



**Direção Geral  
de Energia e Geologia**

**Relatório de Monitorização da  
Segurança de Abastecimento do  
Sistema Nacional de Gás  
2022-2040**

Portugal, novembro de 2021

*{página em branco}*

# Índice

Sumário Executivo .....	4
1. Enquadramento .....	16
1.1 Enquadramento legislativo .....	16
1.2 Âmbito do RMSA-G .....	16
2. Caracterização do Sistema Nacional de Gás.....	19
2.1 Importação.....	19
2.2 Rede de Transporte e Infraestruturas de Armazenamento .....	20
2.3 Consumo de gás .....	22
3. Pressupostos e Análises.....	25
3.1 Pressupostos gerais.....	25
3.2 Perspetivas analisadas .....	31
3.2.1 Trajetória Conservadora.....	34
3.2.2 Trajetória Ambição .....	42
3.2.3 Teste de Stress.....	48
3.2.4 Análise de Sensibilidade - Cenário Superior Ambição da procura e evolução expectável da oferta .....	54
3.2.5 Análise de Sensibilidade - Cenário Central Conservador da procura e sistema existente na oferta.....	61
3.3 Ambiente e competitividade.....	66
3.3.1 Logística de aprovisionamento de GNL às UAG.....	66
3.3.2 Capacidade de regaseificação do Terminal de GNL de Sines .....	67
4. Qualidade de Serviço .....	68
5. Considerações Finais .....	73
Anexos .....	85

*[página em branco]*

## Sumário Executivo

O Sistema Nacional de Gás (SNG) assenta fundamentalmente na rede pública de gás, constituída pela Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de Gás Natural Liquefeito (RNTIAT) e pela Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG). Funcionando o SNG num ambiente de mercado liberalizado, compete ao Governo promover as condições de garantia da segurança de abastecimento de gás, através da adoção de medidas que contrariem o desequilíbrio entre a oferta e a gestão da procura, designadamente as respeitantes à gestão técnica global do sistema, bem como as que incentivem a diversificação das fontes de aprovisionamento e que contribuam para o planeamento, construção e manutenção das infraestruturas necessárias.

Neste modelo de funcionamento a monitorização permanente do sector é uma condição necessária à garantia da segurança de abastecimento do SNG, ao permitir a tomada de decisões adequadas em devido tempo. No quadro legislativo aplicável ao sector do gás, em particular o definido no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, compete à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) a monitorização da segurança de abastecimento do SNG, com a colaboração do Operador da RNTIAT (ORT), a REN Gasodutos, S.A., constituindo o presente documento o “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do SNG para o período 2022-2040” (RMSA-G 2021), o qual teve em conta a análise sobre a evolução do SNG no médio e no longo prazo constante no documento “Contributos REN para o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás 2022-2040” elaborado pelo ORT, e cujo sumário executivo e resultados preliminares se encontram em anexo.

Na elaboração do RMSA-G 2021 foram consideradas as linhas de orientação de política energética referentes à segurança de abastecimento de gás. Tendo em conta as interações entre o Sistema Elétrico Nacional e o SNG, bem como o peso que o consumo de gás de centros electroprodutores representa no consumo total deste recurso, o RMSA-G 2021 foi elaborado em estreita ligação com o “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2022-2040” (RMSA-E 2021), aprovado por despacho do Sr. Secretário de Estado Adjunto e da Energia de 7 de outubro de 2021. Esta interação pressupõe que a análise do sistema seja efetuada de uma forma integrada, considerando-se o sistema energético e não dois sistemas independentes, o sistema elétrico e o sistema de gás.

A manutenção de um sistema elétrico nacional fiável, assegurando fornecimentos aos cidadãos e às empresas, exige, por enquanto, a existência de centros electroprodutores a gás, que constituem uma salvaguarda do sistema, numa fase de transição. Assim, o RMSA-G 2021 apresenta como pressupostos base, em matéria de sistema electroprodutor, as perspetivas de evolução da capacidade instalada traduzidas nos diferentes cenários da oferta do RMSA-E 2021, em particular a evolução do papel dos centros electroprodutores que utilizam gás como combustível.

Na análise efetuada foram tidas em conta as projeções da procura de gás e a evolução da capacidade de oferta e de armazenamento. Tendo em vista avaliar o equilíbrio entre a oferta e a procura no mercado nacional, a qualidade e o nível de manutenção das infraestruturas e, ainda, determinar os limites da adequação do SNG para satisfazer as necessidades de consumos face a níveis extremos de procura e às falhas de uma ou mais infraestruturas de gás, considerou-se a evolução das infraestruturas de oferta, previstas ou em construção no período em estudo, assim como a necessidade de se garantir o cumprimento das reservas de segurança de gás.

**SE1 - No presente relatório foram considerados quatro cenários de evolução da procura de gás:**

- Cenário Central Conservador: considera o consumo de gás decorrente do cenário macroeconómico Central, combinado com o cenário Conservador associado ao transporte rodoviário a gás (veículos pesados de passageiros e de mercadorias), ao transporte marítimo a gás e às poupanças nos consumos de gás dos edifícios dos setores residencial e terciário, para a evolução da procura no Mercado Convencional, e o consumo de gás do Mercado Elétrico alinhado com a trajetória Conservadora do RMSA-E 2021;
- Cenário Central Ambição: considera o consumo de gás decorrente do cenário macroeconómico Central, combinado com o cenário Ambição associado ao transporte rodoviário a gás (veículos pesados de passageiros e de mercadorias), ao transporte marítimo a gás e às poupanças nos consumos de gás dos edifícios dos setores residencial e terciário, para a evolução da procura no Mercado Convencional, e o consumo de gás do Mercado Elétrico alinhado com a trajetória Ambição do RMSA-E 2021;
- Cenário Superior Ambição: considera o consumo de gás decorrente do cenário macroeconómico Superior, combinado com o cenário Ambição associado ao transporte rodoviário a gás (veículos pesados de passageiros e mercadorias), ao transporte marítimo a gás e às poupanças nos consumos de gás dos edifícios dos setores residencial e terciário, para a evolução da procura no Mercado Convencional, e o consumo de gás do Mercado Elétrico alinhado com a trajetória Ambição do RMSA-E 2021;
- Cenário Inferior Conservador: considera o consumo de gás decorrente do cenário macroeconómico Inferior, combinado com o cenário Conservador associado ao transporte rodoviário a gás (veículos pesados de passageiros e mercadorias), ao transporte marítimo a gás e às poupanças nos consumos de gás dos edifícios dos setores residencial e terciário, para a evolução da procura no Mercado Convencional, e o consumo de gás do Mercado Elétrico alinhado com a trajetória Conservadora do RMSA-E 2021.

Como se pode constatar na definição dos quatro cenários considerados, no RMSA-G 2021 incorporou-se o impacto da mobilidade a gás natural na evolução da procura, decorrente da penetração deste combustível nos segmentos de veículos pesados de passageiros, veículos pesados de mercadorias e navios de transporte marítimo. Relativamente ao transporte marítimo foram igualmente considerados cenários de evolução da procura de gás natural liquefeito (GNL), tendo em conta o previsível desenvolvimento de infraestruturas portuárias com capacidade para abastecer GNL a navios de transporte marítimo, plasmado no Programa Nacional de Investimentos, como por exemplo, a implementação de infraestruturas de *bunkering* de GNL nos portos comerciais do Continente. Por outro lado, prevê-se, numa fase inicial, o abastecimento *truck to ship*, e o desenvolvimento futuro, através do abastecimento *ship to ship*, momento a partir do qual se garante um incremento das quantidades fornecidas.

Foi ainda considerado, para efeitos dos cenários de evolução da procura do Mercado Convencional, para o setor residencial e terciário, a Estratégia de Longo Prazo para a Renovação de Edifícios 2050 (ELPRE 2050), que estabelece medidas e objetivos para os horizontes de 2030, 2040 e 2050, com vista à renovação do parque nacional de edifícios residenciais e não residenciais, públicos e privados, para o converter num parque imobiliário descarbonizado e de elevada eficiência energética. A consideração desta estratégia permitiu obter informação relativa a poupanças nos consumos de gás nos setores atrás mencionados.

A previsão da evolução do número de veículos pesados de passageiros e de mercadorias a gás e da utilização de energia por navios de transporte marítimo a gás, bem como a estimativa das poupanças nos consumos de gás dos edifícios dos setores residencial e terciário, poderão ser consultadas no Anexo 1 (Pressupostos).

**SE2 - Quanto à evolução da capacidade de oferta de gás, foram considerados dois cenários, que têm por base a informação mais recente à data da elaboração dos pressupostos constantes no Anexo 1: (i) Evolução expectável e (ii) Teste de Stress.**

Como definido nos pressupostos, o cenário de evolução expectável considera as infraestruturas da RNTIAT existentes e a capacidade adicional esperada no horizonte em estudo, sendo que até 2040 se considera apenas o aumento da capacidade de oferta na ordem do que seria proporcionado pela eventual concretização, até 2030, da 1.ª fase do projeto da 3.ª interligação Portugal-Espanha e da Estação de Compressão do Carregado (que permitiria aumentar a capacidade de oferta do Terminal de Gás Natural Liquefeito de Sines - TGNL).

O Teste de Stress, tal como descrito nos pressupostos, considera a atual oferta proporcionada pela RNTIAT e assume que esta se mantém constante ao longo de todo o período em análise (2022-2040). Assim, o cenário de oferta associado ao Teste de Stress é o que estuda o funcionamento do SNG sem qualquer aumento da capacidade de oferta.

