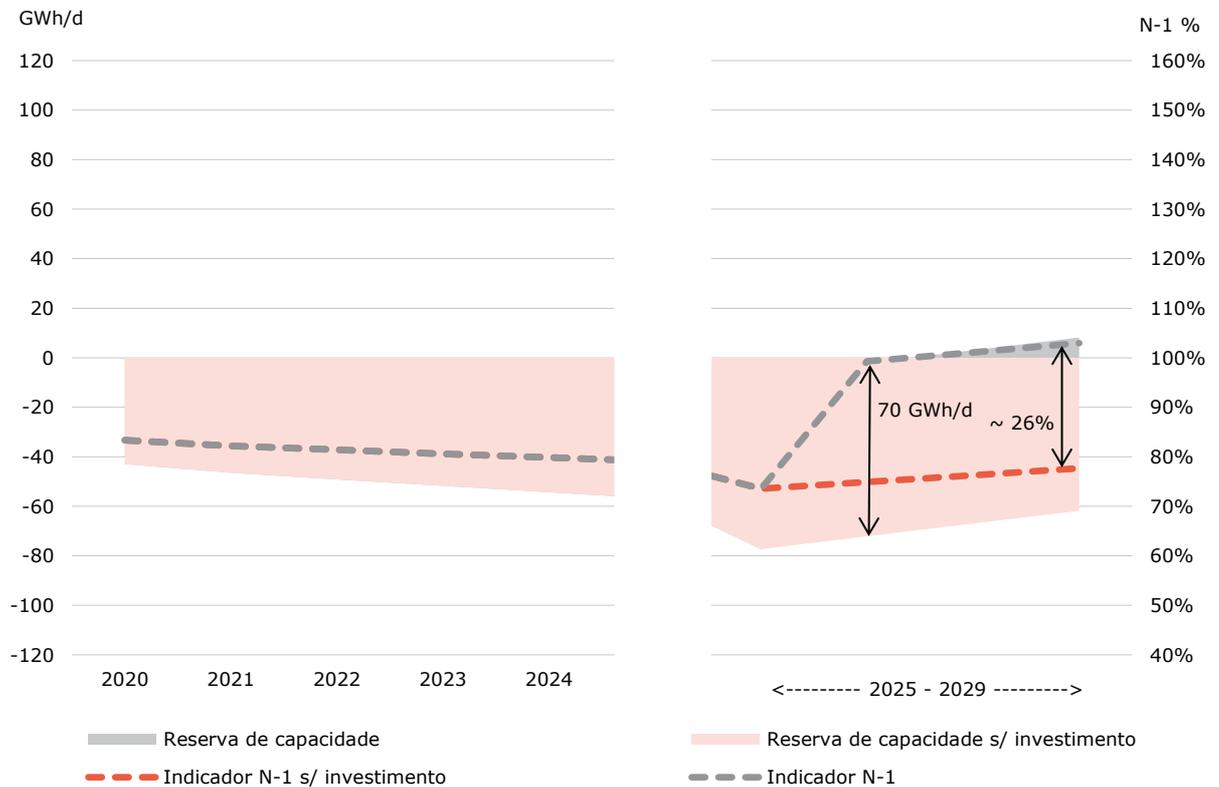


Da análise do quadro e da figura anteriores poder-se-á referir:

- No Cenário Central, o indicador "critério N-1" é cumprido sem reforços de capacidade até 2025. Entre 2026 e 2029 o indicador varia entre 93 e 98%;
- A entrada em operação da 1.ª fase da 3.ª interligação PT-ES permite assegurar a existência de capacidade suficiente para fazer face à situação de falha do TGNL de Sines, com um grau de cumprimento entre 119 e 124%, até ao ano de 2029;
- A 1.ª fase da 3.ª interligação PT-ES assegurará um incremento no grau de cumprimento do indicador N-1 de sensivelmente 25% face à trajetória de rutura;
- Face ao grau de cumprimento verificado no ano de 2020, início do período em análise, o "critério N-1" poderá evoluir negativamente (-7%) ou positivamente (+18%), dependendo esta evolução da construção da 1.ª fase da 3.ª interligação PT-ES.

FIGURA 6-23

**Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" (Cenário Central) e para uma capacidade de extração de 71 GWh/d**



Da análise do quadro e da figura anteriores poder-se-á referir:

- Nesta situação, verifica-se que sem investimento na 3.ª Interligação PT-ES e perante uma situação de falha do TGNL de Sines, o critério N-1 não é cumprido para os casos em que é utilizada uma capacidade de extração de 71,0 GWh/dia (sempre que o volume operacional seja inferior a 60% da capacidade de armazenamento). Os valores do "critério N-1" são significativamente baixos, situando-se entre 74% e 83%;
- Com a entrada em operação da 1.ª fase da 3.ª interligação Portugal-Espanha, é assegurada a existência de maior capacidade para fazer face à situação de falha do TGNL de Sines, com um grau de cumprimento entre 101% e 103%, em 2028 e 2029, respetivamente. Ainda assim, em 2027 este valor encontra-se nos 99%. O incremento no grau de cumprimento é de cerca de 26%, em 2029.

QUADRO 6-35

Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" (Cenário Superior)

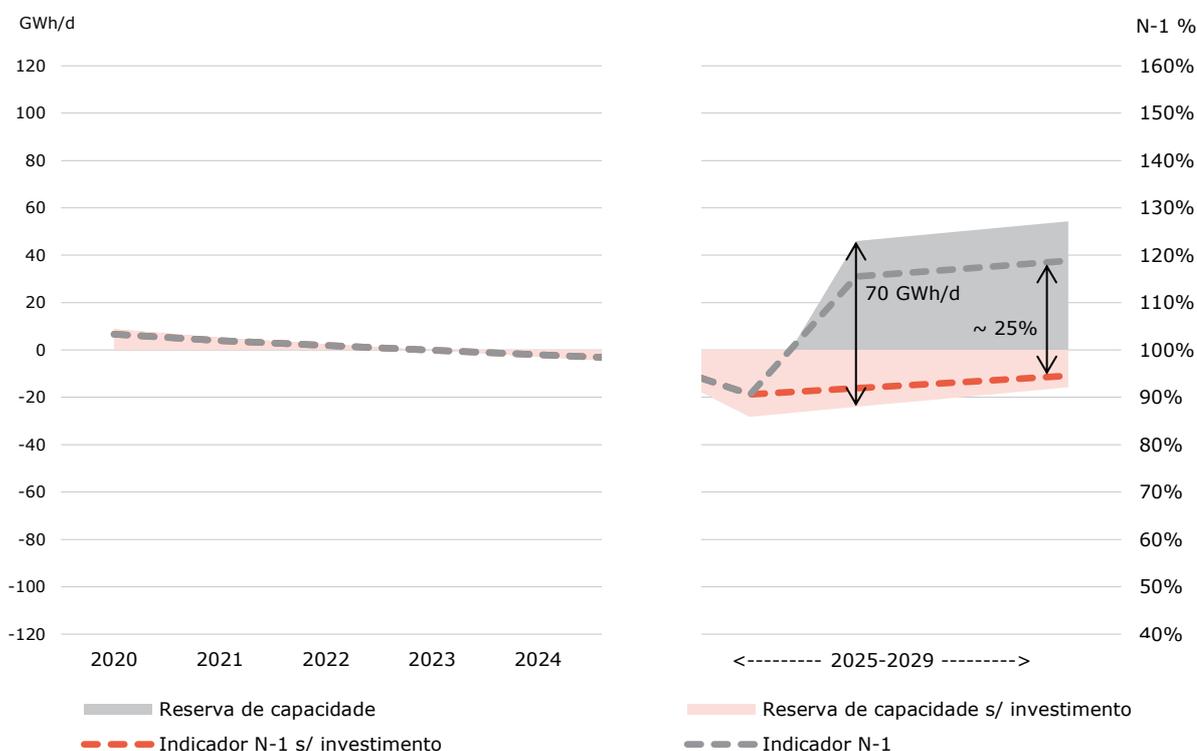
			2020	2021	2022	2023	2024	← 2025-2029 →				
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos)	GWh/d	[A]	263,8	267,4	270,1	272,8	275,4	278,1	300,8	296,6	292,5	288,3
Mercado Convencional			159,2	162,0	163,8	165,7	167,5	169,3	171,2	173,0	174,9	176,8
Mercado Electricidade			104,6	105,4	106,3	107,1	107,9	108,8	129,6	123,6	117,5	111,5
<b>Armazenamento Subterrâneo do Carricho (1)</b>												
Capacidade de oferta	GWh/d	[B1]	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6	342,6	342,6	342,6
Terminal GNL de Sines			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Interligação Campo Maior/Badajoz			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
<b>3.ª Interligação Portugal-Espanha</b>		i								<b>70,0</b>	<b>70,0</b>	<b>70,0</b>
Armazenamento Subterrâneo do Carricho			128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6
<b>Sem Investimento</b>												
Reserva de capacidade s/ investimento		[C=B1-A-i]	8,8	5,2	2,5	-0,2	-2,8	-5,5	-28,2	-24,0	-19,9	-15,7
Variação face a 2020		[C <sub>N</sub> -C <sub>2020</sub> ]		-3,6	-6,3	-9,0	-11,6	-14,3	-37,0	-32,8	-28,7	-24,5
<b>Critério N-1 s/ investimento</b>	%	<b>[D=(B1-i)/A]</b>	<b>103%</b>	<b>102%</b>	<b>101%</b>	<b>100%</b>	<b>99%</b>	<b>98%</b>	<b>91%</b>	<b>92%</b>	<b>93%</b>	<b>95%</b>
Variação face a 2020	%	[D <sub>N</sub> -D <sub>2020</sub> ]		-1%	-2%	-3%	-4%	-5%	-13%	-11%	-10%	-9%
<b>3.ª Interligação Portugal-Espanha</b>												
Reserva de capacidade		[E=B1-A]	8,8	5,2	2,5	-0,2	-2,8	-5,5	-28,2	46,0	50,1	54,3
Variação face a 2020		[E <sub>N</sub> -E <sub>2020</sub> ]		-3,6	-6,3	-9,0	-11,6	-14,3	-37,0	37,2	41,3	45,5
<b>Critério N-1</b>	%	<b>[F=B1/A]</b>	<b>103%</b>	<b>102%</b>	<b>101%</b>	<b>100%</b>	<b>99%</b>	<b>98%</b>	<b>91%</b>	<b>115%</b>	<b>117%</b>	<b>119%</b>
Variação face a 2020	%	[F <sub>N</sub> -F <sub>2020</sub> ]		-1%	-2%	-3%	-4%	-5%	-13%	12%	14%	16%
<b>Armazenamento Subterrâneo do Carricho (2)</b>												
Capacidade de oferta	GWh/d	[B2]	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	285,0	285,0	285,0
Terminal GNL de Sines			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Interligação Campo Maior/Badajoz			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
<b>3.ª Interligação Portugal-Espanha</b>		i								<b>70,0</b>	<b>70,0</b>	<b>70,0</b>
Armazenamento Subterrâneo do Carricho			71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0
<b>Sem Investimento</b>												
Reserva de capacidade s/ investimento		[C=B2-A-i]	-48,8	-52,4	-55,1	-57,8	-60,4	-63,1	-85,8	-81,6	-77,5	-73,3
Variação face a 2020		[C <sub>N</sub> -C <sub>2020</sub> ]		-3,6	-6,3	-9,0	-11,6	-14,3	-37,0	-32,8	-28,7	-24,5
<b>Critério N-1 s/ investimento</b>	%	<b>[D=(B2-i)/A]</b>	<b>82%</b>	<b>80%</b>	<b>80%</b>	<b>79%</b>	<b>78%</b>	<b>77%</b>	<b>71%</b>	<b>72%</b>	<b>74%</b>	<b>75%</b>
Variação face a 2020	%	[D <sub>N</sub> -D <sub>2020</sub> ]		-1%	-2%	-3%	-3%	-4%	-10%	-9%	-8%	-7%
<b>3.ª Interligação Portugal-Espanha</b>												
Reserva de capacidade		[E=B2-A]	-48,8	-52,4	-55,1	-57,8	-60,4	-63,1	-85,8	-11,6	-7,5	-3,3
Variação face a 2020		[E <sub>N</sub> -E <sub>2020</sub> ]		-3,6	-6,3	-9,0	-11,6	-14,3	-37,0	37,2	41,3	45,5
<b>Critério N-1</b>	%	<b>[F=B2/A]</b>	<b>82%</b>	<b>80%</b>	<b>80%</b>	<b>79%</b>	<b>78%</b>	<b>77%</b>	<b>71%</b>	<b>96%</b>	<b>97%</b>	<b>99%</b>
Variação face a 2020	%	[F <sub>N</sub> -F <sub>2020</sub> ]		-1%	-2%	-3%	-3%	-4%	-10%	15%	16%	17%

(1) Capacidade de extração do AS: 128,6 GWh/dia, com volume operacional de GN nas cavernas superior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carricho.

(2) Capacidade de extração do AS: 71 GWh/dia, com volume operacional de GN nas cavidades inferior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carricho.

FIGURA 6-24

### Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" (Cenário Superior) e para uma capacidade de extração de 129 GWh/d



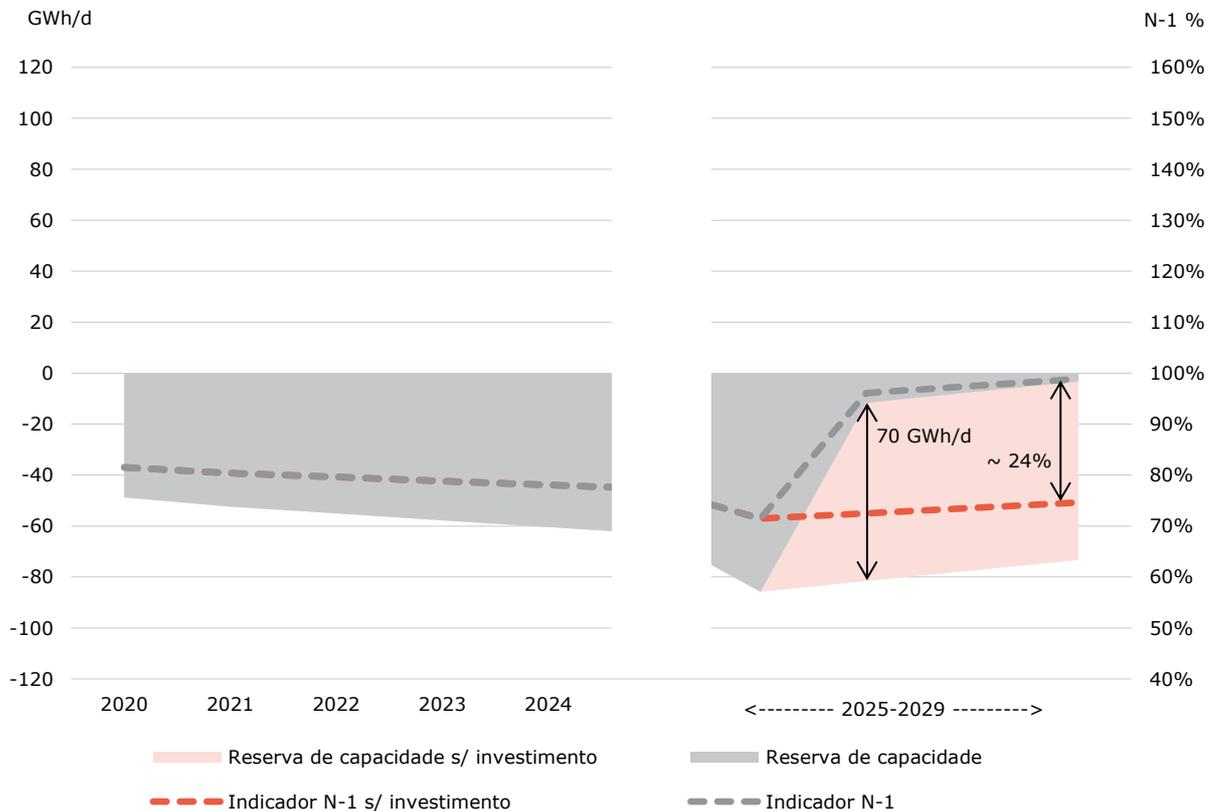
Da análise do quadro e da figura anteriores poder-se-á referir:

- Sem o investimento nos Projetos Complementares, a capacidade de entrada existente na RNTGN é insuficiente para garantir o cumprimento do "critério N-1" a partir de 2025, decorrente da eventual falha do Terminal de GNL de Sines em simultâneo com uma ponta de consumos excecionalmente elevada. O incumprimento varia entre 91% e 99% e o valor da reserva de capacidade vai diminuindo ao longo do período analisado, chegando o valor do défice de capacidade a atingir 28,2 GWh/d em 2026;
- Com a entrada em operação da 1.ª fase da 3.ª interligação Portugal-Espanha, é assegurada a existência de capacidade suficiente para fazer face à situação de falha do TGNL de Sines, com um grau de cumprimento entre 115% e 119%;
- Face ao grau de cumprimento verificado no ano de 2020, início do período em análise, o "critério N-1" poderá evoluir positivamente (+16%) ou negativamente (-9%), dependendo da entrada em exploração 1.ª fase da 3.ª interligação PT-ES.

Concluindo, no Cenário Superior, a 1.ª fase da 3.ª interligação Portugal-Espanha é importante para o cumprimento do "critério N-1", permitindo assegurar o abastecimento do SNGN no caso da falha da maior componente de oferta, o terminal de GNL de Sines, perante a ocorrência de uma ponta extrema de consumos.

FIGURA 6-25

**Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" (Cenário Superior) e para uma capacidade de extração de 71 GWh/d**



Da análise do quadro e da figura anteriores poder-se-á referir:

- Nesta situação, verifica-se que sem investimento na 3.ª Interligação PT-ES e perante uma situação de falha do TGNL de Sines, o critério N-1 não é cumprido para os casos em que é utilizada uma capacidade de extração de 71,0 GWh/dia (sempre que o volume operacional seja inferior a 60% da capacidade de armazenamento), para todo o período em análise. Os valores do indicador "critério N-1" são baixos, situando-se entre 71% e 82%, chegando o valor do défice de capacidade a atingir 85,8 GWh/d em 2026;
- Mesmo com o investimento nos Projetos Complementares, a capacidade de entrada existente na RNTGN é insuficiente para garantir o cumprimento do indicador "critério N-1", decorrente da eventual falha do Terminal de GNL de Sines em simultâneo com uma ponta de consumos excepcionalmente elevada. O incumprimento varia entre 96 e 99% (período 2027-2029) e o o valor do défice de capacidade atinge 11,6 GWh/d em 2027. O incremento no grau de cumprimento é de 24%.

QUADRO 6-36

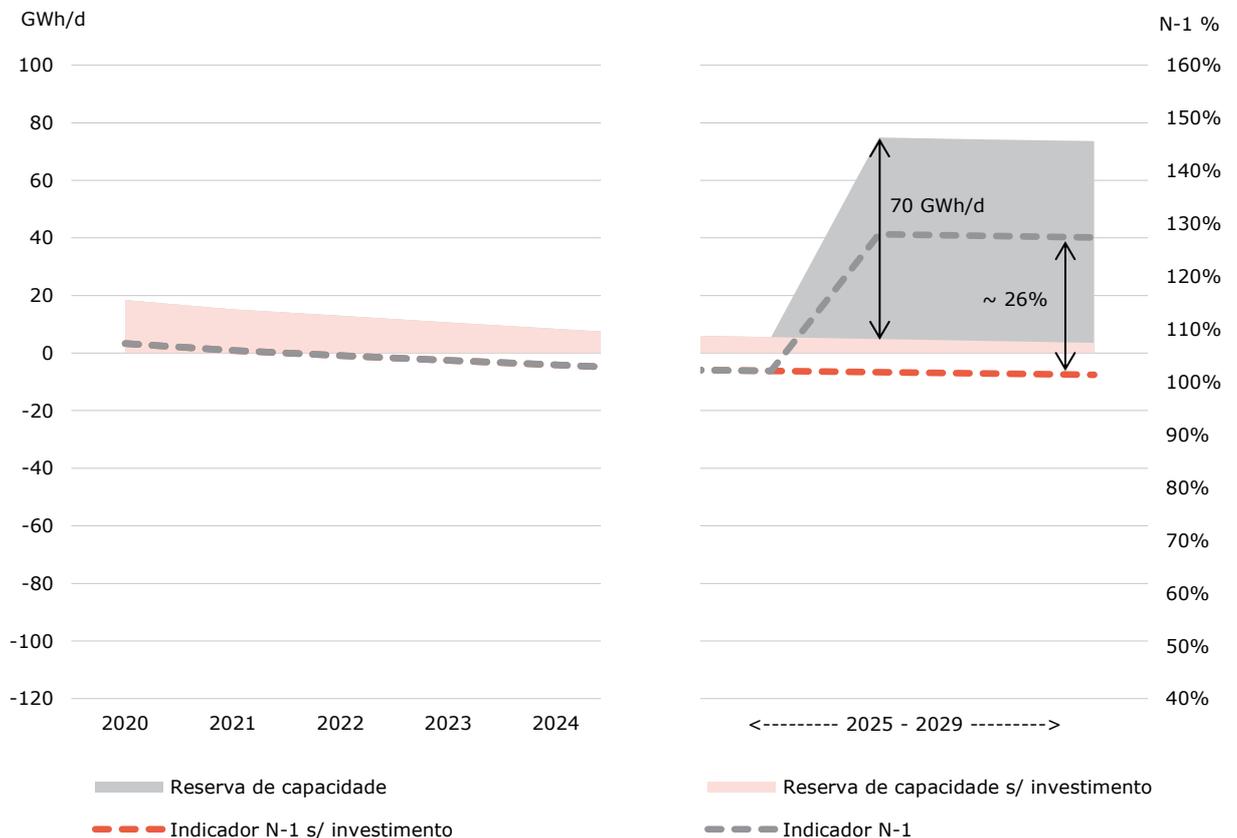
Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" (Cenário Inferior)

			2020	2021	2022	2023	2024	← 2025-2029 →				
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos)	GWh/d	[A]	254,2	257,4	259,7	261,9	264,1	266,4	267,0	267,7	268,4	269,0
Mercado Convencional			153,1	154,8	155,5	156,2	156,9	157,6	158,3	158,9	159,6	160,2
Mercado Electricidade			101,0	102,6	104,1	105,7	107,2	108,8	108,8	108,8	108,8	108,8
<b>Armazenamento Subterrâneo do Carricho (1)</b>												
Capacidade de oferta	GWh/d	[B1]	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6	342,6	342,6	342,6
Terminal GNL de Sines			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Interligação Campo Maior/Badajoz			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
<b>3.ª Interligação Portugal-Espanha</b>		<b>i</b>								<b>70,0</b>	<b>70,0</b>	<b>70,0</b>
Armazenamento Subterrâneo do Carricho			128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6
<b>Sem Investimento</b>												
Reserva de capacidade s/ investimento		[C=B1-A-i]	18,4	15,2	12,9	10,7	8,5	6,2	5,6	4,9	4,2	3,6
Variação face a 2020		[C <sub>N</sub> -C <sub>2020</sub> ]		-0,2	-0,3	-0,4	-0,5	-0,7	-0,7	-0,7	-0,8	-0,8
<b>Critério N-1 s/ investimento</b>	%	<b>[D=(B1-i)/A]</b>	<b>107%</b>	<b>106%</b>	<b>105%</b>	<b>104%</b>	<b>103%</b>	<b>102%</b>	<b>102%</b>	<b>102%</b>	<b>102%</b>	<b>101%</b>
Variação face a 2020	%	[D <sub>N</sub> -D <sub>2020</sub> ]		-1%	-2%	-3%	-4%	-5%	-5%	-5%	-6%	-6%
<b>3.ª Interligação Portugal-Espanha</b>												
Reserva de capacidade		[E=B1-A]	18,4	15,2	12,9	10,7	8,5	6,2	5,6	74,9	74,2	73,6
Variação face a 2020		[E <sub>N</sub> -E <sub>2020</sub> ]		-0,2	-0,3	-0,4	-0,5	-0,7	-0,7	3,1	3,0	3,0
<b>Critério N-1</b>	%	<b>[F=B1/A]</b>	<b>107%</b>	<b>106%</b>	<b>105%</b>	<b>104%</b>	<b>103%</b>	<b>102%</b>	<b>102%</b>	<b>128%</b>	<b>128%</b>	<b>127%</b>
Variação face a 2020	%	[F <sub>N</sub> -F <sub>2020</sub> ]		-1%	-2%	-3%	-4%	-5%	-5%	21%	20%	20%
<b>Armazenamento Subterrâneo do Carricho (2)</b>												
Capacidade de oferta	GWh/d	[B2]	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	285,0	285,0	285,0
Terminal GNL de Sines			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Interligação Campo Maior/Badajoz			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
<b>3.ª Interligação Portugal-Espanha</b>		<b>i</b>								<b>70,0</b>	<b>70,0</b>	<b>70,0</b>
Armazenamento Subterrâneo do Carricho			71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0
<b>Sem Investimento</b>												
Reserva de capacidade s/ investimento		[C=B2-A-i]	-39,2	-42,4	-44,7	-46,9	-49,1	-51,4	-52,0	-52,7	-53,4	-54,0
Variação face a 2020		[C <sub>N</sub> -C <sub>2020</sub> ]		0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4
<b>Critério N-1 s/ investimento</b>	%	<b>[D=(B2-i)/A]</b>	<b>85%</b>	<b>84%</b>	<b>83%</b>	<b>82%</b>	<b>81%</b>	<b>81%</b>	<b>81%</b>	<b>80%</b>	<b>80%</b>	<b>80%</b>
Variação face a 2020	%	[D <sub>N</sub> -D <sub>2020</sub> ]		-1%	-2%	-3%	-3%	-4%	-4%	-4%	-4%	-5%
<b>3.ª Interligação Portugal-Espanha</b>												
Reserva de capacidade		[E=B2-A]	-39,2	-42,4	-44,7	-46,9	-49,1	-51,4	-52,0	17,3	16,6	16,0
Variação face a 2020		[E <sub>N</sub> -E <sub>2020</sub> ]		0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3	-1,4	-1,4	-1,4
<b>Critério N-1</b>	%	<b>[F=B2/A]</b>	<b>85%</b>	<b>84%</b>	<b>83%</b>	<b>82%</b>	<b>81%</b>	<b>81%</b>	<b>81%</b>	<b>106%</b>	<b>106%</b>	<b>106%</b>
Variação face a 2020	%	[F <sub>N</sub> -F <sub>2020</sub> ]		-1%	-2%	-3%	-3%	-4%	-4%	22%	22%	21%

- (1) Capacidade de extração do AS: 128,6 GWh/dia, com volume operacional de GN nas cavernas superior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carricho.
- (2) Capacidade de extração do AS: 71 GWh/dia, com volume operacional de GN nas cavidades inferior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carricho.

FIGURA 6-26

**Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" (Cenário Inferior) e para uma capacidade de extração de 129 GWh/d**

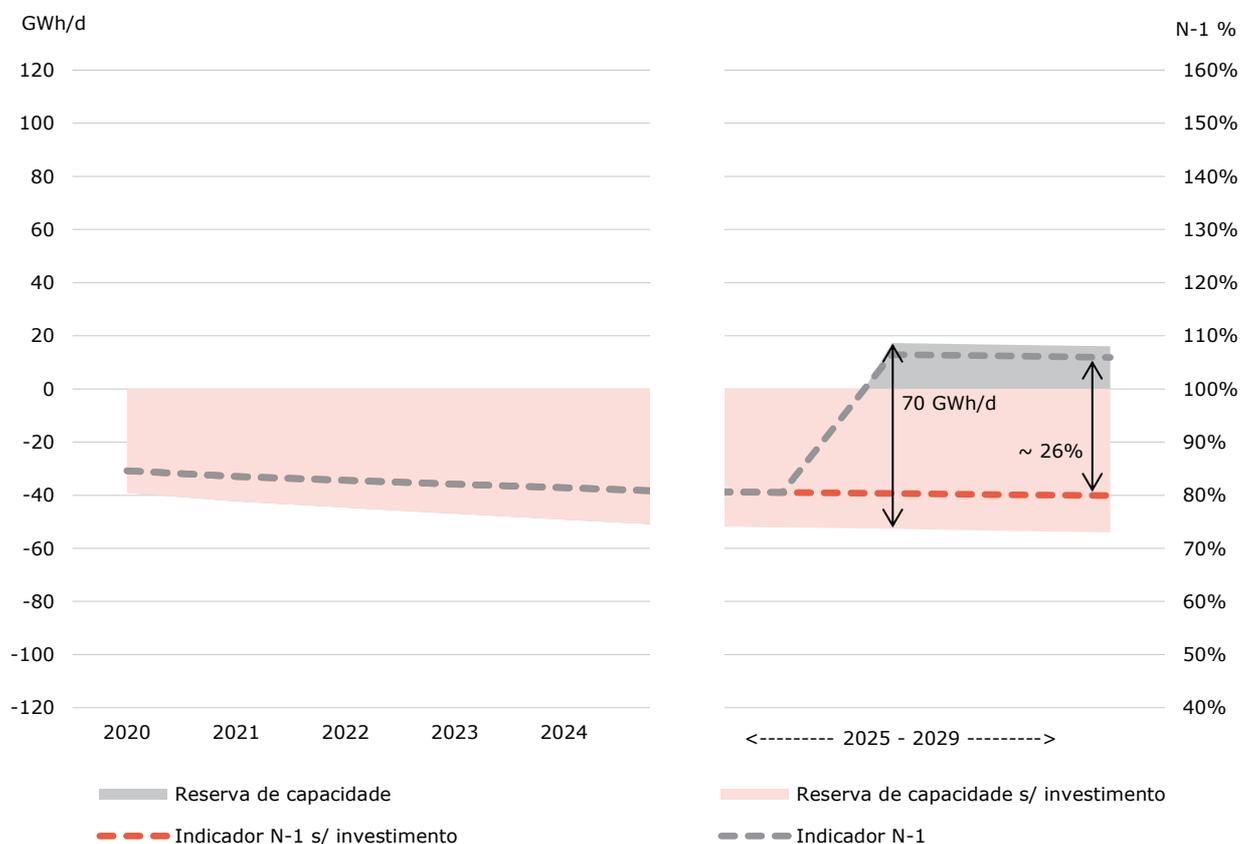


Da análise do quadro e da figura apresentadas poder-se-á referir:

- Sem o investimento na 1.ª fase da 3.ª interligação Portugal-Espanha, a capacidade de entrada existente na RNTGN é suficiente para garantir o cumprimento do indicador "critério N-1", mesmo em caso de eventual falha do Terminal de GNL de Sines em simultâneo com uma ponta de consumos excecionalmente elevada. Contudo essa reserva vai diminuindo ao longo dos anos, chegando ao valor de -6% quando comparada com o ano de 2020;
- Com a entrada em operação da 1.ª fase da 3.ª interligação Portugal-Espanha, é assegurada a existência de maior capacidade para fazer face à situação de falha do TGNL de Sines, com um grau de cumprimento do critério N-1 entre 127% e 128%.

FIGURA 6-27

**Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do indicador N-1 (Cenário inferior) e para uma capacidade de extração de 71 GWh/d**



Da análise do quadro e da figura anteriores poder-se-á referir:

- Nesta situação, verifica-se que sem investimento na 3.ª Interligação PT-ES e perante uma situação de falha do TGNL de Sines, o critério N-1 não é cumprido para os casos em que é utilizada uma capacidade de extração de 71,0 GWh/dia (sempre que o volume operacional seja inferior a 60% da capacidade de armazenamento). Os valores do indicador “critério N-1” são baixos, situando-se entre 80% e 85%;
- Com a entrada em operação da 1.ª fase da 3.ª interligação Portugal-Espanha, é assegurada a existência de maior capacidade para fazer face à situação de falha do TGNL de Sines, com um grau de cumprimento de cerca de 106%. O incremento no grau de cumprimento é, sensivelmente, 26%.

## Diminuição de emissões (GEE)

Para a determinação do impacto na diminuição das emissões de gases com efeito de estufa (GEE – Gases com Efeito de Estufa) são determinados os valores de toneladas emitidas de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) em cada um dos cenários de evolução de procura analisados no PDIRGN<sup>28</sup>. Para além do impacto ambiental associado a esta emissão de CO<sub>2</sub>, efetua-se também a respetiva valorização económica, através do produto das toneladas emitidas CO<sub>2</sub> e o preço médio em euros por tonelada de CO<sub>2</sub> emitido (€/ton CO<sub>2</sub>).

Ao nível do Mercado de Eletricidade, verifica-se um decrescimento gradual do volume anual de emissões de CO<sub>2</sub> no período 2020-2025, resultante da maior produção de energia de origem renovável, em detrimento da produção de energia nas centrais térmicas a carvão. A desclassificação das centrais a carvão de Sines e do Pego em 2025 (tal como assumido nos Cenários Superior e Central de evolução dos consumos de gás natural), representa a redução mais significativa do volume de emissões de CO<sub>2</sub> da produção termoelétrica em Regime Ordinário do decénio 2020-2029, o que é facilmente observado por comparação com a trajetória subjacente ao Cenário Inferior, na figura seguinte.

Com efeito, não obstante o maior consumo de eletricidade subjacente ao Cenário Superior, a desclassificação das centrais de Sines e do Pego conduz a uma redução das emissões de gases com efeito de estufa de 44% quando comparado com o Cenário Inferior, no ano de 2026.

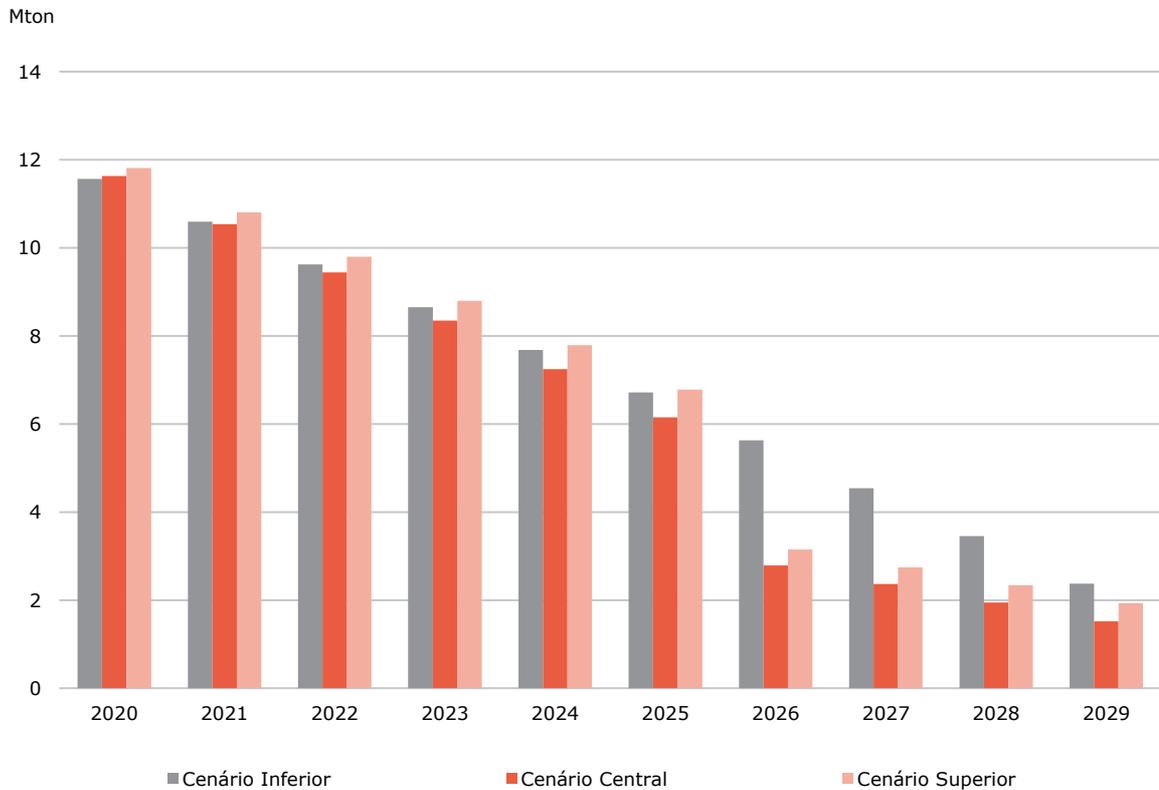
Em 2029, e no Cenário Inferior, prevê-se um total de emissões de 2,4 Mton, equivalente a uma redução de 9,2 Mton, por comparação com uma emissão de 11,6 Mton em 2020, onde a queima de carvão contribui com uma quota de 81%. Para os Cenários Central e Superior estas diferenças de emissões entre 2020 e 2029 ascendem a aproximadamente 10 Mton de dióxido de carbono.

---

<sup>28</sup> As emissões de CO<sub>2</sub> pelas centrais termoelétricas do Sistema Elétrico Nacional identificadas para o Cenário Central, Inferior e Superior do Plano têm por base os estudos desenvolvidos pela REN para DGEG no âmbito do RMSA-E 2018.

FIGURA 6-28

### Emissões de CO<sub>2</sub> pelas centrais PRO termoelétricas

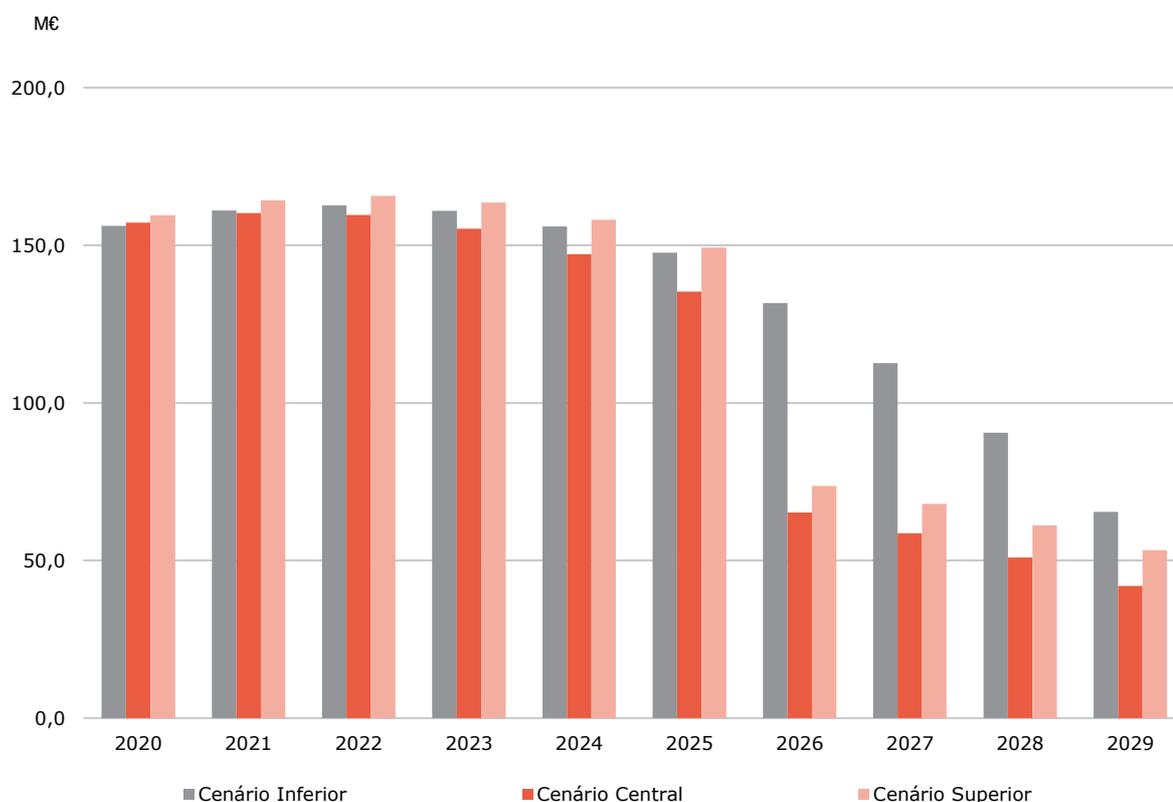


Se for tida em consideração a perspetiva crescente de evolução do preço dos direitos de emissão de CO<sub>2</sub> assumida no RMSA-E 2018 (de 22,0 €/ton em 2025 e de 27,6 €/ton em 2029), os custos anuais para o sistema apresentados na figura seguinte poderão superar os 147,7 M€ em 2025 no Cenário Inferior e os 149,3 M€ no Cenário Superior.

Face aos resultados apresentados, pode concluir-se que existe um custo ambiental significativo, decorrente da continuação em funcionamento das centrais a carvão de Sines e do Pego. Entre 2026 e 2029, prevê-se que um valor médio de 1,3 Mton extra de CO<sub>2</sub> seja emitido anualmente, por comparação entre o Cenário Inferior e o Cenário Superior, que considera a desclassificação das centrais a carvão em 2025. A valorização económica deste custo ambiental é em média de aproximadamente 30 M€ anuais.

FIGURA 6-29

### Custos das emissões de CO<sub>2</sub> pelas centrais PRO termoelétricas



Os Projetos Complementares Duplamente Dependentes incluídos no presente plano potenciam a integração do mercado, a concorrência e a segurança do abastecimento, permitindo que seja tomada a opção de desclassificação das centrais a carvão até 2025. Estes projetos incluem a 1.ª fase da 3.ª interligação PT-ES e a estação de compressão do Carregado.

### Backup às fontes de energia renovável (FER)

A utilização do gás natural na produção de eletricidade através da utilização de grupos de ciclo combinado, designadamente o seu contributo no backup às fontes de energia renovável (FER), tem sido habitualmente referida como a melhor opção quando comparada com outras fontes de produção termoelétrica como as centrais a carvão.

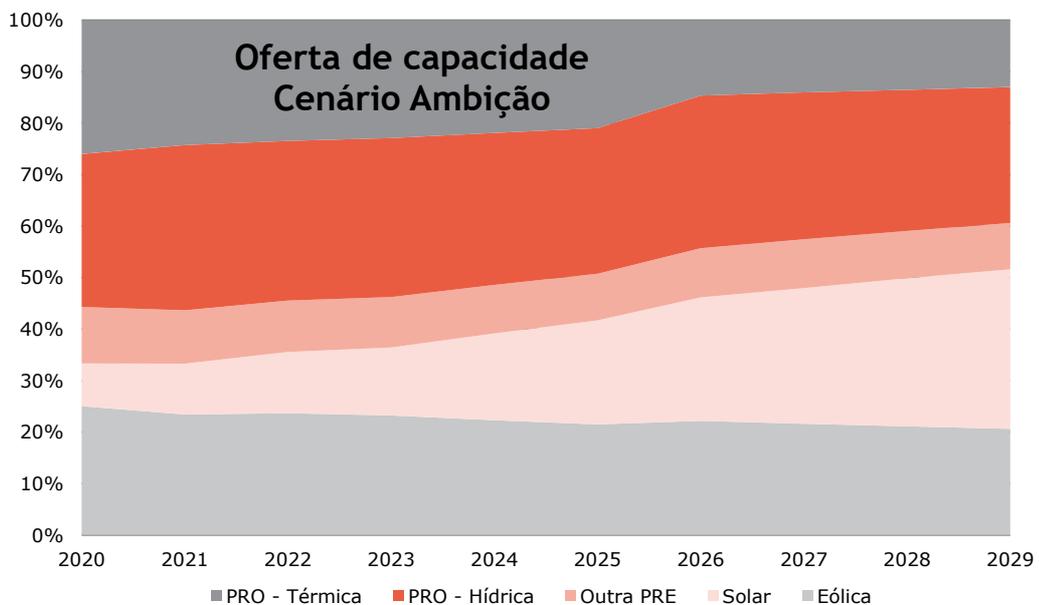
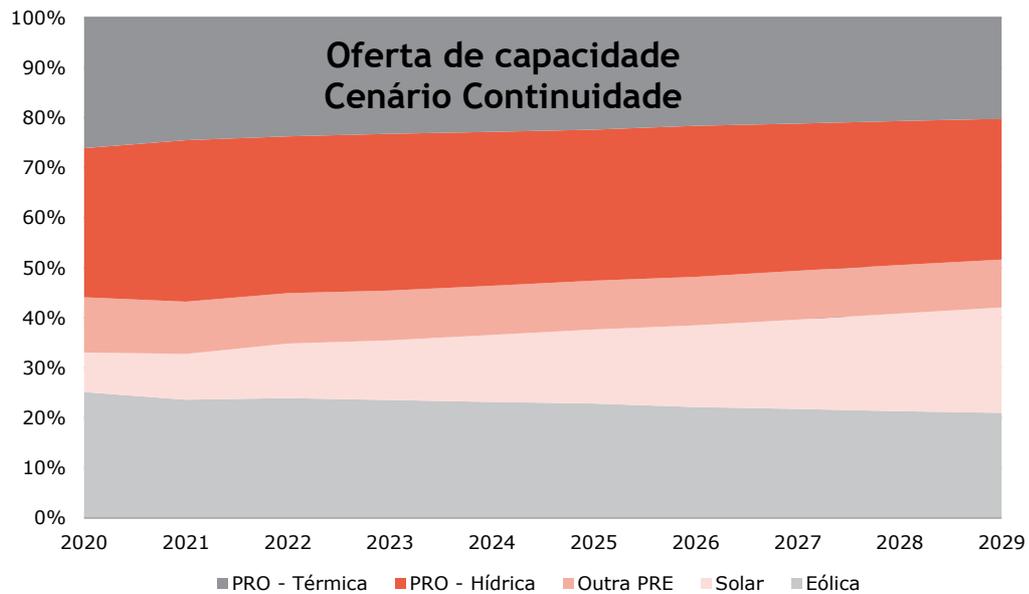
De forma a avaliar a importância da componente de produção térmica no sistema eletroprodutor nacional é efetuada uma análise ao dia de maior procura de eletricidade em cada mês (no estágio 2025), apurando as necessidades de backup térmico.

Com efeito, a evolução crescente perspetivada para a capacidade instalada no Sistema Electroprodutor Nacional baseada em FER, apresentada na figura seguinte, determina que, em 2029, entre 80% e 87% da capacidade de produção esteja repartida entre a PRO hídrica e PRE. Deste modo, o peso relativo da componente termoelétrica desce progressivamente, prevendo-se

que não exceda 20% do total no Cenário Continuidade e 13% no Cenário Ambição, relativamente ao horizonte 2029.

FIGURA 6-30

**Evolução das componentes de oferta do Sistema Electroprodutor Nacional**

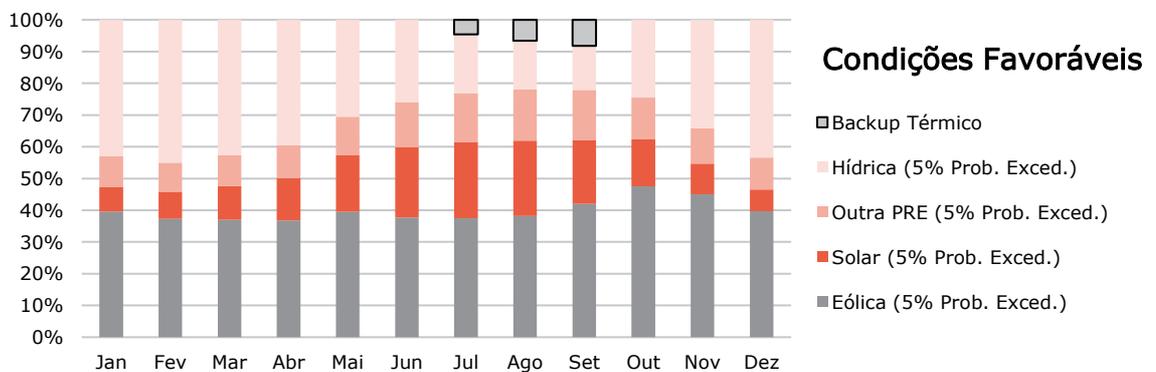
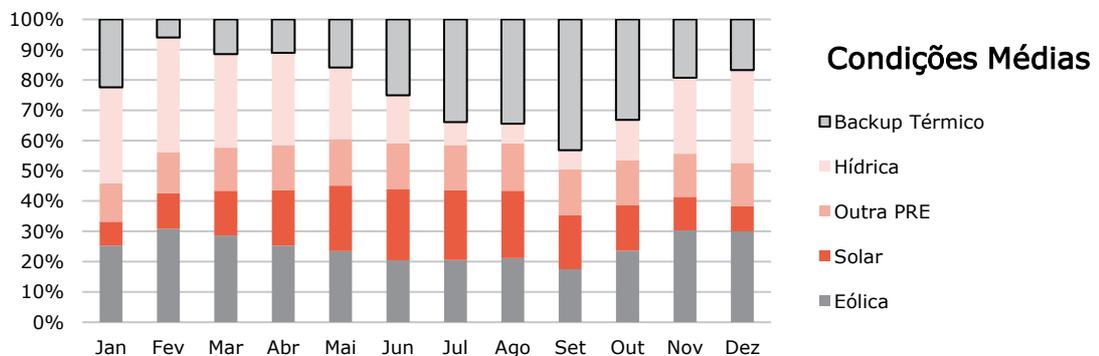
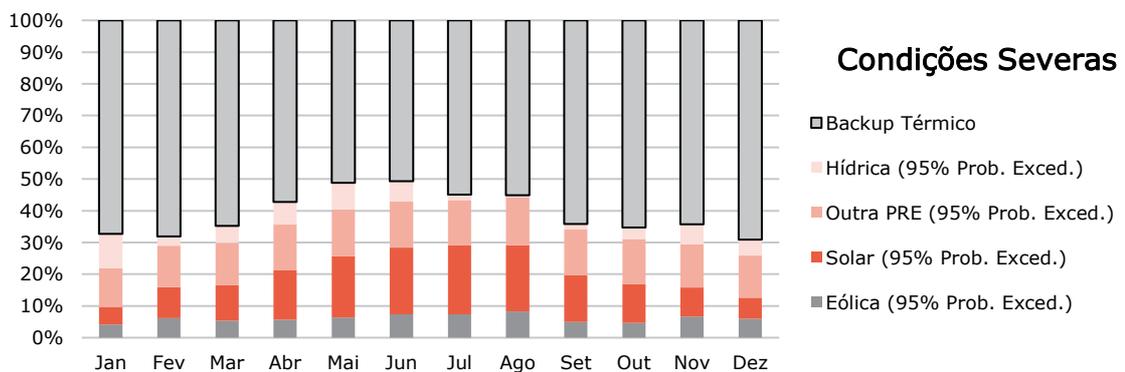


Não obstante, analisadas as situações de procura diária máxima de eletricidade para o estágio 2025, nas três figuras seguintes, constata-se que o contributo da componente termoelétrica vai muito para além da correspondente parcela de capacidade instalada.

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 varia entre 51% e 69%. Esse valor poderá limitar-se a 43% em condições médias, e a 8%, no caso de ocorrência de condições favoráveis (com uma probabilidade de excedência de 5%).

FIGURA 6-31

**Abastecimento no dia de maior consumo de eletricidade em cada mês**



Fica assim patente a necessidade de garantir o aprovisionamento diário dos combustíveis para assegurar que o sistema electroprodutor esteja dotado de backup térmico capaz de colmatar a variabilidade que caracteriza as fontes de energia renovável. Neste âmbito, é de realçar as vantagens ambientais das tecnologias de produção a gás natural (nomeadamente dos grupos de ciclo combinado), quer pelo seu rendimento, quer pelo baixo fator de emissão de CO<sub>2</sub>, quando comparadas com centrais de produção a carvão.





7

# ANEXOS

## ANEXO 1

RMSA-GN 2018 - Relatório de Monitorização da  
Segurança de Abastecimento do Sistema  
Nacional de Gás Natural 2019-2040

**REN** 





7

# ANEXOS

ANEXO 2

Projetos do PDIRGN 2018-2027 aprovados

REN 

## PROJETOS DO PDIRGN 2018-2027 APROVADOS

### 1. Aprovação da proposta de PDIRGN 2018-2027

A proposta final de PDIRGN 2018-2027, de maio de 2018, foi apresentada após revisão na sequência do parecer da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos emitido em 16 de abril de 2018. Essa revisão teve em conta, no aplicável, o referido parecer e os elementos disponibilizados da consulta pública do PDIRGN 2018-2027, a qual decorrerá de 29 de dezembro de 2017 a 15 de fevereiro de 2018. A proposta final de PDIRGN 2018-2027 foi submetida para discussão na Assembleia da República e objeto de aprovação pelo membro do Governo responsável pela área da Energia, por despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia de 19/12/2018.

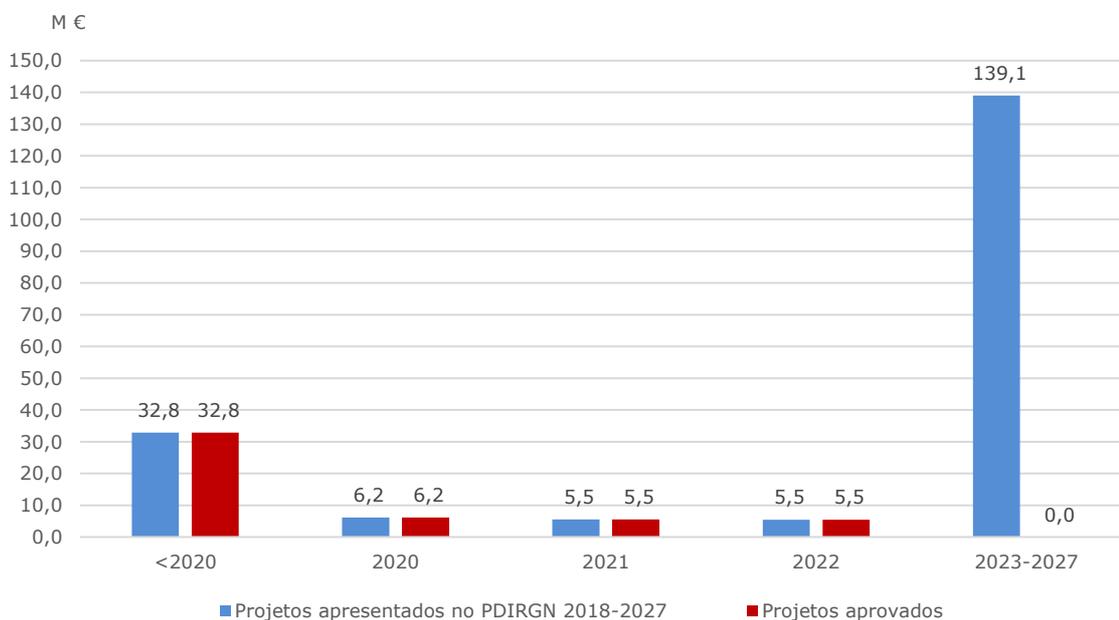
Os projetos aprovados consubstanciam um montante total de investimento de 54,649 M€ (valores a custos totais) — 50,005 M€ (valores a custos diretos externos) —, correspondendo aos Projetos Base da referida proposta final de PDIRGN 2018-2027.

### 2. Investimento e realização dos projetos aprovados

Os valores de investimento dos projetos apresentados no PDIRGN 2018-2027 e os valores de investimento dos projetos objeto de aprovação, encontram-se plasmados no gráfico seguinte, com a seguinte repartição (valores a custos diretos externos):

- <2020, 2020, 2021 e 2022: valores totalizando 50,005 M€ de projetos apresentados e igual valor de projetos aprovados;
- 2023-2027: valores agregados do 2º quinquénio, com 139,065 M€ de projetos apresentados, não tendo sido aprovado nenhum projeto apresentado para este horizonte. O citado valor de 139,065 M€ diz respeito ao projeto da 3.ª interligação PT-ES e estação de compressão do Carregado (Projeto Complementar).

**Investimento dos projetos apresentados e aprovados do PDIRGN 2018-2027  
(valores a custos diretos externos)**

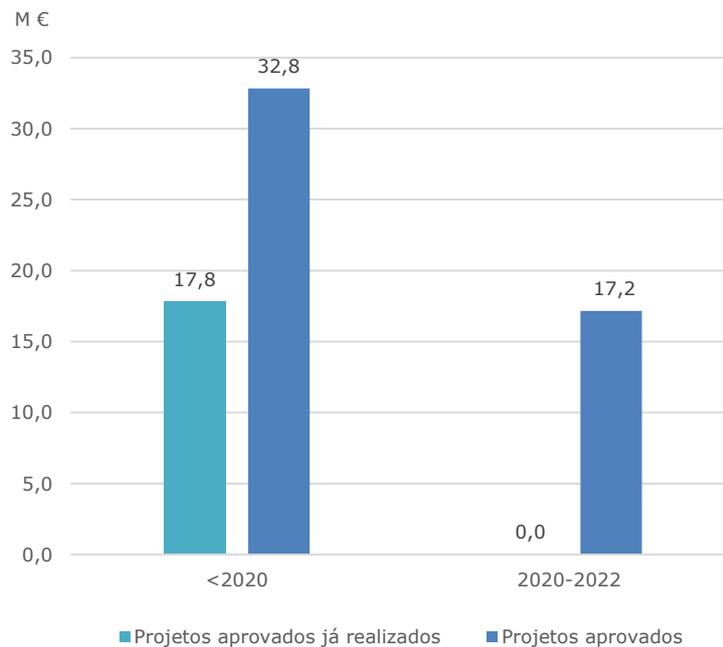


Os projetos aprovados já realizados ou com previsão de conclusão até ao final de 2019<sup>29</sup> totalizam, a custos diretos externos, 17,823 M€ , face ao montante de 32,841 M€ correspondente ao investimento previsto para até ao ano 2018 e 2019 dos projetos aprovados do PDIRGN 2018-2027.

A conclusão de alguns dos referidos investimentos tem sido atrasada devido a diversos fatores, entre outros, a disponibilidade de capacidade de resposta do mercado, períodos mais longos de aprovisionamento e disponibilização de equipamentos e serviços de execução dos projetos de detalhe de engenharia mais complexos, nomeadamente os relativos ao projeto de *upgrade* do Armazenamento Subterrâneo do Carriço, face à estimativa prevista aquando da elaboração da proposta de PDIRGN 2018-2027. Não obstante, prevê-se que os demais investimentos aprovados venham a estar concluídos até ao final de 2022.

<sup>29</sup> A estimativa dos montantes dos projetos aprovados do PDIRGN 2018-2027 a concluir até 2019, foi realizada aquando da preparação dos pressupostos da elaboração da proposta de PDIRGN 2020-2029.

**Realização dos projetos aprovados do PDIRGN 2018-2027  
(valores a custos diretos externos)**



**3. Cronograma e ponto de situação dos projetos do PDIRGN 2018-2027 aprovados**

Apresenta-se na tabela seguinte a data de entrada em serviço prevista no PDIRGN 2018-2027 e o ponto de situação à data de elaboração desta proposta de Plano, para os projetos aprovados no âmbito do PDIRGN 2018-2027.

Bloco de Projetos	Designação dos projetos	Valores apresentados (M€) no PDIRGN 2018-2027	Data prevista para Entrada-em-Serviço no PDIRGN 2018-2027	Ponto de situação dos projetos	Notas
<b>Rede Nacional de Transporte de Gás Natural</b>					
Melhoria Operacional	Instalação de alarmes de intrusão nas estações	1,543	2019	Recalendarizado	Adiado para 2020-2021 por razões operacionais
	Upgrade dos sistemas de controlo de temperatura do GN das GRMS	0,300	2020-2022	Em curso	-
	Aumento de capacidade dos by-pass das BA100 e BA911	0,200	2018	Concluído	-
	Instalação de 2ª linha de filtragem e permutadores de calor	0,400	2018	Em curso	Conclusão prevista em 2019
	Instalação de limitadores de caudal nas GRMS malhadas	0,800	2019-2022	Em curso	-
	Isolamento térmico/acústico para a condensação permanente na regulação	0,300	2019-2020	Não iniciado	-
	Unificação das tabelas RTU vs. CD	0,750	2018	Recalendarizado	Adiado para 2020-2021 por razões operacionais
	Equipamento de emergência	0,100	2020-2022	Não iniciado	-
	Instalação de painéis fotovoltaicos em estações de linha / Melhoria Autonomia	0,200	2019-2020	Não iniciado	-
	Monitorização da cadeia de medida - JCT 10000 - Monforte	0,186	2018	Cancelado	A necessidade foi extinta face à alteração da metodologia de monitorização da rede.
	Monitorização da cadeia de media - JCT 11000 Cantanhede	0,329	2018	Cancelado	A necessidade foi extinta face à alteração da metodologia de monitorização da rede.
	Ferramentas diversas	0,250	2020-2021	Não iniciado	-
	Instrumentos e equipamentos de análise e medição	0,475	2018-2021	Em curso	-
	Substituição de EMMs do Laboratório Móvel	0,100	2020	Não iniciado	-
Peças/materiais para a implementação do RCM II	0,100	2018-2022	Em curso	-	
Adequação Regulamentar	Inspeção em linha (PIGs)	0,900	2019-2021	Em curso	-
	Estudo do estado do revestimento	0,150	2018-2022	Em curso	-
	Caracterização e reparação de defeitos/ reparação do revestimento	0,475	2018-2022	Em curso	-
	Recondicionamento de unidades de medida (calibração)	0,715	2018-2022	Em curso	-
Gestão de Fim de Vida Útil	Projetos diversos de adequação e conservação de equipamentos e sistemas	3,000	2018-2022	Em curso	
	Tratamento anticorrosivo das instalações de superfície	0,500	2018-2022	Em curso	

	Readequação das Estações temporárias	0,210	2018-2019	Recalendarizado	Adiado para 2019-2020 por razões operacionais
	Substituição de CPUs de RTUs >15 anos	0,575	2018-2022	Em curso	
	RTU tipo C	0,040	2019	Em curso	
	Substituição de instrumentação (local e transmissores)	0,675	2018-2022	Em curso	
	Substituição dos computadores de caudal por fim de vida útil	2,020	2018-2022	Em curso	
	Readequação de cadeias de medição com substituição por turbina ou US	0,250	2018-2022	Em curso	
	Substituição de turbinas	0,825	2018-2022	Em curso	
	Substituição de bombas dos circuitos de água	0,200	2018-2022	Em curso	
	Substituição de caldeiras	0,750	2018-2022	Em curso	
	Substituição de bombas de THT	0,375	2018-2022	Não iniciado	Conclusão prevista até 2022
	Substituição dos cromatógrafos de enxofre	0,400	2019	Em curso	Conclusão prevista em 2020
	Substituição das UPS 24/48VDC por fim de vida útil	0,400	2021-2022	Não iniciado	-
	Substituição das UPS 400VAC por fim de vida útil	0,400	2021-2022	Não iniciado	-
	Substituição das baterias	0,400	2020	Não iniciado	-
	Substituição dos PTs das estações	0,225	2020	Não iniciado	-
	Substituição dos descarregadores de sobretensão no QG de entrada	0,100	2020	Não iniciado	-
Terminal GNL de Sines					
Melhoria Operacional	Upgrade sistema ENS	0,250	2018	Recalendarizado	Aguarda janela para indisponibilidade do TGNL
	Barreira de contenção da poluição	0,100	2018	Cancelado	Investimento assumido pela Autoridade Portuária
Adequação Regulamentar	Estação de medida	0,200	2018	Em curso	Conclusão prevista em 2019
Gestão de Fim de Vida Útil	Pintura dos tanques de GNL	0,400	2018-2019	Concluído	-
	Abrigos e Pontes Rolante de Bombas HP e compressores	0,200	2018-2019	Recalendarizado	Adiado para 2019-2020 por razões operacionais
	Substituição de isolamentos	0,400	2019-2020	Em curso	-
	Proteção anticorrosiva(Pintura)	1,000	2018-2022	Em curso	-

	Substituição instrumentação campo	0,350	2018-2019	Não iniciado	-
	Sistema de controlo distribuído DCS + CC300	1,000	2018-2019	Em curso	-
	Upgrade dos sistema de controlo de documentação	0,100	2018-2019	Recalendarizado	Adiado para 2019-2020 por razões operacionais
	Sistema de Bombagem Criogénica de alta Pressão	0,500	2018-2022	Em curso	-
	Sistema de vaporização em alta pressão de GNL	1,000	2020-2022	Não iniciado	-
	Recondensador C401	0,250	2019	Não iniciado	-
	Sistema de filtragem de água do mar	0,200	2018	Recalendarizado	Adiado para 2020 por razões operacionais
	Estação de electrocloração	1,200	2018	Recalendarizado	Adiado para 2020 por razões operacionais
	Sistema de bombagem de água do Mar	1,500	2018-2019	Em curso	-
	Substituição do sistema de extinção automática de incêndios	0,300	2018	Em curso	Conclusão prevista em 2019
	Substituição de cromatógrafos	0,600	2018-2019	Em curso	-
	Upgrade e reposição de pequenos equipamentos e sistemas auxiliares	2,500	2018-2022	Em curso	-
	Substituição das UPS e baterias por fim de vida útil	0,400	2018-2019	Em curso	-
<b>Armazenamento Subterrâneo</b>					
Melhoria Operacional	Instalação separadores de recolha de H2S nas plataformas das cavernas	3,000	2018-2019	Alterado âmbito / Em curso	Projeto ajustado de acordo com estudos que indicam origem bacteriológica da contaminação
	Upgrade do sistema de Gestão e Monitorização Remota da Qualidade de EE	0,015	2020	Não iniciado	-
	Flushing circuitos de TEG da desidratação (incluir substituição do TEG)	0,125	2021	Não iniciado	-
	Edifício pré-fabricado para a unidade de fuel gás	0,200	2018	Recalendarizado	A ser efetuado em coordenação com o projeto de 'upgrade da unidade de compressão
	Substituição dos cilindros dos compressores	0,100	2018	Recalendarizado	A ser efetuado em coordenação com o projeto de 'upgrade da unidade de compressão
	Válvulas inter-lock para as PSVs	0,100	2018	Concluído	-
	Adequação da RIA para as plataformas das cavernas	0,100	2019	Alterado âmbito / Em curso	Projeto ajustado em função dos incêndios de 2017
	Upgrade da Capacidade de Compressão	6,800	2018-2019	Recalendarizado	Adiado para 2020 por razões de aprovisionamento
	Aquisição de ferramentas	0,025	2021	Não iniciado	-

	Peças/materiais para a implementação do RCM II	0,100	2018-2022	Em curso	-
Adequação Regulamentar	Sonares às cavidades	0,375	2021	Não iniciado	-
	Recondicionamento de unidades de medida (calibração)	0,120	2021-2022	Não iniciado	-
Gestão de Fim de Vida Útil	Projetos diversos de adequação e conservação de equipamentos e sistemas	0,500	2018-2022	Em curso	-
	Tratamento anticorrosivo das instalações de superfície	0,125	2018-2022	Em curso	-
	Substituição da luminária do recinto	0,040	2020	Não iniciado	-
	Substituição de instrumentação (local e transmissores)	0,255	2020-2022	Não iniciado	-
	Substituição das tubagens de água dos edifícios	0,020	2018	Concluído	-
	Pintura e beneficiação dos edifícios	0,100	2022	Não iniciado	-
	Substituição das pás dos arrefecedores da unidade de compressão	0,120	2020	Não iniciado	-
	Substituição do catalisador dos motores	0,100	2018	Recalendarizado	A ser efetuado em coordenação com o projeto de 'upgrade da unidade de compressão
	Substituição do sistema controlo de acessos	0,025	2020	Não iniciado	-
	Substituição do GC1 da Estação Gás	0,100	2018	Recalendarizado	A ser efetuado após o projeto de 'upgrade da unidade de compressão
	Substituição do GC2 da Estação Gás	0,100	2022	Não iniciado	-
	Substituição do sistema INERGEN	0,125	2022	Não iniciado	-
	Substituição do sistema de deteção de GN	0,050	2022	Não iniciado	-
	Substituição do sistema de deteção de fogo	0,075	2022	Não iniciado	-
Substituição dos hidrantes da RIA	0,090	2020	Não iniciado	-	

A tabela supra não inclui o montante referente aos três pontos de entrega (1,8 M€) nem os montantes investidos no projeto do AS Carriço anteriores ao PDIRGN 2018-2027 (3,252 M€)



7

# ANEXOS

ANEXO 3

Metodologia de análise Multicritério / Custo-  
Benefício

REN 

## METODOLOGIA DE ANÁLISE MULTICRITÉRIO / CUSTO-BENEFÍCIO

### 1. Enquadramento

#### 1.1. Metodologias multicritério

A atividade de apoio à decisão visa suportar a obtenção de elementos para responder às questões dos *stakeholders*, no âmbito de um processo de decisão<sup>30</sup>. As metodologias de apoio à decisão multicritério são utilizadas no planeamento de sistemas de redes e infra-estruturas de transporte de energia, suportando agentes de decisão na resolução de problemas de expansão do sistema, de desenvolvimento das redes de transporte, da capacidade do armazenamento estratégico, de gestão da procura (*demand side response*), entre outros.

Uma decisão incorpora o processo de comparação de diferentes pontos de vista (uns a favor e outros contra uma determinada opção), os quais podem ser materializados através de indutores. Se durante muitos anos a tomada de decisão poderia estar focada num único objetivo (i.e. financeiro), nas últimas décadas — com a assunção da necessidade de mitigar impactos ambientais com origens antropogénicas e promover o bem-estar social — os problemas de decisão passaram a incluir múltiplos objetivos. Esta metodologia é normalmente designada por Apoio à Decisão Multicritério, sendo caracterizada pelos seguintes princípios básicos: um número finito ou infinito de alternativas; pelo menos dois indutores; pelo menos um agente de decisão<sup>31, 32</sup>.

A área científica do apoio à decisão é rica em classificações distintas para os problemas a analisar. Neste documento será seguida a taxonomia apresentada por Hwang e Masud<sup>33</sup>, Clímaco<sup>34</sup>, e Matos<sup>35</sup>, para a classificação dos problemas de decisão. Os referidos autores defendem que os problemas de apoio à decisão multicritério sejam divididos em duas categorias:

- ✓ Problemas multiatributo;
- ✓ Problemas multiobjetivo.

Os problemas multiatributo normalmente abordam um número predefinido de alternativas, as quais são aferidas através de atributos. A decisão final, neste tipo de problema, é tomada pela via da comparação dos valores dos atributos, das diferentes alternativas.

No que diz respeito aos problemas multiobjetivo, a metodologia de apoio à decisão ambiciona identificar a “melhor” alternativa, considerando, para o efeito, mais do que uma função objetivo e um conjunto de restrições<sup>36</sup>.

A figura que se segue, resume a classificação de metodologias de apoio à decisão multicritério.

<sup>30</sup> Roy, B. Multicriteria Methodology for Decision Aiding, Nonconvex optimization and its applications, 1996

<sup>31</sup> Figueira, J., Grecco, S., Ehrgott, M., Multiple Criteria Decision Analysis: State of the Art Surveys, 2005

<sup>32</sup> Catrinu, M., Decision Aid for Planning Local Energy Systems - Application of Multi-criteria Decision Analysis, Norwegian University of Science and Technology, 2006

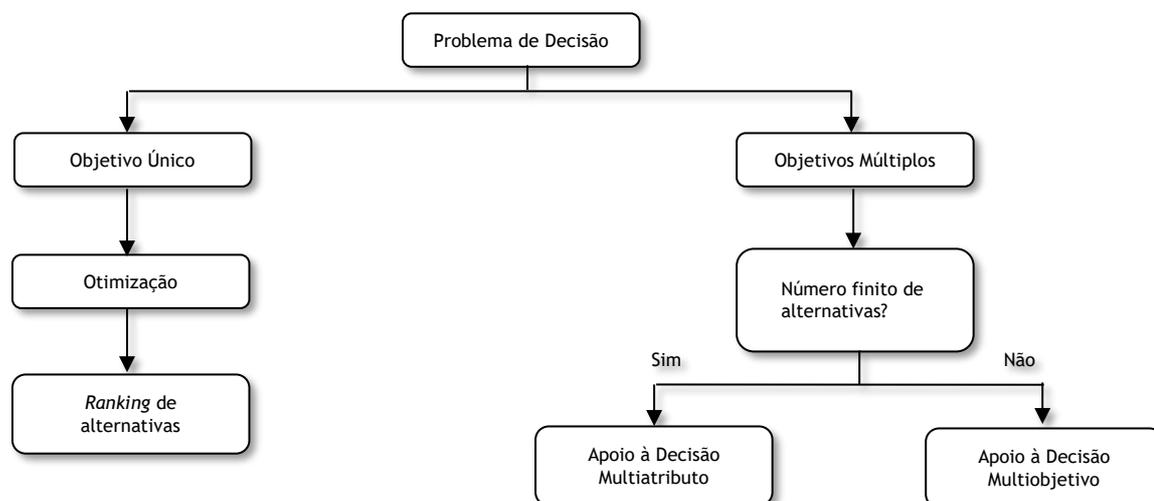
<sup>33</sup> Hwang, C.L., Masud, A.S., Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems, 1979

<sup>34</sup> Clímaco, J. Programação Matemática com Objetivos Múltiplos, Dissertação de Doutoramento, 1981

<sup>35</sup> Matos, M.A., Ajuda à Decisão Multicritério - Novas Contribuições, 1981

<sup>36</sup> Hwang, C.L., Masud, A.S., Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems, 1979

## Classificação de metodologias de apoio à decisão



Convirá, nesta secção introdutória, elaborar brevemente sobre conceitos base para o apoio à decisão, tal como se segue<sup>37,38,39</sup>:

- ✓ Alternativa dominada: uma solução é dominada se e apenas se existir outra alternativa que seja melhor em pelo menos um indutor/atributo, e que não seja pior nos restantes indutores/atributos;
- ✓ Alternativa eficiente (ou não dominada): uma solução é eficiente se e apenas se não for dominada por outra alternativa.

### 1.2. Análise Custo-benefício

A metodologia combinada multicritério/custo-benefício (MCB) para abordagem aos projetos da RNTIAT foi desenvolvida de acordo com as boas práticas internacionais do sector do gás natural (CE e ENTSOG).

Importa referir o Regulamento N.º 347/2013, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2013 que serviu de base à metodologia concebida pelo ENTSOG ('Energy System Wide Cost-Benefit Analysis Methodology') que, em fevereiro de 2015, foi aprovada pela Comissão Europeia.

Esta metodologia tem como principal objetivo apoiar a seleção de projetos de interesse comum (PIC) e é impulsionada pelas seguintes considerações:

- ✓ Uma abordagem baseada em cenários acompanhada de uma análise de sensibilidade de modo a refletir a incerteza de um horizonte de tempo superior a vinte anos;

<sup>37</sup> Chankong, V.; Haimes, Y., Multiobjective Decision Making - Theory and Methodology, 2008

<sup>38</sup> Matos, M.A., Multicriteria Decision-Aid, basic concepts and definitions, 2010

<sup>39</sup> Mousseau, V., Elicitation des préférences pour l'aide multicritère à la décision, Mémoire présenté en vue de l'obtention de l'Habilitation à Diriger des Recherches, 2003

- ✓ Uma avaliação abrangente de todo o sistema que permita identificar o impacto dos benefícios diretos e indiretos de um projeto integrado na rede europeia no bem-estar social;
- ✓ Uma abordagem pragmática que considere o prazo de implementação do projeto e a disponibilidade de dados de análise.

Não obstante a metodologia da ENTSOG se designar habitualmente por análise custo-benefício (CBA), na verdade a abordagem proposta (e aprovada pela Comissão Europeia) consiste num modelo que combina as filosofias multicritério e custo-benefício. Deve ser esclarecido que uma análise custo-benefício apenas aborda o projeto de investimento na perspetiva de um único indutor, pelo que se torna uma avaliação pouco apropriada para processos de decisão *multi-stakeholder*<sup>40</sup>. Com efeito, as metodologias multicritério oferecem um espectro de atributos mais alargado, na perspetiva de mais do que um *stakeholder*. Por conseguinte, a filosofia multicritério personifica uma metodologia mais ampla de apoio à decisão de planos de investimento em redes energéticas, particularmente quando se torna complexa e sujeita a subjetividade, por exemplo, a monetização de diversos atributos.

## 2. Metodologia de Apoio à Decisão para o PDIRGN

### 2.1. Contexto do Problema de Decisão

O PDIRGN materializa um exercício de planeamento da RNTIAT, no sentido de concretizar um conjunto de objetivos estratégicos, em particular o de assegurar o estrito cumprimento do contrato de concessão da RNTIAT, quer por via da Remodelação e Modernização seletiva de Ativos em fim de vida útil e de projetos pontuais para a segurança interna da RNTIAT, quer por via dos compromissos já acordados com os Operadores da Rede de Distribuição (ORD) relativamente a novos pontos de ligação ou à ampliação de pontos de entrega de gás já existentes. Neste exercício, os projetos decorrentes destes objetivos estratégicos assumem um caráter crítico para que o Operador da Rede de Transporte, o Operador do Terminal de GNL e o Operador do Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural possam continuar a garantir a segurança e a operacionalidade das instalações da RNTIAT. Nesta proposta de PDIRGN, estes projetos estão agrupados no âmbito dos Projetos Base.