De referir que a capacidade de oferta, para ambos os cenários, poderá ainda ter um acréscimo decorrente do ajuste da capacidade associada ao *Iberian Virtual Interconnection Point* (VIP Ibérico), considerando a possibilidade de ser efetivada a capacidade total de oferta no ponto de interligação Valença do Minho-Tui.

No que se refere à **oferta de gases renováveis**, vetor relevante para a transição energética do setor, importa destacar a publicação de diversos diplomas setoriais e instrumentos de política energética que introduzem alterações significativas na legislação nacional sobre a temática, com potenciais impactos ao nível da segurança de abastecimento do SNG. Com o objetivo de contribuir para a neutralidade carbónica em 2050, em particular no âmbito da progressiva descarbonização do SNG, foi publicada, a 14 de agosto de 2020, a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2). Foi, ainda, publicado o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece a organização e o funcionamento do SNG e o respetivo regime jurídico, incorporando, também, disposições relevantes sobre a temática dos gases renováveis.

A EN-H2 enquadra o papel atual e futuro do hidrogénio no sistema energético e propõe um conjunto de medidas de ação e metas de incorporação nos vários setores da economia, tendo como objetivo principal introduzir um elemento de incentivo e estabilidade para o setor energético, promovendo a introdução gradual do hidrogénio enquanto pilar sustentável na transição para uma economia descarbonizada. O Decreto-Lei n.º 62/2020 materializa a figura do produtor de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono e a necessidade de os operadores desenvolverem as suas concessões e os investimentos necessários à crescente incorporação daqueles gases, referindo, ainda o contributo daquela produção e incorporação para a segurança do abastecimento.

A introdução de gases renováveis nas infraestruturas do SNG, a partir de unidades de produção ou de conversão gasosa, obriga ao cumprimento e coordenação de um conjunto de ações associadas à gestão da capacidade de injeção e condições de operação. Face à evolução do setor, do mercado, e da tecnologia, o estudo a realizar no âmbito do RMSA-G 2021 reflete, tanto quanto possível, o estado da arte atual, sem prejuízo de se virem a identificar outros projetos de investimento necessários conducentes à materialização da EN-H2. No que respeita à injeção de gases renováveis na Rede Pública de Gás (RPG), a sua evolução teve em conta a informação mais recente disponível, a 15 de julho de 2021, relativa à capacidade previsível de

injeção constante dos pedidos de registo prévio para a produção de gases de origem renovável, nos termos do artigo 69.º (e seguintes) do Decreto-Lei n.º 62/2020, e cuja previsão de entrada em operação e respetiva capacidade de injeção se apresentam nos pressupostos constantes no Anexo 1.

Atendendo à maturidade tecnológica do sector dos gases renováveis, ao *timing* de execução e à ótica de segurança de abastecimento subjacente ao presente documento, e ainda à reduzida expressão na capacidade previsível associada aos pedidos de registo prévio de novas unidades para a produção de gases de origem renovável, a injeção destes gases na RPG foi considerada apenas para efeito do cálculo do nível de descarbonização da RPG. Em futuros exercícios, e com o incremento da introdução de gases renováveis na RPG, a metodologia de cálculo de capacidade será reavaliada. Complementarmente, encontram-se a ser mapeados os investimentos necessários conducentes à materialização da EN-H2.

**SE3** - Tendo por base os dois cenários de evolução da capacidade de oferta do SNG e os quatro cenários de evolução da procura de gás, **as análises sobre a evolução do SNG incidiram sobre as seguintes trajetórias:**

- **Trajectoria Conservadora** - assumindo a evolução expectável da capacidade de oferta da RNTIAT e o cenário Central Conservador da procura que, no caso do Mercado de Eletricidade, corresponde à trajetória Conservadora do RMSA-E 2021, que considera o descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029;
- **Trajectoria Ambição** - assumindo a evolução expectável da capacidade de oferta da RNTIAT e o cenário Central Ambição da procura que, no caso do Mercado de Eletricidade, corresponde à trajetória Ambição do RMSA-E 2021, que considera o descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029; e
- **Teste de Stress** – assumindo a capacidade de oferta da RNTIAT atualmente existente e o cenário Superior Ambição da procura que, a médio prazo (até 2025), corresponde à situação mais exigente do ponto de vista de segurança de abastecimento.

As trajetórias Conservadora e Ambição têm por objetivo estudar a evolução do SNG num cenário de cumprimento das metas e dos objetivos de política energética definidos pelo Governo, em particular os definidos no Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030), e tendo ainda em consideração os estudos já realizados sobre a evolução do Sistema Elétrico Nacional.

Foram, ainda, realizadas duas análises de sensibilidade, considerando: (i) a evolução expectável da oferta e o cenário Superior Ambição da procura e (ii) o sistema existente na oferta e o cenário Central Conservador da procura.

Complementarmente foi efetuada uma **análise de sensibilidade à redução da capacidade de extração do Armazenamento Subterrâneo do Carriço (AS)**. Pretendeu-se com esta análise avaliar os impactes das limitações técnicas nas instalações do AS sempre que se verificarem volumes operacionais inferiores a 60% da capacidade de armazenamento.

Procedeu-se ainda a uma **análise complementar do impacto da ativação prioritária dos contratos em vigor com os centros electroprodutores com combustível alternativo** (interruptibilidade do consumo de gás).



Neste sentido, nas análises relativas a cada uma das trajetórias considerou-se a seguinte ordem de prioridades:

- a) Em primeiro, o impacto do funcionamento a combustível alternativo das centrais térmicas a gás natural de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares (interruptibilidade dos consumos de gás);
- b) Em segundo, o impacto de um aumento da capacidade de oferta na ordem do que seria proporcionado pela eventual concretização da 1.ª fase do projeto da 3.ª interligação entre Portugal e Espanha.

Apesar de a capacidade comercial total de importação atualmente anunciada no VIP Ibérico ser de 144 GWh/d, correspondente a 134 GWh/d em Campo Maior e 10 GWh/d em Valença do Minho, foi ainda efetuada uma **análise de sensibilidade considerando uma capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho.**

A análise das três trajetórias, bem como as referidas análises de sensibilidade complementares, foram efetuadas do ponto de vista do cumprimento do critério N-1, de acordo com o artigo 5.º do Regulamento (UE) 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2017, que visa a garantia do abastecimento de gás durante um dia de procura excepcionalmente elevada, em caso de perturbação na maior infraestrutura individual de gás do sistema.

Foram também analisadas as necessidades de evolução da capacidade de armazenamento na RNTIAT, tendo em conta as quantidades mínimas de reservas de segurança de gás do SNG, calculadas de acordo com a situação mais exigente prevista no artigo 6.º do Regulamento (UE) 2017/1938.

**SE4** - Tendo em conta os pressupostos considerados para o desenvolvimento da RNTIAT e as análises efetuadas para as trajetórias definidas **são de destacar os seguintes resultados:**

#### **Perspetiva da oferta de gás**

Da análise realizada à trajetória Conservadora constata-se que as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938, de 25 de outubro relativas às infraestruturas (Artigo 5.º) não são cumpridas em 2022, ou seja, nesse ano, caso se verifique uma perturbação na maior infraestrutura individual de gás (TGNL), a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, é inferior a 100%, não sendo, portanto, suficiente para satisfazer a procura total de gás durante um dia de procura excepcionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos. Esta situação altera-se a partir de 2025, com a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, a variar entre 106,7% em 2025 e 125,3% em 2040, sem necessidade de reforço da capacidade de oferta.

Quanto à trajetória Ambição, as normas relativas às infraestruturas também não são cumpridas em 2022. A partir de 2025 é possível cumprir as normas relativas às infraestruturas durante o restante período, sem recurso a capacidade de oferta adicional, com a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, a variar entre 108,1% em 2025 e 142,8% em 2040.

No Teste de Stress, que não considera quaisquer reforços de capacidade de oferta, o cumprimento das normas do Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas, não se verifica em 2022. Entre 2025 e 2040 as normas relativas às infraestruturas são cumpridas, com a fórmula N-1 a aumentar de 106,3% para 128,5%.

No caso da análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da RNTIAT constata-se que as normas relativas às infraestruturas não são cumpridas em 2022. Esta situação altera-se a partir de 2025, sendo possível cumprir as normas até 2040 sem necessidade de reforço da capacidade de oferta, com a capacidade técnica das restantes infraestruturas a variar entre 106,3% em 2025 e 128,5% em 2040.

Quanto à análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e a capacidade de oferta da RNTIAT atualmente existente, o cumprimento das normas relativas às infraestruturas não se verifica em 2022. Esta situação altera-se a partir de 2025, com a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, a variar entre 106,7% em 2025 e 125,3% em 2040.

#### Análise de sensibilidade à redução da capacidade de extração do AS do Carricho:

Em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d, correspondente a um volume operacional abaixo dos 60%, a capacidade técnica determinada segundo a fórmula N-1 sofre uma redução assinalável. Na trajetória Conservadora as normas relativas às infraestruturas apenas são cumpridas a partir de 2030, e somente na condição de um aumento de capacidade na ordem do que seria proporcionado pela eventual concretização da 1.ª fase do projeto da 3.ª interligação entre Portugal e Espanha (70 GWh/d), com a fórmula N-1 a registar valores de 116,0% em 2030 e de 131,2% em 2040.