O PDIRGN agrupa ainda um conjunto de Projetos Complementares, cujos objetivos se encontram condicionados a factores externos e visam dar resposta a objetivos estratégicos de política energética, competitividade, gestão do SNGN em ambiente de mercado e sustentabilidade.

Após a participação ativa das diversas partes interessadas, designadamente a DGEG, ERSE e outros *stakeholders*, o processo prevê a final a decisão por parte do membro do Governo responsável pela área da Energia.

### 2.2. Arquitetura da Metodologia Multicritério/Custo-benefício

Após ter sido feito um enquadramento às metodologias multicritério e custo-benefício, nesta secção é apresentada a arquitetura da abordagem de apoio à decisão adotada para o PDIRGN.

Esta abordagem visa, por um lado, integrar as boas práticas internacionais para projetos de investimento em redes energéticas, mas pretende sobretudo dar resposta aos desafios lançados pelos *stakeholders* durante a discussão dos Planos anteriores. Isto é, foi feito o exercício de utilizar

<sup>40</sup> European Parliament and the Council, Regulation (EU) No 347/2013, 2013

e desenvolver uma metodologia multicritério/custo-benefício (especificamente, multiatributo) para avaliar projetos de investimento.

Embora não exista um guião formal para construir uma metodologia multicritério/custo-benefício, é possível identificar uma estrutura base para este tipo de abordagem:

- ✓ Um conjunto de alternativas e variáveis de decisão;
- ✓ Um conjunto de critérios ou indutores de investimento;
- ✓ Um conjunto de atributos.

O exercício de definir um problema de decisão requer uma compreensão holística do significado, estrutura e propriedades das alternativas e dos atributos. As alternativas são opções, planos ou estratégias que representam possíveis soluções para o problema. Ou seja, a identificação das alternativas reproduz um conjunto de potenciais hipóteses para o planeamento da RNTIAT.

Uma alternativa é qualificada como potencial, quando a sua implementação é considerada exequível<sup>41</sup>. Como tal, atendendo à natureza do planeamento do desenvolvimento da RNTIAT, o espaço de alternativas potenciais reduz-se a um conjunto limitado de opções exequíveis. Na verdade, para um conjunto de projetos do PDIRGN, a metodologia seguida consiste na otimização (técnico-económica), em vez da comparação dos atributos de diferentes alternativas.

A presente metodologia multicritério/custo-benefício (MCB) apresenta, ao agente de decisão, quando aplicável, alternativas para o planeamento da RNTIAT, sempre que o problema de decisão possibilite identificar mais do que uma opção para o investimento nas infraestruturas. Concomitantemente, determinados projetos inscritos no PDIRGN não oferecem, ao Operador da Rede de Transporte, do Terminal de GNL ou do Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural, flexibilidade para construir alternativas de planeamento. Com efeito, esses projetos são classificados como problemas de otimização, materializando uma única opção para o desenvolvimento da rede, rejeitando *ab initio* a alternativa "zero" (que corresponde a "não fazer") o que neste caso assumiria o estatuto de um incumprimento formal de um ato de planeamento a que o operador está obrigado, ao abrigo do quadro regulamentar em vigor e do próprio contrato de concessão.

Assim, sempre que possível, a metodologia de apoio à decisão MCB constrói alternativas de planeamento, através da consideração de variáveis de decisão.

### 2.3. Blocos de Investimento e Atributos

Os projetos deste Plano serão avaliados, quer ao nível dos Projetos Base, quer ao nível dos Projetos Complementares, através do cálculo de um conjunto de atributos que permitem evidenciar os diferentes impactos destes projetos. Atendendo a que os vários projetos podem contemplar diferentes objetivos, cada um deste grupo de projetos contempla vários atributos. No caso dos Projetos Complementares, os projetos encontram-se agrupados por indutores de investimento, os quais também consideram diferentes atributos consoante o objetivo para que concorrem. Esta abordagem materializa, por conseguinte, uma análise multiatributo, a qual consiste num dos tipos de problemas multicritério. Os atributos são uma forma de medir os custos e benefícios de um projeto

<sup>41</sup> Roy, B. Multiple Criteria Decision Analysis: State Of The Art Surveys, Chp 1 - Paradigms and Challenges, 2005

ou bloco de projetos de investimento. Os atributos podem ser definidos como características, qualidades ou indicadores de desempenho de um determinado projeto<sup>42</sup>.

Atendendo ao exposto, é possível agora apresentar o modelo da matriz multicritério/custo-benefício, em que cada bloco de projetos é avaliado através do cálculo de um conjunto de atributos.

### Matriz Multicritério/Custo-Benefício

Blocos de Projetos (BP)	Blocos de investimento					
	Base			Complementares		
	Remodelação e modernização de ativos			Integ. de mercados e interoperabilidade Concorrência Novos pólos de consumo Segurança do Abastecimento Sustentabilidade		
	Atributos			Atributos		
BP A	a1,1	...	a1,n	a2,1	...	a2,n
...	a1,1	...	a1,n	a2,1	...	a2,n
BP N	a1,1	...	a1,n	a2,1	...	a2,n

Os atributos são agora desagregados, pelas seguintes classes de projetos de investimento.

#### Projetos Base:

- Remodelação e modernização de ativos:
  - *a1,1* – Melhoria do Indicador do Estado do Ativo;
  - *a1,2* – Indicador de Criticidade;
  - *a1,3* – Capacidade em Risco de Interrupção;
  - *a1,4* – Redução da Probabilidade de Falha;
  - *a1,5* – Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens;
  - *a1,6* – Redução de Impactos Ambientais;
  - *a1,7* – Melhoria da Eficiência do SNGN
  - *a1,8* – Manutenção ou Criação de Emprego Externo;
  - *a1,9* – Índice de Risco Social.

#### Projetos Complementares:

- Integ. de mercados e interoperabilidade; Concorrência; novos polos de consumo; Segurança do Abastecimento
  - *a2,1* – Reserva de Capacidade;
  - *a2,2* – Capacidade Bidireccional;
  - *a2,3* – Índice de Herfindahl Hirschman de Capacidade;
  - *a2,4* – Índice de Herfindahl Hirschman do Aprovisionamento;
  - *a2,5* – Dependência dos Fornecedores;
  - *a2,6* – Critério N-1;
  - *a2,7* – Capacidade de Armazenamento;
  - *a2,8* – Diminuição das Emissões (GEE)
  - *a2,9* – Backup às Fontes de Energia Renovável (FER)
  - *a2,10* – Critérios Técnicos de Dimensionamento das Infraestruturas
  - *a2,11* – Manutenção ou Criação de Emprego Externo.

<sup>42</sup> Hwang, C.L., Masud, A.S., Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems, 1979.

Em seguida, procede-se à descrição de cada um dos indicadores da análise multicritério, quer os aplicáveis aos Projetos Base, quer os aplicáveis aos projetos de desenvolvimento / complementares, à explicação do seu significado e de como devem ser interpretados.

## **APLICAÇÃO DA METODOLOGIA AOS PROJETOS DE REMODELAÇÃO & MODERNIZAÇÃO (PROJETOS BASE)**

Os Projetos de remodelação e modernização de ativos não impactam em nova capacidade das infraestruturas, da oferta ou do armazenamento, resultando em análises multicritério/custo-benefício necessariamente diferentes das realizadas para os Projetos Complementares, sendo que o campo de ação das metodologias utilizadas a nível europeu, nomeadamente a metodologia concebida pelo ENTSOG, se torna mais limitado e a valorização mais complexa.

A análise dos investimentos de remodelação e modernização envolve benefícios tais como a segurança de pessoas e bens, o balizamento de condições de operação, a adoção de regimes de funcionamento mais favoráveis, a criação de redundâncias, a mitigação de fatores externos de desgaste, o retardamento da deterioração, entre outros.

De facto, a quantificação dos atributos que compõem este tipo de análise, seja em termos monetários ou não, implica a atribuição de um conjunto de valores para uma série de variáveis sejam elas de ordem técnica como, por exemplo, a taxa de corrosão antes e depois da intervenção ou da ordem da gestão do sistema tal como a taxa de utilização futura de determinado equipamento ou sistema.

Outro aspeto a ter em consideração relaciona-se com a ponderação a conferir a cada atributo. De facto, as várias metodologias de apoio à decisão, análises multiatributos ou multicritério, foram desenhadas para comparar alternativas semelhantes, como por exemplo para um processo simples de aprovisionamento, em que se comparam, para cada alternativa, as somas das pontuações em cada critério ponderadas pelo seu peso específico. Este tipo de abordagem sistemática enfrenta limitações quando se comparam projetos dissemelhantes em que as alternativas em estudo não respondem a todos os atributos ou, quando estes não são integralmente monetizados, como é o caso da metodologia proposta.

No presente exercício de PDIRGN procura-se melhorar a metodologia da análise multicritério efetuada aos projetos de remodelação e modernização de ativos indo ao encontro das recomendações e pareceres recebidos ao definir-se, para alguns atributos, uma valorização quantitativa. Foi também adicionado um novo atributo, 'Risco Social', que pretende, utilizando padrões internacionais, disponibilizar uma quantificação, ainda que relativa, das consequências para a população em geral de uma falha nas instalações.

### 3. Atributos Aplicáveis aos Projetos Base

#### 3.1. Melhoria do Indicador do Estado do Ativo

Este atributo quantifica a melhoria no Indicador de Estado do Ativo induzida pelo projeto em análise, i.e., a diferença entre o valor do Indicador de Estado antes e depois da intervenção em determinado Ativo ou sistema de Ativos.

Não obstante existirem diferentes possíveis metodologias para determinar o Indicador de Estado (IE), o objetivo é o de classificar o estado dos Ativos da infraestrutura e ordená-los em função do risco que a sua operação apresenta para a qualidade e segurança do serviço de transporte de energia, segurança de pessoas e bens e preservação do ambiente. O IE representa a condição técnica de um equipamento, tratando-se, por conseguinte, de uma representação indireta da sua probabilidade de falha.

Para cada categoria de ativo a avaliar, foi desenvolvida a seguinte metodologia:

- A. O IE é calculado através da avaliação de seis critérios (classificação: 0-10, escala = 1, em que "0" é a pior classificação e "10" é a melhor), ponderados para cada tipo de ativo (i.e. a importância que cada critério tem no processo de decisão):
  - a) Idade;
  - b) Estado, com base em inspeções e análises periódicas;
  - c) Disponibilidade tecnológica, grau de obsolescência;
  - d) *Know-how* interno e externo;
  - e) Disponibilidade de peças de reserva;
  - f) Desempenho.
- B. Os Ativos mais críticos são identificados (i.e. IE reduzido) e é construída uma lista de prioridades de investimento.
- C. É realizada uma calendarização dos investimentos para os próximos 5 anos (incluindo a sua orçamentação), tendo em conta restrições técnicas, operacionais e económicas.

Deste modo, propõe-se intervir nos ativos cujo Índice de Estado seja inferior a 5.

### 3.2. Indicador de Criticidade

O Indicador de Criticidade (IC) pretende avaliar as consequências de uma falha em cada um dos Ativos da infraestrutura, e ordená-los em função das repercussões causadas por essa falha sobre a qualidade e fiabilidade do serviço de transporte de energia, segurança de pessoas e bens e preservação do ambiente. O IC avalia o impacto da falha de um determinado equipamento ou sistema, tratando-se, por conseguinte, de uma representação indireta da severidade de um incidente cuja causa seja a falha de um determinado ativo.

O IC é calculado através da avaliação de dois fatores principais (classificação: 0-10, escala = 1, em que "0" é a classificação com menor severidade e "10" é a classificação com maior severidade):

A. Consequências da Falha ao Nível do Sistema:

- a) Interrupção do fornecimento de GN;
- b) Afetação da receção de navios metaneiros;
- c) Condicionamento de serviços;
- d) Inibição de redundâncias.

B. Consequências da Falha ao Nível da Segurança de Pessoas e Bens:

- a) Existência de feridos ou fatalidades;
- b) Libertação de GN e/ou possibilidade de ignição da massa libertada;
- c) Impactos ambientais.

Os Ativos mais críticos são identificados (i.e. IC elevado) e são objeto de uma priorização delineada tanto nos planos de manutenção e inspeção como na lista de prioridades de investimento.

### 3.3. Capacidade em Risco de Interrupção

Este atributo identifica a capacidade total de transporte ou envio de Gás Natural associada ao ativo ou conjunto de ativos em análise. Pretende-se com este atributo quantificar a perda de disponibilidade resultante de uma falha do Ativo ou conjunto de Ativos. A quantificação deste atributo é efetuada em MW.

Quando o projeto em análise abrange mais do que um Ativo e estes são equivalentes (como por exemplo os projetos de beneficiação nos vaporizadores ou nas bombas do Terminal de GNL) apenas se considera a capacidade associada a um único Ativo.

Por outro lado, existem projetos associados a famílias de Ativos (como por exemplo sistemas de instrumentação ou auxiliares) que não sendo menos críticos não permitem que lhes seja diretamente associada uma capacidade em risco de interrupção. A associação de capacidade em risco de interrupção também não é aplicável a determinados projetos de remodelação que são comuns à totalidade da Rede de Transporte de Gás Natural ou que respondem a determinadas necessidades operacionais ou de segurança.

### 3.4. Redução da Probabilidade de Falha

Este atributo pretende traduzir a proficiência do investimento proposto na redução da probabilidade de falha de determinado equipamento ou sistema, avaliando a capacidade de cada projeto em contribuir para a redução do risco de situações de interrupção ou paragem intempestiva, seja através da criação de redundâncias, da melhoria dos meios de monitorização, comunicação e atuação, da proteção de equipamentos ou da capacidade para interromper o chamado “Efeito Dominó” (propagação de falha). A qualificação deste atributo é obtida estimando a probabilidade de falha resultante de cada um dos possíveis cenários após a realização do investimento comparativamente à probabilidade de falha atual (i.e., a opção de não realização do investimento).

A valorização atribuída a este atributo é a que se apresenta em seguida:

- 1 Projeto não tem impacto ao nível do risco de falha do equipamento.
- 3 Projeto tem impacto positivo nas condições de higiene, salubridade e conservação dos equipamentos.
- 5 Projeto melhora as condições de operação do equipamento e/ou reduz o nível de desgaste (impacto positivo na função probabilidade de falha).
- 7 Projeto reduz a probabilidade de falha atuando sobre causas conhecidas e/ou permite uma atuação precoce no equipamento antes da falha.
- 10 Projeto elimina pelo menos uma das causas de falha conhecidas.

### 3.5. Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens

Este atributo pretende expressar o impacto do investimento efetuado na melhoria da segurança de pessoas e bens. A valorização deste atributo é determinada de acordo com cada tipo de investimento, esteja este relacionado com a implementação de sistemas de proteção ativa, proteção passiva ou de segurança de processo.

A valorização atribuída a este atributo é a que se apresenta em seguida:

- 1 Projeto não tem impacto ao nível da segurança das instalações.
- 3 Projeto contribui para uma melhoria nas condições de organização, higiene e segurança dentro das instalações.
- 5 Projeto tem um impacto indireto na redução de probabilidades de incidentes.
- 7 Projeto contribui para a redução de probabilidade de fugas de GN/GNL inferiores a 0,5 tons. e/ou aumenta as condições de segurança ocupacional nas instalações.
- 10 Projeto contribui diretamente para reduzir a probabilidade ou consequências de um cenário de incidente suscetível de envolver perdas de vidas, ferimentos graves ou libertação de grandes quantidades de GN/GNL.

### 3.6. Redução de Impactos Ambientais

Este atributo pretende qualificar a importância do investimento a realizar na redução de impactos ambientais, seja através da redução de emissões, da diminuição do consumo de energia ou da prevenção e mitigação de acidentes ambientais.

A valorização atribuída a este atributo é a que se apresenta em seguida:

- |    |                                                                                                                               |
|----|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1  | Projeto não apresenta benefícios ao nível ambiental.                                                                          |
| 3  | Projeto contribui para uma melhoria nas condições de organização, higiene e/ou de reciclagem dentro das instalações.          |
| 5  | Projeto permite reduzir o consumo de energia e/ou aumentar a taxa de consumo de energia renovável.                            |
| 7  | Projeto permite reduzir a emissão de gases poluentes, a libertação de contaminantes ou a libertação não accidental de metano. |
| 10 | Projeto contribui diretamente para reduzir a probabilidade ou consequências de um cenário de incidente ambiental grave.       |

### 3.7. Melhoria da Eficiência do SNGN

Este atributo qualifica o impacto do investimento realizado na atenuação da curva de aumento de custos de operação inerente ao envelhecimento da infraestrutura. A valorização deste atributo resulta da avaliação dos benefícios causados pela intervenção/investimento a efetuar na otimização do processo de operação ou na capacidade deste de evitar gastos futuros quer pela prevenção de situações de colapso ou de intervenções mais onerosas.

A valorização atribuída a este atributo é a que se apresenta em seguida:

- |    |                                                                                        |
|----|----------------------------------------------------------------------------------------|
| 1  | Projeto não tem impactos ao nível da eficiência ou redução de custos operacionais.     |
| 3  | Projeto contribui para a implementação de boas práticas ao nível operacional.          |
| 5  | Projeto tem impacto indireto ao nível da eficiência ou redução de custos operacionais. |
| 7  | Projeto tem impactos direto a médio prazo ao nível da eficiência.                      |
| 10 | Projeto promove uma eficiência direta e imediata.                                      |

### 3.8. Índice de Risco Social

O Índice de Risco Social relaciona a probabilidade de um determinado acidente ocorrer com as suas potenciais consequências para a população. A falha de segurança que resulta no cenário de acidente possível (tipicamente um acidente catastrófico) é valorizada utilizando referências relacionadas com "morte ou ferimentos graves", baseadas numa avaliação da indústria do Reino Unido, a qual apresenta valores consolidados para este tipo de modelos e que foram atualizados com base nas taxas de variação do índice de preços no consumidor. Estes representam uma quantificação do valor social de prevenir uma fatalidade.

A metodologia estima os números esperados de mortes com base em avaliações de risco no cenário mais grave. Considera-se o Risco Social, com base na quantificação associada a uma possível fatalidade, o referido valor é então multiplicado pelo número esperado de ocorrências, totalizando o valor global a partir do qual se determina a base do Índice de Risco Social (para maior detalhe, sugere-se a consulta da referência mencionada *supra*, v. nota de rodapé respetiva).

A metodologia que efetivamente aqui se utiliza é uma metodologia ajustada à da referida no parágrafo anterior, em que o Índice de Risco Social é descrito em valores por unidade, em escala de 1 a 10 em que o valor máximo representa o cenário com as consequências mais gravosas. Para a quantificação dos parâmetros, quando o projeto se realiza em diferentes localizações é efetuada a soma aritmética das ocorrências esperadas pelo modelo nas diferentes localizações.

- Os dados de população na vizinhança do gasoduto foram obtidos a partir dos Censos de 2011;

cálculo para as ocorrências do tipo A decorre da radiação térmica provocada por um incêndio com origem numa fuga com a níveis de radiação igual ou superior a 35 kW/m<sup>2</sup>.

### 3.9. Manutenção ou Criação de Emprego Externo

Este atributo pretende quantificar o benefício social dos projetos e consiste no número de empregos mantidos ou criados, calculados a partir do valor médio de “full-time equivalent” associado ao investimento e sua tipologia.

Dada a dispersão de projetos o cálculo deste atributo não foi efetuado discriminadamente para cada projeto, mas sim para o conjunto de todos os projetos de remodelação e modernização de ativos.

Para além dos atributos enunciados anteriormente, existem outros princípios e indutores de planeamento que, embora parecendo mais genéricos, quer quantitativa, quer qualitativa, não são menos importantes e essenciais para o acesso de terceiros às infraestruturas em respeito pela legislação e pela regulamentação em vigor.

Os critérios seguintes assumem uma especial relevância:

- Indutores de qualidade de serviço que são determinantes na definição e na decisão das opções de investimento a realizar para a obtenção de melhorias operacionais dos sistemas e equipamentos da RNTIAT, designadamente os que estão relacionados com a segurança de pessoas, de bens e do ambiente;
- Indutores decorrentes das necessidades de troca, publicação e disponibilização de informação às partes interessadas no processo de acesso e utilização das infraestruturas da RNTIAT a nível nacional e da União Europeia, incluindo a ligação a plataformas europeias de atribuição de capacidade e a plataformas de operadores de mercado ou de prestação de serviços de balanceamento, designadamente os que decorrem da implementação dos Códigos de Rede europeus. Especial relevância assume a necessidade de interligação dos diversos sistemas de monitorização das infraestruturas que compõem a RNTIAT, de modo a possibilitarem a execução da atividade de gestão técnica global do SNGN por parte do operador da RNTGN e o cumprimento dos requisitos de transparência referidos no regulamento (CE) N.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho,

garantindo o acesso dos utilizadores de forma transparente e não discriminatória às infraestruturas da RNTIAT.

## 4. Atributos Aplicáveis aos Projetos Complementares

### 4.1. Reserva de Capacidade

O balanço de capacidade (oferta vs. procura) permite determinar a reserva de capacidade por diferença entre a capacidade de oferta dos pontos de entrada da RNTGN e a ponta de consumos verificada em cada ano e para cada cenário de evolução da procura de gás.

A seguinte expressão traduz o cálculo do indicador:

$$RC = \sum_i EP_i - \sum_i PC_i$$

Onde:

EP<sub>i</sub> – Capacidade técnica de cada ponto de entrada (interface com TGNL e interligações)

PC<sub>i</sub> – Ponta de consumos de cada tipo de mercado (convencional e elétrico)

Reserva de capacidade



Para a determinação deste atributo, não é considerada a capacidade de extração do AS do Carricho já que esta infraestrutura tem apresentado um funcionamento essencialmente intermitente, se destina preferencialmente para fazer face a situações de contingência, ter associada uma quantidade de gás natural finita e uma parte considerável da capacidade de armazenamento se destinar preferencialmente à constituição de reservas de segurança e de reservas operacionais para a atividade de Gestão Técnica Global do SNGN.

A reserva de capacidade disponível na RNTGN em base diária é um atributo que mede até que ponto as infraestruturas disponibilizam oferta de capacidade excedentária ao mercado, evitando o

aparecimento de congestionamentos nos pontos de entrada da rede, contribuindo para a flexibilidade do sistema, e por conseguinte, para a integração do mercado e para a segurança do abastecimento.

A existência de reserva de capacidade é fundamental para o desenvolvimento do mercado liberalizado em Portugal e para a integração dos mercados da Península Ibérica.

#### 4.2. Capacidade Bidirecional

Este atributo pretende refletir o incremento de capacidade bidirecional associada aos projetos do plano, medindo o incremento de capacidade de exportação de gás associado. Para o caso das interligações com dupla direccionalidade, como é o caso das interligações entre Portugal e Espanha, a fórmula a aplicar é a seguinte:

$$\text{Min}(1; \frac{\text{Capacidade adicional na zona de interligação}}{\text{Somadas capacidades existentes na direcção prevalecte e da zona de interligação}})$$

Onde:

Capacidade adicional de interligação - Capacidade adicional de interligação no sentido contrário ao sentido prevalecte, isto é, no sentido de Portugal para Espanha (exportação);

Soma das capacidades de interligação existentes na direcção prevalecte - capacidade atualmente existente na direcção prevalecte, isto é, no sentido de Espanha para Portugal (importação).

#### 4.3. Índice de Herfindahl Hirschman de Capacidade

O índice de Herfindahl Hirschman aplicado à capacidade (IHHc) permite medir o grau de diversificação dos pontos de oferta, disponíveis para o abastecimento dos consumos do SNGN. Este índice resulta do somatório das frações da capacidade de cada dos pontos de oferta elevadas ao quadrado e o seu valor varia entre zero e um. Quanto menor for o seu valor, maior será o grau de diversificação da capacidade dos pontos de oferta.

A seguinte expressão traduz o cálculo do atributo:

$$\text{IHHc} = \sum_i \left[ \left( \frac{E P_i}{\text{Cap. total}} \right)^2 + \left( \frac{L N G_i}{\text{Cap. total}} \right)^2 \right]$$

Onde:

EPi - Capacidade técnica de cada ponto de entrada das interligações

LNGi - Capacidade técnica de entrada na RNTGN a partir do TGNL de Sines

Cap. Total - Total da capacidade técnica de entrada na RNTGN

Para a determinação deste atributo, não é considerada a capacidade de extração do AS do Carricho já que esta infraestrutura tem apresentado um funcionamento essencialmente intermitente, se destina preferencialmente para fazer face a situações de contingência, ter associada uma quantidade de gás natural finita e uma parte considerável da capacidade de armazenamento se destinar preferencialmente à constituição de reservas de segurança e de reservas operacionais para a atividade de Gestão Técnica Global do SNGN.

#### 4.4. Índice de Herfindahl Hirschman do Aprovisionamento

O índice de Herfindahl Hirschman aplicado às fontes de aprovisionamento (IHHa) permite medir a sua maior ou menor concentração, e portanto, o seu grau de diversificação. Este índice resulta do somatório das frações de cada uma das fontes de aprovisionamento elevadas ao quadrado e o seu valor varia entre zero e um. Quanto menor for o seu valor menor será o grau de concentração, e portanto, maior será o grau de diversificação das fontes de aprovisionamento.

A seguinte expressão traduz o cálculo do atributo:

$$IHHa = \sum_i \left( \frac{AP_i}{AP_{total}} \right)^2$$

Onde:

$AP_i$  - Quantidade aprovisionada com origem no fornecedor  $i$

$AP_{total}$  - Quantidade total aprovisionada

#### 4.5. Dependência dos Fornecedores

A dependência dos fornecedores é determinada pelo peso do maior fornecedor de gás natural aprovisionado para abastecimento do SNGN. Atendendo ao atual portfólio de aprovisionamento à Península Ibérica é determinado, adicionalmente, o peso dos dois principais fornecedores de gás.

A seguinte expressão traduz o cálculo do atributo:

$$DF = \frac{C_{MFA}}{\sum_i CFA_i} \times 100$$

Onde:

$C_{MFA}$  - Capacidade do maior fornecedor de gás natural

$CFA_i$  - Capacidade do fornecedor de gás natural  $A_i$

#### 4.6. Critério N-1

Este atributo resulta da aplicação da norma relativa às infraestruturas do Artigo 6º do Regulamento (UE) Nº 994/2010 (critério N-1). De acordo com o Regulamento, caso se verifique uma interrupção da maior infraestrutura individual de gás (TGNL de Sines), a capacidade das restantes infraestruturas deverá satisfazer a procura total de gás durante um dia de procura de gás excecionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos. A expressão apresentada em baixo traduz a aplicação do indicador “critério N-1”:

$$N - 1[\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{\max}} \times 100, N - 1 \geq 100\%$$

Onde:

$D_{\max}$  - Procura diária total durante um dia de procura de gás excecionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos;

$EP_m$  - Soma da capacidade técnica de todos os pontos de entrada fronteiriços;

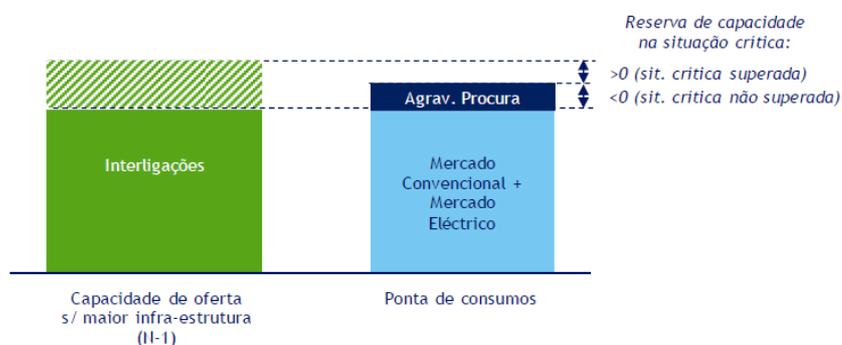
$P_m$  - Soma da capacidade técnica de produção diária máxima de todas as instalações de produção de gás;

$S_m$  - Capacidade técnica de extração diária máxima de todas as instalações de armazenamento;

$LNG_m$  - Capacidade técnica de expedição para a rede;

$I_m$  - Capacidade técnica da maior infraestrutura individual de gás, isto é, o TGNL de Sines.

Reserva de capacidade na situação crítica (falha da maior infraestrutura de oferta e ocorrência da ponta extrema)



#### 4.7. Capacidade de Armazenamento

A capacidade de armazenamento da RNTIAT é necessária para assegurar a constituição de volumes de gás natural suficientes para garantir o abastecimento dos consumos em situações críticas que se prolonguem no tempo. Relativamente às infraestruturas da RNTIAT elegíveis para a constituição e manutenção de reservas, o complexo de armazenamento subterrâneo no Carriço é, pela sua natureza, a que melhor se adequa para esse efeito. Os tanques de armazenamento de GNL do Terminal GNL de Sines têm como objetivo atenuar as flutuações de injeção de gás na RNTGN, que resultam da entrega intermitente dos navios metaneiros, pelo que não é desejável a sua utilização para a constituição de reservas em quantitativos que possam comprometer a atividade desta infraestruturas.

Face ao exposto, a capacidade de armazenamento da RNTIAT será avaliada em duas etapas:

- i. Avaliação da existência de capacidade para armazenar o gás natural referente às reservas de segurança;
- ii. Determinação do saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT.

#### 4.8. Reservas de Segurança

Este atributo avalia a existência de capacidade para armazenar o gás natural referente às reservas de segurança nas instalações do armazenamento subterrâneo do Carriço e nas instalações de armazenamento do Terminal de GNL de Sines. A contabilização prevista em navios metaneiros que se encontrem em trânsito devidamente assegurado para um terminal de GNL existente em território nacional, a uma distância máxima de três dias de trajeto, de acordo com a alínea c) do ponto 1 do artigo 51.º Contagem das reservas de segurança, do Decreto-Lei Nº 231/2012, de 26 de outubro, só deverá ser aplicável até à entrada em serviço de capacidade adicional de armazenamento em instalações do armazenamento subterrâneo e em instalações de armazenamento de terminais de GNL, de acordo com o ponto 2 do artigo 51.º Contagem das reservas de segurança, do mesmo Decreto-Lei.

De acordo com o artigo 50.º-A Clientes protegidos e obrigações adicionais, do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, o gás natural destinado às reservas de segurança deverá garantir os consumos:

- i. De todos os clientes domésticos já ligados a uma rede de distribuição de gás e das pequenas e médias empresas, desde que estejam ligadas a uma rede de distribuição de gás, e dos serviços essenciais de carácter social, desde que estejam ligados a uma rede de distribuição ou de transmissão de gás e desde que todos esses clientes adicionais não representem mais de 20 % da utilização final do gás;
- ii. De todos os consumos não interruptíveis dos centros electroprodutores em regime ordinário.

A quantidade de gás natural para efeitos de reservas de segurança deverá satisfazer uma procura excepcionalmente elevada de gás natural durante um período de, pelo menos 30 dias, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja de uma vez em 20 anos (situação mais gravosa prevista no artigo 52º Utilização das reservas de segurança, do mesmo Decreto-Lei).

#### 4.9. Saldo Efetivo de Armazenamento da RNTIAT

O saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT representa a capacidade comercial adicional que poderá ser utilizada na otimização da gestão das infraestruturas, contribuindo para a racionalização dos custos de acesso dos utilizadores, fomentando a concorrência do mercado que conduzirá a preços finais de energia mais competitivos. Por outro lado, a existência desta capacidade, desde que acompanhada da existência de capacidade de interligação bidirecional entre as redes de Portugal e Espanha, é também um fator importante que fomentará a integração dos mercados de gás natural na Península Ibérica.

Atendendo à necessidade de existência permanente de uma capacidade de armazenamento de 900 GWh (sensivelmente um navio metaneiro) associada ao processo de descarga de navios (*slot* de descarga), determina-se:

- i. O saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT, obtido pela subtração do valor equivalente a um navio metaneiro (900 GWh) ao saldo de armazenamento da RNTIAT;
- ii. O valor equivalente em navios metaneiros do saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT, obtido pela divisão do valor de 900 GWh (quantidade equivalente a um navio metaneiro);
- iii. O valor equivalente em cavidades do AS do Carrigo do saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT, obtido pela divisão do valor de 690 GWh (capacidade equivalente a uma cavidade de média dimensão).

#### 4.10. Diminuição das Emissões (GEE)

Para a determinação do impacto na diminuição das emissões de gases com efeito de estufa (GEE – Gases com Efeito de Estufa) são determinados os valores de toneladas emitidas de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) em cada um dos cenários de evolução de procura analisados no PDIRGN.

Para além do impacto ambiental associado a esta emissão de CO<sub>2</sub>, efetua-se também a respetiva valorização económica, através do produto das toneladas emitidas CO<sub>2</sub> e o preço médio em euros por tonelada de CO<sub>2</sub> emitido (€/ton CO<sub>2</sub>).

#### 4.11. Backup às Fontes de Energia Renovável (FER)

A importância do gás natural na produção térmica através da utilização de grupos de ciclo combinado, designadamente o seu contributo no backup às fontes de energia renovável (FER), tem sido habitualmente referida como a melhor opção quando comparada com outras fontes de produção térmica como a centrais a carvão.

Duas abordagens são efetuadas para avaliar a importância e o peso relativo da produção térmica no cabaz de produção de energia elétrica:

- i. Uma análise anual para o horizonte do PDIRGN, período de análise de 2018 a 2027, para cada um dos cenários de evolução de procura analisados no PDIRGN;
- ii. Uma análise ao dia de maior consumo em cada mês do ano de 2022, apurando as necessidades de produção térmica respetivas.

#### 4.12. Critérios Técnicos de Dimensionamento das Infraestruturas

Neste ponto serão identificados os indutores de dimensionamento físico das infraestruturas que compõem a RNTIAT de acordo com os níveis de segurança e de qualidade de serviço adequados.

##### TGNL – Terminal de gás natural liquefeito

O TGNL deverá permitir a receção, o armazenamento, o tratamento e a regaseificação de GNL para a RNTGN, bem como o carregamento de GNL em camiões cisterna ou navios metaneiros. Para o dimensionamento da capacidade do TGNL de Sines é considerada a existência de três capacidades distintas, mas que devem estar corretamente dimensionadas entre si:

- A capacidade de acostagem e de receção de navios metaneiros;
- A capacidade de armazenamento nos tanques de GNL;
- A capacidade de regaseificação para a RNTGN.

Estas três capacidades devem estar dimensionadas de modo a garantir que cada uma delas contribui para o funcionamento correto da infraestrutura, isto é, nenhuma delas deverá limitar individualmente a capacidade da infraestrutura no seu conjunto.

Este dimensionamento é efetuado de acordo com o documento “Metodologia de determinação da capacidade no TGNL de Sines”. A capacidade de regaseificação do TGNL para a RNTGN deverá garantir a capacidade média de descarga de navios metaneiros da infraestrutura (número de *slots* anuais). A capacidade de armazenamento nos tanques de GNL deverá garantir o armazenamento necessário aos processos de descarga e regaseificação, respetivamente a montante e a jusante, e deverá permitir a operação integrada e eficiente do TGNL de Sines.

##### RNTGN – Rede nacional de transporte de gás natural

A RNTGN deverá permitir a receção, o transporte e a entrega de gás natural, assim como os serviços de sistema decorrentes da atividade de gestão técnica global do SNGN.

Os gasodutos de primeiro escalão que compõem a RNTGN (alta pressão, acima de 20 barg) devem ser dimensionados para possibilitarem o transporte dos caudais previstos a pressões médias da ordem dos 70 barg, de modo a minimizar o efeito de perda de carga (perda de energia no transporte de fluidos devida ao atrito em gasodutos), e garantir as condições de abastecimento/ligação (pressão e caudal) a todos os pontos de entrega, designadamente a todas as estações de regulação e medida que abastecem as redes de distribuição regionais e ainda aos pontos de interligação com as redes internacionais e com as restantes infraestruturas da RNTIAT. A pressão máxima de operação é de 84barg.

O aumento da capacidade de transporte de um gasoduto pode fazer-se através da duplicação das linhas existentes, da construção de estações de compressão ou de soluções mistas destas duas componentes, devendo a solução escolhida ser a mais adequada do ponto de vista técnico-económico.

Os critérios enunciados são também aplicados nas estações de entrega de gás da RNTGN aos clientes diretos (clientes AP) e da RNTGN à RNDGN, que deverão respeitar a legislação e a regulamentação específica em vigor. Estas infraestruturas podem resultar da necessidade de:

- Ligação de novos pontos de entrega à RNDGN;
- Adequação das capacidades de entrega em pontos de ligação à RNDGN já existentes;
- Ligação e reforço de novos projetos industriais e de novas centrais de ciclo combinado (clientes AP);
- Garantia da capacidade de receção na RNTGN, resultante das ligações ao AS do Carriço e ao TGNL de Sines.

#### AS – Armazenamento subterrâneo

O AS deverá permitir a receção, a injeção, o armazenamento subterrâneo, a extração, o tratamento e a entrega de gás natural à RNTGN. A capacidade de armazenamento subterrâneo deve ser dimensionada de modo a:

- Garantir a capacidade necessária ao armazenamento das reservas de segurança;
- Garantir a disponibilidade de capacidade de armazenamento comercial requerida pelo mercado;
- Permitir o livre acesso de terceiros e a exploração comercial das infraestruturas;
- Permitir a constituição de reservas operacionais destinadas à atividade de gestão técnica global do SNGN.

Os reforços de capacidade dos processos de injeção e de extração da estação de gás devem estar alinhados com o desenvolvimento do parque de cavidades do AS do Carriço, de modo a permitirem uma operação eficiente, fiável e segura na interligação do AS com a RNTGN.



7

# ANEXOS

ANEXO 4

Gasoduto Celorico da Beira – Vale de Frades  
(1.<sup>a</sup> fase da 3.<sup>a</sup> Interligação Portugal – Espanha)

e

Estação de Compressão do Carregado

**REN** 

## GASODUTO CELORICO DA BEIRA – VALE DE FRADES (1.ª FASE DA 3.ª INTERLIGAÇÃO PORTUGAL – ESPANHA)

### 1. Descrição

A 3.ª interligação Portugal-Espanha ligará Celorico da Beira a Zamora (gasoduto Celorico/Vale de Frades) através de um gasoduto DN700 (28”) com aproximadamente 247 km.

Esta fase da 3.ª interligação Portugal-Espanha foi prevista ser constituída por um gasoduto com início na estação de junção JCT 14000-Celorico da Beira, no Distrito da Guarda, desenvolvendo-se para norte, em direção ao Rio Douro, percorrendo os concelhos de Celorico da Beira, Trancoso, Meda e Vila Nova de Foz Côa. Em Trás-os-Montes, no Distrito de Bragança, percorre os concelhos de Torre de Moncorvo, Vila Flor, Mirandela, Macedo de Cavaleiros, Bragança e, finalmente, Vimioso, antes de entrar em território espanhol, na província de Zamora.

Ao longo do gasoduto, foram identificadas 7 estações intermédias e uma CTS de fronteira em Vale de Frades (além da JCT 14000-Celorico da Beira).

Como consequência da emissão de DIA desfavorável, em 05/02/2018, relativamente ao traçado inicialmente proposto e sujeito a AIA, processo n.º 2871, encontra-se atualmente em estudo uma alternativa de traçado que continue a respeitar os compromissos internacionais assumidos, nomeadamente mantendo o atual ponto de interligação com a rede de Espanha em Vale de Frades / Fuentes de Onoro.

Esta infraestrutura disponibilizará uma capacidade de 70 GWh/dia no sentido de Espanha – Portugal e uma capacidade de 70 GWh/dia no sentido de Portugal – Espanha.

Considera-se que a eventual realização deste projeto está dependente da realização do projeto STEP (primeira fase do projeto MIDCAT), relativo à construção de uma nova interligação entre Espanha e França na zona leste dos Pirenéus, bem como da concessão de subsídios europeus a fundo perdido para a sua construção, o que está de acordo com as orientações da ERSE e do Estado Concedente relativamente a este projeto e foi também referido em sede de reuniões conduzidas pela Comissão Europeia no âmbito do ‘High Level Group’ (HLG) para as interligações no sudoeste europeu.

### 2. Investimento

Os custos de investimento da 3.ª interligação entre Portugal e Espanha, foram revistos em baixa de modo a refletir as atuais condições de mercado, nomeadamente a redução de preços que se verifica após a recente crise económica e financeira. Nesta reavaliação foram tidos em consideração os valores das adjudicações e da realização final dos últimos gasodutos colocados em

operação, o gasoduto Sines-Setúbal, o ramal da Leirosa e o gasoduto Mangualde-Celorico-Guarda, assim como um conjunto de outros projetos de menor dimensão que foram realizados no passado recente.

O valor do investimento previsto para o gasoduto Celorico da Beira – Vale de Frades em território Português, para o período de 2020 a 2029, cifra-se em 115,0 M€ e resulta do somatório do investimento estimado das rubricas de estudos e projetos, materiais e equipamentos, construção e outros (servidões/expropriações, fiscalização/supervisão, certificação da qualidade, etc.), de acordo com a seguinte repartição.

Estudos e Projetos	2,353
Materiais e equipamentos	52,843
Construção	55,816
Outros	4,024
<b>TOTAL</b>	<b>115,037</b>

Unidade M€

Atendendo ao facto deste gasoduto se encontrar em fase de planeamento e, portanto, não possuir ainda um estudo de engenharia e de cartografia de detalhe, os valores apresentados possuem um carácter de estimativa preliminar, potencialmente afetada de uma incerteza de  $\pm 15\%$  associada à orçamentação efetuada.

Há que ter também presente a emissão de DIA desfavorável, em 05/02/2018, relativamente ao traçado inicialmente proposto e sujeito a AIA, processo n.º 2871, pelo que se encontra atualmente em estudo uma alternativa de traçado para o gasoduto. Não obstante, na ausência de melhor informação, continua-se a apresentar o valor de investimento anteriormente estimado, na expectativa de que o novo traçado não obrigue a um volume de investimento substancialmente diferente do anterior.

## ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO DO CARREGADO

### 1. Descrição

A solução proposta neste Plano para esse aumento de capacidade de transporte passa pela instalação de uma estação de compressão no gasoduto de alta pressão na zona do Carregado (EC Carregado), a jusante do ponto de saída da Central de Ciclo Combinado da TER e do ramal de Lisboa (considerando o sentido sul-norte).

A potência desta estação de compressão deverá cifrar-se em cerca de 14 MW, com capacidade para movimentar caudais da ordem de 650 000 m<sup>3</sup>/h e com uma impulsão de 35/40 bar. O seu desenho deverá também permitir o funcionamento em ambos os sentidos de fluxo de gás possíveis do gasoduto (o que será útil em caso de paragem do Terminal de Sines).

Subordinado à aprovação pelo Concedente, o investimento nesta infraestrutura deverá ser decidido de modo a fazer coincidir as datas de entrada em operação da EC do Carregado e da 1.<sup>a</sup> fase da 3.<sup>a</sup> interligação Portugal-Espanha, a menos que um aumento nos consumos no SNGN ou a necessidade de garantir a reversibilidade de fluxo com a rede interligada de Espanha justifiquem uma alteração da data prevista.

O reconhecimento da condição de Relevante Interesse Público do projeto foi concretizado através do Despacho n.º 8699/2016, do Secretário de Estado da Energia e da Secretária de Estado do Ordenamento do Território e da Conservação da Natureza, publicado no Diário da República n.º 128/2016, Série II de 2016-07-06.

## 2. Investimento

O investimento global estimado para a Estação de Compressão do Carregado é de 24,9 M€.

Atendendo ao facto deste projeto se encontrar em fase de planeamento e, portanto, não possuir ainda os respetivos estudos de engenharia e de cartografia de detalhe, os valores apresentados possuem um carácter de estimativa preliminar, potencialmente afetada de uma incerteza de ±15% associada à orçamentação efetuada.

O valor parcelar do investimento previsto para o período de 2020 a 2029, cifra-se em 24,0 M€.



7

## ANEXOS

ANEXO 5

Fichas de consulta dos projetos de Remodelação e Modernização, e dos investimentos na Gestão

Técnica Global

**REN**

## MELHORIA OPERACIONAL

### ENQUADRAMENTO

Projetos cuja implementação indica vantagens operacionais sejam ao nível da redução do incremento de custos de operação e/ou de segurança ou que derivam da necessidade de acompanhar a evolução tecnológica e do mercado.

Estes projetos estão intrinsecamente associados à continuidade da garantia de segurança e operacionalidade das instalações da RNTIAT em serviço e têm por base a conformidade com análises multicritério bem como a avaliação realizada sobre o estado dos ativos em serviço e as condições de operação e segurança.

Data objetivo: 2020-2024

#### CALENDARIZAÇÃO PROVISÓRIA DOS INVESTIMENTOS:

<i>Blocos de Projetos Incluídos na Melhoria Operacional</i>	<i>2020</i>	<i>2021</i>	<i>2022</i>	<i>2023</i>	<i>2024</i>	<i>CAPEX 2020- 2024 [M€]</i>
Transformação Digital e Otimização de Processos	0,300	0,550	0,550	0,450	0,200	2,050
Cais de Acostagem	-	-	1,000	0,500	0,500	2,000
RNTGN   Upgrade de Instalações e Equipamentos	0,410	0,050	0,110	0,050	0,050	0,670
TGNL   Upgrade de Instalações e Equipamentos	0,250	0,150	-	-	-	0,400
AS   Upgrade de Instalações e Equipamentos	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250
Instrumentação, Equipamentos, Ferramentas, Peças e Materiais	-	-	-	0,100	0,050	0,150
Utilidades	0,080	-	-	-	-	0,080

Os projetos apresentados dizem respeito a diversas instalações da RNTIAT e a sua descrição pormenorizada poderá ser consultado no capítulo 4 do corpo do documento.

MELHORIA OPERACIONAL

REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

TRANSFORMAÇÃO DIGITAL E OTIMIZAÇÃO DE PROCESSOS:

I Sistema de Gestão de Integridade - Digitalização e Otimização

500 000 €

Toda a documentação incluindo a informação de construção, que foi desenvolvida em lotes e por diferentes empreiteiros, encontra-se atualmente em formato de papel. O projeto de digitalização e otimização pretende disponibilizar esta informação de forma sistematizada e remota, contribuindo para um melhor desempenho do sistema de gestão de integridade.



O projeto tem como objetivo realizar a digitalização, catalogação, homogeneização e disponibilização em plataforma de toda a informação técnica, permitindo a construção de uma base de dados com acesso automático à informação técnica de construção e de manutenção (certificados/reparações/dados geológicos/etc.)

II Implementação de WEB Client nos VS IVS-HMI

750 000 €

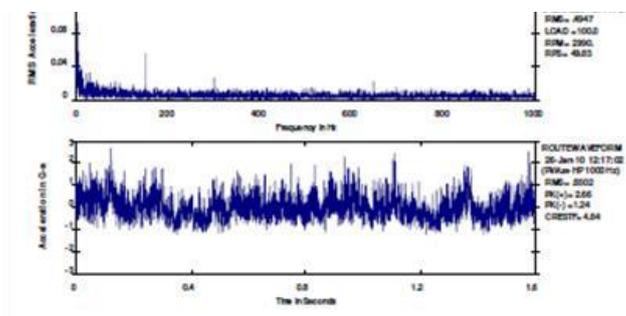
Projeto tem como objetivo a otimização do trabalho das equipas de operação contrariando as dificuldades causadas pela elevada dispersão geográfica e evitando a futura obsolescência tecnológica e de processos.



Implementação de acesso à intranet em todas as estações o que permitirá à Equipa de Operações não só efetuar o registo de eventos, atividades ou ocorrências na própria estação, mas também ter acesso remoto aos dados do SCADA de outras estações, permitindo maior racionalização na utilização dos meios disponíveis.

III Monitorização e Sensorização de Ativos

800 000 €



Este projeto tem como objetivo aumentar a quantidade de variáveis monitorizadas automaticamente e com acesso remoto, melhorando a gestão e controlo dos ativos. Este projeto permitirá desenvolver as condições em que é efetuada a gestão dos ativos técnicos ao fomentar uma atuação proactiva (preditiva), através de análise de desempenho baseada na série de dados e na monitorização da condição de cada um dos ativos.

## MELHORIA OPERACIONAL

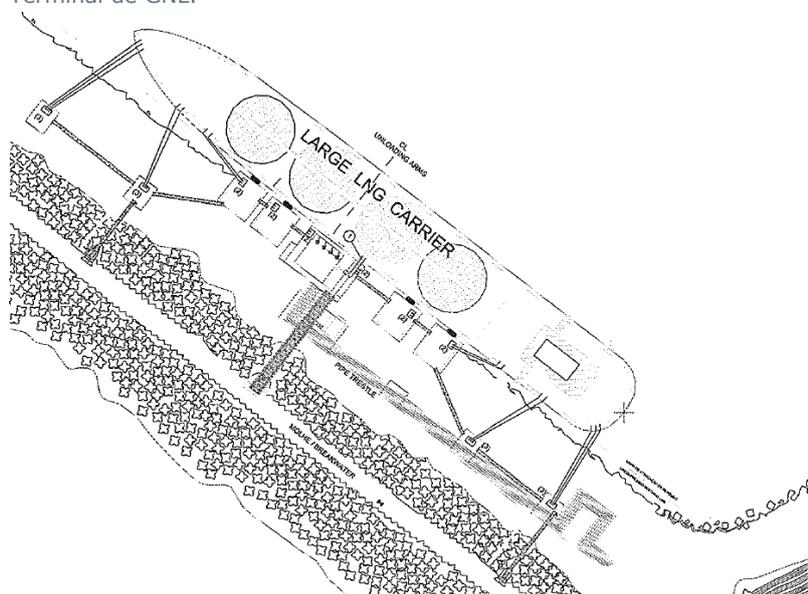
### TERMINAL DE GNL DE SINES

#### CAIS DE ACOSTAGEM:

#### Construção de dois novos pontos de amarração

2 000 000 €

Projeto tem como objetivo a construção de dois novos pontos de amarração. O sistema de amarração destina-se a evitar que o navio se afaste do cais durante sua estadia, resistindo às forças do vento, corrente, ondulação, marés e diferenças de calado. O Cais de Acostagem existente pode receber navios até 300 metros de comprimento e contém, para além da plataforma principal e defensas, quatro Duques d'Alba com cabeços de amarração. Para determinadas geometrias de navios, nomeadamente algumas das utilizadas em novas construções, a distância e ângulo relativo dos cabos lançantes não são os ideais para uma amarração eficiente. É proposta a construção de dois novos pontos de amarração (inclui obra marítima) que permitam evitar futuras restrições à receção de navios por parte do Terminal de GNL.



De notar que o atual nível de utilização do Terminal de GNL, instalação atualmente responsável pela importação, durante longos períodos, de 100% do Gás Natural consumido em Portugal, e do seu cais de acostagem, com cerca de 6 navios por mês, tem acentuado a exigência de disponibilidade desta infraestrutura, em particular no que se refere à capacidade para receber navios com condições de mar difíceis.

Simultaneamente tem-se verificado que as referidas condições de mar difícil, mar com vaga com períodos próximos de 20 segundos, têm sido cada vez mais frequentes, a título de exemplo, no passado mês de fevereiro de 2019 verificou-se a necessidade de dois dos navios interromperem as suas operações de descarga, situação que no passado era muito pouco frequente.

O projeto de construção de novos pontos de amarração será um contributo fundamental para assegurar a estabilidade dos navios, quando se encontrem ao cais, incrementando assim a segurança de todas as operações com navios. Simultaneamente, este incremento de segurança, permitirá receber ou manter navios ao cais em condições de mar mais exigentes o que contribuirá para uma adicional disponibilidade do cais de acostagem e do Terminal de GNL em Geral.

**MELHORIA OPERACIONAL****REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL*****UPGRADE DE INSTALAÇÕES E EQUIPAMENTOS:*****Prevenção – intrusão, vandalismo e movimentos de terras 180 000 €**

Projeto tem como objetivo a instalação de um sistema que aproveita a fibra ótica existente para detetar eventuais interferências com o gasoduto através da atenuação de sinal e com recurso a consolas dedicadas a instalar nas estações, permitindo assim um diagnóstico precoce de situações de interferências de terceiros ou movimentos de terras

**Sistemas de deteção sísmica em gasodutos 60 000 €**

Projeto tem como objetivo a instalação de detetores sísmicos (sismógrafos) em localizações-chave do gasoduto

**Monitorização do Ponto de Orvalho 180 000 €**

Projeto tem como objetivo a instalação de analisadores do ponto de orvalho nas Estações GRMS 02509 e GRMS 07009 de modo a permitir não só um maior controlo sobre o teor de humidade e condensados do Gás Natural mas também a determinação da sua origem.

**Proteção de gasodutos contra correntes induzidas 250 000 €**

O projeto tem como objetivo mitigar o efeito deste tipo de correntes ao instalar sistemas (“drenos”) que permitam descarregar a componente alterna no potencial do gasoduto. As correntes induzidas são provenientes da exposição do gasoduto a campos eletromagnéticos tipicamente criados pela proximidade a uma linha de transporte ou de distribuição de eletricidade. Estas correntes irão ser escoadas em zonas em que o revestimento não garanta um isolamento eficaz criando pontos de fuga suscetíveis de favorecer a oxidação do ferro (corrosão).

***INSTRUMENTAÇÃO, EQUIPAMENTOS, FERRAMENTAS, PEÇAS E MATERIAIS:*****Substituição de EMMs do Laboratório Móvel 100 000 €**

Projeto tem como objetivo a renovação e upgrade de equipamentos no laboratório móvel aumentando a sua capacidade de aferição.

**Equipamento de emergência e de primeira intervenção 50 000 €**

Projeto tem como objetivo renovar os meios necessários para resposta a emergência mantendo a operacionalidade das equipas no terreno.

## MELHORIA OPERACIONAL

### ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

#### *UPGRADE DE INSTALAÇÕES E EQUIPAMENTOS:*

**Monitorização de vedação nos compressores** **100 000 €**

Projeto tem como objetivo a instalação de um sistema monitorização para os buçins de vedação dos compressores de alta pressão tendo em vista a eliminação de perdas de gás.

**Correção do Factor de Potência** **150 000 €**

Projeto tem como objetivo a instalação de baterias de condensadores com o objetivo de corrigir o fator de potência e a energia induzida injetada na rede bem como a consequente redução de custos.

#### *UTILIDADES:*

**Furo de captação de água industrial** **80 000 €**

Projeto tem como objetivo a execução de um sistema de captação de água industrial criando redundância ao sistema existente.

## ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR

### ENQUADRAMENTO

Projetos cujo objetivo é dar cumprimento ao estipulado na legislação e regulamentação do sector, nomeadamente os seguintes:

- Portaria n.º 137/2011, de 5 de abril (Regulamento do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito)
- Portaria n.º 142/2011, de 6 de abril (Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural).
- Portaria n.º 181/2012, de 8 de junho (Regulamento de Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural em Formações Salinas Naturais)
- Decreto-Lei nº 236/2003, de 30 de setembro (regras de proteção dos trabalhadores contra os riscos de exposição a atmosferas explosivas)
- Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados aprovado pela ERSE
- Acordos internacionais de troca de gás e com a concessionária do porto de Sines

Data objetivo: 2020-2024

### CALENDARIZAÇÃO PROVISÓRIA DOS INVESTIMENTOS:

<i>Blocos de Projetos Incluídos na Adequação Regulamentar</i>	2020	2021	2022	2023	2024	CAPEX 2020-2024 [M€]
TGNL   Gestão de Integridade de Infraestruturas	0,130	0,280	0,080	0,630	0,605	1,725
Sistema de Água do Mar	1,300	-	-	-	-	1,300
Gás Transfronteiriço	0,600	0,300	-	-	-	0,900
RNTGN   Equipamentos de Medição e Leitura	-	-	-	0,275	0,275	0,550
AS   Gestão de integridade de Infraestruturas	-	-	-	0,375	-	0,375
Diretiva ATEX	0,200	-	-	-	-	0,200
AS   Equipamentos de Medição e Leitura	0,050	-	-	-	-	0,050

## ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR

### REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

#### *GESTÃO DE INTEGRIDADE:*

#### **Monitorização em linha (Pipeline Intelligent Gauge) 650 000 €**

Monitorização em linha (deteção de corrosão externa e interna e de outros defeitos de material ou construção)

Linhas a inspecionar em 2023:	1000	Setúbal-A. Serra
(total: 193 kms)	12000	Sines-Setúbal
Linhas a inspecionar em 2024:	1018	C.T.Carreg-C.C.C. TER
(total: 291 kms)	2512	Carrigo-Leirosa
	10001	Monforte-Guarda
	13000	Mangualde-Celorico
	13001	Guarda-Celorico

#### **Caracterização e reparação de defeitos 425 000 €**

Caracterização e priorização das indicações no terreno.

Programas de escavações e investigação que resultam da análise técnica efetuada aos resultados das inspeções em linha e dos estudos de indicador de estado de revestimento.

#### **Estudo do estado do revestimento 160 000 €**

Métodos de avaliação direta também com capacidade de deteção de possível corrosão, da sua aglomeração e do estado do revestimento do gasoduto

Linhas a inspecionar em 2023:	2004/06	P. Coel.-Montemor
(total: 155 kms)	2500	Bidoeira-Ameal
	12000	Sines-Setúbal
	12221	Mitrena-PTL Setúbal
	12601	Chaparral-Ref. Sines
	12602	Chaparral-Repsol
	12603	Chaparral-Ref. Sines II
Linhas a inspecionar em 2024:	4000	Gondomar-Famalicão
(total: 174 kms)	4121	Quereledo-Perafita
	5000/01	Famalicão-Valença

5002	S. Cosme-Braga
5151	Cachada-V. Castelo
5152	V. Castelo-V. Castelo

**Avaliação das classes de localização**

**290 000 €**

De acordo com o artigo 63.º da Portaria n.º 142/2011, torna-se necessário a realização de um estudo abrangente por forma a identificar alterações da densidade populacional na proximidade do gasoduto relativamente ao projeto inicial bem como o seu impacto na classe de localização e consequentemente nas as especificações de cálculo e construção. Este projeto tem como objetivo fazer o mapeamento da densidade habitacional dentro das faixas sob regulamentação referindo-se não apenas ao número de edifícios habitáveis, mas também à sua tipologia, ocupação e especificidade.

**Deteção e localização de fugas**

**200 000 €**

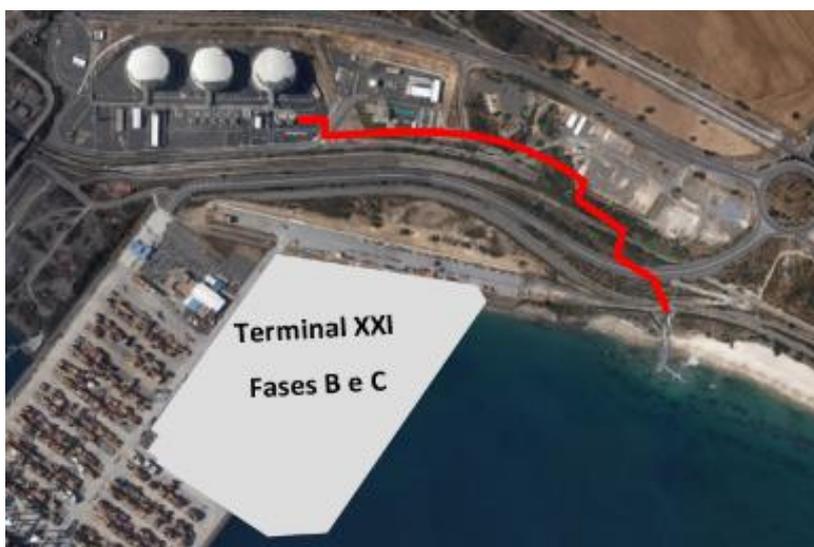
Campanha extraordinária para deteção e reparação de fugas que será complementar às inspeções programadas em curso.

## ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR

## TERMINAL GNL DE SINES

*SISTEMA DE ÁGUA DO MAR:***Extensão e Reforço do Canal Rejeição de Água****1 300 000 €**

Este projeto tem como objetivo a extensão, prolongamento e reforço do canal de rejeição de água do mar do Terminal de GNL.



O desenvolvimento do Terminal de Contentores de Sines implica a ampliação da sua plataforma ferroviária e respetiva ligação ao ramal ferroviário do porto de Sines o que obriga à alteração e reforço do canal de rejeição de água que atravessa esta zona.

A Transgás Atlântico (empresa promotora do projeto inicial de construção do Terminal de GNL), assumiu perante a concessionária do espaço (APS – Administração do Porto de Sines) que seria o operador do Terminal de GNL a suportar os custos da alteração no canal de rejeição de água caso esta fosse necessária para a expansão do Terminal de Contentores (Terminal XXI), desonerando assim o SNGN enquanto tal necessidade não fosse concretizada, necessidade essa que agora se veio a materializar.

*DIRETIVA ATEX:***Zona de Processo - Adequação de tomadas e equipamentos****200 000 €**

Pretende-se com este projeto a criação de uma rede elétrica de baixa tensão que permita apoiar a operação e manutenção do Terminal conforme com a regulamentação ATEX. As Diretivas 94/9/CE e 99/92/CE (regulamentação ATEX) são aplicáveis aos aparelhos e sistemas de proteção destinados a serem utilizados em atmosferas potencialmente explosivas e às prescrições mínimas destinadas a promover a proteção dos trabalhadores expostos a riscos derivados de atmosferas explosivas.

**ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR****REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL*****GÁS TRANSFRONTEIRIÇO:*****Readaptação e Automatização de Estações Fronteira****900 000 €**

Este projeto tem como objetivo adequar as estações fronteira da RNTGN, CTS 07000 (Campo Maior) e CTS 06000 (Valença do Minho), a exportação de Gás Natural para Espanha.



Esta intervenção abrange a bidirecionalidade de válvulas e reguladores, a automatização de regimes de funcionamento e a capacidade de odorização.

Pela primeira vez, em 22 anos de operação, o SNGN exportou GN para Espanha. Este modo de operação teve início no dia 10 de janeiro de 2019 e contabilizava até ao fecho do mesmo mês cerca de 234 GWh coincidindo com uma forte utilização do Terminal de GNL de Sines. A odorização do GN em Portugal é garantida apenas nos pontos de entrega à Rede de Distribuição, sendo que o GN na RNTGN proveniente do Terminal de GNL de Sines não contém qualquer tipo de odorização, ao contrário da rede espanhola em que existe odorização no GN transportado. No sentido de dar sequência aos acordos transfronteiriços de troca de GN, torna-se necessário proceder a diversas alterações e 'upgrades' em ambas as estações fronteira, CTS 06000 (Valença do Minho) e CTS 07000 (Campo Maior), não só relativa aos sistemas de odorização, mas também no que respeita à automatização e medição.

***EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO E LEITURA:*****Recondicionamento de Unidades de Medida****550 000 €**

Calibração e aferição dos contadores de Gás Natural conforme programa de calibrações.

## ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR

### ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

#### *GESTÃO DE INTEGRIDADE:*

**Monitorização tubagens verticais ('Casing Log') 375 000 €**

Monitorização de condição das tubagens verticais dos poços (prevista na Portaria n.º 181/2012)

#### *EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO E LEITURA:*

**Medição de condensados 50 000 €**

Instalação de analisadores de condensados por forma a dar cumprimento aos parâmetros de monitorização de qualidade de serviço.

## GESTÃO DE ATIVOS EM FIM DE VIDA ÚTIL

### ENQUADRAMENTO

Estas intervenções procuram, face ao conhecimento atual, as melhores e mais eficientes soluções privilegiando os projetos de extensão de vida útil em detrimento da substituição de equipamentos. No caso de alguns tipos de equipamentos, e.g. sistemas elétricos e eletrónicos, o grau de obsolescência não permite, na maioria dos casos, a extensão da sua vida útil pelo que diversos equipamentos terão de ser substituídos de modo a garantir a continuidade da segurança e operacionalidade das instalações da RNTIAT.

Verificando-se a absoluta necessidade de intervir nas várias instalações para manter os níveis de segurança e disponibilidade, prevenindo a obsolescência e degradação, foram realizadas análises multicritério às diferentes soluções que, face ao conhecimento atual, identificaram os projetos abaixo descritos como a opção mais eficiente, em comparação com a remodelação da quase totalidade dos equipamentos/sistemas existentes.

Data objetivo: 2020-2024

#### CALENDARIZAÇÃO PROVISÓRIA DOS INVESTIMENTOS:

<i>Blocos de Projetos Incluídos na Gestão de Fim de Vida Útil</i>	<i>2020</i>	<i>2021</i>	<i>2022</i>	<i>2023</i>	<i>2024</i>	<i>CAPEX 2020- 2024 [M€]</i>
RNTGN   Upgrade e Adequação	0,100	0,300	-	1,700	1,700	3,800
TGNL   Upgrade e Adequação	-	-	-	0,500	0,500	1,000
RNTGN   Eletricidade e Instrumentação	-	-	-	0,805	0,625	1,430
AS   Upgrade e Adequação	0,050	-	-	0,325	0,325	0,700
Medição e Analisadores	0,070	-	-	0,075	0,055	0,200
Recondicionamento de Equipamentos	0,500	0,150	-	-	-	0,650
Sistemas de Segurança	-	-	0,075	-	-	0,075
Outros	-	-	-	0,075	0,075	0,150
Monitorização	0,050	0,000	0,000	0,000	0,000	0,050

## GESTÃO DE ATIVOS EM FIM DE VIDA ÚTIL

### REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

#### *PROGRAMAS DE GESTÃO DE ATIVOS:*

A maior parte da infraestrutura da RNTGN foi colocada em serviço durante o ano de 1997, no final do ano de 2018, a idade média dos gasodutos era de 19 anos e cerca de 50% da infraestrutura de transporte apresentava mais de 20 anos de operação contínua. Embora o gasoduto tenha um período de vida útil razoavelmente alto, o mesmo não acontece com os equipamentos das estações e dos pontos de entrega, nomeadamente equipamento elétricos, sistemas de aquecimento, de odorização, etc.

Os programas de Gestão de Ativos têm como objetivo prevenir que a obsolescência e degradação destes equipamentos impeçam a sua operação com os níveis adequados de segurança e qualidade de serviço.

#### **Upgrade e Adequação**

**3 800 000 €**

No exercício de PDIRGN anterior, foi feita uma avaliação dos ativos da qual resultou um conjunto de programas de renovação ou prolongamento de vida útil para tipos de ativos específicos, conforme descrito no capítulo 4. Face à reavaliação do estado atual destes ativos e à previsão de evolução do seu Índice de Estado (IE) foi proposta a extensão de alguns destes programas.

Equipamentos e Sistemas Auxiliares	→ Extensão do Programa	1 200 000 €
Tratamento anticorrosivo	→ Extensão do Programa	200 000 €

O projeto de reforço de integridade do gasoduto tem como objetivo adequar o nível de proteção deste ao resultado dos estudos de alteração das classes de localização em consequência do aumento do número de edifícios na sua zona de influência bem como a necessidade de intervenções em carga para substituir troços de tubo que não possam ser substituídos de outro modo.

Reforço Integridade Gasoduto	→ Remodelação / Beneficiação	2 000 000 €
Melhoramentos necessários quer ao nível de construção civil, mecânica ou outra.		
Sistemas de regulação	→ Beneficiação / Extensão de Vida Útil	200 000 €
ICJCT Pombal e Palmela	→ Beneficiação / Extensão de Vida Útil	200 000 €

#### **Eletricidade e Instrumentação**

**1 430 000 €**

Os equipamentos elétricos, sistemas de controlo e instrumentação têm períodos de vida útil expetável mais curtos. Os projetos abaixo indicados referem-se à manutenção dos programas de substituição em fim de vida útil já iniciados.

Substituição das UPS 24/48VDC por fim de vida útil	→ Extensão do Programa	400 000 €
Substituição das UPS 400VAC	→ Extensão do Programa	400 000 €
Substituição de CPUs de RTUs >15 anos	→ Extensão do Programa	155 000€
Substituição das baterias	→ Extensão do Programa	100 000€
Substituição dos PTs das estações	→ Extensão do Programa	375 000€

#### **Medição e Analizadores**

**200 000 €**

Manutenção dos programas de substituição em fim de vida útil já iniciados.

Substituição de turbinas → Extensão do Programa 130 000 €

Substituição cromatógrafo GRMS 03659 → Substituição 70 000 €

**Outros 150 000 €**

Substituição de bombas de THT → Extensão do Programa

**GESTÃO DE ATIVOS EM FIM DE VIDA ÚTIL****TERMINAL GNL DE SINES*****PROGRAMAS DE GESTÃO DE ATIVOS:***

O Terminal de GNL entrou em serviço em 2004 tendo sofrido obras para expansão da sua capacidade de emissão e armazenamento. O facto de estar inserido numa zona marítima e industrial cria condições permanentes de elevada corrosividade atmosférica e de desgaste acelerado nas estruturas e equipamentos.

Verificando-se a absoluta necessidade de continuar a intervir na instalação para manter os níveis de segurança e disponibilidade, foram analisadas as diferentes soluções que, face ao conhecimento atual, identificaram os projetos abaixo descritos como a opção mais eficiente, em comparação com a remodelação da quase totalidade dos equipamentos/sistemas existentes.

**Upgrade e Adequação****1 000 000 €**

No exercício de PDIRGN anterior, foi feita uma avaliação dos ativos da qual resultou um conjunto de programas de renovação ou prolongamento de vida útil para tipos de ativos específicos, conforme descrito no capítulo 4. Face à reavaliação do estado atual destes ativos e à previsão de evolução do seu Índice de Estado (IE) foi proposta a extensão de alguns destes programas.

Equipamentos e Sistemas Auxiliares → Extensão do Programa 1 000 000 €

**Recondicionamento de Equipamentos****650 000 €**

Melhoramentos identificados em equipamentos específicos.

Perlite nos Tanques de Armazenamento → Remodelação / Beneficiação 350 000 €

Pó Químico - substituição de garrafas → Substituição 150 000 €

Recondicionamento da Flare → Remodelação / Beneficiação 150 000 €

**Monitorização****50 000 €**

Adução dos vaporizadores de GNL → Programa de monitorização 50 000 €

## GESTÃO DE ATIVOS EM FIM DE VIDA ÚTIL

### ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

#### *PROGRAMAS DE GESTÃO DE ATIVOS:*

As instalações do Armazenamento Subterrâneo entraram em funcionamento em novembro de 2004, ou seja, há cerca de 15 anos. Estas instalações situam-se junto a uma instalação de processamento de sal o que implica a a exposição a uma atmosfera altamente agressiva dos seus Ativos de superfície.

Os programas de Gestão de Ativos têm como objetivo prevenir que a obsolescência e degradação destes equipamentos impeçam a sua operação com os níveis adequados de segurança e qualidade de serviço, procurando, face ao conhecimento atual, as melhores e mais eficientes soluções privilegiando os projetos de extensão de vida útil em detrimento da substituição de equipamentos nomeadamente através de ações de beneficiação como foi o caso das intervenções no grupos moto-compressores, edifícios e em diversos sistemas auxiliares. A substituição do Ativo torna-se por vezes indispensável sob ponto de vista técnico no caso de analisadores, sistemas de instrumentação e controlo, sistemas de segurança e de alguns equipamentos auxiliares.

#### **Upgrade e Adequação**

**700 000 €**

No exercício de PDIRGN anterior, foi feita uma avaliação dos ativos da da qual resultou um conjunto de programas de renovação ou prolongamento de vida útil para tipos de ativos específicos, conforme descrito no capítulo 4. Face à reavaliação do estado atual destes ativos e à previsão de evolução do seu Índice de Estado (IE) foi proposta a extensão de alguns destes programas.

Equipamentos e Sistemas Auxiliares	→ Extensão do Programa	500 000 €
Instrumentação (local e transmissores)	→ Extensão do Programa	100 000 €
Tratamento anticorrosivo	→ Extensão do Programa	50 000 €
Computadores de caudal e ISS guard	→ Substituição	50 000 €
<b>Sistemas de Segurança</b>		<b>50 000 €</b>
Válvula SSSV	→ Beneficiação	50 000 €

**GESTÃO TÉCNICA GLOBAL*****REDE DE TELECOMUNICAÇÕES DE SEGURANÇA*****1,599 M€**

Projeto que tem como objetivo assegurar as condições adequadas à operação da RNTIAT e gestão técnica global do SNGN ao nível da RTS, no sentido da obtenção de níveis adequados de segurança no abastecimento de energia e de qualidade do serviço prestado.

Prevê-se a realização de investimentos na **Rede de Transmissão DWDM** (rede de transmissão por fibra ótica destinada a assegurar a ligação de longa distancia entre os diversos anéis que constituem a rede IP/MPLS da Gasodutos e os centros de Despacho de Bucelas e Pombal e securização das comunicações desta rede) e em **Fibras Óticas** (substituição dos painéis e conectores dos cabos de fibra ótica do tipo FC/PC com cerca de 20 anos de exploração, por terminais E2000/APC de tecnologia mais recente, com melhor desempenho ótico).

***GESTÃO DO SISTEMA E OPERAÇÃO DA REDE*****2,769 M€**

Projeto que tem como finalidade a atualização e desenvolvimento dos sistemas informáticos subjacentes à atividade de gestão técnica global, salientando-se a atualização do *portal @IGN*, na sua estrutura de apresentação da informação, pretendendo-se responder às necessidades dos agentes de mercado e operadores de rede de distribuição e também garantir a continuidade do serviço de uma forma segura e sustentada.

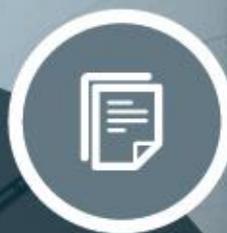
No horizonte 2020-2024, prevê-se a necessidade de atualizar os sistemas SCADA e ATR, de forma a melhorar a eficiência dos processos e proporcionar a disponibilização de informação em tempo real, nos sistemas a jusante, incluindo informação ao mercado. Prevê-se ainda desenvolvimentos na automatização de processos, quer os internos, quer com agentes de mercado e operadores de redes de distribuição.

***ATUALIZAÇÃO DO CENTRO DE DESPACHO*****0,590 M€**

Projeto que tem como objetivo a substituição do equipamento tecnológico do Centro de Despacho Principal de Bucelas, adequando aspetos de segurança em paralelo com uma reformulação arquitetónica do espaço, atendendo a critérios de higiene e saúde no trabalho, de ergonomia dos postos de trabalho, ambientais e de climatização para o funcionamento dos equipamentos afetos ao Centro de Despacho, beneficiando assim de uma necessária diminuição do ruído provocado pelos equipamentos que se encontram na sala do Centro de Despacho e em salas adjacentes.

Prevê-se uma intervenção ao nível da sala do Centro de Despacho na mesma data de atualização do sistema SCADA e Videowall (incluindo a substituição dos equipamentos dos servidores, workstations), de equipamentos de rede (nos seus componentes de hardware, alojamento, rede – cablagem, e segurança) e ainda de acesso físico aos servidores SCADA e SIGO (Sistema de Informação de Gestão Operacional).