Na trajetória Ambição o referido aumento de capacidade permite que as normas relativas às infraestruturas também sejam cumpridas a partir de 2030, com o valor de 127,2% em 2030 e 149,5% em 2040.

No Teste de Stress, para esta análise, as normas do Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas são cumpridas apenas em 2040, com a fórmula N-1 a registar nesse ano o valor de 101,6%.

Na análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta da RNTIAT, para a situação em apreço, as normas relativas às infraestruturas só são cumpridas a partir de 2030 e apenas na condição de existir um reforço da capacidade de oferta. Considerando um aumento de capacidade na ordem do que seria proporcionado pela eventual concretização da 1.ª fase do projeto da 3.ª Interligação entre Portugal e Espanha (70 GWh/d), a fórmula N-1 regista o valor de 121,6% em 2030 e 134,5% em 2040.

No caso da análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta, para a situação em apreço, as normas do Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas não são cumpridas em todo o período em análise.

#### Prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares:

Apesar de atualmente não existir um quadro legal ou regulamentar que permita ativar os contratos de interruptibilidade do consumo de gás das centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares em

regime de mercado, foi analisado o impacto dessa ativação no cumprimento das normas relativas às infraestruturas, na ocorrência de dias de procura excepcionalmente elevada conjugada com a falha da maior infraestrutura, assumindo-se duas hipóteses: máxima interruptibilidade e mínima interruptibilidade.

Da análise realizada a todas as trajetórias, bem como das análises de sensibilidade que consideram o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta e o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta, constata-se que, quer na hipótese de máxima interruptibilidade, quer na de mínima interruptibilidade, as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas são cumpridas em todo o período em análise, sem necessidade de reforço da capacidade de oferta. O valor mínimo da fórmula N-1 regista-se em 2022, para o Teste de Stress e a análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, com 112,8% na hipótese de máxima interruptibilidade e 111,7% na hipótese de mínima interruptibilidade. No entanto, importa reforçar que atualmente a paragem do abastecimento de gás às centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares apenas poderá ser forçada em caso de emergência/força maior, pelo que se considera oportuno desenvolver os instrumentos legais e regulamentares que permitam a ativação da interruptibilidade em regime de mercado.

Em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d, na Trajetória Conservadora ambas as hipóteses de interruptibilidade são insuficientes para cumprimento das normas relativas às infraestruturas entre 2022 e 2027. Na hipótese de máxima interruptibilidade as normas são cumpridas a partir de 2030, sem necessidade de reforço da capacidade de oferta, registando a fórmula N-1 nesse ano 100,4% e em 2040 o valor de 115,2%. Na hipótese de mínima interruptibilidade as normas são cumpridas a partir de 2030 apenas na condição de um reforço de capacidade de oferta na ordem do que seria proporcionado pela eventual concretização da 1.ª fase do projeto da 3.ª Interligação entre Portugal e Espanha (70 GWh/d), com a fórmula N-1 a registar 118,6% em 2030 e 136,8% em 2040.

No caso da Trajetória Ambição, verificando-se a referida limitação da capacidade de extração do AS, na hipótese de máxima interruptibilidade o incumprimento das normas verifica-se em 2022 e 2025, situação que se altera a partir de 2027 sem necessidade de reforço da capacidade de oferta, com a fórmula N-1 a variar entre 105,2% nesse ano e 129,3% em 2040. Na hipótese de mínima interruptibilidade as normas não são cumpridas entre 2022 e 2027, situação que se altera a partir de 2030 na condição de um reforço da capacidade de oferta na ordem do que seria proporcionado pela eventual concretização da 1.ª fase do projeto da 3.ª Interligação entre Portugal e Espanha (70 GWh/d), com a fórmula N-1 a registar 127,2% nesse ano e 164,4% em 2040.

No Teste de Stress, caso a capacidade de extração do AS seja limitada a 71,4 GWh/d, a hipótese de máxima interruptibilidade é insuficiente para cumprimento das normas relativas às infraestruturas até 2025, situação que se altera a partir de 2027, com a fórmula N-1 a aumentar de 100,4% nesse ano para 118,7% em 2040. Na hipótese de mínima interruptibilidade as normas apenas são cumpridas em 2040, registando a fórmula N-1 o valor de 118,0%.

Na análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, verificando-se a referida limitação da capacidade de extração do AS, a hipótese de máxima interruptibilidade é insuficiente para cumprimento das normas em 2022 e 2025, situação que se altera a partir de 2027 sem necessidade de reforço da capacidade de oferta, com os valores da fórmula N-1 a variarem entre 100,4% nesse ano e 118,7% em 2040. Na hipótese de mínima interruptibilidade as normas não são

cumpridas entre 2022 e 2027. Considerando um reforço da capacidade de oferta na ordem do que seria proporcionado pela eventual concretização da 1.ª fase do projeto da 3.ª Interligação entre Portugal e Espanha (70 GWh/d), e apenas nessa condição, as normas relativas às infraestruturas são cumpridas a partir de 2030, com a fórmula N-1 a registar 121,6% nesse ano e o valor de 156,4% em 2040.

No caso da análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta, em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d, a hipótese de máxima interruptibilidade é insuficiente para cumprir as normas relativas às infraestruturas até 2027. Nessa hipótese as normas são cumpridas a partir de 2030, registando a fórmula N-1 nesse ano 100,4% e em 2040 o valor de 115,2%. Na hipótese de mínima interruptibilidade as normas relativas às infraestruturas são cumpridas apenas em 2040, com a fórmula N-1 a registar o valor de 103,3%.

#### Análise de sensibilidade ao aumento da capacidade de importação em Valença do Minho para 30 GWh/d:

Considerando a possibilidade de ser efetivada a capacidade total de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho (incremento de 20 GWh/d, face à capacidade utilizada atualmente), verifica-se que as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas são cumpridas em todas as trajetórias e análises de sensibilidade, em todo o horizonte de estudo, sem necessidade de reforço da capacidade de oferta, sendo o valor mínimo da fórmula N-1 registado em 2022 para o Teste de Stress e a análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta (102,0% em ambos os casos).

Tendo em consideração, para além da capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho, que a capacidade de extração do AS se encontra limitada a 71,4 GWh/d, a capacidade técnica determinada segundo a fórmula N-1 sofre uma redução assinalável, sendo que na Trajetória Conservadora as normas relativas às infraestruturas apenas são cumpridas a partir de 2030 e somente na condição de um reforço da capacidade de oferta ocorrer nesse ano. Considerando um reforço na ordem do que seria proporcionado pela eventual concretização da 1.ª fase do projeto da 3.ª Interligação entre Portugal e Espanha (70 GWh/d), a fórmula N-1 regista 124,1% em 2030 e o valor de 140,3% em 2040.

Também na Trajetória Ambição e na análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, considerando, para além da capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho, a referida limitação na capacidade de extração do AS, as normas são cumpridas apenas a partir de 2030. No entanto, nestes casos não é necessário qualquer reforço da capacidade de oferta. A capacidade técnica, determinada segundo a fórmula N-1, regista na Trajetória Ambição e na análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, os valores de 104,9% e 100,3% em 2030 e 123,3% e 111,0% em 2040, respetivamente.

Quanto ao Teste de Stress, considerando, para além da capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho, que a capacidade de extração do AS se encontra limitada a 71,4 GWh/d, as normas relativas às infraestruturas são cumpridas apenas a partir de 2030, com a capacidade técnica, determinada segundo a fórmula N-1, a registar 100,3% nesse ano e 111,0% em 2040.

No caso da análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta, tendo em consideração, para além da capacidade de importação de 30 GWh/d na

interligação de Valença do Minho, a referida limitação na capacidade de extração do AS, as normas relativas às infraestruturas são cumpridas apenas em 2040, com a fórmula N-1 a registar o valor de 108,2%.

### **Perspetiva da oferta de GNL**

Prevê-se que nas trajetórias Conservadora e Ambição a atual capacidade de oferta de GNL do Terminal de Sines (36 cisternas por dia, correspondentes a 10,4 GWh/d) seja suficiente para cobrir a ponta provável de consumo de GNL apenas em 2022, incluindo o consumo das Unidades Autónomas de Gás (UAG) existentes, das UAG previstas no âmbito das novas licenças atribuídas<sup>1</sup>, bem como o consumo resultante da nova mobilidade a gás natural. Entre 2025 e 2030, nestas trajetórias, perspetiva-se que a atual capacidade do TGNL apenas permita cobrir as pontas prováveis de consumo de GNL associado às UAG existentes e às UAG previstas, não permitindo acomodar o aumento do consumo resultante da penetração da nova mobilidade a gás natural. Da previsão para 2040 constata-se que na Trajetória Conservadora a atual capacidade do TGNL apenas permitirá cobrir a ponta provável de consumo associado às UAG existentes e na Trajetória Ambição o consumo associado às UAG existentes e às UAG previstas no âmbito das novas licenças atribuídas. O eventual reforço da capacidade de carregamento para 48 cisternas/dia, através de uma baía de enchimento adicional, permitiria cobrir as necessidades das pontas prováveis estimadas até 2025, no caso destas duas trajetórias.

Considerando o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, prevê-se que entre 2022 e 2025 a atual capacidade do TGNL permita cobrir apenas as pontas prováveis de consumo de GNL associado às UAG existentes e às UAG previstas no âmbito das novas licenças atribuídas, não permitindo acomodar o aumento do consumo resultante da penetração da nova mobilidade a gás natural. Entre 2027 e 2040 a atual capacidade do TGNL permite cobrir somente as pontas prováveis de consumo de GNL associado às UAG existentes.