***INVESTIMENTO NA GESTÃO TÉCNICA GLOBAL*****CAPEX 2020-2024:****4,958 M€**



7

## ANEXOS

ANEXO 6

Nota Técnica justificativa da não realização de  
AAE do PDIRGN 2020-2029

REN 

# RENIX

**U. PORTO**  
FEUP FACULDADE DE ENGENHARIA  
UNIVERSIDADE DO PORTO



# PDIRGN

2020-24(29)

Avaliação Ambiental Estratégica

Nota Técnica justificativa  
da não realização da AAE

Julho de 2019



## Ficha Técnica

Coordenação:  
Equipa Técnica

Cecília Rocha  
Luísa Mendes Batista  
Filipe Cruz

Equipa Técnica

António Pitarma  
Francisco Parada  
Henrique Leite  
Maria Rita Silva  
Patrícia Neto  
Pedro Fernandes  
Rui Marmota



## Índice

Ficha Técnica.....	iii
Índice de Figuras.....	vi
Índice de Quadros.....	vi
Siglas e Acrónimos.....	vii
<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
<b>2 AVALIAÇÃO AMBIENTAL ANTERIOR.....</b>	<b>3</b>
2.1 Introdução.....	3
2.2 Avaliação Ambiental do PDIRGN 2014-2023.....	4
2.3 Declaração ambiental do PDIRGN 2014-2023.....	7
2.4 Avaliação Ambiental do PDIRGN 2018-2027.....	8
2.5 Consultas sobre a Nota Técnica do PDIRGN 2018-2027.....	9
<b>3 EVOLUÇÃO EM RELAÇÃO A PLANOS ANTERIORES E RESPECTIVO SEGUIMENTO E MONITORIZAÇÃO.....</b>	<b>15</b>
3.1 Introdução.....	15
3.2 Evolução em relação a Planos anteriores.....	15
3.2.1 Introdução.....	15
3.2.2 Quadro de Governação.....	16
3.2.3 Quadro de Referência Estratégico.....	19
3.2.4 Questões Estratégicas.....	21
3.2.5 Questões Ambientais e de Sustentabilidade.....	22
3.3 Seguimento e Monitorização.....	23
3.3.1 Enquadramento.....	23
3.3.2 Seguimento.....	24
3.3.3 Monitorização.....	28
<b>4 DESCRIÇÃO DO PLANO ATUAL: PDIRGN 2020-2024 (2029).....</b>	<b>34</b>
<b>5 CONSULTA ÀS ENTIDADES COM RESPONSABILIDADES AMBIENTAIS ESPECÍFICAS.....</b>	<b>38</b>
<b>6 CONCLUSÃO.....</b>	<b>41</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>43</b>

## Índice de Figuras

Figura 1 - Projetos previstos na expansão da RNTIAT do PDIRGN 2014-2023 (REN-Gasodutos, S.A.; Ecobase; IST, 2014) .....	5
Figura 2 - Mapa da RNTIAT, no ano de 2013 (existente aquando da elaboração do PDIRGN 2014-2023). Fonte: REN, S.A. ....	11
Figura 3 - Mapas da RNTIAT, no ano de 2019 (existente aquando da elaboração do PDIRGN 2020-2024 (2029). Fonte: REN, S.A. ....	12
Figura 4 - Projetos Complementares previstos no PDIRGN 2020-2024 (2029) (REN - Gasodutos,S.A.) .....	37

## Índice de Quadros

Quadro 1 - Quadro de governação associado à Avaliação Ambiental Estratégica do PDIRGN 2014-2023 .....	16
Quadro 2 - Políticas, Planos e Programas com objetivos e metas relevantes para o QRE do PDIRGN 2014-2023 .....	20
Quadro 3 - Alinhamento do PDIRGN 2014-2023 com as tendências críticas identificadas .....	22
Quadro 4 - Sistematização das diretrizes de Planeamento e Gestão .....	24
Quadro 5 - Resumo da avaliação dos indicadores de monitorização do PDIRGN 2014-2022: FCD1 .....	29
Quadro 6 - Resumo da avaliação dos indicadores de monitorização do PDIRGN 2014-2022: FCD2 .....	30
Quadro 7 - Resumo da avaliação dos indicadores de monitorização do PDIRGN 2014-2022: FCD3 .....	31

## Siglas e Acrónimos

AA	Avaliação Ambiental
AAE	Avaliação Ambiental Estratégica
ACER	<i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i>
AIA	Avaliação de Impacte Ambiental
CCDR	Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional
DA	Declaração Ambiental
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DL	Decreto-Lei
ENAAC	Estratégia Nacional de Adaptação às Alterações Climáticas
ENTSO-G	<i>European Network of Transmission System Operators for Gas</i>
ERAE	Entidades com Responsabilidades Ambientais Específicas
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FA	Fatores Ambientais
FCD	Fator Crítico para a Decisão
FER	Fontes de energia renovável
GEE	Gases com Efeito de Estufa
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito
PDIRGN	Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT
ORD	Operador da Rede de Distribuição
ORT	Operador da Rede de Transporte
QAS	Questões Ambientais e de Sustentabilidade
QE	Questões Estratégicas
QRE	Quadro de Referência Estratégico
RA	Relatório Ambiental
RMSA	Relatórios de Monitorização de Segurança e Abastecimento
RNDGN	Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural
RNT	Resumo Não Técnico
RNTGN	Rede Nacional de Transporte de Gás Natural
RNTIAT	Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL
SE	Serviços dos Ecossistemas
SGRI	<i>South Gas Regional Initiative</i>
SNGN	Sistema Nacional de Gás Natural



## 1 INTRODUÇÃO

O presente documento refere-se à *Nota Técnica justificativa da não realização da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) do PDIRGN - Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais (RNTIAT) de Gás Natural Liquefeito (GNL) para o período 2020-2024 (2029).*

O PDIRGN é um instrumento de planeamento da rede de transporte consagrado na lei. Este plano, no qual se apresentam os projetos da RNTIAT para o próximo decénio (2020-2029), procura garantir a compatibilização com o plano decenal europeu (TYNDP - Plano Decenal de Desenvolvimento das Redes Europeias, elaborado pelo ENTSO-G), com a rede de transporte de gás natural de Espanha e com a Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural (RNDGN), e é elaborado pelo operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN) nos anos ímpares, de acordo com o procedimento previsto no Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.

De acordo com o contexto legal vigente (Decreto-Lei n.º 232/2007 de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011 de 4 de maio), “...*competem à entidade responsável pela elaboração do plano ou programa averiguar se o mesmo se encontra sujeito a avaliação ambiental...*”, salientando-se que “...*a decisão de qualificação ou de não qualificação ..., incluindo a respectiva fundamentação, deve ser disponibilizada ao público pela entidade responsável pela elaboração do plano ou programa através da sua colocação na respectiva página da Internet...*”.

Em situação corrente, planos da natureza do PDIRGN 2020-2024 (2029) estão sujeitos a Avaliação Ambiental, uma vez que se enquadram, pelo menos, numa das seguintes alíneas do artigo 3º:

- a) **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);
- b) *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 10º 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;*
- c) 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 entanto, o mesmo diploma legal e no artigo 3º citado no parágrafo anterior, refere-se ainda que:

- *Competem 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 objecto 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 que se enquadra a presente *Nota Técnica justificativa da não realização da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE)* do PDIRGN - Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais (RNTIAT) de Gás Natural Liquefeito (GNL) para o período 2020 - 2024 (2029).

O primeiro argumento a sustentar esta pretensão por parte da REN, enquanto entidade responsável pela elaboração do plano, prende-se com a questão factual da existência de edições anteriores do PDIRGN já sujeitas aos correspondentes exercícios de avaliação ambiental, sendo certo que parte integrante desses planos correspondem às estratégias que compõem o presente PDIRGN e, portanto, já foram avaliadas, conforme legalmente se requiere. Esta permanência das estratégias, que atravessam vários planos subsequentes, decorre da circunstância dos planos se realizarem de dois em dois anos, abrangendo-se, em cada um deles, sucessivos períodos de dez anos que se sobrepõem temporalmente. Ora, se atendermos a que a RNTIAT se trata de um conjunto de infraestruturas na qual os investimentos propostos respondem a tendências que se desenvolvem no médio e longo prazo tal como, aliás, a sua evolução e a concretização dos investimentos, o requisito geral e abstrato de requerer uma avaliação ambiental formal destes planos resulta fácil e inevitavelmente na redundância desses exercícios.

Acresce ainda que, como se evidenciará neste documento, o Quadro de Referência Estratégica (QRE), o Quadro de Governação (QG), as Questões Estratégicas (QE) e as Questões de Ambiente e Sustentabilidade (QAS) do PDIRGN 2020-2024 (2029) não tiveram alterações significativas relativamente ao do período de avaliação anterior (2014-2023).

No que respeita ao enquadramento relevante para o sector, tanto em termos nacionais como internacionais, estão previstas algumas alterações que poderão ter reflexo na definição de estratégias e objetivos nacionais e transfronteiriços. Adicionalmente, para o exercício de avaliação ambiental de planos, também existe a expectativa de alguma evolução que consubstancia potenciais impactos nas orientações a seguir. Assim, considera-se que a realização de um novo exercício de avaliação ambiental para a presente edição do Plano será prematura, impossibilitando, até que se vertam as necessárias reflexões e diretrizes associadas ao novo QRE que se avizinha.

É importante referir que, em relação a possíveis investimentos elencados neste PDIRGN para o segundo quinquénio do período a que reporta, ainda existirão mais duas edições do Plano onde a necessidade de realização destes investimentos será reavaliada. A aprovação dos referidos investimentos será suportada pela devida avaliação ambiental, já no contexto do QRE, QG e QE que se avizinha, pelo que se pode admitir que fazê-lo no âmbito da presente edição do Plano é prematuro e desajustado.

**Em linha com o anteriormente exposto, considera-se que, uma vez eliminada a incerteza em relação aos enquadramentos nacional e internacional para o setor da energia (nomeadamente com a estabilização do quadro legal associado ao RNBC2050, ao PNEC2030, ao PNI2030 e ao Pacote Energia-Clima da EU) e aos resultados dos projetos entretanto realizados, se deverá analisar a necessidade de avaliação ambiental numa das próximas edições do PDIRGN.**

## 2 AVALIAÇÃO AMBIENTAL ANTERIOR

### 2.1 Introdução

No decurso da elaboração de anteriores versões do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte e Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de Gás Natural Liquefeito (RNTIAT), em particular a que se reporta ao período 2014 - 2023 (PDIRGN 2014-2023), foi elaborada a Avaliação Ambiental (AA) do respetivo Plano, aliás a primeira AA da RNTIAT. Entendeu-se, nessa altura, que a AA constituiria um documento relevante para a definição e implementação do plano, para a sistematização das responsabilidades institucionais e que representaria um importante contributo para a redução dos riscos e o reforço das oportunidades que o PDIRGN 2014-2023 poderia trazer a longo prazo.

A AA do **PDIRGN 2014-2023** seguiu todas as formalidades previstas na legislação em vigor, nomeadamente no que respeita à:

- elaboração do Relatório de Fatores Críticos para a Decisão (FCD) e respetiva Consulta Pública (CP) das Entidades com Responsabilidades Ambientais Específicas (ERAE);
- elaboração e revisão do Relatório Ambiental (RA) e respetivo Resumo Não Técnico (RNT);
- realização de uma Consulta Institucional e de uma Consulta Pública e;
- preparação e publicação da Declaração Ambiental (DA).

No caso do **PDIRGN 2018-2027**, e uma vez que as intervenções e estratégias propostas não apresentavam nenhum aspeto inovador em relação ao PDIRGN 2014-2023, já objeto de AAE, o operador optou pela elaboração e submissão de um documento que fundamentasse a não realização da Avaliação Ambiental Estratégica.

Encontram-se publicados no sítio da internet da REN (<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/Paginas/AvaliacaoAmbientalEstrategica.aspx>) os seguintes documentos relativos à Avaliação Ambiental Estratégica do

#### Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT (2014 - 2023):

- Relatório Ambiental (RA);
- Resumo Não Técnico (RNT);
- Declaração Ambiental (DA).

#### Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT (2018 - 2027):

- Relatório de Não Sujeição AAE do PDIRGN 2018-2027;

Refere-se ainda que o RA incorporou as sugestões e pareceres das autoridades consultadas em Espanha, designadamente o parecer do governo de Espanha, *Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural*, o qual concluiu que não é previsível que o plano tenha efeitos ambientais transfronteiriços significativos em Espanha, que sejam relevantes ao nível de planeamento.

## 2.2 Avaliação Ambiental do PDIRGN 2014-2023

A AA realizada sobre o PDIRGN 2014-2023 procurou avaliar as oportunidades, os riscos e os efeitos no ambiente que decorrem da concretização do plano. Em concreto, esta AA identificou os aspetos potencialmente valorizadores do ambiente e os que deverão ser acautelados por comportarem algum potencial de gerarem efeitos negativos, considerando não só nas ações de implementação do plano, como em posteriores ciclos de planeamento e nas ações de gestão e monitorização do plano, assim como o sistema de governação associado às diferentes responsabilidades institucionais.

O exercício de avaliação ambiental desenvolvido para o PDIRGN 2014-2023 englobou *dois níveis de avaliação* distintos dada a natureza das estratégias de expansão e de intervenção que se pretendiam analisar:

- **Nível 1: estratégico;**
- **Nível 2: associado a projetos mais específicos, recorrendo a uma metodologia de tipo Avaliação de Impacte Ambiental.**

O **nível estratégico** foi, então, associado à globalidade da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT), representada na Figura 1, enquanto sistema de suporte ao Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), no qual se procurou incorporar um nível de decisão superior e se avaliaram, de forma integrada, as estratégias de expansão e consolidação da rede, que contemplavam:

- (1) Expansão da capacidade de transporte do gasoduto principal Sines-Leiria com a construção da estação de compressão (EC) do Carregado;
- (2) Desenvolvimento da capacidade de Armazenamento Subterrâneo (AS) do Carriço através do reforço e otimização da Estação de Gás existente e da construção de novas cavernas;
- (4) Construção da ligação entre Celorico da Beira e Vale de Frades, denominada de 3ª Interligação entre Portugal e Espanha (1ª fase);
- (7) Reforço das ligações entre infraestruturas principais: construção do gasoduto Carriço - Cantanhede.

Neste nível de avaliação ambiental foram definidos **três Fatores Críticos para a Decisão (FCD)** que procuraram espelhar as preocupações com relevância estruturante para o setor energético e para o setor do gás natural em particular, a saber, a **geopolítica e mercado** (segurança de abastecimento, relações com países terceiros e posição de mercado competitiva), as **alterações climáticas** (traduzida no contributo do setor para a mitigação das alterações climáticas (AC) e a descarbonização da economia, não esquecendo os problemas associados à adaptação às AC e aos efeitos das AC sobre a RNTIAT) e os fatores relativos às dimensões ambientais, sociais e culturais, aí designados como **legado ambiental**.

O **segundo nível de avaliação ambiental**, mais direcionado a projetos específicos previstos no PDIRGN 2014-2023, que ainda não tinham sido sujeitos a um processo de avaliação de impacte ambiental formal e procurou avaliar os respetivos efeitos ambientais. Este nível de avaliação aplicou-se para os projetos a seguir discriminados (ver localização na Figura 1):

- (3) Construção da 10ª caverna no Armazenamento Subterrâneo (dependente de concessão);
- (4) Gasoduto Celorico da Beira-Vale de Frades (1ª fase);
- (5) Construção da estação de compressão de Cantanhede, pertencente ao projeto da 3ª Interligação entre Portugal e Espanha (2ª fase);

- (6) Construção de um gasoduto entre Cantanhede e Mangualde, pertencente ao projeto da 3ª Interligação entre Portugal e Espanha (3ª fase);  
 (7) Construção de um gasoduto de ligação em anel entre Carriço e Cantanhede.



Figura 1 - Projetos previstos na expansão da RNTIAT do PDIRGN 2014-2023 (REN-Gasodutos, S.A.; Ecobase; IST, 2014)

As componentes ambientais consideradas mais relevantes, para as quais foi caracterizado o estado atual do ambiente, que permitiram identificar e avaliar os principais efeitos ambientais positivos e negativos e, neste último caso, as respetivas medidas de minimização, incluíam:

- Riscos;
- Recursos geológicos, hidrogeológicos e geossítios;
- Solos;
- Recursos hídricos;
- Biodiversidade;
- População, atividades económicas e infraestruturas;
- Património cultural.

Além da identificação de possíveis impactos e medidas de minimização também foi realizado um exercício em que se identificaram alternativas que pudessem ser consideradas aquando do avanço do projeto e foi, desde logo proposto um conjunto de recomendações de projeto, de programas de monitorização e de medidas a incluir em programas de gestão ambiental.

Da avaliação ambiental do PDIRGN 2014-2023 salientam-se um conjunto de conclusões em relação direta com os dois níveis de análise desenvolvidos. Desta forma:

- A nível **estratégico**, com base nos três FCD selecionados, o Plano traduz um esforço e preocupação que apontam:
  - na **geopolítica e mercado**: para uma maior segurança de abastecimento pela diversificação das origens de abastecimento e aumento da capacidade de armazenamento e para uma maior capacidade de importação/exportação reforçando o papel de Portugal na estratégia europeia do mercado da energia;
  - nas **alterações climáticas**: o seu contributo para o cumprimento das metas nacionais e europeias de emissão de GEE, ao criar condições para se constituir como uma alternativa aos combustíveis fósseis; para a segurança que proporciona em cenários climáticos extremos que originem picos de procura e para a redução da vulnerabilidade das infraestruturas de transporte e armazenamento, associados à subida do nível do mar e à ocorrência de inundações (assumindo como exemplo a construção de um novo ponto de acesso de GN - a 3ª ligação a Espanha, alternativa ao TGNL de Sines) e o aumento da capacidade de armazenamento;
  - no **legado ambiental**: para uma maior equidade social no acesso e garantia de abastecimento do serviço nacional de gás natural e no potencial para promover o desenvolvimento económico e social ao criar condições para a redução do preço final do GN, para a necessidade de assegurar a integridade e a minimização da afetação de corredores ecológicos e áreas de proteção à biodiversidade, para a valorização do património cultural, além de apresentarem o potencial para permitir a criação de áreas com interesse para a biodiversidade em faixas de servidão.
- No caso dos **projetos mais específicos**, já mencionados, assinala-se que:
  - os níveis de **risco** associados são muito reduzidos e podem ser considerados aceitáveis;
  - os **impactes negativos**, na generalidade das situações, são reduzidos e, no caso dos gasodutos, podem ser eficazmente evitados, numa fase posterior de desenvolvimento dos projetos, nomeadamente na fase de seleção de traçados, evitando-se áreas com particular relevância para a biodiversidade, com a minimização de travessias de áreas de Reserva Agrícola Nacional, da afetação dos valores culturais ou naturais que conferem Valor Universal Excecional ao Alto Douro Vinhateiro e o desvio de áreas protegidas, sítios da Rede Natura 2000 e povoamentos de sobreiros e azinheiras ou solos contaminados; foram salientados impactos nos recursos hídricos, no caso da construção da 10.<sup>a</sup> caverna uma área a NW do Aquífero Leirosa-Monte Real (O10) que será avaliada em sede de AIA;
  - foram também identificadas **medidas** de mitigação para os vários fatores ambientais;
  - foram propostos **programas de monitorização** que serão pormenorizados em sede de AIA para os vários projetos individuais, para a generalidade dos impactos identificados;
  - foi recomendada a elaboração de **planos de gestão ambiental** para evitar ou minimizar os impactos negativos decorrentes da construção destes projetos.

Durante a elaboração da avaliação ambiental do PDIRGN 2014-2023, além das opções já incluídas no plano, foram ponderadas quatro alternativas de reforço da interligação da RNTGN à rede de transporte de GN de Espanha, tendo-se verificado que a alternativa através de Vale de Frades era a que garantia o melhor desempenho operacional e de segurança de abastecimento nacional, além de permitir evitar a travessia de zonas protegidas da rede Natura 2000.

Atendendo aos resultados da AAE, o ORT considerou que o referido projeto deveria prosseguir e definiu uma alternativa de traçado com o correspondente Estudo de Impacte Ambiental que

submeteu a procedimento de AIA (processo n.º 2871). Como resultado desse procedimento de AIA, foi emitida uma DIA desfavorável, em 05/02/2018, relativamente ao traçado proposto. Atualmente, encontra-se em estudo uma alternativa de traçado que continue a respeitar os compromissos internacionais assumidos, nomeadamente, a manutenção do atual ponto de interligação com a rede de Espanha em Vale de Frades / *Fuentes de Oñoro*.

### 2.3 Declaração ambiental do PDIRGN 2014-2023

Segundo a legislação atual, o Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 04 de maio, a Declaração Ambiental deve incluir:

“ ...

- i. *A forma como as considerações ambientais e o relatório ambiental foram integrados no plano ou programa;*
- ii. *As observações apresentadas durante a consulta realizada nos termos do artigo 7.º e os resultados da respetiva ponderação, devendo ser justificado o não acolhimento dessas observações;*
- iii. *Os resultados das consultas realizadas nos termos do artigo 8.º;*
- iv. *As razões que fundaram a aprovação do plano ou programa à luz de outras alternativas razoáveis abordadas durante a sua elaboração;*
- v. *As medidas de controlo previstas em conformidade com o disposto no artigo 11.º*

...”

A Declaração Ambiental do PDIRGN 2014-2023 segue o recomendado na legislação em vigor e, como tal, menciona a forma como se concretizou a interligação entre o PDIRGN e a respetiva Avaliação Ambiental (AA) e inclui os resultados tanto da Consulta Institucional como da Consulta ao público em geral, assim como os resultados práticos dessas participações tanto para o PDIRGN como para a AA.

Por outro lado, também se salientam e confirmam as razões pelas quais as soluções estratégicas selecionadas se consideraram as mais adequadas por comparação com as outras opções possíveis, nomeadamente, no que respeita à decisão da estratégia da 3ª ligação a Espanha, que além de possibilitar uma nova alternativa de fornecimento de GN, permite dotar uma região mais no interior e norte do país que até ao momento não tinha qualquer previsão de ligação de GN por gasoduto, incrementando a igualdade de acesso a esta fonte de energia menos poluente, por comparação com os combustíveis de base fóssil.

A Declaração Ambiental do PDIRGN 2014-2023 inclui, ainda, as medidas de controlo propostas para avaliar e controlar “*os efeitos significativos no ambiente decorrentes da respetiva aplicação e execução ... a fim de identificar atempadamente e corrigir os efeitos negativos imprevistos*”. Estas medidas “*agrupam-se em diretrizes de planeamento e gestão, de governança e indicadores de monitorização - para o nível estratégico de análise - e em medidas de mitigação dos efeitos previstos e programa de monitorização a ser considerado em sede de AIA para o nível de projeto*”.

A DA encontra-se disponível na página da Internet da REN, apresentando-se a ligação direta ao documento de interesse

([http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/Avaliao%20Ambiental%20Estratgica/PDIRGN%202014-2023/Declara%C3%A7%C3%A3o%20Ambiental\\_AAE%20PDIRGN\\_2014-2023.pdf](http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/Avaliao%20Ambiental%20Estratgica/PDIRGN%202014-2023/Declara%C3%A7%C3%A3o%20Ambiental_AAE%20PDIRGN_2014-2023.pdf)).

## 2.4 Avaliação Ambiental do PDIRGN 2018-2027

O PDIRGN 2018-2027, por comparação com as anteriores edições do Plano, pautava-se, essencialmente, por uma contenção nos investimentos propostos, tendo ocorrido uma redução significativa quanto às ações e projetos previstos não se identificando diferenças estratégicas que pudessem conduzir a um quadro diferente de orientações e diretrizes do plano.

A Nota Técnica Justificativa da não realização de AAE do PDIRGN 2018-2027 assentou no pressuposto de que o exercício de avaliação ambiental dos projetos propostos para o referido decénio já tinha sido concretizado no âmbito da AAE do PDIRGN 2014-2023, nomeadamente para os Projetos Complementares que a seguir se discriminam:

- Aumento da capacidade de transporte do troço do gasoduto Sines - Leiria, através da instalação de uma estação de compressão no Carregado;
- Construção da 1ª fase da 3ª interligação Portugal - Espanha (gasoduto Celorico da Beira - Vale de Frades) com o objetivo de integrar internamente os dois sistemas de GN ibéricos e, simultaneamente, estes últimos com os restantes sistemas europeus.

Salientava-se, na altura, que a realização desses investimentos não dependia da REN, mas sim da decisão do Estado-Concedente, incluindo a condição de realização do projeto STEP (1ª fase do designado projeto MIDCAT).

No contexto das intervenções apresentadas, considerava-se que tanto as Questões Estratégicas (QE) como as Questões Ambientais e de Sustentabilidade (QAS) se mantinham atuais, em relação à anterior edição do Plano, uma vez que não existiam projetos de desenvolvimento distintos dos incluídos inicialmente, nem tinham sido alterados os parâmetros de dimensionamento, tendo apenas ocorrido algum desfasamento temporal na sua efetiva implementação.

Para o caso particular da terceira interligação Portugal-Espanha (PT-ES), referia-se que, face ao PDIRGN 2014-2023, e no âmbito do apresentado no PDIRGN 2018-2027, o projeto mantinha, no essencial, as suas características técnicas, de ponto de interligação e de estrutura de custos, havendo uma indefinição relativamente à sua concretização e à data de entrada em operação, que estará dependente da decisão de realização do projeto STEP, de acordo com as indicações do Estado concedente.

Em relação ao Quadro de Referência Estratégico (QRE), fruto do período decorrido e da produção legislativa desde então, existiram algumas atualizações do enquadramento legal e normativo, tanto nacional como europeu, mas que não alteravam os pressupostos subjacentes a esta infraestrutura nem invalidavam a Avaliação Ambiental anteriormente realizada.

Conforme explanado no Capítulo 5 dessa Nota Técnica, verificava-se que a maioria das entidades consultadas concordava que se mantivesse válida para o PIRGN 2018-2027 a AAE realizada sobre o PDIRGN 2014-2023. Na versão final e publicada dessa Nota Técnica foram atendidas e tidas em conta, todas as solicitações recebidas e foram incluídos os elementos que se consideraram pertinentes.

Nessa Nota Técnica, face à análise realizada e aos resultados das Consultas efetuadas - Pública do PDIRGN 2018-2027 (de iniciativa da ERSE) e dirigida às ERAE (de iniciativa da REN)-, concluía-se que, **como todos os projetos que faziam parte da proposta do PDIRGN 2018-2027 já tinham sido alvo de Avaliação Ambiental na edição do PDIRGN 2014-2023, se justificava e entendia**

*que a AAE dessa edição do Plano se mantinha válida para o caso do PDIRGN 2018-2027, considerando-se que não seria necessário repetir o mesmo exercício.*

A versão final desta Nota Técnica justificativa da não realização a AAE do PDIRGN 2018-2027 encontra-se disponível na página da Internet da REN, na seguinte ligação direta:  
<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/Paginas/AvaliacaoAmbientalEstrategica.aspx?RootFolder=%2fPT%2fpublicacoes%2fAvaliao%20Ambiental%20Estratgica%2fPDIRGN%202018%2d2027&FolderCTID=&View=%7bA790F330%2dD956%2d4867%2d8BD2%2d15564EB08B4A%7d>.

## 2.5 Consultas sobre a Nota Técnica do PDIRGN 2018-2027

A “Nota técnica justificativa da não realização de AAE” da anterior edição do PDIRGN foi remetida à Agência Portuguesa do Ambiente que considerou a justificação apresentada bem fundamentada. A Agência Portuguesa do Ambiente referiu, ainda, que “*Dado que as principais questões estratégicas e de sustentabilidade se mantêm atuais em relação ao PDIRGN anterior, já sujeito a um procedimento de AAE, concorda-se com o entendimento da REN em termos da não sujeição do PDIRGN 2018-2027 a uma nova avaliação ambiental. Considerando os antecedentes deste processo, sublinha-se a relevância de efetuar uma consulta às ERAE, no sentido de confirmar o entendimento acima expresso.*”

De acordo com o parecer da Agência Portuguesa do Ambiente, a REN procedeu à consulta de 22 ERAE, que se passam a elencar:

- Agência Portuguesa do Ambiente
- Associação Nacional de Municípios Portugueses
- Conselho Nacional do Ambiente e do Desenvolvimento Sustentável
- Autoridade Nacional de Proteção Civil
- Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Norte
- Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Centro
- Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional de Lisboa e Vale do Tejo
- Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Alentejo
- Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Algarve
- Direção Geral de Energia e Geologia
- Direção Geral do Património Cultural
- Direção Regional de Cultura do Norte
- Direção Regional de Cultura do Centro
- Direção Regional de Cultura do Alentejo
- Direção Regional de Cultura do Algarve
- Direção Geral de Saúde
- Instituto de Conservação da Natureza
- ICNF-Norte
- ICNF-Centro
- ICNF-LVT
- ICNF-Alentejo
- ICNF-Algarve

Quanto à consulta pública realizada pela ERSE em relação ao PDIRGN 2018-2027 e respetivos anexos nos quais se incluiu a correspondente Nota Técnica justificativa da não realização a AAE, salienta-se que esta entidade (ERSE) não manifestou oposição em relação à Nota Técnica apresentada.

Por seu lado, o Conselho Consultivo da ERSE referiu que:

*“Relativamente à Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), um dos participantes considera relevante que fosse apresentada uma lista das entidades consultadas e o sumário dos pareceres emitidos de modo a consubstanciar a nota técnica justificativa da não realização da AAE à proposta de PDIRGN 2017 (com a justificação de que a anterior AAE realizada continua válida).”*

pelo que foi inserido um ponto específico sobre o assunto na versão final da Nota Técnica justificativa da não realização a AAE do PDIRGN 2018-2027.

Dos pareceres recebidos constata-se o acordo da maior parte das entidades que se pronunciaram sobre esta nota técnica. Essas ERAE consideraram que o exercício de AAE realizado para o anterior PDIRGN 2014-2023 se mantém válido dada a inexistência de alterações significativas dos pressupostos dos Planos anteriores, nomeadamente, no que se refere a investimentos e/ou projetos, enquadramento legal e ao quadro estratégico de referência e de desenvolvimento.

Opinião oposta manifestou a CCDD-n que considera não estar devidamente justificada a não sujeição a AAE do presente PDIRGN 2018-2027, maioritariamente por razões que já advêm do anterior PDIRGN 2014-2023, mas, também, por não ter sido apresentado o respetivo seguimento, nem a situação atual de implementação dos anteriores planos e por ainda desconhecem a opinião da ERSE sobre o referido Plano.

Dos pareceres recebidos, no âmbito da consulta às ERAE, foram considerados e integrados os aspetos tidos como mais relevantes para essa Nota Técnica dos quais se destacam:

- Ponto da situação da implementação do PDIRGN 2014-2023;
- Entendimento da ERSE relativamente ao PDIRGN 2018-2027;
- À fundamentação pela preferência de continuidade das opções traçadas no PDIRGN 2014-2023, em detrimento do estudo e avaliação de outras, face ao então recomendado
- Monitorização do Plano tendo por base os Fatores Críticos e indicadores, previamente estabelecidos no Relatório Ambiental e na Declaração Ambiental do PDIRGN 2014-2023

Assim, face aos contributos recebidos salienta-se que:

- no que se refere à monitorização do PDIRGN, considerada por várias ERAE como fundamental para assegurar aos princípios do exercício de AAE, a REN se encontra a finalizar o apuramento dos indicadores de monitorização constantes da Declaração Ambiental relativa ao PIRGN 2014-2023, que serão disponibilizados durante o presente ano e cuja síntese se apresenta no presente documento em ponto próprio (3.3);
- No que respeita à Estação de Compressão do Carregado refere-se o seguinte:
  - A localização da Estação de Compressão do Carregado irá assegurar as necessidades de transporte de gás natural na RNTGN desde o Terminal de GNL de Sines, no Sul do país, até ao extremo Norte da Rede, em Valença do Minho, considerando a implementação das centrais de ciclo combinado, já licenciadas, e o eventual transporte para Espanha, no âmbito do Mercado Ibérico de Gás Natural (MIBGAS).



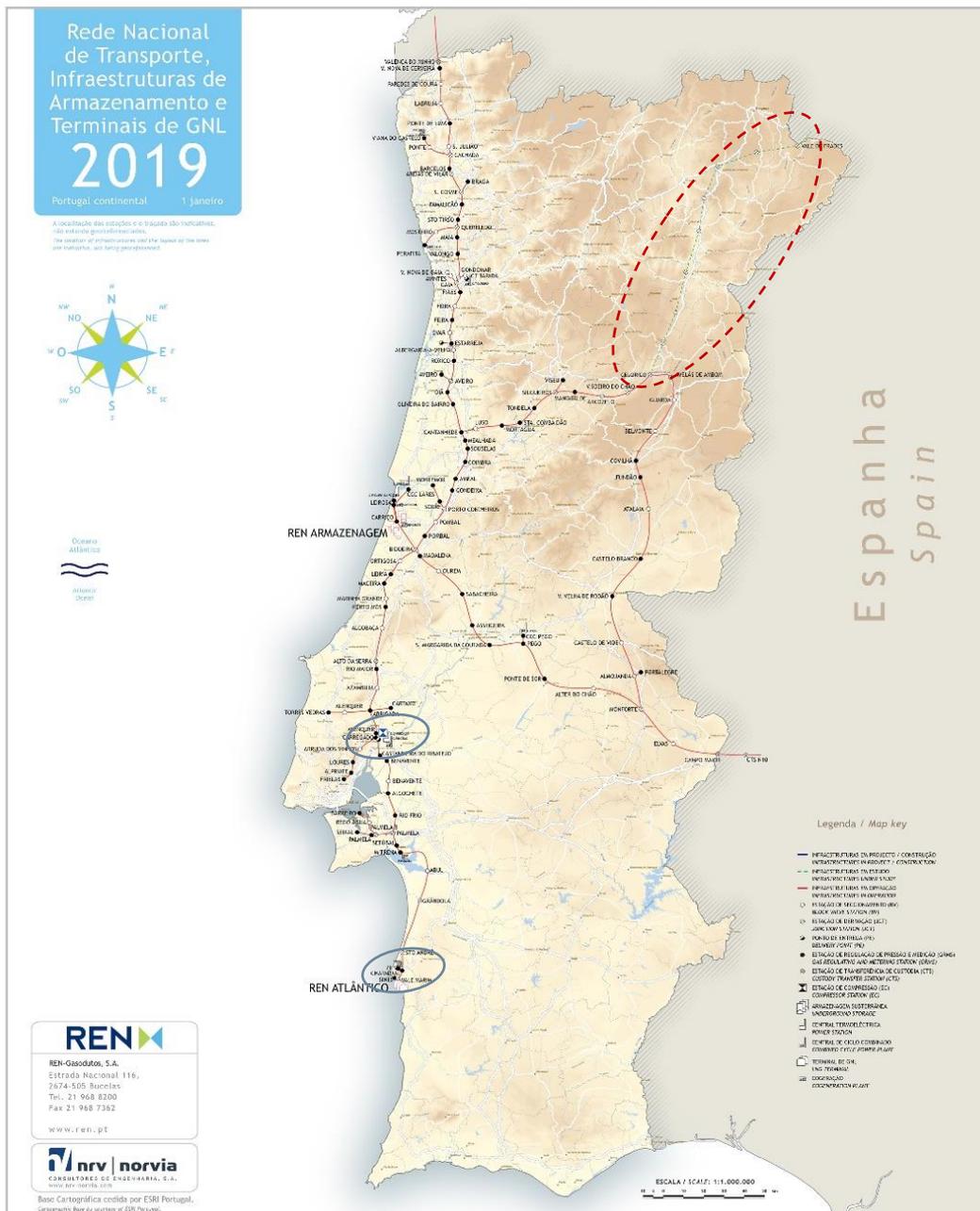


Figura 3 - Mapas da RNTIAT, no ano de 2019 (existente aquando da elaboração do PDIRGN 2020-2024 (2029)).  
Fonte: REN, S.A.

- o Conforme se pode observar nas imagens apresentadas nas Erro! A origem da referência não foi encontrada. e 3, que ilustram a Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT) a 31 de dezembro de 2013 e a 31 de dezembro de 2018, respetivamente, constata-se que a evolução da rede assentou na sua continuidade entre Mangualde, Celorico e Guarda.
- o Os projetos avaliados no âmbito da AAE do PDIRGN 2014-2023, nomeadamente:
  - 10ª caverna de armazenagem (dependente de concessão);
  - Gasoduto Celorico da Beira-Vale de Frades;

- Estação de compressão do Lote 6;
- Duplicação da secção do gasoduto entre Cantanhede e Mangualde;

foram remetidos para Planos posteriores.

A exceção foi o projeto do Gasoduto Celorico da Beira - Vale de Frades, correspondente à 1ª fase da 3ª interligação PT-ES, que foi introduzido no PDIRGN 2018-2027 como Projeto Complementar. Sobre este projeto verificou-se, entretanto, uma Declaração de Impacte Ambiental desfavorável.

A ERSE, no seu parecer ao PDIRGN 2018-2027, refere o seguinte relativamente a este projeto:

*“Finalmente refere-se como relevante e a ter de ser devidamente considerada, a decisão desfavorável relativa à Declaração de Impacto Ambiental relativamente ao traçado apresentado em território português pela atual versão do projeto da Terceira Interligação Portugal-Espanha e que poderá ser ultrapassada com o encontrar de novo traçado alternativo compatível.”*

○ **Pressupostos do PDIRGN 2018-2027:**

Tendo por objetivo melhorar a perceção e a clareza da proposta de PDIRGN 2018-2027 junto dos diversos *stakeholders* interessados, nomeadamente no que se refere ao enquadramento e motivações que residem por detrás dos diversos projetos nele apresentados e correspondentes procedimentos de decisão, a REN procedeu a uma reformulação do portfólio de projetos do Plano, distinguindo aqueles cuja decisão de realização depende sobretudo da avaliação técnica que a REN Gasodutos faz sobre os ativos da RNTIAT em serviço e sobre as condições, segurança e operacionalidade da rede existente, designados como Projetos Base, de outros que resultam da necessidade de criar as condições requeridas para o cumprimento das orientações de política energética, em linha com os compromissos assumidos pelo Estado Concedente, denominados como Projetos Complementares.

Dos Projetos Complementares, assumem especial relevância o projeto da estação de compressão do Carregado e o projeto da 3ª interligação entre Portugal e Espanha, que estão condicionados à decisão de realização do projeto STEP (designação dada à 1ª fase do projeto Midcat, relativo à construção de uma nova interligação entre os sistemas gasistas de Espanha e França através dos Pirenéus). Estes projetos foram colocados no segundo quinquénio do Plano, face à maior distância temporal em causa e à elevada incerteza associada, pelo que a sua eventual concretização, no formato e datas indicados, depende fortemente do acompanhamento da efetiva evolução futura do SNGN e das suas necessidades, com os eventuais ajustes decorrentes a serem traduzidos nas futuras edições do PDIRGN, que é revisto a cada dois anos.

Os custos de investimento, em particular o associado à 3ª interligação entre Portugal e Espanha, foram revistos em baixa de modo a refletir as atuais condições de mercado, nomeadamente a redução de preços que se verifica após a recente crise económica e financeira.

**Parecer da ERSE:**

A ERSE suporta esta perspetiva do operador da RNTGN de tornar explícito o conceito de que, com a aprovação da proposta de PDIRGN 2018-2027, unicamente se estará a aprovar a concretização dos Projetos Base, previstos para o primeiro quinquénio do plano, que obtenham explicitamente uma Decisão Final de Investimento positiva por parte do Concedente.

Ao contrário do que aconteceu com anteriores versões do PDIRGN, a entidade reguladora considerou que as modificações introduzidas no atual PDIRGN se revelaram positivas e propiciam a aprovação deste Plano, conforme se pode constatar da transcrição retirada do parecer da ERSE:

*“Após dois ciclos de elaboração, posteriores à publicação do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, avaliação, submissão a Consulta Pública de propostas de PDIRGN com larga participação dos interessados e os respetivos Pareceres da ERSE, em que nenhuma das duas propostas anteriores apresentou condições para poder ser aprovada no seu todo, a ERSE verifica que o operador da RNTGN criou*

*agora condições que facilitam a aprovação da proposta de PDIRGN 2017 pelo concedente, após a audição da Assembleia da República que entretanto foi legalmente estabelecida.”*

Para um maior detalhe sobre estes aspetos, sugere-se a consulta do próprio PDIRGN 2018-2027 e do parecer da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos ao mesmo.