A análise efetuada aponta, portanto, para a necessidade de reforço da oferta para abastecimento das UAG, nomeadamente através de uma baía de enchimento de GNL adicional (aumento da capacidade de enchimento para 48 cisternas/dia).

Por outro lado, é de registar que, em caso de paragem prolongada do TGNL, o abastecimento de GNL ao território nacional fica totalmente dependente do aprovisionamento via Espanha.

### **Perspetiva do armazenamento de gás**

A capacidade de armazenamento da RNTIAT deve assegurar a constituição de volumes de gás suficientes para garantir o abastecimento dos consumos em situações críticas que se prolonguem no tempo. Relativamente às infraestruturas da RNTIAT elegíveis para a constituição e manutenção de reservas, o complexo de AS do Carriço é, pela sua natureza, a que melhor se adequa para esse efeito. Os tanques de armazenamento de GNL do Terminal GNL de Sines têm como objetivo atenuar as flutuações de injeção de gás na RNTG, que resultam da entrega intermitente dos navios metaneiros, pelo que não é desejável a sua utilização para a constituição de reservas em quantitativos que possam comprometer a atividade desta infraestrutura.

Nesse sentido, a existência de capacidade adequada de armazenamento que permita a constituição e manutenção das reservas de segurança é um indicador relevante para aferir a segurança do abastecimento

---

<sup>1</sup> À data da elaboração dos Pressupostos constantes no Anexo 1.

do SNG, devendo, como mínimo, assegurar o armazenamento das quantidades de gás previstas nas normas de aprovisionamento a que se refere o Artigo 6º do Regulamento (UE) 2017/1938.

As quantidades mínimas de reservas de segurança de gás do SNG, calculadas de acordo com a situação mais exigente prevista no Artigo 6.º do Regulamento (UE) 2017/1938, deverão garantir o aprovisionamento aos clientes protegidos<sup>2</sup> durante um período de 30 dias de procura de gás excecionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos. Para além das necessidades de aprovisionamento aos clientes protegidos, a análise efetuada às reservas de segurança no RMSA-G 2021 incluiu, ainda, o aprovisionamento às centrais electroprodutoras não interruptíveis.

Da análise efetuada constata-se que em todas as trajetórias e análises de sensibilidade a atual capacidade de armazenamento da RNTIAT, que se mantém constante no período em análise, é suficiente para aprovisionar as reservas de segurança em todo o horizonte de estudo, considerando as necessidades de clientes protegidos e das centrais electroprodutoras não interruptíveis. A capacidade de armazenamento do AS é, por si só, suficiente para superar eventuais situações críticas prolongadas no tempo em todo o período analisado.

### **Perspetiva do armazenamento de GNL para abastecimento das UAG**

O TGNL de Sines permite o carregamento de camiões-cisterna e contentores-cisterna criogénicos de GNL, possibilitando o abastecimento às Unidades Autónomas de Gás (UAG) situadas em zonas de Portugal que não podem ser abastecidas pela rede de gás de alta pressão.

. Da análise efetuada constata-se que a capacidade dos atuais tanques para armazenamento no TGNL de Sines é suficiente para garantir o aprovisionamento do GNL correspondente aos clientes protegidos das UAG<sup>3</sup> em todo o período 2022-2040, tanto nas trajetórias Conservadora, Ambição e Teste de Stress, como nas análises de sensibilidade realizadas.

**SE5** - Atualmente, o aprovisionamento de GNL às UAG é realizado maioritariamente a partir do TGNL de Sines, utilizando camiões-cisterna, na sua maioria consumindo gasóleo e percorrendo frequentemente longas distâncias até ao norte e centro do país, o que acarreta, entre outros, impactes ambientais decorrentes das emissões de CO<sub>2</sub>. Um eventual novo Terminal de GNL de pequenas dimensões, em bancas marítimas localizadas em portos existentes conjugado com a constituição de entrepostos logísticos de GNL localizados em pontos estratégicos do país, que possibilitem a integração das várias soluções intermodais na cadeia de aprovisionamento de GNL, permitiriam, a par do aumento dos níveis de segurança de abastecimento, reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> decorrentes da atual logística de aprovisionamento de GNL exclusivamente rodoviária, aumentar a competitividade do GNL com origem no TGNL, bem como reduzir a dependência de Espanha para abastecimento de consumos de GNL, em caso de falha no Terminal de Sines.

**SE6** - O histórico da capacidade contratada em mercado da injeção de gás na RNTG via TGNL apresenta um crescimento sustentado desde 2016, tendo sido atingidos, recentemente, durante períodos significativos, valores próximos da capacidade máxima de regaseificação do TGNL (229 GWh/d). Durante o ano de 2019, a

<sup>2</sup> Entende-se por "clientes protegidos" os clientes domésticos ligados a uma rede de distribuição de gás, acrescidos das pequenas e médias empresas e serviços essenciais de carácter social, desde que estes últimos não representem, em conjunto, mais de 20% do consumo final anual do gás.

<sup>3</sup> As necessidades de aprovisionamento de GNL incluem o aprovisionamento para 30 dias de consumo médio da UAG dos Socorridos, localizada na Ilha da Madeira, dado que o seu abastecimento é feito a partir do TGNL de Sines

regaseificação do TGNL de Sines foi superior a 202 GWh/dia em 10% dos dias e a 176 GWh/dia em 50% dos dias, e em 2020 foi superior a 203 GWh/dia em 10% dos dias, e superior a 169 GWh/dia em 50% dos dias. A eventual concretização do projeto da Estação de Compressão do Carregado permitiria eliminar as atuais restrições de regaseificação do TGNL para a RNTG e aumentar a sua capacidade de oferta para os 321 GWh/d, potenciando o aprovisionamento de GNL a Portugal a preços competitivos, reduzindo a dependência do gás importado via *pipeline*, incrementando a flexibilidade dos agentes de mercado e a redução de riscos associados a fenómenos geopolíticos.

**SE7** - Relativamente à avaliação da qualidade de serviço prestado no SNG em 2020, no que se refere a dados técnicos, destaca-se o seguinte:

- Na vertente da **continuidade de serviço**, verificou-se que no TGNL de Sines o tempo médio efetivo de descarga de navios metaneiros diminuiu cerca de 6% face ao ano anterior e o tempo médio de atraso de descarga de navios metaneiros aumentou aproximadamente 21%. Registou-se, ainda, uma diminuição de aproximadamente 5% no tempo médio efetivo de enchimento de camiões-cisterna e uma diminuição de cerca de 60% no tempo médio de atraso de enchimento de camiões-cisterna. Quanto às nomeações energéticas de injeção de gás natural do TGNL para a RNTG, o cumprimento foi de 99,74%.

Na RNTG não se registaram em 2020 quaisquer interrupções de fornecimento, e na RNDG registaram-se 13 065 interrupções de fornecimento, que afetaram 0,9% do total de instalações de clientes (das quais 82% foram interrupções não controláveis acidentais). Os ORD Paxgás e Sonorgás não registaram interrupções nas suas redes. Durante esse ano, apenas a Lisboagás e a REN Portugal registaram interrupções controláveis, sendo que a Lisboagás foi o único ORD com interrupções controláveis previstas, devidas a renovação da rede. Em 2020 os valores máximos para os indicadores número médio de interrupções por 1 000 clientes e duração média das interrupções por cliente foram registados pela Tagusgás, devido à ocorrência de incidentes com consequências de dimensão significativa.

- Na vertente das **características do gás**, foram respeitados todos os limites regulamentares estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço para as características do gás natural no TGNL de Sines e na RNTG.

**SE8** – O SNG enfrenta desafios crescentes que, como foi referido no presente relatório, estão considerados na alteração legislativa entretanto efetuada (Decreto-Lei n.º 62/2020). O efeito destes desafios na segurança do abastecimento, ainda que identificados, não são integralmente conhecidos. Na ótica da segurança do abastecimento, tendo em consideração o crescente *know-how* adquirido, bem como a informação disponível, deverão ser avaliados, por exemplo, os efeitos da injeção de gases renováveis na RPG e a eventual alteração/extensão das análises a efetuar.

Além da evolução nos estudos e análises a efetuar, podem ser equacionadas medidas e ações que permitam um reforço na segurança do abastecimento, nomeadamente:

- a criação das condições para ser efetivada a totalidade da capacidade de importação de gás na interligação Valença do Minho-Tui (passando para 30 GWh/d), aumentando assim a capacidade de importação associada ao VIP Ibérico (passando de 144 GWh/d para 166 GWh/d).

- a eventual concretização do projeto da Estação de Compressão do Carregado que permitiria eliminar as atuais restrições de regaseificação do TGNL para a RNTG (saturadas na capacidade máxima de 200 GWh/d) e aumentar a sua capacidade de oferta para os 321 GWh/d, potenciando o aprovisionamento de GNL a Portugal (com diversificação de origens);
- o reforço da oferta para abastecimento das UAG, nomeadamente através de uma baía de enchimento de GNL adicional (aumento da capacidade de enchimento para 48 cisternas/dia), que permitiria cobrir as necessidades das pontas prováveis estimadas até 2025;
- um eventual novo Terminal de GNL de pequenas dimensões, destinado, principalmente a bancas marítimas localizadas em portos existentes, conjugado com a constituição de entrepostos logísticos de GNL localizados em pontos estratégicos do país, que possibilitem a integração das várias soluções intermodais na cadeia de aprovisionamento de GNL, que permitam, a par do aumento dos níveis de segurança de abastecimento, reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> decorrentes da atual logística de aprovisionamento de GNL exclusivamente rodoviária;
- a criação de um regime que permita a implementação e a operacionalização do serviço de interruptibilidade de gás no SNG (nos estudos e análises do presente relatório considera-se a interruptibilidade das centrais a gás de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro e de Lares, através da redução voluntária dos consumos de gás);
- Realização de estudos aprofundados sobre eventuais medidas tendo em vista atenuar a limitação da capacidade de extração do AS do Carriço em caso de volumes operacionais abaixo dos 60%.