## 3 EVOLUÇÃO EM RELAÇÃO A PLANOS ANTERIORES E RESPECTIVO SEGUIMENTO E MONITORIZAÇÃO

### 3.1 Introdução

A REN, enquanto operador da rede de transporte de gás natural e entidade responsável pela elaboração dos Planos de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT (PDIRGN), tem procedido à Avaliação Ambiental dos seus planos, desde que entrou em vigor a legislação ambiental que fez a transposição da Diretiva Europeia 2001/42/CE relativa à avaliação dos efeitos de determinados planos e programas no ambiente (Decreto-Lei n.º 232/2007, posteriormente alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011).

Desde o início, e de acordo com o respetivo quadro legal e boas práticas em AAE, tem sido preocupação da REN assegurar a integração adequada e atempada das preocupações ambientais no respetivo PDIRGN, uma vez que os exercícios de AAE são desenvolvidos em simultâneo com o mesmo, o que permite analisar e inserir, em tempo útil, as questões identificadas em sede de AAE, incluindo os contributos das ERAE e da consulta pública.

Relativamente ao Seguimento e Monitorização dos Planos realizados e avaliados até ao momento têm sido seguidas as diretrizes adequadas e legalmente enquadradas, nomeadamente através do estabelecimento de um protocolo de seguimento que assenta em Diretrizes de Planeamento e Gestão (DPG) e Diretrizes de Monitorização (DM), estando em fase final de elaboração um Relatório de Avaliação e Caracterização Ambiental (RACA), agregado para os anos de 2015 a 2018, que será oportunamente publicado e divulgado na página da internet da REN ([www.ren.pt](http://www.ren.pt)) e incluirá a seleção de indicadores de monitorização (associados a cada FCD) efetuada no anterior exercício de AAE (PDIRGN 2014-2023).

Em relação à edição do PDIRGN 2018-2027, tendo-se concluído que não existiam alterações aos investimentos previamente avaliados ambientalmente, foi elaborada e submetida a consulta pública uma Nota Técnica de não realização a AAE desse Plano.

Na atual proposta do PDIRGN 2020-2024 (2029), avaliando os investimentos propostos em edições anteriores, novamente se constata que estes, em grande medida, apenas transitaram de um plano para o seu subsequente, evidenciando diversas dilatações temporais relacionadas com a oportunidade da sua efetivação. É uma realidade que decorre, principalmente:

- do enquadramento legal, estratégico e institucional do PDIRGN;
- do período de revisão e aprovação dos planos ser muito curto (intervalos de dois anos);
- das características da infraestrutura em causa, cuja complexidade implica que a sua concretização seja morosa, ultrapassando, múltiplas vezes, a vida útil de cada Plano; e,
- e, finalmente, de decisões a que o ORT é alheio uma vez que dependem da aprovação pelo Concedente e de uma decisão favorável de construção do projeto STEP (primeira fase do projeto MidCat, de interligação entre Espanha e França através dos Pirenéus).

### 3.2 Evolução em relação a Planos anteriores

#### 3.2.1 Introdução

Nesta Nota Técnica procurou-se sistematizar a informação que se considera pertinente para a justificação de não realização de nova AAE para o PDIRGN 2020 - 2024 (2029). Assim, conforme se

tem vindo a fazer ao longo do presente documento, foram consultados os elementos que reportam a Avaliação Ambiental de anteriores edições do PDIRGN.

Esta súmula tem como objetivo sustentar o argumento central desta Nota técnica, que se prende, essencialmente, com a considerável *permanência dos projetos e estratégias* que constam da proposta do PDIRGN 2020 - 2024 (2029) e, por outro lado, com a atualidade de que ainda se reveste a anterior AAE quanto ao *Quadro de Governação*, ao *Quadro de Referência Estratégico* (ainda a aguardar pela aprovação e enquadramento legal de algumas estratégias nacionais e internacionais para as quais ainda não estão disponíveis as correspondentes versões finais), às *Questões Estratégicas* e às *Questões Ambientais e de Sustentabilidade*.

### 3.2.2 Quadro de Governação

No âmbito do quadro de governação, elaborado aquando da última AAE e que se reporta neste documento constata-se que as entidades envolvidas nos diversos níveis de decisão identificados se mantêm atualizadas. Foi feito um esforço de harmonização de apresentação da informação sistematizada no Quadro 1.

Quadro 1 - Quadro de governação associado à Avaliação Ambiental Estratégica do PDIRGN 2014-2023

Áreas de competência e Responsabilidades (âmbitos de interesse, instrumentos legais, normativos ou de regulação)	Entidades (Internacionais, nacionais, regionais, intermunicipais, municipais, Reguladores, ONGs, ...)																	
	ACER	ENTSO-GN	Governo	ERSE	DGEG	APA	ANPC	CCDR	ICNF	DGPC / DRC	DGT	IPWA	Câmaras Municipais	REN	Operadores da RND-GN	Comercializadores	Consumidores	ONGA's (*1)
Monitorizar os mercados internos de GN e informar sobre os resultados dessa monitorização.																		
Monitorizar os mercados grossistas da energia para detetar e desencorajar eventuais abusos, em estreita colaboração com as autoridades reguladoras nacionais.																		
Reunir todos os esforços para a concretização das iniciativas de harmonização do mercado.																		
Desenvolver acordos bilaterais para a utilização de reservas de segurança a nível ibérico, nomeadamente no âmbito das iniciativas referidas no SGRI.																		
Promover a adequada diversificação das fontes de aprovisionamento.																		
Promover a adequada cobertura do território nacional com infraestruturas de GN																		
Monitorizar o investimento destinado à constituição de reservas estratégicas de GN																		
Garantir, através da sua atividade reguladora, a exigência de condições que permitam satisfazer, de forma eficiente, a procura de eletricidade e GN																		

<sup>1</sup> Demais entidades envolvidas na concretização do mercado europeu do gás e em particular das disposições no âmbito do SGRI

Áreas de competência e Responsabilidades (âmbitos de interesse, instrumentos legais, normativos ou de regulação)	Entidades (Internacionais, nacionais, regionais, intermunicipais, municipais, Reguladores, ONGs, ...)																	
	ACER	ENTSO-GN	Governo	ERSE	DGEG	APA	ANPC	CCDR	ICNF	DGPC / DRC	DGT	IPWA	Câmaras Municipais	REN	Operadores da RND-GN	Comercializadores	Consumidores	ONGA's (*1)
Promover, enquanto entidade reguladora e nos termos previstos pela legislação aplicável, a concorrência entre os agentes intervenientes nos mercados																		
Criar condições para a existência de intercâmbios conjuntos de eletricidade e gás e a atribuição de capacidade transfronteiriça, permitindo um adequado nível de capacidade de interligação																		
Continuar a produzir informação estatística no quadro do sistema estatístico nacional na área da energia e disseminá-la.																		
Promover a realização de acordos de fornecimento com uma maior variedade de fornecedores e o abandono da indexação dos preços do GN ao petróleo - em acordos existentes e novos.																		
Monitorizar a evolução da presença das FER no perfil energético nacional.																		
Assegurar a capacidade a longo prazo da RNTGN, contribuindo para a segurança do abastecimento.																		
Divulgar, de forma célere e não discriminatória, informação sobre factos suscetíveis de influenciar o regular funcionamento do mercado ou a formação dos preços.																		
Desenvolver, com a regularidade necessária, os estudos de suporte ao planeamento das necessidades de renovação e expansão da RNTGN.																		
Assegurar a capacidade da respetiva rede de distribuição de GN, contribuindo para a segurança do abastecimento.																		
Assegurar a constituição e manutenção de reservas de segurança de GN de acordo com a regulamentação em vigor.																		
Desenvolver acordos de fornecimento com uma maior variedade de fornecedores.																		
Monitorizar a subida do nível médio do mar																		
Monitorizar a evolução das temperaturas médias, máximas e mínimas e a frequência de eventos climáticos extremos.																		
Desenvolver cenários climáticos de curto e longo prazo com a escala adequada e fornecer informação útil aos interessados (previsto na ENAAC, 2012).																		
Monitorizar a evolução das emissões de GEE nacionais e disponibilizar a informação resultante.																		

Áreas de competência e Responsabilidades (âmbitos de interesse, instrumentos legais, normativos ou de regulação)	Entidades (Internacionais, nacionais, regionais, intermunicipais, municipais, Reguladores, ONGs, ...)																		
	ACER	ENTSO-GN	Governo	ERSE	DGEG	APA	ANPC	CCDR	ICNF	DGPC / DRC	DGT	IPWA	Câmaras Municipais	REN	Operadores da RND-GN	Comercializadores	Consumidores	ONGA's	(*)
Conduzir a discussão da política energética e da matriz energética nacionais, considerando as AC.																			
Consciencializar os vários agentes intervenientes no SNGN para a necessidade e benefícios de adaptação às AC.																			
Desenvolver orientações, regulamentos e normativos que promovam a adaptação da Rede e das suas diferentes componentes às AC.																			
Realizar uma análise global do impacto das alterações climáticas no mercado de energia (ENAC, 2012).																			
Considerar nos instrumentos de gestão territorial as medidas necessárias para a adaptação e redução da vulnerabilidade da RNTIAT às AC.																			
Incentivar e promover ativamente o consumo de GN em substituição de fontes de energia mais poluentes.																			
Proteger os direitos e os interesses dos consumidores, em particular dos clientes finais economicamente vulneráveis, em relação a preços, à forma e qualidade da prestação de serviços, promovendo a sua informação, esclarecimento e formação.																			
Mobilizar os restantes intervenientes do SNGN para a redução das tarifas de GN do consumidor final.																			
Monitorizar a qualidade do serviço e as tarifas praticadas, em colaboração com os operadores das redes, e divulgar a informação recolhida.																			
Promoção da adequada cobertura do território nacional com infraestruturas de GN.																			
Acompanhar a monitorização do plano.																			
Colaborar na conceção de ações preventivas e de mitigação de impactes, bem como de valorização do património natural e cultural existente.																			
Participar ativamente e contribuir para a mobilização de outros agentes nos processos e iniciativas de valorização e/ou exploração sustentável dos serviços dos ecossistemas e do património cultural.																			
Otimizar os custos associados à RNTIAT e garantir que este esforço se reflète na tarifa imputada ao consumidor final.																			
Estabelecer constante diálogo com as entidades competentes do âmbito da utilização do território.																			

Áreas de competência e Responsabilidades (âmbitos de interesse, instrumentos legais, normativos ou de regulação)	Entidades (Internacionais, nacionais, regionais, intermunicipais, municipais, Reguladores, ONGs, ...)																		
	ACER	ENTSO-GN	Governo	ERSE	DGEG	APA	ANPC	CCDR	ICNF	DGPC / DRC	DGT	IPWA	Câmaras Municipais	REN	Operadores da RND-GN	Comercializadores	Consumidores	ONGA's	(*)
Mobilização e envolvimento das partes locais interessadas para: • os benefícios do GN em oposição aos derivados do petróleo; • identificar as prioridades para a valorização dos SE e do património cultural.																			
Evitar a implementação de infraestruturas ou instalações, em áreas sensíveis e de valor patrimonial.																			
Disponibilizar dados para a monitorização da saúde humana por risco de proximidade às infraestruturas ou instalações previstas no Plano.																			
Mitigar potenciais impactos negativos, através do restauro dos SE e do património afetado.																			
Assegurar a exploração e manutenção das capacidades de armazenamento, bem como das infraestruturas de superfície em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço.																			
Prestar o serviço público de fornecimento de GN aos clientes enquanto vigorarem as tarifas reguladas ou as tarifas transitórias legalmente estabelecidas e, após a extinção destas, fornecer GN aos clientes finais economicamente vulneráveis.																			
Assegurar o fornecimento de GN em locais onde não exista oferta dos comercializadores de GN em regime de mercado, pelo tempo em que essa ausência de oferta se mantenha.																			
Refletir na tarifa imputada ao consumidor final as reduções de custos que possam resultar da implementação do PDIRGN.																			

Legenda:

FCD 1 - Geopolítica e Mercado

FCD 2 - Alterações Climáticas

FCD 3 - Legado Ambiental

### 3.2.3 Quadro de Referência Estratégico

Aquando da elaboração do QRE para a Avaliação Ambiental do PDIRGN 2014-2023, foram analisadas as políticas, planos e programas nacionais e europeus que o enquadram estrategicamente e, para o qual, estabelecem objetivos e/ou metas de sustentabilidade. O Quadro 2 apresenta a lista dos documentos estratégicos identificados no âmbito da anterior AAE, cuja seleção obedeceu a um

critério de relevância para os objetivos do PDIRGN e as consequências (positivas ou negativas) da sua implementação nos três domínios que enquadram os respetivos FCD: a) geopolítica e mercado, b) alterações climáticas e c) ambiente.

Os objetivos e metas aplicáveis ao PDIRGN constituem um referencial ambiental e de sustentabilidade a partir do qual as estratégias de expansão da RNTIAT foram avaliadas.

Quadro 2 - Políticas, Planos e Programas com objetivos e metas relevantes para o QRE do PDIRGN 2014-2023

Documentos Estratégicos Relevantes	FCD		
	Geopolítica e Mercado	Alterações Climáticas	Legado Ambiental
2030 <i>Energy and Climate framework</i>		X	
Energia 2020 - Estratégia para uma energia competitiva, sustentável e segura (Energia 2020)	X	X	X
Roteiro para a Energia 2050	X	X	X
Política Energética da UE	X	X	
Roteiro Nacional de Baixo Carbono (RNBC)	X	X	X
Estratégia Nacional de Desenvolvimento Sustentável 2005 - 2015 (ENDS)		X	X
Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis 2020 (PNAER)	X	X	
Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE)	X	X	
Estratégia Nacional de Adaptação às Alterações Climáticas (EN AAC 2010) e Relatório do Subgrupo Energia4 (EN AAC, 2012)	X	X	
Programa Nacional de Adaptação às Alterações Climáticas 2006 (PNAC)		X	
Programa Nacional de Política de Ordenamento do Território (PNPOT)	X	X	X
Estratégia para a Biodiversidade da EU (Biodiversidade 2020)			X
Estratégia Nacional de Conservação da Natureza e Biodiversidade (ENCNB)			X
Plano Setorial Rede Natura 2000 (PSRN 2000)			X
Estratégia Nacional para a Proteção Social e Inclusão Social (ENPSIS)			X
Convenção para a Proteção do Património Mundial, Cultural e Natural (CPPMCN)			X

Pela natureza de definição estratégica que estes documentos pretendem ter, possuem também alguma estabilidade no curto e médio prazo e, portanto, passados 5 anos do exercício de AA do PDIRGN 2014-2023, uma parte significativa dos documentos enquadradores do referencial estratégico desse Plano mantém-se para o PDIRGN 2020 - 2024 (2029). No entanto, cabe aqui salientar algumas alterações, nomeadamente

- Agenda 2030 das Nações Unidas para o Desenvolvimento Sustentável;
- Acordo de Paris
  - 22ª Conferência das Partes da Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas (COP22) - Marraquexe
  - V Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental para as Alterações Climáticas
- Quadro Europeu Clima-Energia para 2030
  - Diretiva Energias Renováveis
  - Diretiva de Eficiência Energética
  - Pacote Europeu Energia-Clima para 2030

- Roteiro para a Neutralidade Carbónica (RNC 2050)
- Plano Nacional Energia Clima (PNEC 2030)
- Plano Nacional de Investimentos (PNI 2030)

Alguns destes documentos encontram-se à data em Consulta Pública, não existindo ainda versões finais dos mesmos. No entanto, os referidos documentos, embora mantendo as suas orientações estratégicas de base poderão conter propostas que possam impactar o desenvolvimento futuro da RNTIAT.

### 3.2.4 Questões Estratégicas

O PDIRGN 2014-2023 e o PDIRGN 2018-2027 incluíam propostas de investimento na rede em sintonia com um conjunto de diretrizes estratégicas, a diferentes níveis, considerados relevantes pelo ORT (Operador da Rede de Transporte), que devem ser assegurados para atingir uma visão de futuro, nomeadamente:

- responder à política energética e climática nacional e europeia;
- integrar os mercados ibérico e europeu, garantindo flexibilidade do sistema e aumento da concorrência;
- garantir a segurança do abastecimento e um adequado dimensionamento das infraestruturas de armazenamento e transporte de GN e GNL;
- cobrir adequadamente o território nacional com infraestruturas de GN.

Em consonância com a REN, enquanto ORT, as alternativas estratégicas avaliadas na AAE do PDIRGN 2014-2023, emergem no quadro das orientações da política nacional para o sector, os cenários e pressupostos gerais do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás Natural de (RMSA-GN), da existência de capacidade das infraestruturas, do desenvolvimento adequado e eficiente da rede de transporte e a segurança do abastecimento, das perspetivas de desenvolvimento dos sectores de maior e mais intenso consumo e da compatibilização com o plano decenal à escala europeia, com a rede de transporte de gás natural de Espanha e com a rede nacional de distribuição.

Conforme mencionado no Quadro 3, existiam diversos desafios aos quais o PDIRGN de então teria de responder, que se traduziram na proposta apresentada.

Atendendo ao contexto atual, em que se manifesta alguma contenção no consumo, em grande parte devido à elevada contribuição das FER, pode-se constatar que, a atual proposta de PDIRGN 2020 - 2024 (2029), apesar de representar uma evolução em relação à proposta anterior em várias dimensões, não assinala diferenças substanciais, evidenciando uma permanência de desafios assumidos pela REN e vertidos nas propostas apresentadas que, como já se vem referindo, são no essencial as mesmas das edições do PDIRGN 2014-2023, já objeto de AAE e o PDIRGN 2018-2027, com a elaboração de uma Nota Técnica justificativa de não realização a AAE.

Adicionalmente, o PDIRGN 2020-2024 (2029), procura acomodar e dar resposta à generalidade dos comentários produzidos pela ERSE e pelas partes interessadas, dando sequência aos processos de consulta pública realizados no início de 2018, assim como considera os resultados da consulta pública efetuada às ERAE acerca da “Nota Técnica Justificativa da não realização de Avaliação Ambiental Estratégica do PDIRGN 2018-2027”.

Quadro 3 - Alinhamento do PDIRGN 2014-2023 com as tendências críticas identificadas

<i>Geopolítica e Mercado:</i>	<i>Alterações Climáticas:</i>	<i>Legado ambiental</i>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aumento da diversidade das origens de abastecimento que, não obstante, se mantém reduzida;</li> <li>• Risco de agravamento dos níveis de reservas de segurança face a consumos crescentes;</li> <li>• Dependência do TGNL Sines em circunstâncias de ponta de consumos excecionalmente elevada;</li> <li>• Aumento significativo do peso das FER no consumo energético e na produção de eletricidade resultando em redução significativa da procura pelo mercado elétrico;</li> <li>• Aumento dos preços de importação do GN a nível europeu.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Redução da intensidade energética da economia nacional, mantendo-se acima da média europeia;</li> <li>• Aumento da eficiência carbónica da economia relacionado com o consumo de GN para produção elétrica;</li> <li>• Redução do preço das emissões de carbono pode estimular regresso às energias fósseis;</li> <li>• Subida das temperaturas médias e aumento da ocorrência de eventos climáticos extremos afetando o consumo de GN e a volatilidade dos preços;</li> <li>• Diminuição da pluviosidade afetando a produtividade das centrais hidroelétricas e consequentemente o consumo de GN;</li> <li>• Agravamento da vulnerabilidade da RNTIAT por aumento do nível do mar.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aumento do preço de venda para o consumidor final (doméstico e industrial) acima da média europeia;</li> <li>• Aumento do consumo de GN, destacando-se o consumo pela indústria, setor primário e doméstico;</li> <li>• Assimetrias na cobertura do transporte em gasoduto, da rede de distribuição e - consequentemente - do acesso a preços competitivos pelo consumidor final;</li> <li>• Elevado nível de concentração torna mercado grossista do GN pouco competitivo.</li> </ul>

### 3.2.5 Questões Ambientais e de Sustentabilidade

As Questões Ambientais e de Sustentabilidade (QAS) contribuem para a *identificação de problemas e de potencialidades* associadas ao Plano, assim como para a *identificação das oportunidades de desenvolvimento e das questões determinantes para a sua avaliação* (Partidário, 2012). Não resultando necessariamente de uma transição direta dos fatores ambientais definidos legalmente, as QAS devem relacionar-se com os aspetos aí referidos. No caso do PDIRGN 2014-2023 selecionaram-se as seguintes QAS:

- *Geopolítica e Mercado*
  - Aprovisionamento
  - Consumo
  - Mix energético
- *Alterações Climáticas*
  - Alterações climáticas
  - Carbono
  - Vulnerabilidade territorial
- *Legado Ambiental*
  - Equidade social
  - Biodiversidade e Serviços dos Ecossistemas
  - Património cultural

No essencial, o PDIRGN 2020 - 2024 (2029), pela natureza e características das propostas apresentadas e atendendo principalmente à permanência das mesmas relativamente às anteriores edições do PDIRGN, deve ser considerado no mesmo quadro de QAS, ou seja, sem alterações.

### 3.3 Seguimento e Monitorização

#### 3.3.1 Enquadramento

À semelhança do realizado no passado para outros Planos, os objetivos do processo de avaliação e controlo ambiental do PDIRGN 2014 - 2023, em implementação pela REN, incluem:

- a verificação do cumprimento dos objetivos específicos da AAE do PDIRGN;
- o seguimento das diretrizes de planeamento e gestão e das diretrizes de monitorização identificadas no Relatório Ambiental e incluídas na Declaração Ambiental;
- a verificação da eficácia e operacionalidade do quadro de governança;
- o apuramento e verificação da adequabilidade dos indicadores de monitorização;
- a verificação das alterações ao Quadro de Referência Estratégico (QRE) e imposições / orientações adicionais;
- a identificação de situações inesperadas ou que comportam alguma incerteza para o processo de planeamento, com a finalidade de, atempadamente, as identificar e adotar as medidas necessárias que assegurem o objetivo primordial de assegurar o melhor desempenho ambiental do Plano;
- a verificação da eficácia da AAE.

Esta fase de monitorização constitui-se como o encerramento do ciclo de planeamento anterior e início de um processo iterativo de planeamento, com um novo ciclo de planeamento.

O seguimento e monitorização, do contexto da AAE, assumem um papel fundamental e fulcral cuja relevância se pode constatar a vários níveis:

- com a introdução de melhorias no processo de planeamento;
- com a introdução de melhorias em futuros processos de avaliação e de planeamento;
- com a garantia dos objetivos da AA a longo termo;
- com informação sobre eventuais impactes ambientais significativos decorrentes da implementação de planos ou programas.

A REN, reconhecendo a importância do seguimento e da monitorização para os processos de planeamento que desenvolve, bem como para as correspondentes AAE, tem vindo a implementar, e tem em fase de implementação no caso do PDIRGN 2020 - 2024 (2029), uma abordagem metodológica que consiste:

- no apuramento do grau de cumprimento e modo de implementação das medidas constantes das diretrizes de planeamento e gestão;
- no apuramento dos indicadores associados às diretrizes de monitorização;
- na identificação das principais alterações ao QRE e ao Quadro Estratégico (QE) do PDIRGN.

Nos pontos seguintes apresentam-se os principais resultados, assim como breves conclusões, sobre a implementação do processo de seguimento e monitorização da edição mais recente do PDIRGN (2018-2027). Reporta-se uma súmula da informação relativa às medidas e aos indicadores para os anos anteriores a 2018 de forma a colmatar a ausência de RACA desde o último exercício de AAE efetuado.

A identificação das principais alterações ao QRE, QG, QE e QAS consta do ponto antecedente (3.2).

### 3.3.2 Seguimento

No que respeita às Diretrizes de Planeamento e Gestão, constata-se que, não só esta nova proposta de PDIRGN como os projetos subsequentes a anteriores edições do Plano, manifestam a integração das referidas Diretrizes. No Quadro 4 sistematiza-se a ligação entre as medidas propostas e a sua consideração em versões posteriores do Plano ou nos projetos aprovados.

Quadro 4 - Sistematização das diretrizes de Planeamento e Gestão

Medidas propostas	PDIRGN 2020-2029	Observações	ERAE
<b>FCD1 - Coesão Territorial e Social</b>			
Desenvolver acordos bilaterais para a utilização de reservas de segurança a nível ibérico, em situações de falha prolongada do abastecimento.	Não aplicável neste Plano.	Existe a possibilidade de ser retomado em edições futuras.	Entidades envolvidas na concretização do mercado europeu do gás e do SGRI
Monitorizar os consumos pelos principais mercados e os fatores que os influenciam.	É um aspeto considerado em todos os RMSA-GN e, como tal, incluído nas edições do Plano.	---	ACER
Criar condições para o desenvolvimento de contratos de fornecimento com uma maior variedade de fornecedores.	Considerado no PDIRGN.	---	DGEG
Garantir que a 3ª ligação PT-ES se concretiza, e eventualmente o gasoduto Carriço-Cantanhede.	O projeto da 3ª interligação com Espanha foi remetida para os projetos do 2º quinquénio e condicionada à decisão favorável prévia de construção do projeto STEP (primeira fase do projeto MidCat, de interligação entre Espanha e França através dos Pirenéus), de acordo com as orientações da ERSE, do Estado Concedente, da Comissão Europeia (HLG).	Foi submetido a AIA um projeto de traçado para a 3ª interligação a Espanha que resultou numa DIA desfavorável.	ERSE; DGEG
O desenvolvimento do AS Carriço deve ser equacionado em termos da sua contribuição para a segurança do abastecimento, competitividade nacional do GN e benefícios socioeconómicos reais.	---	Neste contexto e face ao panorama atual não se prevê o desenvolvimento do AS Carriço.	ICNF
Monitorizar a evolução da presença das FER no perfil energético nacional.	São contemplados os resultados da referida monitorização.	Informação integrada no RMSA-GN.	APA; DGEG
Reunir todos os esforços para que o mercado europeu do gás e em particular a concretização das disposições no âmbito da SGRI se concretizem.	O projeto da 3ª interligação está condicionado por decisões externas à REN Gasodutos SA, conforme explicado em pontos anteriores.	---	Entidades envolvidas na concretização do mercado europeu do gás e do SGRI

Medidas propostas	PDIRGN 2020-2029	Observações	ERAE
Em futuros ciclos de planeamento, considerar cenários mais extremos em termos de redução dos consumos por aumento da proporção das FER na produção elétrica e de redução dos custos associados ao carvão.	---	---	DGEG
Apenas investir nas novas cavernas TGC-9ª e 10ª cavidade se se justificar.	Considerando a evolução dos consumos nos anos mais recentes e a manutenção das expectativas de contenção, este projeto não está previsto para os próximos 10 anos.	Desadequação do desenvolvimento da RNTIAT face à potencial redução do consumo promovida por políticas nacionais e europeias de descarbonização e pela competitividade de combustíveis alternativos (Carvão).	ERSE; DGEG
Considerar um cenário de não concretização ou concretização parcial do mercado europeu do gás e em particular da SGRI e garantir que a rede tem flexibilidade suficiente para a eventualidade deste cenário se concretizar.	---	Considerado no RMSA-GN através dos cenários de expansão.	DGEG
Mobilizar todos os esforços necessários para a implementação destas iniciativas em condições que sejam vantajosas para Portugal.	---	<b>Sugere-se a eliminação desta diretriz uma vez que a REN não tem qualquer intervenção nesta ação.</b>	DGEG
<b>FCD2 - Alterações Climáticas</b>			
Acompanhar a publicação ou solicitar às autoridades competentes a elaboração de relatórios de monitorização das emissões de GEE.	---	São publicados pela APA, DGEG e INE relatórios periódicos. <b>Sugere-se a eliminação desta diretriz uma vez que legalmente a REN está obrigada a reportar esta informação à APA .</b>	APA, DGEG; INE
Acompanhar a evolução das temperaturas, a frequência de eventos climáticos extremos e a produtividade das centrais hidroelétricas por forma a adequar a disponibilidade de GN a picos de procura.	As estimativas da procura e consumo de GN são um dos aspetos considerados em todos os RMSA-GN e, como tal, incluído nas edições do Plano.	<b>Sugere-se a eliminação desta diretriz uma vez que na parte em que respeita à REN já constitui uma obrigação legal e, na parte remanescente, a REN não tem interferência no assunto.</b>	IPMA
Acompanhar a publicação ou solicitar a elaboração de relatórios de monitorização de eventos climáticos extremos.	---	São publicados pelo IPMA relatórios periódicos. <b>Sugere-se a eliminação desta diretriz uma vez que a REN não tem interferência nesses relatórios.</b>	IPMA
Desenvolver investigação no sentido de aferir o potencial tecnológico, a viabilidade financeira e as mais-valias	Está incluído no 1º quinquénio do Plano o projeto do Jetty no terminal de Sines.	---	

Medidas propostas	PDIRGN 2020-2029	Observações	ERAE
da utilização da infraestrutura de GN para outros usos complementares.			
Garantir que, ao nível de projeto, são adotadas as melhores práticas de adaptação às AC, nomeadamente as recomendadas em ENAAC, 2012.	---	Será contemplada aquando da elaboração de projetos específicos de acordo com a legislação atual.	
Garantir que, ao nível de projeto, são adotadas as melhores práticas de adaptação às AC, nomeadamente as recomendadas em ENAAC, 2012 e em particular no TGNL Sines.	---	Será contemplada aquando da elaboração de projetos específicos de acordo com a legislação atual.	
Incorporar a monitorização dos efeitos das AC no plano de avaliação e controlo do PDIRGN.	---	Será reportado nos próximos Relatórios de Avaliação e Controlo Ambiental	
Desenvolver cenários climáticos de curto e longo prazo com a escala adequada e fornecer informação útil aos interessados (previsto na ENAAC, 2012).	---	São desenvolvidos pelo IPMA estes cenários.  <i>Sugere-se a eliminação desta diretriz uma vez que a REN não tem interferência nesses cenários.</i>	IPMA
Rever, sempre que necessário, os critérios de dimensionamento das infraestruturas para aumentar a sua resiliência às alterações climáticas (previsto na ENAAC, 2012).	---	Até à data não foi necessário rever os critérios de dimensionamento.	
Acompanhar a publicação ou solicitar a elaboração de relatórios de monitorização da subida do nível do mar em Portugal.	---	São publicados pelo IPMA relatórios periódicos.  <i>Sugere-se a eliminação desta diretriz uma vez que a REN não tem interferência nesses relatórios.</i>	IPMA
<b>FCD3 - Legado Ambiental</b>			
Assegurar a realização das intervenções previstas no plano que reforçam a capacidade de armazenamento e a criação de alternativas de transporte.	Considerando a evolução dos consumos nos anos mais recentes e a manutenção das expectativas de contenção, estas intervenções não estão previstas para os próximos 10 anos.		
Acompanhar a evolução das tarifas para o consumidor final e em particular das componentes associadas à RNTIAT.	---	São publicados pela ERSE e DGEG periodicamente.  <i>Sugere-se a eliminação desta diretriz uma vez que a REN não tem interferência no assunto.</i>	ERSE; DGEG
Otimizar os custos associados à RNTIAT e garantir que este esforço se reflète	---	<i>Sugere-se a eliminação desta diretriz uma vez que a REN não tem interferência no assunto.</i>	ERSE; DGEG

Medidas propostas	PDIRGN 2020-2029	Observações	ERAE
na tarifa imputada ao consumidor final.			
Sensibilizar os agentes relevantes do setor elétrico para os benefícios do GN em oposição aos derivados do petróleo.	---	<i>Sugere-se a eliminação desta diretriz uma vez que a REN não tem interferência no assunto.</i>	ERSE; DGEG
Introdução de incentivos económicos que promovam a utilização dos combustíveis menos poluentes.	---	<i>Sugere-se a eliminação desta diretriz uma vez que a REN não tem interferência no assunto.</i>	ERSE; DGEG
Apoiar iniciativas para dinamizar as atividades económicas locais que explorem sustentavelmente o espaço intervencionado.	---	Será contemplada aquando da elaboração de projetos específicos de acordo com o regime de servidão.	APA; CCCR; INCF
Contribuir para a valorização ativa dos recursos endógenos, numa ótica de sustentabilidade social e partilha de benefícios.	---	Será contemplada aquando da elaboração de projetos específicos de acordo com o regime de servidão.	APA; CCCR; INCF
Mobilizar e envolver os <i>stakeholders</i> locais para identificar as prioridades para a valorização dos SE e do património cultural que possam ser dinamizadas pela implementação e gestão do PDIRGN.	---	Será contemplada aquando da elaboração de projetos específicos de acordo com o regime de servidão.	APA; CCCR; INCF; DGPC
Ponderar a longo prazo soluções que mitiguem ou eliminem as assimetrias identificados na região sul do país.	---	<i>Sugere-se a eliminação desta diretriz uma vez que a REN não tem interferência no assunto.</i>	
Considerar um cenário de não concretização ou concretização parcial das disposições no âmbito do SGRI e da 3ª ligação PT-ES e prever alternativas para colmatar as atuais assimetrias na distribuição da rede de transporte pelo País.	É um aspeto considerado em todos os RMSA-GN e, como tal, incluído nas edições do Plano.	---	DGEG
Incluir nos EIA uma análise de risco de acidentes com repercussões sobre o homem e o ambiente.	---	<i>Sugere-se a eliminação desta diretriz, uma vez que na fase de projeto são considerados os requisitos normativos e legais aplicáveis que incluem esta análise.</i>	
Garantir que ao nível do projeto são aplicadas todas as medidas de segurança necessárias.	---	<i>Sugere-se a eliminação desta diretriz, uma vez que na fase de projeto são considerados os requisitos normativos e legais aplicáveis que incluem esta análise.</i>	

Medidas propostas	PDIRGN 2020-2029	Observações	ERAE
Em fase de avaliação de impacte ambiental deverão ser avaliados os impactes de fragmentação e do efeito barreira, bem como os seus efeitos cumulativos -nomeadamente sobre a RAN e REN - de forma a que se possa encontrar soluções que minimizem de forma efetiva os danos nos ecossistemas e nos serviços por eles prestados.	---	Será contemplada aquando da elaboração de projetos específicos.	APA; CCDR; INCF; DGPC; DRC
Evitar a implementação de infraestruturas ou instalações, em áreas sensíveis e de valor patrimonial.	---	Será contemplada aquando da elaboração de projetos específicos.	APA; ICNF; DGPC; DRC; CCDR
Reduzir, ou compensar, potenciais impactos negativos, através do restauro dos SE e do património afetado.	---	Será contemplada aquando da elaboração de projetos específicos.	APA; ICNF; DGPC; DRC; CCDR

### 3.3.3 Monitorização

Na sequência da aprovação do PDIRT 2018-2027 iniciou-se o processo de monitorização do mesmo cujo resumo se apresenta no Quadro 5, no Quadro 6 e no Quadro 7.