# 1. Enquadramento

## 1.1 Enquadramento legislativo

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, estabelece as bases gerais da organização e funcionamento do Sistema Nacional de Gás (SNG), bem como os regimes jurídicos aplicáveis ao exercício das atividades de receção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL), de armazenamento subterrâneo, transporte, distribuição e comercialização de gás, de operação logística de mudança de comercializador, de produção de gases de origem renovável e gases de baixo teor de carbono e sua injeção na rede, e de organização dos respetivos mercados.

O referido Decreto-Lei define, também, as regras relativas à segurança de abastecimento e à sua monitorização. Em particular, estabelece o n.º 1 do artigo 93.º que compete à DGEG submeter anualmente ao membro do Governo responsável pela área da energia um Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás (RMSA-G). De acordo com o disposto no artigo 31.º, a elaboração do RMSA-G é realizada em colaboração com o operador da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG), a REN Gasodutos, S. A. Após aprovação pelo referido membro do Governo, a DGEG publica o RMSA-G, dando conhecimento do mesmo à Comissão Europeia e à ERSE.

O RMSA-G deve ter em conta o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional e incluir os seguintes elementos:

- Medidas adotadas e uma proposta de adoção das medidas adequadas a reforçar a segurança de abastecimento do SNG;
- Nível de utilização da capacidade de armazenamento e a avaliação da sua suficiência para garantir o cumprimento das reservas de segurança;
- Âmbito dos contratos de aprovisionamento de gás a longo prazo celebrados por empresas estabelecidas e registadas em território nacional e, em especial, o prazo de duração remanescente desses contratos e o respetivo nível de liquidez;
- Quadros regulamentares destinados a incentivar de forma adequada novos investimentos nas infraestruturas de gás;
- Contributo atualizado da produção e incorporação de gases de origem renovável e gases de baixo teor de carbono para a segurança do abastecimento, bem como os quadros regulamentares destinados a incentivar ou regular de forma adequada novos investimentos de produção de gás.

## 1.2 Âmbito do RMSA-G

A segurança de abastecimento esteve sempre no centro das políticas energéticas adotadas a nível nacional e a nível comunitário. Mais recentemente, situações de disrupção no abastecimento energético a alguns Estados-Membros da União Europeia despertaram a atenção para a necessidade do reforço das políticas na área da segurança energética. Nesse sentido, a União Europeia (UE) adotou um pacote de medidas que, entre outros, promove o reforço das infraestruturas, de forma a dotar o sistema energético de capacidade de resiliência face a potenciais interrupções no abastecimento. Relembra-se, a esse propósito, que um dos pilares do conceito da União da Energia é a segurança energética, como plasmado no Regulamento (UE) 2018/1999, relativo à Governação da União da Energia e Ação Climática. A nível nacional, um dos objetivos estratégicos do Plano Nacional Energia e Clima (PNEC), aprovado e publicado pela Resolução de Conselho de

Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho, corresponde à garantia da segurança do abastecimento, pressupondo a sua correta e efetiva monitorização.

Por outro lado, os desafios colocados pela transição energética, nomeadamente os relacionados com a crescente eletrificação da economia e a produção e incorporação de gases de origem renovável e gases de baixo teor de carbono nas redes de transporte e distribuição, reforçam a necessidade de avaliar a resiliência do SNG. Neste contexto, a monitorização da segurança de abastecimento surge como peça fundamental para avaliar, no médio a longo prazo, as necessidades do sistema.

Funcionando o SNG num ambiente de mercado liberalizado, compete ao Governo garantir a sua segurança de abastecimento, atuando de forma supletiva à iniciativa privada, através da adoção de medidas adequadas sempre que se verifique um desequilíbrio entre a oferta e a procura, designadamente as respeitantes à gestão técnica global do sistema, à promoção da diversificação das fontes de abastecimento e ao planeamento, construção e manutenção das infraestruturas necessárias. Neste modelo de funcionamento a monitorização permanente do sector é uma condição necessária à garantia da segurança de abastecimento do SNG, ao permitir a tomada de decisões adequadas em devido tempo.

Pretende-se com o presente RMSA-G apresentar uma perspetiva da evolução do SNG, ao nível de Portugal Continental, tendo em vista a segurança de abastecimento e os requisitos necessários à sua manutenção em níveis adequados, para o horizonte 2022-2040, e num quadro de integração no MIBGÁS, para o que estiveram presentes os seguintes aspetos:

- Nível de procura atual e prevista (incluindo a perspetiva de evolução do sistema eletroprodutor);
- Capacidade de oferta atual e prevista;
- Equilíbrio entre a oferta e a procura no mercado nacional;
- Qualidade e nível de manutenção das infraestruturas.

No que se refere à oferta de gases renováveis e de baixo teor de carbono, vetor relevante para a transição energética do setor, importa destacar a publicação de diversos diplomas e instrumentos de política energética que introduzem alterações significativas na legislação nacional sobre a temática, com potenciais impactos ao nível da segurança de abastecimento do SNG. Com o objetivo de contribuir para a neutralidade carbónica em 2050, em particular no âmbito da progressiva descarbonização do SNG, foi publicada, através da Resolução de Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto, a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2). Foi, ainda, publicado o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece a organização e o funcionamento do SNG e o respetivo regime jurídico, incorporando, também, disposições relevantes sobre a temática dos gases renováveis.

A EN-H2 enquadra o papel atual e futuro do hidrogénio no sistema energético e propõe um conjunto de medidas de ação e metas de incorporação nos vários setores da economia, tendo como objetivo principal introduzir um elemento de incentivo e estabilidade para o setor energético, promovendo a introdução gradual do hidrogénio enquanto pilar sustentável na transição para uma economia descarbonizada.

O Decreto-Lei n.º 62/2020 materializa a figura do produtor de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono e a necessidade de os operadores das infraestruturas da rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL e da rede nacional de distribuição a detalhar os investimentos e infraestruturas a desenvolver por forma a acomodar a crescente incorporação daqueles gases, referindo, ainda o contributo daquela produção e incorporação para a segurança do abastecimento.

A introdução de gases renováveis nas infraestruturas do SNG, a partir de unidades de produção ou de conversão gasosa, obriga ao cumprimento e coordenação de um conjunto de ações associadas à gestão da capacidade de injeção e condições de operação. Face à evolução do setor, do mercado, e da tecnologia, o estudo a realizar no âmbito do RMSA-G 2021 reflete, tanto quanto possível, o estado da arte atual, sem prejuízo de se virem a identificar outros projetos de investimento necessários conducentes à materialização da EN-H2. No que respeita à injeção de gases renováveis na Rede Pública de Gás (RPG), a sua evolução teve em conta a informação mais recente disponível, a 15 de julho de 2021, relativa à capacidade previsível de injeção constante dos pedidos de registo prévio para a produção de gases de origem renovável, nos termos do artigo 69.º (e seguintes) do Decreto-Lei n.º 62/2020, e cuja previsão de entrada em operação e respetiva capacidade de injeção se apresentam nos pressupostos constantes no Anexo 1.

Atendendo à maturidade tecnológica do sector dos gases renováveis, ao *timing* de execução e à ótica de segurança de abastecimento subjacente ao presente documento, e ainda à reduzida expressão na capacidade previsível associada aos pedidos de registo prévio de novas unidades para a produção de gases de origem renovável, a injeção destes gases na RPG foi considerada apenas para efeito do cálculo do nível de descarbonização da RPG. Em futuros exercícios, e com o incremento da introdução de gases renováveis na RPG, a metodologia de cálculo de capacidade será reavaliada. Complementarmente, encontram-se a ser mapeados os investimentos necessários conducentes à materialização da EN-H2.

## 2. Caracterização do Sistema Nacional de Gás

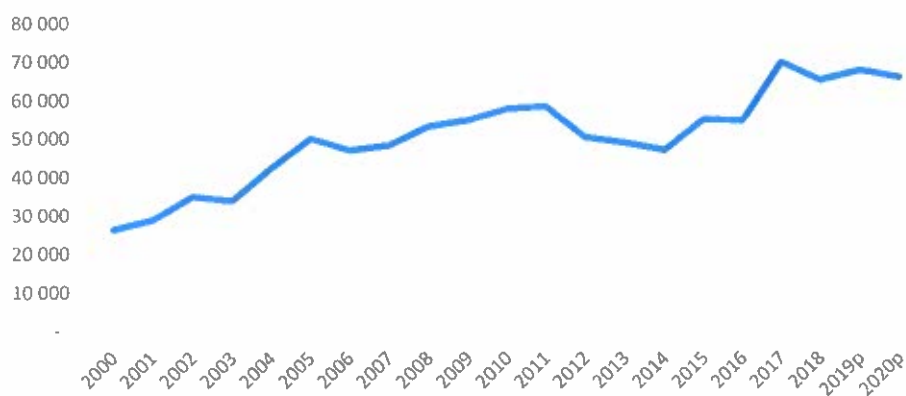
### 2.1 Importação

Portugal não possui jazigos de gás natural explorados, ou seja, não existe produção de gás natural em território nacional, pelo que o aprovisionamento de gás natural para o mercado português é efetuado através de entradas no sistema por via das interligações com Espanha (Campo Maior e Valença) e do TGNL (Sines).