Quadro 5 - Resumo da avaliação dos indicadores de monitorização do PDIRGN 2014-2022: FCD1

FCD 1 - Geopolítica e Mercado					
Diretriz de Monitorização	Indicadores de Monitorização	2015	2016	2017	2018
Monitorizar os consumos de GN e os fatores que o influenciam.	Consumo de GN por setor (em absoluto e relativo ao total consumido) (GWh)				
	• Mercado convencional	41 203	40 457	42 102	44 150
	○ Distribuição	23 298	23 595	24 086	25 126
	○ Clientes Alta Pressão	16 559	15 530	16 514	17 196
	○ Unidades Autónomas de Regaseificação	1 346	1 332	1 502	1 828
	• Mercado elétrico	11 047	15 338	27 555	20 773
	• Evolução ocorrida	15%	7%	25%	-7%
	○ Mercado convencional	-2%	-2%	4%	5%
	○ Mercado elétrico	242%	39%	79%	-25%
	Potência instalada (para produção de eletricidade) com origem em FER (MW)				
• Eólica	4 826	5 070	5 090	5 150	
• Hídrica	6 146	6 945	7 193	7 215	
• Solar	429	459	490	559	
• Biomassa	613	613	624	628	
Preço do carvão para produção elétrica (€/ton) <sup>2</sup>		53.38	49.90	75.49	79.63
Preço das licenças de emissão de dióxido de carbono (€/ton) <sup>3</sup>		7.68	5.35	5.83	15.88
Monitorizar a capacidade de armazenamento face à evolução expectável dos consumos.	Capacidade de armazenamento da RNTIAT (GWh), designadamente para a constituição das reservas de segurança (cujo quantitativo depende da publicação de portaria);				
	Saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT (%)				
	• TGNL Sines	52%	54%	56%	59%
• AS Carriço	48%	35%	41%	50%	
Monitorizar a evolução da presença das FER no perfil energético nacional.	Consumo interno (final) bruto de energia por tipo de fonte (%) <sup>4</sup>				
	• Consumo final bruto de energia (CFBE)	16 401	16 436	16 719	-
	• Contributo FER	4 590	4 671	4 701	-
	○ Eletricidade	2 410	2 499	2 540	-
	○ Aquecimento e Arrefecimento	1 839	1 892	1 896	-
○ Transportes	341	279	264	-	
• Peso das FER no CFBE	28.0%	28.4%	28.1%	-	

<sup>2</sup> Fonte: <http://www.dgeg.gov.pt?cn=6891700271487151AAAAA>

<sup>3</sup> Fonte: <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>

<sup>4</sup> Fonte: Estatísticas Rápidas 2018 (DGEG)

### FCD 1 - Geopolítica e Mercado

Diretriz de Monitorização	Indicadores de Monitorização	2015	2016	2017	2018
	Proporção de FER e do gás na produção de energia elétrica (%)				
	• FER	48	56	39	51
	• GN	20	21	32	26
Monitorizar o grau de diversidade das origens de aprovisionamento e da capacidade dos pontos de entrada da rede nacionais.	Índice de <i>Herfindahl Hirschman</i> aplicado ao aprovisionamento;	-	0.477	0.238	-
	Índice de <i>Herfindahl Hirschman</i> aplicado à capacidade.	0.461	0.461	0.506	0.506
Monitorizar a balança comercial do setor do gás.	Volume de GN e GNL (GWh)				
	• importado	52 432	55 650	70 432	65 708
	• reexportado	3 588	3 020	446	21

Quadro 6 - Resumo da avaliação dos indicadores de monitorização do PDIRGN 2014-2022: FCD2

### FCD 2 - Alterações Climáticas

Diretriz de Monitorização	Indicadores de Monitorização	2015	2016	2017	2018
Monitorizar a evolução das emissões de GEE nacionais e da intensidade carbónica da economia.	Emissões de gases com efeito de estufa (10 <sup>3</sup> ton CO <sub>2</sub> eq) <sup>5</sup>	69577.38	67775.56	n.d.	n.d.
	Emissões de gases com efeito de estufa (10 <sup>3</sup> ton CO <sub>2</sub> eq) - setor da energia <sup>5</sup>	48294.49	47064.44	n.d.	n.d.
	Intensidade carbónica da economia nacional (ton CO <sub>2</sub> /M€) reportado em t CO <sub>2</sub> eq/10 <sup>6</sup> PIB <sup>6</sup>	356	356	n.d.	n.d.
	Intensidade da emissão de GEE relativo ao consumo de energia, em Portugal e na UE-28 (ano base 2000 - índice 100) <sup>6</sup>	89.1	87.9	n.d.	n.d.
Monitorizar a evolução das temperaturas médias, máximas e mínimas e a frequência de eventos	Temperaturas máximas, médias e mínimas (°C)				
	• Máxima	21.85	21.62	22.82	20.93
	• Média	15.99	15.92	16.33	15.37
	• Mínima	10.12	10.21	9.84	9.81

<sup>5</sup> Fonte: Greenhouse gas emissions by source sector (source: EEA) ([http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=env\\_air\\_gge&lang=en](http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=env_air_gge&lang=en)) e ou REA2018 <https://rea.apambiente.pt/content/emiss%C3%B5es-de-gases-com-efeito-de-estufa?language=pt-pt>

<sup>6</sup> Fonte: Estatísticas do Ambiente 2017 ([https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine\\_publicacoes&PUBLICACOESpub\\_boui=320464081&PUBLICACOESmodo=2](https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_publicacoes&PUBLICACOESpub_boui=320464081&PUBLICACOESmodo=2)) e REA2018 <https://rea.apambiente.pt/content/intensidade-energa%C3%A9tica-e-carb%C3%B3nica-da-economia?language=pt-pt>

### FCD 2 - Alterações Climáticas

Diretriz de Monitorização	Indicadores de Monitorização	2015	2016	2017	2018
climáticos extremos (picos de frio e ondas de calor).	<p>Frequência de picos de frio e ondas de calor</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Onda de calor<sup>7</sup> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ % do ano</li> <li>○ n.º máximo de dias</li> <li>○ Estação com maior registo</li> </ul> </li> <li>• Picos de frio</li> </ul>	6.03% 55 dias Beja n.d.	1.57% 19 dias Bragança n.d.	7.32% 73 dias Bragança n.d.	2.78% 19 dias Castelo Branco n.d.
Monitorizar a produtividade das centrais hidroelétricas e outras unidades produtoras de eletricidade com origem em FER.	<p>Produtividade das unidades produtoras de eletricidade com origem em FER por tipo (GWh/ano)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Eólica</li> <li>• Hídrica</li> <li>• Solar</li> <li>• Biomassa</li> </ul>	11 334 8 453 720 2 618	12 188 15 412 781 2 687	11 973 5 537 853 2 781	12 351 12 079 820 2 773
Monitorizar o grau de vulnerabilidade da rede às AC, designadamente do TGNL Sines à subida do nível do mar e das zonas baixas ao risco de inundação e abatimento.	Nível médio do mar (unidade: metros) <sup>8</sup>	3.563	3.566	3.569	3.572

Quadro 7 - Resumo da avaliação dos indicadores de monitorização do PDIRGN 2014-2022: FCD3

### FCD 3 - Legado Ambiental

Diretriz de Monitorização	Indicadores de Monitorização	2015	2016	2017	2018
Monitorizar a vulnerabilidade dos utilizadores finais a falhas de abastecimento.	Número médio de interrupções por 1000 clientes, reportado	0	0	0	0.002
	N.º médio de interrupções por ponto de saída	0	0	0	0.024
	Duração média das interrupções (min/ponto de saída)	0	0	0	0.024

<sup>7</sup> Fonte: PORDATA: <https://www.pordata.pt/Portugal/N%C3%BAmero+de+dias+com+onda+de+calor-1337>

<sup>8</sup> Fonte: C. Antunes (2019). Assessment of Sea Level Rise at West Coast of Portugal Mainland and Its Projection for the 21st Century. <https://www.mdpi.com/2077-1312/7/3/61/htm> e C. Antunes (2016). Subida do Nível Médio do Mar em Cascais, revisão da taxa actual. [http://webpages.fc.ul.pt/~cmantunes/artigos/C.Antunes\\_Resumo\\_Alargado\\_4JEH2016\\_pt.pdf](http://webpages.fc.ul.pt/~cmantunes/artigos/C.Antunes_Resumo_Alargado_4JEH2016_pt.pdf)

### FCD 3 - Legado Ambiental

Diretriz de Monitorização	Indicadores de Monitorização	2015	2016	2017	2018
Monitorizar a evolução das tarifas finais e em particular a evolução do contributo da REN para a redução do preço imputado ao consumidor final.	Evolução das tarifas (de GN) para o consumidor final <ul style="list-style-type: none"> <li>• Doméstico D1 com taxas (€/GJ)<sup>9</sup></li> <li>• Doméstico D1 com taxas (€/kWh)</li> </ul>	32.84 0.118	29.31 0.106	26.83 0.097	26.42 0.095
	Evolução das várias componentes das tarifas para o consumidor final (% tarifa) <sup>10</sup> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Energia</li> <li>• Transporte</li> <li>• Taxas</li> <li>• IVA (23%)</li> <li>• Taxa de FER</li> <li>• Taxa de Capacidade</li> <li>• Taxas Ambientais</li> <li>• Outros encargos</li> </ul>	n.d.	n.d.	28.3 29.9 20.9 14.8 0 0 0 6.1	29.2 30.8 20 15 0 0 1.4 3.6
Sistematização de resultados provenientes de estudos realizados ou em curso na área da saúde, no domínio das alternativas tecnológicas, e nas áreas do património e da conservação da natureza.	Número e custo (€) de investimento na valorização através de estudos, investigação ou outras medidas realizados nas áreas da saúde, alternativas tecnológicas e património natural e cultural, e serviços prestados pelos ecossistemas.	1 (Cátedra REN em biodiversidade)			
Monitorizar a cobertura nacional e regional da rede de abastecimento de GN	Proporção de população e indústrias servida por GN proveniente de gasoduto (excluindo distribuição por unidade autónoma) (%)	<i>Sugere-se a eliminação deste indicador, por não existir informação disponível para o seu cálculo.</i>			
Monitorização do número de incidentes com impactes da saúde humana, nos ecossistemas e no património cultural	Ocorrência de incidentes <sup>11</sup> resultantes do transporte armazenamento e distribuição do GN. <ul style="list-style-type: none"> <li>• Armazenamento</li> <li>• Transporte</li> </ul>	0 0	0 0	0 0	0 2

<sup>9</sup> Fonte: DGEG. Estatísticas e Preços – Tarifas de Gás Natural. <http://www.dgeg.gov.pt?cr=13731> e ERSE: Tarifas de Gás Natural. [http://www.erse.pt/pt/gasnatural/tarifaseprecos/2018\\_2019/Documents/PagPrincipal/Tarifas%20GN%202018-2019.pdf](http://www.erse.pt/pt/gasnatural/tarifaseprecos/2018_2019/Documents/PagPrincipal/Tarifas%20GN%202018-2019.pdf)

<sup>10</sup> Fonte: EUROSTAT. Gas prices components for household consumers - annual data. [http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg\\_pc\\_202\\_c&lang=en](http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_pc_202_c&lang=en)

<sup>11</sup> Incidente relevante na perspetiva do DL 150/2015 é um evento que se enquadra no n.º2 do artigo 28.º desse diploma, ou seja, um incidente não controlado e em relação ao qual fosse razoável esperar que, pela sua natureza, poderia conduzir a um acidente grave envolvendo substância perigosa.

FCD 3 - Legado Ambiental					
Diretriz de Monitorização	Indicadores de Monitorização	2015	2016	2017	2018
Monitorização da mobilização e envolvimento dos <i>stakeholders</i> locais para identificar as prioridades para a valorização dos SE e do património cultural.	Descrição de iniciativas de envolvimento, divulgação e negociação em termos de risco com a comunidade.		No âmbito do processo de AIA do Gasoduto Celorico-Vale de Frades desenvolveu-se um conjunto de contactos com as entidades com interesse na gestão do território afetado, nomeadamente durante o processo de Participação Pública, que decorreu em 2016.		
Monitorizar a implementação de infraestruturas ou instalações, em áreas sensíveis e de valor patrimonial.	Impacte de infraestruturas em áreas definidas como: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Áreas sensíveis, nos termos da legislação em vigor (p.e. Rede de Áreas Protegidas, Rede Natura 2000); <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Instalações em áreas sensíveis (km<sup>2</sup>)</li> <li>○ Extensão de Gasodutos em áreas sensíveis (km)</li> </ul> </li> </ul>	0.08 127.69	0.08 127.69	0.08 127.69	0.08 127.69
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zonas de características paisagísticas de relevância nacional ou regional (p.e. Património Mundial - Unesco);</li> <li>• Elementos patrimoniais classificados e respetivas áreas de proteção e zonas especiais de proteção, desde que identificáveis à macro-escala e fora dos centros urbanos.</li> <li>• Servidões e restrições ao uso do solo, figuras de ordenamento, em particular as decorrentes de instrumentos de planeamento;</li> <li>• Áreas urbanas, turísticas, industriais, de uso público relevante, de equipamentos com elevado grau de sensibilidade, desde que significativos à macro-escala.</li> </ul>	Não existe informação geográfica disponível que possibilite a recolha desta informação para a totalidade da Rede.			

## 4 DESCRIÇÃO DO PLANO ATUAL: PDIRGN 2020-2024 (2029)

A *Proposta do PDIRGN 2020-2024 (2029): Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT* apresenta as estratégias de evolução e modernização da rede de transporte de gás natural, identificando as infraestruturas a construir, remodelar ou modernizar, os investimentos necessários e a respetiva calendarização.

Em termos organizacionais, a proposta de PDIRGN 2020-2024 (2029) envolve, no seu global, um horizonte temporal decenal dividido em dois períodos. No primeiro quinquénio (2020-2024) contém um conjunto de projetos com maior grau de certeza e definição, em particular aqueles a realizar nos três primeiros anos do Plano (2020-2022), enquanto que, no segundo quinquénio (2025-2029), assume um carácter de teor predominantemente indicativo, tanto quanto a potenciais reforços de rede apresentados, como às respetivas datas de implementação.

A este respeito é importante salientar que o PDIRGN é revisto a cada dois anos, ou seja, até 2024, final do primeiro quinquénio da atual proposta de PDIRGN, serão preparadas e apresentadas duas outras edições (PDIRGN 2022-2031 e PDIRGN 2024 2033).

O PDIRGN 2020-2024 (2029), considera:

- os cenários e pressupostos gerais do relatório anual de monitorização da segurança de abastecimento mais recente (RMSA-GN 2018)<sup>12</sup>;
- a caracterização da RNTIAT (capacidades nos vários pontos relevantes da rede, da capacidade de armazenamento subterrâneo e dos terminais de GNL e do respetivo grau de utilização);

e assegura a satisfação:

- das orientações de política energética, designadamente em relação à capacidade e ao tipo das infraestruturas de entrada de gás natural no SNGN;
- da existência de capacidade das infraestruturas, o desenvolvimento adequado e eficiente da rede de transporte e a segurança do abastecimento;
- das perspetivas de desenvolvimento dos sectores de maior e mais intenso consumo;
- dos padrões de segurança para o planeamento das redes e as exigências técnicas e regulamentares;
- das exigências de utilização eficiente das infraestruturas e de sua sustentabilidade económico-financeira a prazo.

Assim, a atual proposta de PDIRGN 2020-2024 (2029)), representa uma evolução em relação a edições anteriores em várias dimensões, nomeadamente no que se refere aos seguintes pontos:

- Procura acomodar e dar resposta à generalidade dos comentários produzidos pela ERSE e pelas partes interessadas, na sequência dos processos de consulta pública realizados no início de 2018;
- Considera os resultados da consulta pública efetuada às ERAE acerca da “Nota Técnica Justificativa da não realização de Avaliação Ambiental Estratégica do PDIRGN 2018-2027”;
- Tomando como referência os cenários e pressupostos gerais do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás Natural de 2018 (RMSA-GN 2018), considera três cenários para a procura de gás natural de consumo – cenários Central, Superior e Inferior – quer para o Mercado Convencional quer para o Mercado Elétrico de gás natural;
- Evidencia a importância, para o planeamento da rede de alta pressão, da integração não apenas do comportamento da procura, mas também e sobretudo dos requisitos introduzidos ao nível das pontas

<sup>12</sup> <http://www.dgeg.gov.pt/>

de capacidade face às alterações recentes de paradigma do sector, fortemente influenciadas pela penetração de fontes de energia renovável e pelo grau de interligação das redes energéticas.

A janela temporal abrangida pelo Plano, conforme estabelecido na legislação, é de dez anos. Nos primeiros cinco anos, em particular nos três primeiros, estão incluídos projetos cujos trabalhos já se encontram em curso ou que estão prestes a ser iniciados, visando dar resposta a compromissos e necessidades já firmados ou com um carácter de menor incerteza. Os últimos dois anos do primeiro quinquénio incluem projetos que, na sua maioria, ainda não foram iniciados.

No segundo quinquénio do Plano, face à maior distância temporal em causa e à elevada incerteza associada, não estão listadas necessidades no que diz respeito a Projetos Base. Esta situação acontece, fundamentalmente, porque as necessidades ainda não são conhecidas, dado que a sua identificação mais rigorosa resultará do acompanhamento que a REN Gasodutos continuará a realizar sobre o estado futuro dos ativos em exploração e das tecnologias disponíveis, cuja evolução é difícil de antever a médio e longo prazo. Assim, no segundo quinquénio apenas se incluem Projetos Complementares, de carácter indicativo, cuja efetiva concretização, no formato e datas indicados, depende fortemente do acompanhamento da evolução do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) e das suas necessidades, com eventuais ajustes a serem traduzidos em futuras edições do PDIRGN, de acordo com as indicações constantes no Despacho de Aprovação do PDIRGN 2018-2027, de 2018-12-19.

Como já se referiu, o PDIRGN 2020-2024 (2029) classifica os projetos em dois grupos distintos: Projetos Base e Projetos Complementares, dos quais se elencam os previstos para o primeiro quinquénio:

- Projetos Base:
  - *Projetos de melhoria operacional*, que abrangem as infraestruturas existentes que compõem a RNTIAT, nomeadamente, o *upgrade* de instalações e equipamentos (por exemplo, um projeto de prevenção, intrusão e vandalismo, a instalação de detetores sísmicos em gasodutos, a monitorização do teor de humidade do gás natural e a substituição de equipamentos de medição e monitorização do laboratório móvel);
  - *Projetos de Adequação Regulamentar*, que visam dar cumprimento ao estipulado na legislação do sector, nomeadamente, nos regulamentos publicados pela ERSE (por exemplo a adequação de estações fronteira na RNTGN);
  - *Projetos de Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos*, são projetos de remodelação de equipamentos instalados na RNTIAT (como exemplo, refere-se a substituição de cromatógrafos, de turbinas, de transmissores de pressão das estações ou o acondicionamento de equipamentos existentes).
- Projetos Complementares
  - Projetos cuja decisão de investimento não depende da REN, mas sim da decisão do Estado-Concedente, onde se inclui a adaptação do *Jetty* do Terminal de Gás Natural Liquefeito (TGNL) de Sines para permitir a atividade de carregamento de bancas para navios (“LNG bunkering”).

Estes projetos irão permitir:

- Garantir a interoperabilidade do SNGN, determinante para se alcançarem os objetivos de política energética nacional e europeia, designadamente através da redução das emissões de GEE e no apoio à produção de eletricidade a partir de FER;

- Criar condições adequadas para o estabelecimento de um mercado interno concorrencial no âmbito do SNGN;
- Garantir a segurança de abastecimento, assegurando o equilíbrio entre a oferta e a procura para a avaliação do indicador “critério N-1” e a existência de capacidade de armazenamento das infraestruturas da RNTIAT adequada às necessidades (incluindo a constituição das reservas de segurança);
- Assegurar a salvaguarda das componentes naturais e humanas do ambiente, relacionadas com infraestruturas desta natureza;
- Que, até 2030, as infraestruturas da RNTIAT contribuam para o cumprimento das metas de FER contidas na proposta de Plano Nacional Integrado Energia e Clima (PNEC 2021-2030);
- O fornecimento de GNL para transporte marítimo.

Relativamente ao projeto de adaptação do *Jetty* do Terminal de Gás Natural Liquefeito (TGNL) de Sines, que tem por objetivo principal permitir a atividade de carregamento de bancas para navios (*LNG bunkering*), considera-se que a sua sujeição a um processo de AAE não se aplica, uma vez que se trata da adaptação de uma infraestrutura já existente sem ocupação de novas áreas para além das já ocupadas, não sujeita a procedimento de AIA.

No conjunto dos Projetos Complementares como potenciais reforços a realizar no segundo quinquénio, estão incluídos:

- o projeto da estação de compressão do Carregado, e;
- o projeto da 3.<sup>a</sup> interligação entre Portugal e Espanha. A decisão de realização, encontra-se condicionada à decisão favorável prévia de construção do projeto STEP (primeira fase do projeto MidCat, de interligação entre Espanha e França através dos Pirenéus). Depende igualmente das orientações da ERSE, do Estado Concedente e da União Europeia (*High Level Group*).

Salienta-se, contudo, que à luz da informação atual, o ponto de interligação se mantém, estando este projeto aprovado na 3.<sup>a</sup> lista dos Projetos de Interesse Comum e com uma candidatura à 4.<sup>a</sup> lista desses projetos. Nesse contexto, e na eventualidade de aprovação pelo Concedente, terá de ser redesenhada a solução de traçado e novamente equacionada a realização da correspondente avaliação ambiental.

A localização destes projetos, designados de Complementares, está assinalada na **Erro! A origem da referência não foi encontrada.**

Refere-se, ainda, que os Projetos Complementares acima referenciados e previstos para o segundo quinquénio, já constavam das versões anteriores do PDIRGN, em particular do PDIRGN 2014-2023, no âmbito do qual foram alvo de Avaliação Ambiental, como anteriormente referido.

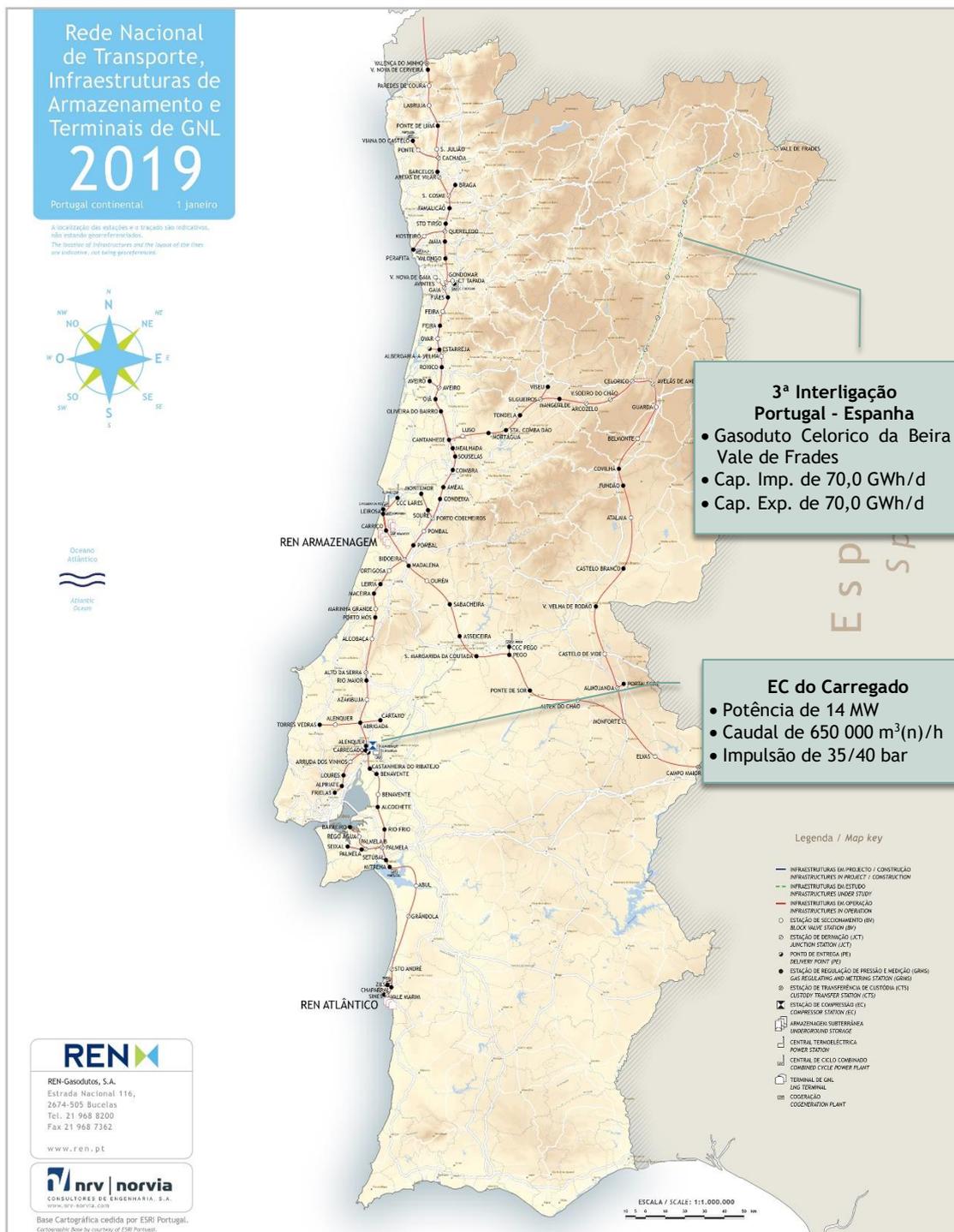


Figura 4 - Projetos Complementares previstos no PDIRGN 2020-2024 (2029) (REN - Gasodutos, S.A.)

## 5 CONSULTA ÀS ENTIDADES COM RESPONSABILIDADES AMBIENTAIS ESPECÍFICAS

De acordo com os procedimentos previstos no quadro legal em vigor, e seguindo orientações da Agência Portuguesa do Ambiente, a Nota Técnica Justificativa da não realização a AAE do PDIRGN 2020-2024 (2029) será submetido à consulta das ERAE, com competências ou interesse nas áreas geográficas onde se enquadram os projetos objeto do presente Plano, que se passam a elencar:

- Agência Portuguesa do Ambiente
- Área Metropolitana de Lisboa
- Área Metropolitana do Porto
- Associação Nacional de Municípios Portugueses
- Autoridade Nacional de Proteção Civil
- Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Norte
- Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Centro
- Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional de Lisboa e Vale do Tejo
- Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Alentejo
- Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Algarve
- Comunidade Intermunicipal do Alto Minho
- Comunidade Intermunicipal do Alto Tâmega
- Comunidade Intermunicipal de Terras de Trás-os-Montes
- Comunidade Intermunicipal do Cávado
- Comunidade Intermunicipal do Ave
- Comunidade Intermunicipal do Tâmega e Sousa
- Comunidade Intermunicipal do Douro
- Comunidade Intermunicipal da Região de Aveiro
- Comunidade Intermunicipal de Viseu Dão-Lafões
- Comunidade Intermunicipal das Beiras e Serra da Estrela
- Comunidade Intermunicipal da Região de Coimbra
- Comunidade Intermunicipal da Região de Leiria
- Comunidade Intermunicipal da Beira Baixa
- Comunidade Intermunicipal do Médio Tejo
- Comunidade Intermunicipal do Oeste
- Comunidade Intermunicipal da Lezíria do Tejo
- Comunidade Intermunicipal do Alto Alentejo
- Comunidade Intermunicipal do Alentejo Central
- Comunidade Intermunicipal do Alentejo Litoral
- Comunidade Intermunicipal do Baixo Alentejo
- Comunidade Intermunicipal do Algarve
- Conselho Nacional do Ambiente e do Desenvolvimento Sustentável
- Direção Geral de Energia e Geologia
- Direção Geral de Saúde
- Direção Geral do Património Cultural
- Direção Regional de Cultura do Norte
- Direção Regional de Cultura do Centro
- Direção Regional de Cultura do Alentejo
- Direção Regional de Cultura do Algarve
- Instituto de Conservação da Natureza e das Florestas
- ICNF-Norte
- ICNF-Centro
- ICNF-LVT

- ICNF-Alentejo
- ICNF-Algarve

A seleção das ERAE fez-se com base num critério de adequabilidade face aos FCD adotados e aos efeitos ambientais identificados como relevantes.

Da consulta efetuada às ERAE foi recebido um parecer, da CCDR-n. Da análise efetuada, esta entidade, refere que se deverá efetuar uma revisão da Figura 2 (atuais Figuras 2 e 3) e dos Quadros 6 e 7, para resolver problemas de formatação e leitura e uma revisão da Figura 3 (atual Figura 4), de forma a eliminar o comprimento apresentado para o gasoduto.

Em termos de desenvolvimentos futuros, sublinha-se:

- *no que se refere à fase de Seguimento e Monitorização dos Planos de ciclos anteriores e respetivas avaliações ambientais, e para efeitos de elaboração dos Relatórios de Avaliação e Caracterização Ambiental, sugere-se que, para além da apresentação da quantificação dos indicadores de monitorização (à semelhança do apresentado nos Quadros 5 a 7), esta informação seja igualmente acompanhada de uma análise crítica aos valores obtidos, bem como explanada a sua tradução no âmbito e para efeitos da avaliação ambiental levada a cabo.*
- *Recomenda-se também o robustecimento dos indicadores, complementando a informação em falta;*
- *Quanto ao projeto da 3.ª Interligação Portugal-Espanha, e face à sua indefinição, tal como referido, já que este projeto é enquadrado como Projeto Complementar para o 2.º quinquénio, considera-se ser já de avançar o seguimento entendimento:*
  - a) aquando da decisão da sua concretização, o mesmo deverá ser objeto de uma avaliação ambiental estratégica, previamente ao seu desenvolvimento e a qualquer avaliação de impacte ambiental (ainda que em fase de ante-projeto ou estudo prévio), tendo como quadro de referência as políticas públicas de energia e ambiente vigentes à data;*
  - b) deverão ser observados os pareceres emitidos por esta Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional, designadamente os relativos à AAE do PDIRGN 2014-2023, à "Nota Técnica justificativa da não realização da Avaliação Ambiental Estratégica" relativa ao PDIRGN 2018-2027, e à Avaliação de Impacte Ambiental (AIA) do projeto do "Gasoduto Celorico-Vale de Frades, Interligação Transfronteiriça" (quer no âmbito da consulta efetuada para a realização do Estudo de Impacte Ambiental, quer enquanto entidade integrante da Comissão de Avaliação nomeada para o efeito), nomeadamente no que concerne à recomendação de estudo de "outras alternativas de traçado que não interfiram com a área que é Monumento Nacional e que integra o Património Mundial, dado que são expectáveis impactes nos atributos que conferem Valor Único Excecional ao Alto Douro Vinhateiro, e que muito dificilmente serão passíveis de mitigação ao nível do projeto".*

Conclui referindo que:

- *se forem seguidas as recomendações constantes do parecer desta entidade, nada tem a obstar à opção tomada pela REN Gasodutos, S.A. de não realização de AAE relativa ao PDIRGN 2020-2024 (2029);*

- *“uma vez eliminada a incerteza em relação aos enquadramentos nacional e internacional para o sector da energia (nomeadamente com a estabilização do quadro legal associado - o Pacote Energia-Clima, RNBC 2050, PNEC 2030 e o PNI 2030) e aos resultados dos projetos entretanto realizados”, se deverá proceder à avaliação ambiental do PDIRGN, numa das próximas edições ou mesmo durante a vigência do presente, caso haja alterações no Quadro de Referência que assim o ditem.*

Segundo o mencionado no parecer da CCDR-n constata-se *uma evolução bastante positiva face à “Nota Técnica justificativa da não realização da Avaliação Ambiental Estratégica” relativa ao PDIRGN 2018-2027, entendendo-se que as lacunas de informação então detetadas e os pressupostos base que se consideraram não estarem, à data, devidamente justificados, foram agora colmatadas e esclarecidos, considerando-se que a presente Nota Justificativa é suficientemente elucidativa, permitindo a apreensão e compreensão da evolução dos Planos anteriores e desenvolvimento do seguimento da última AA realizada.*

Do parecer recebido constata-se o acordo da CCDR-n com o entendimento da REN-Gasodutos, S.A. da não realização da AAE na atual proposta de PDIRGN, desde que sejam seguidas as recomendações acima mencionadas e constantes do parecer desta entidade.

## 6 CONCLUSÃO

Como se pode depreender dos elementos expostos ao longo do presente documento, o PDIRGN 2020 - 2024 (2029), por comparação com as suas anteriores edições continua a pautar-se, essencialmente, por uma contenção nos investimentos propostos. Existe uma redução significativa relativamente às ações e projetos previstos em ciclos anteriores, não se identificando diferenças estratégicas que possam conduzir a um quadro diferente de orientações e diretrizes do plano.

A presente Nota Técnica Justificativa da não realização da AAE do PDIRGN 2020 - 2024 (2029) assenta no pressuposto de que o exercício de avaliação ambiental dos projetos propostos para o próximo decénio já foi concretizado em momentos anteriores (PDIRGN 2014-2023), nomeadamente para os Projetos Complementares que a seguir se discriminam, cuja decisão de investimento não depende da REN, mas sim da decisão do Estado-Concedente, incluindo a condição de realização do projeto STEP (1ª fase do designado projeto MIDCAT):

- Aumento da capacidade de transporte do troço do gasoduto Sines - Leiria, através da instalação de uma estação de compressão no Carregado;
- Construção da 1ª fase da 3ª interligação Portugal - Espanha (gasoduto Celorico da Beira - Vale de Frades) com o objetivo de integrar internamente os dois sistemas de GN ibéricos e, simultaneamente, estes últimos com os restantes sistemas europeus.

No contexto das intervenções apresentadas, tanto as Questões Estratégicas (QE) como as Questões Ambientais e de Sustentabilidade (QAS) enunciadas em anteriores edições e na atual proposta de PDIRGN se mantêm atuais, uma vez que não existem projetos de desenvolvimento distintos dos incluídos no plano inicialmente delineado, nem foram alterados os parâmetros de dimensionamento, tendo apenas ocorrido algum desfasamento temporal na sua efetiva implementação.

Para o caso particular da terceira interligação Portugal-Espanha (PT-ES), refere-se que, face ao PDIRGN 2014-2023, e no âmbito do apresentado no PDIRGN 2018-2027 e na presente edição do PDIRGN, o projeto mantém, no essencial, as suas características técnicas, o ponto de interligação<sup>13</sup> e a estrutura de custos, mantendo-se a indefinição relativamente à sua concretização e à data de entrada em operação, que estará dependente da decisão de realização do projeto STEP, de acordo com as indicações do Estado concedente e da ERSE e, ainda, das discussões com a União Europeia (*High Level Group*). Segundo a informação disponível, não há alteração do ponto de interligação, o projeto foi aprovado e consta da 3ª lista dos Projetos de Interesse Comum, tendo sido apresentada uma candidatura à 4ª lista desses projetos. Salienta-se que, na eventualidade de aprovação pelo Concedente, terá de ser redesenhada a solução de traçado e realizada a correspondente avaliação ambiental.

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.

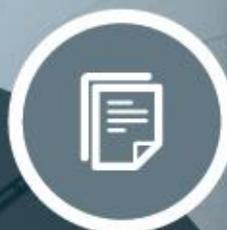
<sup>13</sup> Como consequência da emissão de DIA desfavorável, em 05/02/2018, relativamente ao traçado inicialmente proposto e sujeito a AIA, processo n.º 2871, encontra-se atualmente em estudo uma alternativa de traçado que continue a respeitar os compromissos internacionais assumidos, nomeadamente mantendo o atual ponto de interligação com a rede de Espanha em Vale de Frades / *Fuentes de Oñoro*.

Conforme explanado no Capítulo 5, verifica-se que a CCDR-n concorda com a não realização de AAE relativa ao PDIRGN 2020-2024 (2029) e salienta a necessidade de sujeição a avaliação ambiental de uma das próximas edições do PDIRGN, uma vez eliminada a incerteza em relação aos enquadramentos nacional e internacional para o sector da energia (nomeadamente com a estabilização do quadro legal associado - o Pacote Energia-Clima, RNBC 2050, PNEC 2030 e o PNI 2030) e aos resultados dos projetos entretanto realizados.

Face ao exposto ao longo desta Nota Técnica, na sua versão final, considera-se que não será necessário sujeitar a AAE a presente edição de PDIRGN 2020-2024 (2029).

## REFERÊNCIAS

- DGEG. (2017). *Energia em Números*. Obtido em 16 de 03 de 2017, de Direção Geral de Energia e Geologia: <http://www.dgeg.pt?cr=15697>
- European Commission. (2003). *Guia da UE para a Aplicação da Directiva 2001/42*. Brussels: European Commission. Obtido de [http://www.apambiente.pt/\\_zdata/AAE/Enquadramento%20Legislativo/Guia%20da%20EU%20para%20a%20aplicao%20da%20Directiva%202001-42.pdf](http://www.apambiente.pt/_zdata/AAE/Enquadramento%20Legislativo/Guia%20da%20EU%20para%20a%20aplicao%20da%20Directiva%202001-42.pdf)
- European Union. (2013). *Guidance on Integrating Climate Change and Biodiversity into Strategic Environmental Assessment*. European Union. doi:10.2779/11869
- IC-FEUP, & REN. (2018). *Avaliação Ambiental Estratégica: Relatório Ambiental*. Porto: REN, SA; IC-FEUP - Instituto da Construção - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- Partidário, M. R. (2007). *Guia de boas práticas para Avaliação Ambiental Estratégica: orientações metodológicas*. Amadora: APA - Agência Portuguesa do Ambiente. Obtido de [http://www.apambiente.pt/\\_zdata/AAE/Boas%20Praticas/Guia%20Boas%20Prcticas%20para%20a%20AAE.pdf](http://www.apambiente.pt/_zdata/AAE/Boas%20Praticas/Guia%20Boas%20Prcticas%20para%20a%20AAE.pdf)
- Partidário, M. R. (2012). *Guia de melhores práticas para Avaliação Ambiental Estratégica - orientações metodológicas para um pensamento estratégico em AAE*. IST-UTL. Lisboa: Agência Portuguesa do Ambiente com o apoio de Redes Energéticas Nacionais (REN), SA.
- REN Gasodutos, S.A. (2016). *Proposta do PDIRGN 2017: Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT para o período 2018-2027*. Lisboa: REN Gasodutos, S.A.
- REN-Gasodutos, S.A.; Ecobase; IST. (2014). *Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT (2014-203). Avaliação Ambiental Estratégica. Relatório Ambiental*. Lisboa: REN-Gasodutos, S.A.
- United Nations. (2012). *Simplified Resource Manual to Support Application of the (Kiev) Protocol on Strategic Environmental Assessment*. New York and Geneva: United Nations Economic Commission for Europe. Obtido de [https://www.apambiente.pt/\\_zdata/AAE/Enquadramento%20Legislativo/Simplified\\_Resource\\_Manual\\_AAE.pdf](https://www.apambiente.pt/_zdata/AAE/Enquadramento%20Legislativo/Simplified_Resource_Manual_AAE.pdf)



7

# ANEXOS

ANEXO 7

Metodologia de previsão da procura de Gás  
Natural

REN 

## METODOLOGIA DE PREVISÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL

### 1. Cenários de Evolução da Procura Anual de Gás Natural

#### 1.1. Mercado Convencional

O mercado convencional é constituído pelos sectores de consumo: Indústria, Cogeração, Residencial e Terciário. Foram desenvolvidos três cenários de evolução da procura de gás natural associados a diferentes tendências de crescimento económico:

- Cenário Central – associado a um cenário de crescimento económico moderado
- Cenário Superior – associado a hipóteses de mais elevado crescimento económico
- Cenário Inferior – associado a um cenário de crescimento económico mais pessimista

Para a previsão do consumo de gás natural em Portugal Continental nos sectores da Indústria (exceto cogeração), Residencial e Terciário foram utilizados modelos do tipo estrutural causal. Estes modelos partem do pressuposto de que determinada variável pode ser explicada por fatores endógenos e exógenos à própria série. Como fatores exógenos, entende-se o efeito de causalidade ou correlação entre a variável que se pretende prever e outras variáveis. Como fatores endógenos entende-se toda a informação contida no histórico da série a prever capaz de acrescentar capacidade preditiva adicional à trazida pelas variáveis exógenas, nomeadamente, caracterização da natureza estocástica das componentes nível, tendência, sazonalidade e ciclo da série estimada.

Os modelos estruturais para séries temporais consistem na estimação das principais componentes das séries cronológicas: nível, tendência, sazonalidade e ciclo. A série pode ser especificada de modo analítico como:

$$y_t = \mu_t + \gamma_t + \psi_t + \varepsilon_t \quad ,$$

em que  $y_t$  representa o valor da série no momento  $t$ ,  $\mu_t$  representa a tendência da série,  $\gamma_t$  representa a componente sazonal da série,  $\psi_t$  representa a componente ciclo e  $\varepsilon_t$  a parcela residual. Para efeitos do presente estudo apenas interessa desenvolver a definição da tendência da série. Esta é descrita como:

$$\mu_t = \mu_{t-1} + \beta_{t-1} + \eta_t, \quad \eta_t \sim \mathbf{N}(0, \sigma_\eta^2)$$

$$\beta_t = \beta_{t-1} + \zeta_t, \quad \zeta_t \sim \mathbf{N}(0, \sigma_\zeta^2)$$

em que  $\beta_t$  representa o declive da tendência  $\mu_t$ . Consoante a presença ou não de  $\beta_t$  na especificação do modelo e das características dos desvios padrão das componentes aleatórias, é possível definir diferentes tipos de séries cronológicas.

A estimação deste tipo de modelos é feita recorrendo ao filtro de Kalman, método de estimação recursivo que se encontra implementado no software STAMP. Este método tem a vantagem de ser completamente flexível no que respeita à estimação dos parâmetros. As previsões são realizadas com base nas últimas estimativas, ou seja, com base na informação mais recente possível de ser retirada da série. Este método é muito conveniente em séries que demonstrem algum dinamismo e em que o comportamento da série em períodos mais recentes seja mais representativo do comportamento futuro do que as observações mais antigas, o que se adequa ao consumo de gás natural do Mercado Convencional.

É possível acrescentar a esta especificação, variáveis explicativas exógenas que se entendam necessárias e se provem relevantes. O processo de estimação dos modelos estruturais (filtro de Kalman) permite que os coeficientes associados a cada uma das variáveis sejam do tipo variável (aleatório) ou fixo sendo essa escolha dependente da trajetória observada e da qualidade das previsões obtidas. Esta nuance permite evitar a restrição de linearidade dos parâmetros a que a regressão clássica obriga e não força à imposição de especificações não lineares a priori como acontece nos mínimos quadrados não lineares.

As previsões para o sector da Cogeração foram elaboradas com base em cenários de evolução da potência instalada e da produção total de eletricidade, assumindo algumas hipóteses descritas adiante.

### **Indústria**

Na modelação da evolução da procura de gás natural no sector da Indústria, exploraram-se várias combinações de variáveis. Dos modelos estimados, o que produziu melhores resultados para este sector foi o modelo de análise estrutural causal cujas variáveis explicativas são o VAB da Indústria e o número de quilómetros da rede de transporte de gás natural em funcionamento em Portugal Continental. A evolução desta última variável ajuda a explicar taxas de crescimento da procura que são, independentemente da evolução do VAB, muito altas nos primeiros anos e progressivamente mais baixas em anos mais recentes. A longo prazo, o peso da extensão da rede será menor dando lugar a uma maior influência da variável VAB à medida que o mercado vai amadurecendo e estabilizando e que resulta na estabilização da elasticidade procura-VAB. Os resultados deste modelo permitiram obter previsões de consumo de gás para este sector associadas a diferentes cenários de evolução do VAB da Indústria. Em termos previsionais assumiu-se uma ligeira descida do coeficiente associado ao VAB por força do amadurecimento deste segmento.

### **Cogeração**

Por questões de coerência com os estudos prospetivos efetuados para o Sector Elétrico no contexto da "Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional - Período 2019-2040" (RMSA-E 2018), as previsões do consumo de gás natural no sector da Cogeração têm

por base o cenário de evolução previsional da potência instalada para produção conjunta de calor e eletricidade.

O que diferencia os três cenários de consumos de gás natural nas cogerações é o fator de utilização adotado em cada um deles, assumindo-se para o Cenário Central um fator de utilização referente à média dos últimos 5 anos (5400 hpc) e para o Cenário Inferior e Cenário Superior uma variação nas horas de utilização à plena carga igual ao valor mínimo e máximo verificado nos últimos 5 anos (correspondendo desta forma a 5150 hpc e 5650 hpc, respetivamente).

Para todos os cenários de consumos de gás natural assumiram-se ainda o seguinte conjunto de hipóteses adicionais:

- ✓ As instalações que utilizam derivados do petróleo (fuelóleo e gasóleo) foram desclassificadas no final de 2017 e não se considerou a possibilidade de serem convertidas em centrais a gás natural;
- ✓ Todas as novas instalações de cogeração utilizarão gás natural ou subprodutos dos processos produtivos em que se encontram inseridas (na sua maioria de origem renovável);
- ✓ A produção das cogerações que utilizam subprodutos de origem renovável é baseada nos cenários apresentados no estudo de monitorização acima referido, assumindo-se um fator de utilização de acordo com a média dos últimos 5 anos (4950 hpc);
- ✓ Utilização de um consumo específico médio de 0,26 m<sup>3</sup>N/kWhe (média dos últimos 5 anos) para todas as instalações de cogeração a gás natural;
- ✓ No que refere ao cenário de autoconsumo das grandes instalações (e.g. cogeração), assumiu-se para os anos 2019 e 2020 um valor de 1420 Gwh e 1424 GWh e para o período compreendido entre 2021 e 2040 um valor constante igual a 1438 GWh. Esta informação decorre dos pressupostos da DGGE no âmbito do RMSA-E 2018.

### **Residencial**

Para o sector residencial foram exploradas múltiplas hipóteses no que se refere a variáveis explicativas e especificações matemáticas. Dos modelos estimados, o que produziu melhores resultados foi o modelo de análise estrutural que relaciona o consumo de gás natural do sector com o Rendimento Disponível Bruto das Famílias (RDBF). O modelo obedece a uma especificação com uma componente de nível do tipo estocástico. À semelhança do ocorrido com o modelo para a Indústria, esta especificação preconiza a estabilização da elasticidade entre a procura e o seu indutor à medida que o tempo avança, ou melhor, à medida que o mercado de gás natural vai amadurecendo.

### **Terciário**

Para o sector terciário, e após a exploração de diversas variáveis e especificações matemáticas optou-se por um modelo estrutural causal que relaciona a procura de gás natural no sector com

VAB sectorial. Este obedece a uma especificação que tem uma componente de nível do tipo determinístico e um coeficiente associado à variável explicativa do tipo estocástica. O modelo apresenta um bom ajustamento e preconiza uma redução da elasticidade consumo-VAB no horizonte de previsão.

### 1.2. Mercado Elétrico

Os cenários de evolução do consumo de gás natural no Mercado de Eletricidade (correspondente à produção em regime ordinário do sector Elétrico) têm por base os estudos desenvolvidos pela REN para a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) no contexto da "Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional - Período 2019-2040" (RMSA-E 2018) e da "Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás Natural - Período 2019-2040" (RMSA-GN 2018) alicerçadas em 2 trajetórias:

- Trajetória Continuidade - assumindo o Cenário Central Continuidade da procura e Cenário Continuidade da oferta, incluindo, nomeadamente, o prolongamento das centrais de Sines e do Pego até 2029 e da central da Tapada do Outeiro até 2040; efetuada ainda para esta trajetória uma sensibilidade à procura, assumindo o Cenário Inferior Continuidade
- Trajetória Ambição - assumindo o Cenário Central Ambição da procura e Cenário Ambição da oferta incluindo, nomeadamente, o prolongamento das centrais de Sines e do Pego até 2025 e da Tapada do Outeiro até 2029; efetuada ainda para esta trajetória uma sensibilidade à procura, assumindo o Cenário Superior Ambição;

Foram, então, considerados quatro cenários de evolução do consumo de gás natural, decorrentes dos cenários assumidos nos estudos de evolução do sistema electroprodutor:

- Cenário Central Continuidade ME
- Cenário Central Ambição ME
- Cenário Superior Ambição ME
- Cenário Inferior Continuidade ME

## 2. Cenários de Previsão das Pontas de Consumo Diário de Gás Natural

As pontas de consumo de gás natural correspondem ao consumo diário máximo que poderá ocorrer num determinado ano.

### 2.1. Mercado Convencional

De forma muito sucinta faz-se a descrição da metodologia utilizada na estimativa das pontas diárias de consumo de gás natural previstas para o mercado convencional.

### 2.1.1. Ponta Provável

As previsões da Ponta Provável baseiam-se num método de extrapolação do padrão de consumo diário de gás natural ao longo do ano. Cada um dos dias do histórico diário de consumo de gás natural é classificado segundo a sua ordem de ocorrência (ex: Segunda-feira1, Terça-feira1, Quarta-feira1, Quinta-feira1, Sexta-feira1, Sábado1, Domingo1, Segunda-feira2, Terça-feira2, Quarta-feira2, etc...) para que, em cada ano, cada dia tenha uma classificação única. Em seguida calculam-se, para cada dia, os desvios do consumo de gás natural em relação ao consumo médio desse mesmo ano. Por fim, para cada dia, calcula-se o desvio médio ponderado de forma a atribuir um maior peso aos anos mais recentes. Os fatores assim obtidos são depois normalizados para que o seu somatório seja nulo, um pouco à semelhança do que é usual nos coeficientes de sazonalidade.

Com base nos cenários de procura anual de gás natural de longo prazo, é feita a repartição de consumo diário aplicando os fatores estimados. Assim, obtém-se uma série de procura diária cuja soma corresponde ao consumo previsto em cada ano.

### 2.1.2. Ponta Extrema

A Ponta Extrema é calculada de acordo com as normas relativas às infraestruturas (nº1 do artigo 5º) do Regulamento (UE) nº 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho, correspondendo, em cada ano, a um dia de procura de gás excepcionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos.

Para se calcular o peso a atribuir a um dia de procura de gás natural excepcionalmente elevada, determinou-se o peso da procura resultante de um período de 7 dias de frio, numa lógica de *worst case scenario*. Para este efeito, em vez de se considerar o peso do conjunto dos 7 dias simulados em datas críticas ao nível da procura, identificaram-se, para cada ano, os períodos de 7 dias mais frios. Dentro desses períodos de 7 dias, simularam-se as condições extremas de temperatura, ou seja, considerou-se a ocorrência de uma temperatura média de 4,03°C. Daí resultou, para cada ano, uma série de 7 dias de consumos em condições de frio extremo. Para cada uma dessas séries de 7 dias, calculou-se o rácio entre o consumo estimado mais elevado e o consumo estimado em condições normais. Em cada ano calculou-se o peso no consumo anual associado ao dia em que se previu um consumo extremo associado a condições severas.

## 2.2. Mercado Elétrico

Relativamente ao Mercado de Eletricidade, para determinação da Ponta Extrema através das simulações do sistema elétrico, considerou-se o consumo de gás natural máximo horário resultante em cada estádio analisado, com probabilidade de ser excedido em 5%, combinado com um fator de carga de consumo de gás natural das CCGT representativo dos dias de ponta anual históricos verificados (85%). Não obstante, face à evolução do sistema elétrico nacional, aplicou-se um fator de carga de 100% sempre que os consumos de gás pelas CCGT nas respetivas pontas prováveis apontou, desde logo, para valores superiores a 85%.



7

## ANEXOS

ANEXO 8

Estudo sobre fornecimento de GNL como  
combustível marítimo

REN 

## FORNECIMENTO DE GNL COMO COMBUSTÍVEL MARÍTIMO

### 1. Sumário

O Decreto-Lei n.º 60/2017 (transposição da Diretiva 2014/94/EU) estabelece um conjunto de metas para a disponibilização de pontos de abastecimento de LNG em portos marítimos de modo a permitir a circulação de navios na rede CORE TEN-T (nomeadamente os portos de Sines, Lisboa e Leixões). O Quadro de Ação Nacional (aprovado em Conselho de Ministros) aponta o ano de 2025 como prazo limite no que respeita ao abastecimento de GNL nos portos marítimos. Refere-se ainda o anúncio por parte da organização marítima internacional (IMO) da proibição a partir de 2020 da utilização de combustíveis marítimos com teor de enxofre superior a 0,5%.

*"...em 2025, Portugal deverá contar com 5 portos com capacidade para efetuarem operações de abastecimento de GNL a navios: 3 portos da rede Core (Leixões, Lisboa e Sines) e 2 portos das Regiões Autónomas (Açores e Madeira). A tipologia de infraestrutura para abastecimento poderá variar nos vários portos, devendo esta ser adequada às especificidades de cada porto."*

[Quadro de Ação Nacional - ponto 2.2 (Parte B)]

A futura cadeia logística terá de ser suportada por Navios de menores dimensões capazes de assegurar o transporte do GNL até aos Navios que o solicitem ou a unidades satélites de armazenamento. O Terminal de GNL de Sines não foi projetado para garantir condições técnicas e de segurança para a amarração deste tipo de Navios. Desta forma, e caso exista a necessidade de utilizar o Terminal para este objetivo, será necessário proceder a um conjunto de alterações na atual infraestrutura.

Existem duas possíveis soluções, ainda na fase de estudo, para permitir o abastecimento de Navios de menores dimensões: a Adaptação do Cais de Descarga existente (Solução 1) ou a Construção de um novo Cais de Acostagem (Solução 2), que se resumem de seguida:

	Solução 1	Solução 2
Vantagens	Menor custo de investimento	Disponibilidade total (garantia de resposta ao mercado)
	Menor prazo de execução	Solução definitiva (mais utilizada pelas congéneres)
Desvantagens	Sujeita à disponibilidade do cais	Maior custo de investimento
	Menor caudal de trasfega <sup>43</sup>	Maior prazo de execução
Incertezas	Pressão de vapor do GNL (pode não ser compatível com todos os Navios)	Licenciamento & Autorizações
	Manuseamento de vapor <sup>44</sup>	Análises de Risco & Localização
Prazos	18 a 24 meses (previsto)	24 a 36 meses (previsto)
Custo	8 a 10 M€ (estimado)	Cerca de 40 a 50 M€ (estimado)

<sup>43</sup> Estimado entre 200 a 250 m<sup>3</sup>/h

<sup>44</sup> O BOG (Boil-off-gas) é proporcional ao caudal de carga, o caudal de carga está limitado pela capacidade de recondensar o BOG gerado.

## 2. Enquadramento

A minimização da dependência da União Europeia em relação ao petróleo e a diminuição do impacto ambiental dos transportes são objetivos primordiais da União Europeia. Tendo em consideração que a insuficiência da rede de abastecimento de combustíveis alternativos constitui um dos principais bloqueios ao crescimento do mercado de veículos rodoviários e de meios de transporte marítimos de menor impacto ambiental, foi publicada a Diretiva 2014/94/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 22 de outubro de 2014, referente à criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos

A publicação da Diretiva 2014/94/EU estabelece um conjunto de metas para os países membros relativamente à implementação do gás natural como combustível no setor dos transportes marítimos determinando, entre outras, a disponibilização de pontos de abastecimento de GNL nos portos marítimos nacionais, nomeadamente naqueles pertencentes à rede CORE TEN-T, Sines, Lisboa e Leixões bem como nos portos de Açores e Madeira. A referida diretiva foi transposta para o direito nacional através do Decreto-Lei n.º 60/2017, de 9 de junho, no qual se determina a elaboração de um Quadro de Ação Nacional (QAN) posteriormente aprovado em Conselho de Ministros.

O QAN, aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 88/2017, inclui: (i) a avaliação da situação atual e do desenvolvimento futuro do mercado no que se refere aos combustíveis alternativos para o setor dos transportes; (ii) os objetivos e metas nacionais para a criação da infraestrutura para disponibilização dos combustíveis alternativos, ou seja, para a rede de carregamento de eletricidade e para a rede de abastecimento de gás natural comprimido e de gás natural liquefeito; (iii) as medidas necessárias para assegurar que os objetivos e as metas nacionais contidos no QAN sejam alcançados nos prazos determinados.

Estes objetivos e metas nacionais referem o ano de 2025 no que respeita aos pontos de abastecimento de GNL nos portos marítimos.

Importa também referir que a Organização Marítima Internacional (IMO) e a União Europeia não permitirão, a partir de 2020, a utilização de combustíveis navais, com teor de enxofre superior a 0,5 % nos mares territoriais e zonas económicas exclusivas europeias.

Sob o ponto de vista institucional, refere-se também a participação de Portugal no projeto "COSTA-CO2 & Ship Transport Emissions Abatement by LNG" apoiado pela Rede Transeuropeia de Transportes, RTE-T e financiado pelo CEF. Este projeto contou com quatro estados membro, Portugal, Espanha, Itália e Grécia, e teve como objetivo desenvolver um plano estratégico para o GNL como combustível para o transporte marítimo de curta distância.

O projeto COSTA evoluiu para o projeto GAIN4MOS ("Sustainable LNG Operations for Ports and Shipping - Innovative Pilot Actions"), igualmente cofinanciado pelo Programa CEF, no qual Portugal participou com a França, Itália, Espanha, Eslovénia e Croácia.

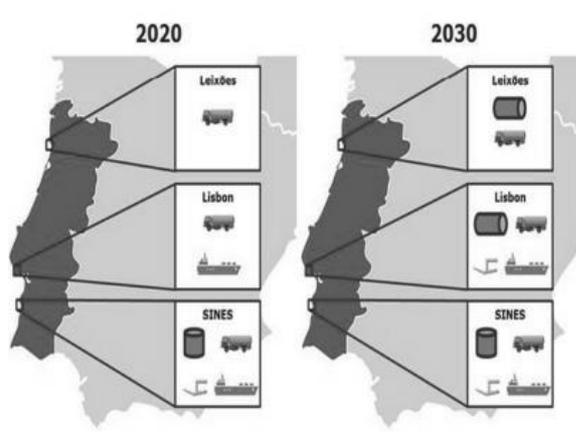


FIGURA 32 - INFRAESTRUTURA PROPOSTA FACE À ESTIMATIVA DA PROCURA (FONTE: QAN/PROJETO COSTA)

A conjuntura atual e futura aponta claramente para o desenvolvimento da utilização de GNL como combustível marítimo pelo que se torna por demais evidente a necessidade de existência de infraestruturas com capacidade para dar resposta a este mercado emergente. Em Portugal assinalam-se diversas iniciativas das quais se referem como as mais recentes a passagem pelo Porto de Lisboa do Navio 'AIDAnova', o primeiro grande Navio de Cruzeiro movido a GNL e que irá operar entre as ilhas baleares e o arquipélago da Madeira, e o recente anúncio por parte do Governo relativo à abertura de um concurso para aquisição de 10 novos Navios movidos a GNL para a Transtejo, com as primeiras entregas previstas para 2020.



FIGURA 33 – NAVIO AIDANOVA (FONTE: AIDA CRUISES) / LANÇAMENTO DO CONCURSO PARA RENOVACÃO DA FROTA DA TRANSTEJO, LISBOA, 15 DE FEVEREIRO DE 2019 (FONTE: [WWW.PORTUGAL.GOV.PT](http://WWW.PORTUGAL.GOV.PT))

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

### 3. Perspetivas de Evolução do Mercado – Projeto CORE LNG Hive

O Core LNGas Hive é um projeto que se insere no desenvolvimento das infraestruturas nos Corredores prioritários do Atlântico e do Mediterrâneo e que visa, em particular, o fomento da utilização de GNL na Península Ibérica, principalmente no setor marítimo, apoiando o desenvolvimento de uma cadeia logística e de infraestruturas.

Este projeto teve duas fases distintas: a caracterização da evolução da procura e o estabelecimento das cadeias logísticas com maior viabilidade.

A metodologia para estimar a evolução da procura consistiu nas seguintes fases:

- i. Avaliação da procura atual combustível convencional baseada no sistema AIS (Automatic Identification System) e no rastreamento de mais de 12.000 embarcações que entraram nos portos de Portugal e Espanha nos últimos 2 anos.
- ii. Previsão da evolução do consumo de energia para propulsão com base na tonelagem (deslocação) de cada navio, rotas e desenvolvimento expectável do tráfego marítimo e portuário. Esta fase contou também com várias entrevistas e questionários efetuados aos principais 'stakeholders' do sector tomando também em consideração os efeitos opostos do crescimento de volumes de transporte e do aumento de eficiência energética impulsionado pelos ciclos de substituição de frotas.
- iii. Avaliação da velocidade de penetração do GNL como combustível marítimo para os vários segmentos de embarcações ou Navios. Esta análise foi efetuada com base em vários fatores, tais como, as restrições impostas e a sua distribuição geográfica, a perspetiva de construção de novos Navios (o GNL apresenta-se claramente como a alternativa mais viável para novas construções, no entanto concorre a nível de custos com outras alternativas no que diz respeito à conversão de Navios existentes), a competitividade do GNL, a evolução tecnológica, entre outros. As conclusões obtidas foram cruzadas com os resultados de entrevistas efetuadas junto das principais companhias de navegação e 'stakeholders' do sector.

A procura prevista a partir do Terminal de Sines, assumindo um cenário básico, conservador e otimista resume-se no gráfico seguinte.

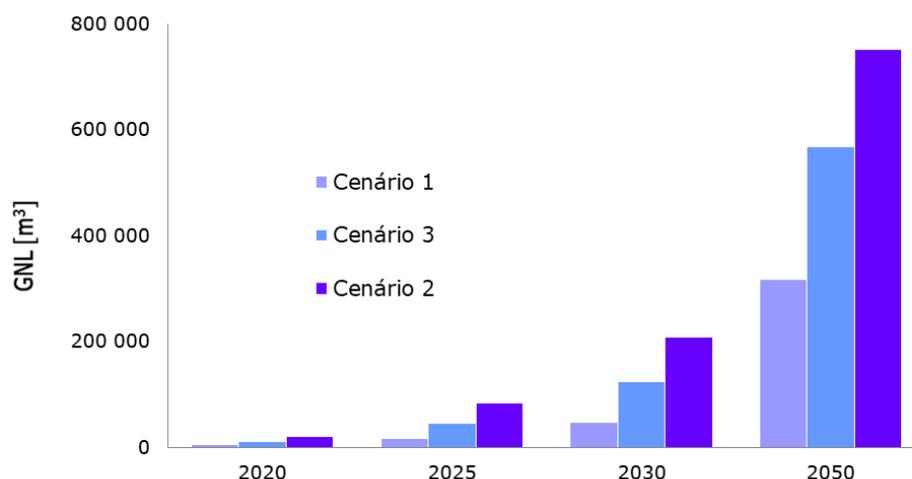


FIGURA 34 - ESTIMATIVA DE PROCURA DE GNL A PARTIR DO TERMINAL DE SINES (FONTE: CORE LNG HIVE)

A estimativa de procura em termos de volume de GNL não permite de por si só o planeamento de uma cadeia logística equilibrada. Torna-se necessário saber a quantidade de GNL a ser fornecida em determinado ponto por tipo e tamanho de embarcação de modo a caracterizar esse fornecimento, se em parcelas maiores ou em parcelas menores, de modo a determinar o número total de cargas.



FIGURA 35 – PREVISÃO (CENÁRIO CENTRAL) DA DISTRIBUIÇÃO DO CONSUMO EM PORTUGAL POR TIPO DE NAVIO (FONTE: CORE LNG HIVE)

O fio lógico utilizado para realização do modelo conceitual para otimização de uma cadeia logística (abordado no capítulo seguinte) consistiu no agrupamento geográfico de portos que partilham o mesmo terminal de importação de GNL ou zonas de influência (clusters), na determinação das regras operacionais associadas a cada porto, nas infraestruturas existentes em cada porto e nos diversos cenários associados que incluem distâncias relativas, custos de transporte, tempos de espera, condições de segurança, etc.

#### 4. Estabelecimento de uma cadeia logística

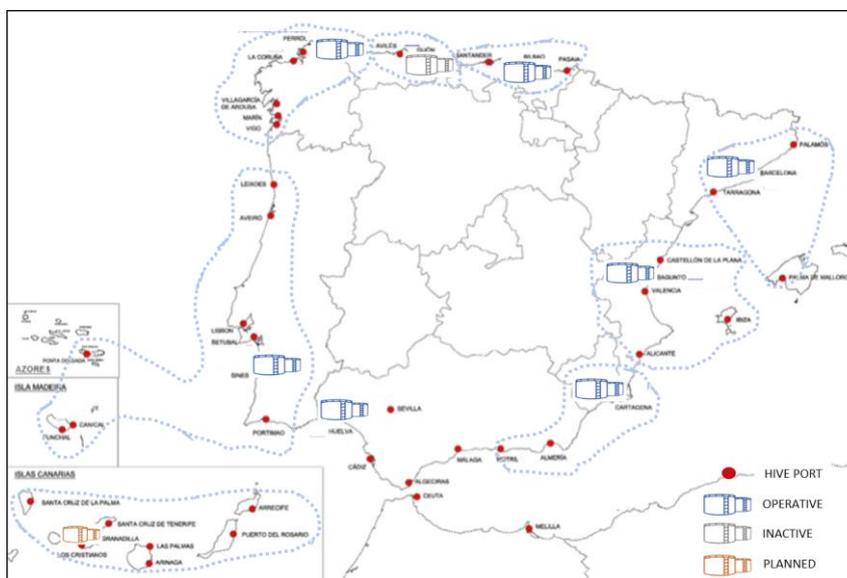


FIGURA 36 – ZONA DE INFLUÊNCIA PREVISTAS (FONTE: CORE LNG HIVE)

O fornecimento de GNL como combustível marítimo na estação de abastecimento dos clientes requer uma cadeia logística bem organizada que garanta flexibilidade e segurança de abastecimento.

Existem 2 modos de fornecimento de GNL como combustível a Navios:

- A partir de terra ('shore-to-ship')
- A partir de um Navio de Bancas<sup>45</sup> ('ship-to-ship')

O abastecimento a partir de terra pode ser feito via camião-cisterna ou diretamente a partir de um Terminal ou qualquer outra infraestrutura de armazenamento. A solução a partir de camião-cisterna tem flexibilidade e um custo de investimento baixo, contudo apenas permite abastecer baixas quantidades a uma baixa taxa de transferência pelo que apenas poderá ser considerada como uma solução pontual em algumas localizações específicas. O abastecimento direto a partir de um Terminal ou outra infraestrutura satélite de armazenamento permite altas taxas de transferência e quantidades praticamente ilimitadas, tem como principais inconvenientes a pouca flexibilidade e sobretudo as questões técnicas relacionadas com espaço e distâncias de segurança.

O abastecimento a partir de um Navio de Bancas permite altas quantidades e taxas de transferência elevadas bem como alta flexibilidade pelo que se torna a situação mais expectável a exemplo do que acontece hoje com o abastecimento de combustível marítimo (Fuel Óleo ou Gasóleo).

<sup>45</sup> Um Navio de Bancas é uma embarcação de menores dimensões (barcaça) que permite realizar abastecimento de combustível a Navios de maiores dimensões situados ao largo. O termo 'fornecimento de bancas (bunkering)' remonta ao século XIX e tem origem nos contentores então utilizados para transportar e armazenar carvão.

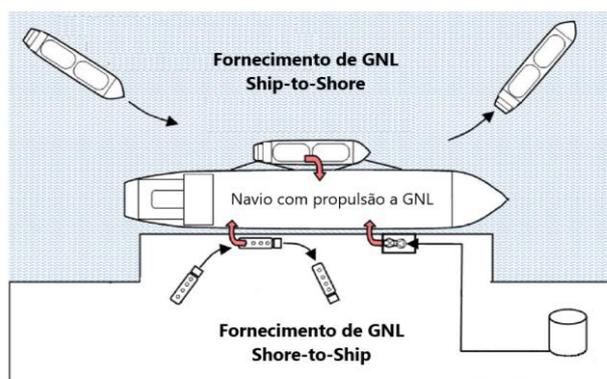


FIGURA 37 – FORNECIMENTO POR VIA TERRESTRE OU MARÍTIMA (FONTE: ADAPTADO DE MARTECH LNG/SSPA)

O modelo básico de uma cadeia logística consistirá no abastecimento de um Navio de Bancas a partir de um Terminal de GNL, a mesma embarcação será utilizada para transportar combustível (GNL) até qualquer porto da rede CORE Nacional. Este modelo minimiza os investimentos iniciais e poderá permitir a instalação de unidades satélites para armazenamento intermédio para fornecimento a partir de terra (shore to ship) noutros portos para além de Sines.

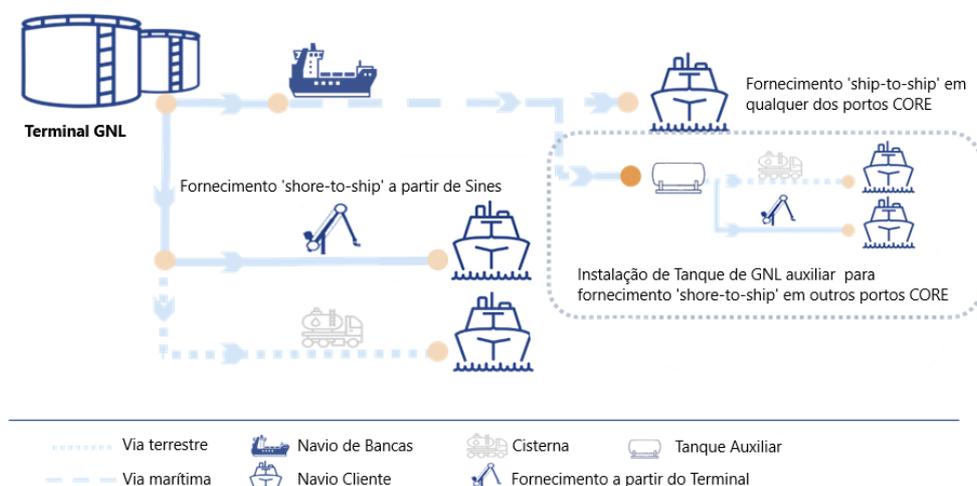


FIGURA 38 – MODELO BÁSICO DE ABASTECIMENTO (FONTE: ADAPTADO DE CORE LNG HIVE)

Outro modelo possível consiste na construção de um Terminal auxiliar de menores dimensões a ser abastecido a partir do Terminal principal. Este modelo permitiria estabelecer um polo de abastecimento independente seja por via marítima ou terrestre, com maior independência e um aumento da segurança de abastecimento.

Este modelo implica maiores custos de investimento, mas poderá vir a ser justificado com o aumento da procura e sinergias nas regiões mais distantes, i.e., Madeira, Açores ou mesmo no porto de Leixões.

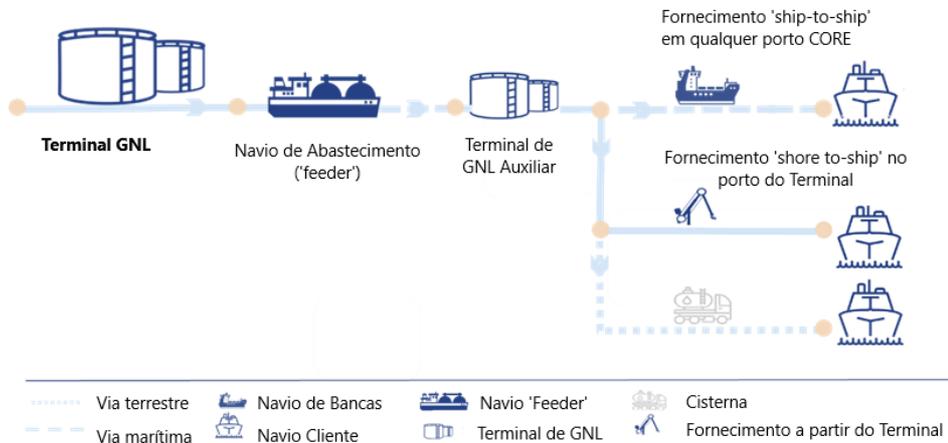


FIGURA 39 – MODELO DE ABASTECIMENTO COM TERMINAL AUXILIAR (FONTE: ADAPTADO DE CORE LNG HIVE)

### 5. Fornecimento de GNL a partir do terminal de Sines

A figura em baixo resume as principais localizações e necessidades de oferta identificadas no Quadro de Ação Nacional (QAN).



FIGURA 40 – POTENCIAIS LOCALIZAÇÕES E CAPACIDADES (FONTE: QAN)

A capacidade de fornecimento de GNL a Navios de menores dimensões a partir do Terminal de Sines apresenta-se como uma necessidade comum a qualquer modelo de cadeia logística que venha a ser implementado.

### 5.1. Condições técnicas das atuais instalações

O cais de acostagem existente no Terminal de GNL de Sines foi projetado para receber Navios até 300 metros de comprimento (217 000 m<sup>3</sup>), sujeito a estudo de compatibilidade técnica. Localiza-se no interior do quebra-mar Este, separado por uma distância de aproximadamente 350 metros do cais do Terminal de Carvão, contém a plataforma principal e quatro Duques d’Alba bem como cabeços de amarração e defensas. Este sistema não está preparado para a acostagem segura de Navios com menor comprimento e menor altura de costado.

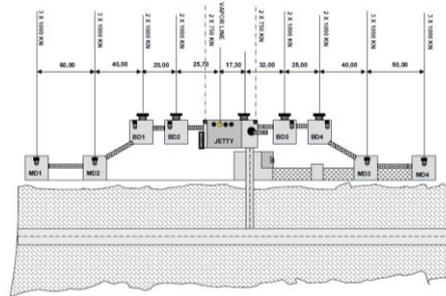


FIGURA 41 – ESTRUTURA DE AMARRAÇÃO (FONTE: SINES LNG JETTY DATA – REN ATLÂNTICO)

Por outro lado, o alcance dos atuais sistemas de trasfega é limitado tornando impossível o abastecimento a Navios cuja cota de alinhamento da ligação seja inferior à janela de operação atual.

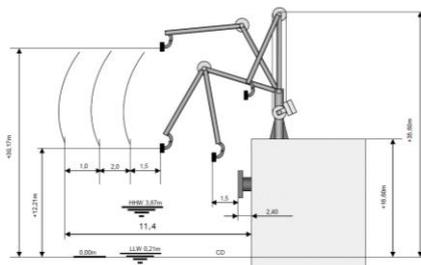


FIGURA 42 – LIMITAÇÃO BRAÇOS DE CARGA (FONTE: SINES LNG JETTY DATA – REN ATLÂNTICO)

Existe também a necessidade de instalar sistemas de medição, sistemas de comunicação e segurança.

## 5.2. Solução 1 – Adaptação do cais de descarga existente

A adaptação do cais existente apresenta-se no imediato como a solução mais rápida de implementar e apesar de no futuro poder não ser suficiente para dar resposta à procura, poderá ser sempre uma alternativa, apesar de limitada, à solução.

Esta solução consiste na adaptação do Cais de Descarga existente e implica:

- A alteração e adaptação dos sistemas de amarração (incluindo cabeços de amarração e defensas);
- A aquisição de um sistema de trasfega dedicado;
- A aquisição de sistema de medição específico;
- Os trabalhos de construção civil e mecânica;
- A alteração e construção de novas tubagens;
- A instalação de um compressor de alto débito
- O upgrade da Subestação 5

### DESCRIÇÃO DAS ADAPTAÇÕES A REALIZAR

O desenho desta solução baseia-se na criação de uma linha de enchimento dedicada (10 a 12”) e na instalação de um braço com capacidade dual líquido/vapor. Este braço terá de ter a possibilidade de se adaptar a um sistema de mangueira para garantir compatibilidade com os vários Navios incluindo barcaças de menores dimensões. A medição deverá ser efetuada por um medidor com recurso ao efeito coriolis de alta precisão.

A instalação de um compressor e consequente adaptação da subestação 5 está dependente das necessidades de reenvio de gás de retorno que só poderão ser quantificadas após a realização de um estudo de detalhe que inclua já informação acerca dos Navios que pretendem abastecer em Sines. O caudal de enchimento continuará sempre limitado pela capacidade de recondensação do BOG gerado no processo de carga e caudal de emissão mínima do terminal. A aquisição deste equipamento e respetivos trabalhos associados poderá ter um custo adicional de cerca de 2,0 M€.

### OCUPAÇÃO DO CAIS DE DESCARGA EXISTENTE

A solução 1 apresenta como principais desvantagens a saturação do Cais de Descarga existente em caso de aumento da procura e eventuais dificuldades em manusear o vapor de retorno recebido caso a pressão dos tanques do Navio seja inferior à pressão de saturação do GNL nos tanques de armazenagem do Terminal.

No passado ano, 2018, aportaram no Terminal GNL de Sines cerca de 45 Navios. O tempo de descarga de cada Navio ronda as 24 horas a que acrescem as manobras e a janela para tempo de chegada e saída. O que resulta numa ocupação do cais existente de aproximadamente 50%

## ESTIMATIVA DE PREÇOS E PRAZOS PARA IMPLEMENTAÇÃO

A REN prevê um custo global para esta solução entre 8 e 10 M€. Existe um grau de incerteza associado a esta previsão que está sobretudo relacionado com a necessidade e dimensionamento do sistema de manuseamento de gás de retorno bem como com a dimensão dos trabalhos de construção civil.

O prazo de execução está condicionado pelo período de aprovisionamento dos equipamentos bem como pelos prazos requerido para concurso. Realça-se que este tipo de equipamentos específicos são fabricados apenas por encomenda pelo que o período entre o pedido de encomenda e a entrega em obra não será inferior a 1 ano.

A REN prevê um período entre 18 e 24 meses para a implementação total desta solução.

### 5.2. Solução 2 – Construção de um novo cais de acostagem

A construção de um cais de acostagem dedicado a Navios de menor porte tem sido a solução mais utilizada pelos diversos operadores europeus de Terminais de GNL. Tem como grande vantagem o facto de ser uma solução definitiva e com capacidade para garantir a cadeia de abastecimento sem quaisquer restrições de disponibilidade. Esta solução também permite encher Navios de menores dimensões sem quaisquer limitações técnicas quer ao nível do manuseamento do vapor ou do caudal de enchimento.

Esta solução ainda não foi apresentada formalmente às entidades competentes nomeadamente à Administração Portuária e o seu progresso está subordinado à pré-aprovação destas.



FIGURA 43 – LOCALIZAÇÕES POSSÍVEIS PARA O NOVO CAIS (FONTE: GOOGLE EARTH)

A localização do novo cais estará dependente dos resultados de estudos específicos ainda não realizados tais como a avaliação hidrodinâmica (meteocean, dredging, etc), avaliação de segurança (HAZID, HAZOP, etc) bem como respetivas autorizações e licenciamentos das várias entidades competentes.

A REN prevê um custo global para esta solução de cerca de 40 M€ a 50 M€.

A estimativa de custos está dependente dos resultados dos estudos efetuados (batimetria, hidrogeologia, etc) bem como da localização escolhida e especificidades da construção.

O prazo de execução está também subordinado às condicionantes acima referidas. São estimados cerca de 24 a 36 meses para execução do projeto.

### 5.3. Recomendação

Considerando as características e custos de cada uma das opções analisadas, bem como as manifestações formais de interesse por parte de operadores de GNL relativamente à sua possível participação na atividade de bunkering a partir de 2020 conhecidas até ao momento, nesta fase a REN opta por propor a implementação da Solução 1, face ao seu menor custo e ao menor tempo de implementação, mas tendo também em conta a incerteza atual quanto à evolução previsível da procura de GNL para bancas na década de 2020 – 2030.

De facto, a adaptação do Cais de Descarga existente pode ser mais rapidamente implementada e deverá possuir capacidade suficiente para a fase de crescimento da procura de GNL para a atividade de bancas, sendo de momento difícil prever o momento a partir do qual será necessário dar resposta a solicitações de maior volume de operações. Por outro lado, esta solução poderá permanecer operacional mesmo na eventualidade de, no futuro, se vir a realizar uma nova instalação para bunkering de GNL em Sines, permanecendo assim como reserva ativa e fonte de flexibilidade, o que evitará a sua potencial transformação em ativo improdutivo (“*stranded asset*”).

# CONTACTOS

---

**REN – Rede Energéticas Nacionais, S.A.**

Avenida dos Estados Unidos da América, 55  
1749-061 Lisboa - Portugal  
Telefone: (+351) 210 013 500

[www.ren.pt](http://www.ren.pt)

**REN** 