Todo o biogás consumido em Portugal resulta de produção doméstica, pelo que não se registam importações desta tipologia de gás.

Os dados provisórios para 2020 apontam para importações de gás natural de aproximadamente 66 398 GWh, verificando-se uma diminuição de cerca de 2,7% face a 2019, sendo que na última década, 2011-2020, as importações de gás natural registaram uma taxa de crescimento média anual (tcma) de 1,3%. A diminuição nas importações de gás natural em 2020, face a 2019, estará associada à redução do consumo de gás natural nas centrais térmicas para a produção de eletricidade.

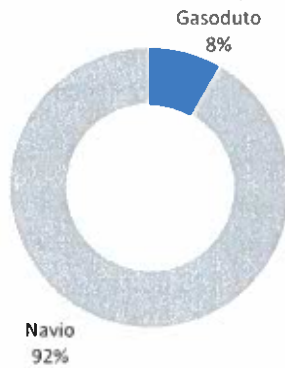
Figura 1 - Evolução das importações de gás natural em Portugal (GWh)



Fonte: DGEG

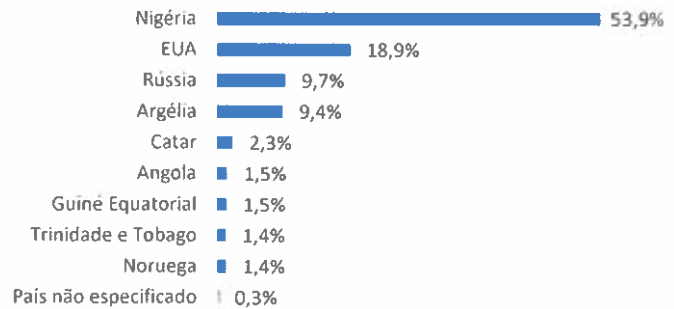
Nos últimos anos Portugal tem vindo a diversificar as suas fontes de aprovisionamento de gás natural. No entanto, aproximadamente 73% das importações em 2020 tiveram origem em apenas dois países, a Nigéria e os Estados Unidos da América, tal como se verificou em 2019, ano em que a respetiva quota se situou nos 75%. Note-se que de 2015 a 2018 os dois principais países de origem do gás natural importado em Portugal foram a Nigéria e a Argélia, representando em 2018 aproximadamente 67% das importações. Devido à redução expressiva das importações de gás argelino, efetuadas maioritariamente através de gasoduto, verificou-se um decréscimo significativo das importações por essa via, que em 2018 representavam aproximadamente 34%, em 2019 diminuíram para cerca de 8% e em 2020 se mantiveram nos 8%. Prevê-se que a representatividade do gás argelino nas importações nacionais continue a decrescer, por força do menor volume anual de gás contratado pela Galp ao fornecedor de gás da Argélia (*Sonatrach*), no recente contrato de longo prazo assinado entre as duas empresas, que diminuiu de 2,4 bcm para 1 bcm.

Figura 2 - Distribuição das importações de gás natural por ponto de entrada em 2020p



Fonte: DGEG

Figura 3 - Importações de gás natural por país de origem em 2020p



Fonte: DGEG

A introdução do gás natural em Portugal, em 1997, foi assegurada através da celebração de contratos de longo prazo entre a Galp e fornecedores da Argélia (*Sonatrach*) e da Nigéria (*Nigeria NLG Limited*). Atualmente encontram-se em vigor quatro contratos de longo prazo de fornecimento de gás entre a Galp e essas empresas, que asseguram aproximadamente 5,4 bcm/ano, com durações entre 5 e 20 anos, consoante o contrato.

Tabela 1 – Caracterização dos contratos de longo prazo de fornecimento de gás em 2021

Contrato	País de origem	Quantidade (bcm/ano)	Duração do contrato (anos)	Data de início do contrato
NLNG II (GNL)	Nigéria	1,0	20	2003
NLNG III (GNL)	Nigéria	2,0	20	2006
NLG IV(GNL)	Nigéria	1,4	10	2021
Sonatrach (GN)	Argélia	1,0	5	2021
Venture Global LNG (*)	E.U.A	1,4	20	2023

Fonte: GALP

(\*) Adicionalmente, existe um acordo, já celebrado, entre a Galp e a empresa *Venture Global LNG* (E.U.A)<sup>4</sup>, que entrará em vigor em 2023 (com duração de 20 anos), que garantirá uma capacidade adicional de aprovisionamento de gás de 1,4 bcm/ano.

O fornecimento de gás previsto no contrato com a *Sonatrach* é assegurado através das rotas de gasodutos internacionais existentes, em particular através do gasoduto *Medgaz*, que liga a Argélia diretamente a Espanha.

Além dos contratos referidos anteriormente, o mercado nacional é abastecido por outras empresas importadoras de gás natural, que dispõem de contratos de abastecimento de gás natural por gasoduto e de GNL por navio, totalizando uma quantidade anual potencial de cerca de 6,5 bcm, de acordo com a informação prestada à DGEG no âmbito da Avaliação Nacional dos Riscos do SNGN, realizada em 2018.

## 2.2 Rede de Transporte e Infraestruturas de Armazenamento

O gás natural é introduzido na rede nacional de transporte através de dois pontos principais, a interligação de Campo Maior e o Terminal de GNL de Sines (TGNL). Ocasionalmente, a entrada de gás natural na rede nacional de transporte pode ocorrer através da interligação de Valença do Minho.

<sup>4</sup> <https://www.galp.com/corp/pt/sobre-nos/o-que-fazemos/industrial-energy-management/aprovisionamento-trading>

Figura 6 – Evolução do consumo de gás natural no Mercado de Eletricidade (GWh)

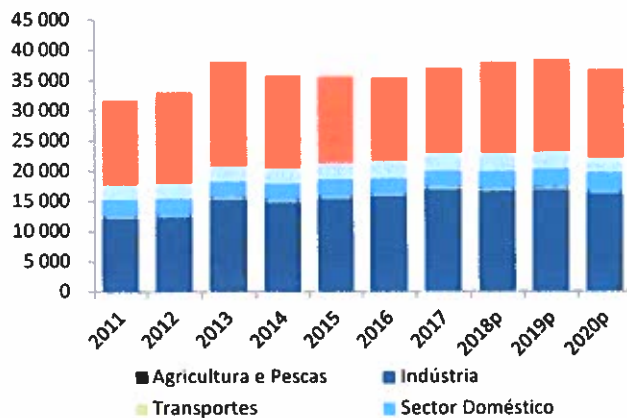


Fonte: DGEG

Relativamente ao consumo de gás natural no Mercado Convencional que, como referido anteriormente, corresponde ao consumo nos sectores da indústria, dos transportes, doméstico, da agricultura e pescas, dos serviços e da cogeração, tem-se mantido relativamente estável nos anos mais recentes, sendo que na última década, 2011-2020, registou uma tcm de cerca de 1,6%.

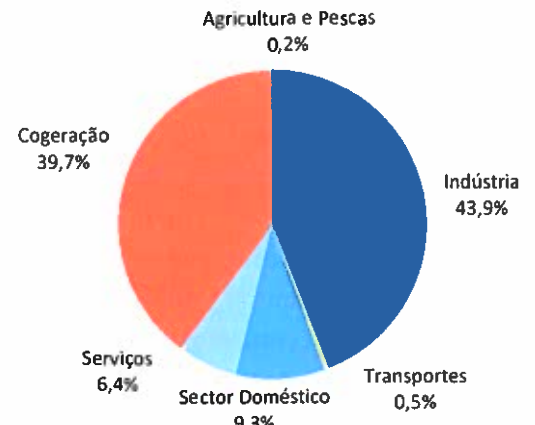
Em termos do consumo final por sector de atividade no Mercado Convencional, o sector da indústria<sup>7</sup> foi responsável em 2020 pela maior fatia do consumo, com 43,9%, seguido do sector da cogeração, com 39,7%, do sector doméstico, com 9,3% e do sector dos serviços, com 6,4%. As figuras seguintes ilustram a evolução do consumo de gás natural por sector de atividade em Portugal.

Figura 7 – Evolução do consumo de gás natural por setor de atividade (GWh)



Fonte: DGEG

Figura 8 – Repartição do consumo de gás natural por setor de atividade em 2020 (valores provisórios)



Fonte: DGEG

O consumo de gás natural para cogeração registou um crescimento considerável até 2013, em resultado do aumento do número de instalações de cogeração e por força da conversão dos sistemas alimentados a derivados de petróleo para gás natural. Este cenário alterou-se a partir desse ano, quer por força da conjuntura macroeconómica, que levou ao abrandamento da produção industrial, e mesmo ao

<sup>7</sup> Inclui o consumo da indústria extrativa, transformadora, construção e obras públicas e o consumo para produção de hidrogénio e para a petroquímica.

encerramento de algumas unidades, e por consequência à diminuição das necessidades de energia por via da cogeração, quer por força de nova legislação que também conduziu ao encerramento de algumas instalações de cogeração. Em 2020 o consumo de gás natural no setor da cogeração registou uma diminuição de cerca de 4% relativamente a 2019. A figura seguinte ilustra a evolução do consumo de gás natural no setor da cogeração em Portugal.

Figura 9 – Evolução do consumo de gás natural no sector da Cogeração (GWh)



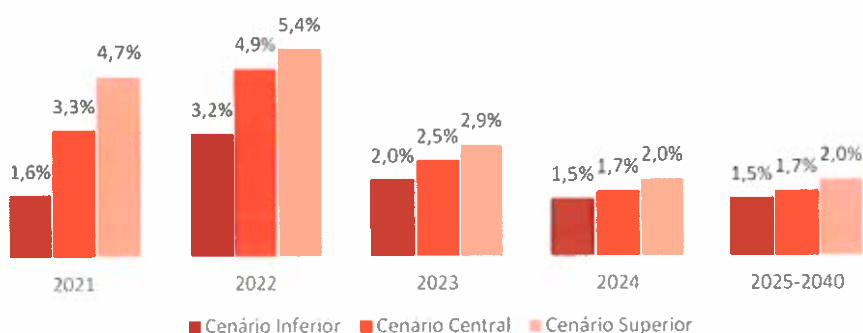
Fonte: DGEG

## 3. Pressupostos e Análises

### 3.1 Pressupostos gerais

Os cenários macroeconómicos propostos para o período 2021-2040, que se traduzem em cenários de evolução da taxa de variação do Produto Interno Bruto (PIB), tiveram por base as previsões macroeconómicas mais recentes à data da elaboração dos pressupostos constantes no Anexo 1, não só as fornecidas pelo Ministério das Finanças para a estratégia orçamental, nomeadamente as definidas no Orçamento de Estado Suplementar de 2020, mas também as provenientes do Banco de Portugal, da Comissão Europeia, da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico, do Fundo Monetário Internacional e do Conselho das Finanças Públicas. A figura seguinte ilustra os três cenários de evolução da taxa de variação do PIB.

Figura 10 – Previsões de evolução da taxa de variação do PIB no período 2022-2040



No presente relatório foram tidos em conta **dois cenários de evolução da capacidade de oferta**, que têm por base a informação mais recente à data da elaboração dos pressupostos: (i) Evolução expectável e (ii) Teste de Stress.

O cenário de evolução expectável da capacidade de oferta considera as infraestruturas da RNTIAT existentes e a capacidade adicional esperada no horizonte em estudo, sendo que até 2040 se considera apenas o aumento da capacidade de oferta na ordem do que seria proporcionado pela eventual concretização, até 2030, da 1.ª fase do projeto da 3ª interligação entre Portugal e Espanha e da Estação de Compressão do Carregado (que permitiria aumentar a capacidade de oferta do TGNL).



Tabela 2 - Evolução expectável da capacidade de oferta da RNTIAT

	2021	2022	2025	2027	2030	2035	2040
<b>Capacidade de Oferta (GWh/d)</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>535</b>	<b>535</b>	<b>535</b>
Terminal de GNL de Sines	229	229	229	229	321	321	321
Interligação de Campo Maior/Badajoz	134	134	134	134	134	134	134
Interligação de Valença do Minho/Tui	10	10	10	10	10	10	10
3ª interligação PT-ES (1.ª fase)	0	0	0	0	70	70	70
<b>Capacidade de Armazenamento (GWh)</b>	<b>6 408</b>	<b>6 408</b>	<b>6 408</b>	<b>6 408</b>	<b>6 408</b>	<b>6 408</b>	<b>6 408</b>
Armazenamento Subterrâneo do Carriço	3 839	3 839	3 839	3 839	3 839	3 839	3 839
Terminal de GNL de Sines	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569
<b>Capacidade de Extração do Carriço (GWh/d) (Volume operacional superior a 60%)</b>	<b>129</b>	<b>129</b>	<b>129</b>	<b>129</b>	<b>129</b>	<b>129</b>	<b>129</b>
<b>Capacidade de Extração do Carriço (GWh/d) (Volume operacional inferior a 60%)</b>	<b>71</b>	<b>71</b>	<b>71</b>	<b>71</b>	<b>71</b>	<b>71</b>	<b>71</b>

NOTAS:

- Os valores apresentados representam capacidades técnicas máximas. No caso particular do Terminal de GNL de Sines, a sua capacidade de regaseificação para a RNTG estará limitada pelo sistema de transporte em alta pressão, sendo esta restrição eliminada e potenciada após a entrada em serviço da Estação de Compressão do Carregado.
- A capacidade técnica máxima de interligação entre Portugal e Espanha é de 164,2 GWh/d. No entanto, a capacidade anunciada no *Virtual Interconnection Point* (VIP) entre os dois sistemas é de 144,0 GWh/d, correspondentes a 134,0 GWh/d em Campo Maior mais 10,0 GWh/d em Valença do Minho. Assume-se que este valor se mantém até setembro de 2023, sendo, contudo, objeto de confirmação anual, já que depende da capacidade disponibilizada pela rede interligada de Espanha.

O Teste de Stress considera que a atual oferta proporcionada pela RNTIAT se mantém constante ao longo de todo o período, uma vez que não existe nova capacidade em construção ou cuja construção se inicie até final de 2021. Este é, portanto, o cenário que estuda o funcionamento do SNGN sem qualquer aumento da capacidade de oferta.

Tabela 3 - Evolução da capacidade de oferta da RNTIAT de acordo com o Teste de Stress

	2021	2022-2040
<b>Capacidade de Oferta (GWh/d)</b>	<b>373</b>	<b>373</b>
Terminal de GNL de Sines	229	229
Interligação de Campo Maior/Badajoz	134	134
Interligação de Valença do Minho/Tui	10	10
3ª interligação PT-ES	0	0
<b>Capacidade de Armazenamento (GWh)</b>	<b>6 408</b>	<b>6 408</b>
Armazenamento Subterrâneo do Carriço	3 839	3 839
Terminal de GNL de Sines	2 569	2 569
<b>Capacidade de Extração do Carriço (GWh/d) (Volume operacional superior a 60%)</b>	<b>129</b>	<b>129</b>
<b>Capacidade de Extração do Carriço (GWh/d) (Volume operacional inferior a 60%)</b>	<b>71</b>	<b>71</b>

NOTAS:

- Os valores apresentados representam capacidades técnicas máximas. No caso particular do Terminal de GNL de Sines, a sua capacidade de regaseificação para a RNTG estará limitada pelo sistema de transporte em alta pressão.
- A capacidade técnica máxima de interligação entre Portugal e Espanha é de 164,2 GWh/d. No entanto, a capacidade anunciada no *Virtual Interconnection Point* (VIP) entre os dois sistemas é de 144,0 GWh/d, correspondentes a 134,0 GWh/d em Campo Maior mais 10,0 GWh/d em Valença do Minho. Assume-se que este valor se mantém até setembro de 2023, sendo, contudo, objeto de confirmação anual, já que depende da capacidade disponibilizada pela rede interligada de Espanha.

De referir que, em ambos os cenários, a capacidade de oferta poderá ainda ter um acréscimo decorrente do ajuste da capacidade associada ao VIP Ibérico, considerando a possibilidade de ser efetivada a capacidade total de oferta no ponto de interligação Valença do Minho-Tui (30 GWh/d, correspondendo a um incremento de 20 GWh/d, face à capacidade utilizada atualmente).

No que se refere à **oferta de gases renováveis**, vetor relevante para a transição energética do setor, importa destacar a publicação de diversos diplomas setoriais e instrumentos de política energética que introduzem alterações significativas na legislação nacional sobre a temática, com potenciais impactos ao nível da segurança de abastecimento do SNG, destacados anteriormente no ponto 1.2 do presente relatório.

Assim, e atendendo à maturidade tecnológica do sector dos gases renováveis, ao *timing* de execução e à ótica de segurança de abastecimento subjacente ao presente documento, e ainda à reduzida expressão na capacidade previsível associada aos pedidos de registo prévio de novas unidades para a produção de gases de origem renovável, a injeção destes gases na RPG foi considerada apenas para efeito do cálculo do nível de descarbonização da RPG. Em futuros exercícios, e com o incremento da introdução de gases renováveis na RPG, a metodologia de cálculo de capacidade será reavaliada. Complementarmente, encontram-se a ser mapeados os investimentos necessários conducentes à materialização da EN-H2.

**Quanto à evolução da procura de gás, foram considerados quatro cenários:**

- **Cenário Central Conservador:** considera o consumo de gás decorrente do cenário macroeconómico Central, combinado com o cenário Conservador associado ao transporte rodoviário a gás (veículos pesados de passageiros e de mercadorias), ao transporte marítimo a gás e às poupanças nos consumos de gás dos edifícios dos setores residencial e terciário, para a evolução da procura no Mercado Convencional, e o consumo de gás do Mercado Elétrico alinhado com a trajetória Conservadora do RMSA-E 2021, que assume o descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029;
- **Cenário Central Ambição:** considera o consumo de gás decorrente do cenário macroeconómico Central, combinado com o cenário Ambição associado ao transporte rodoviário a gás (veículos pesados de passageiros e de mercadorias), ao transporte marítimo a gás e às poupanças nos consumos de gás dos edifícios dos setores residencial e terciário, para a evolução da procura no Mercado Convencional, e o consumo de gás do Mercado Elétrico alinhado com a trajetória Ambição do RMSA-E 2021, que assume o descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029;
- **Cenário Superior Ambição:** considera o consumo de gás decorrente do cenário macroeconómico Superior, combinado com o cenário Ambição associado ao transporte rodoviário a gás (veículos pesados de passageiros e de mercadorias), ao transporte marítimo a gás e às poupanças nos consumos de gás dos edifícios dos setores residencial e terciário, para a evolução da procura no Mercado Convencional, e o consumo de gás do Mercado Elétrico alinhado com a trajetória Ambição do RMSA-E 2021, que assume o descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029;
- **Cenário Inferior Conservador:** considera o consumo de gás decorrente do cenário macroeconómico Inferior, combinado com o cenário Conservador associado ao transporte rodoviário a gás (veículos pesados de passageiros e de mercadorias), ao transporte marítimo a gás e às poupanças nos consumos de gás dos edifícios dos setores residencial e terciário, para a evolução da procura no Mercado

Convencional, e o consumo de gás do Mercado Elétrico alinhado com a trajetória Conservadora do RMSA-E 2021, que assume o descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029.

Tendo em conta as interações entre o Sistema Elétrico Nacional e o SNG bem como o peso que o consumo de gás de centros electroprodutores representa no consumo total deste recurso, o RMSA-G 2021 foi elaborado em estreita ligação com o RMSA-E 2021. Esta interação pressupõe que a análise do sistema seja efetuada de uma forma integrada, considerando-se o sistema energético e não dois sistemas independentes, o sistema elétrico e o sistema de gás. A manutenção de um sistema elétrico nacional fiável, assegurando fornecimentos aos cidadãos e às empresas, exige, por enquanto, a existência de centros eletroprodutores a gás, que constituem uma salvaguarda do sistema, numa fase de transição. Assim, como referido nos cenários descritos anteriormente, o RMSA-G 2021 apresenta como pressupostos base, em matéria de sistema electroprodutor, as perspetivas de evolução da capacidade instalada traduzidas nos diferentes cenários da oferta do RMSA-E 2021, em particular a evolução do papel dos centros eletroprodutores que utilizam gás como combustível.

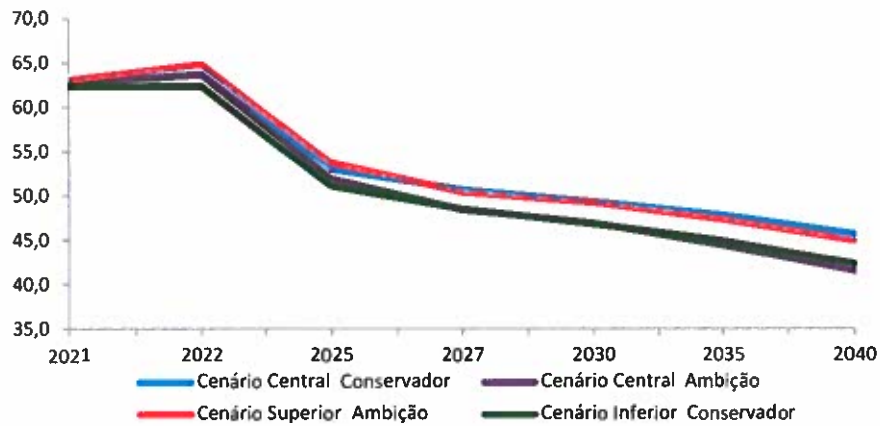
Como se pode constatar na definição dos quatro cenários considerados, no RMSA-G 2021 incorporou-se o impacto da mobilidade a gás natural na evolução da procura, decorrente da penetração deste combustível nos segmentos de veículos pesados de passageiros, veículos pesados de mercadorias e navios de transporte marítimo. Relativamente ao transporte marítimo foram igualmente considerados cenários de evolução da procura de GNL, tendo em conta o previsível desenvolvimento de infraestruturas portuárias com capacidade de abastecer a GNL navios de transporte marítimo, plasmado no Programa Nacional de Investimentos, como por exemplo, a implementação de infraestruturas de *bunkering* de GNL nos portos comerciais do Continente. Por outro lado, prevê-se, numa fase inicial, o abastecimento *truck to ship*, e o desenvolvimento futuro, através do abastecimento *ship to ship*, momento a partir do qual se garante um incremento das quantidades fornecidas.

Foi ainda considerado, para efeitos dos cenários de evolução da procura do Mercado Convencional, para o setor residencial e terciário, a Estratégia de Longo Prazo para a Renovação de Edifícios 2050 (ELPRE 2050), que estabelece medidas e objetivos para os horizontes de 2030, 2040 e 2050, com vista à renovação do parque nacional de edifícios residenciais e não residenciais, públicos e privados, para o converter num parque imobiliário descarbonizado e de elevada eficiência energética.

A previsão da evolução do número de veículos pesados de passageiros e de mercadorias a gás e da utilização de energia por navios de transporte marítimo a gás, bem como a estimativa das poupanças nos consumos de gás dos edifícios dos setores residencial e terciário, poderão ser consultadas no Anexo 1 (Pressupostos).

Quanto à procura total de gás, as estimativas apontam para uma diminuição entre 2021 e 2040 em todos os cenários, mais pronunciada no cenário Central Ambição, com uma taxa de crescimento médio anual de -2,15%. Os restantes cenários da procura apresentam taxas de crescimento médio anual entre -2,03% e -1,67%. A figura 12 ilustra a evolução dos cenários da procura total de gás anteriormente descritos, cujo detalhe pode ser consultado na tabela 10 do Anexo 1 (Pressupostos). Destaca-se, da análise dessa figura, que a partir de 2027 o cenário Central Conservador determina o limite superior da procura total de gás.

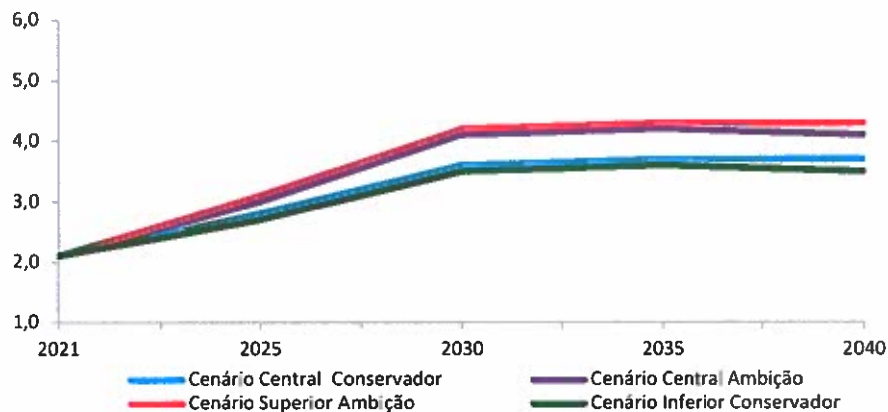
Figura 11 – Evolução da procura total de gás (TWh) <sup>8</sup>



Fonte: REN

Na figura seguinte apresenta-se a evolução da procura de GNL, tipicamente para abastecimento das Unidades Autónomas de Gás (UAG), para o período 2021-2040, nos diferentes cenários considerados, detalhada na tabela 11 do Anexo 1. As estimativas apontam, em todos os cenários, para um aumento da procura de GNL, mais marcado no cenário Superior Ambição, com uma taxa de crescimento médio anual de 3,84%. Os restantes cenários da procura de GNL apresentam taxas de crescimento médio anual entre 2,73% e 3,58%.

Figura 12 – Evolução da procura de GNL (TWh) <sup>9</sup>



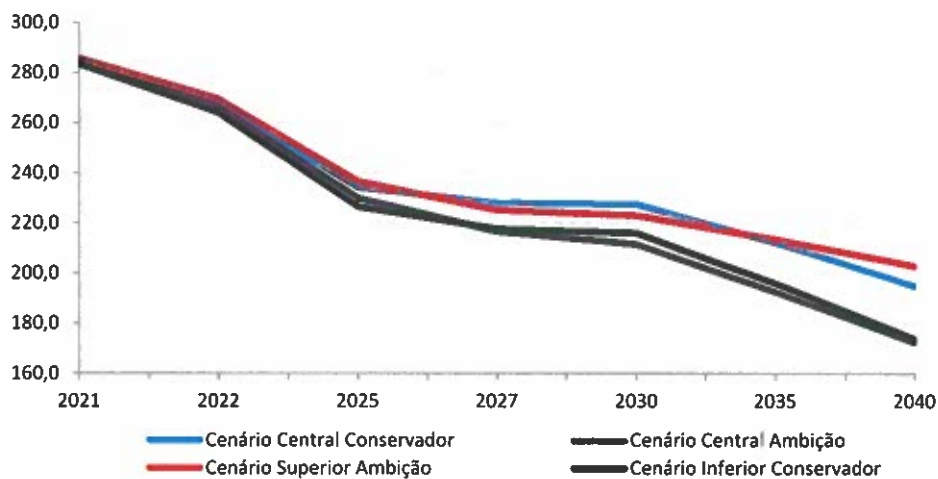
Fonte: REN

No que respeita às pontas anuais diárias de consumo (provável e extrema), ilustra-se nas figuras seguintes a evolução expectável para o período 2021-2040. O detalhe dos cenários de ponta anual diária de consumo pode ser consultado nas tabelas 12 e 13 do Anexo 1.

<sup>8</sup> Inclui o GNL regaseificado no TGNL e injetado na RNTG.

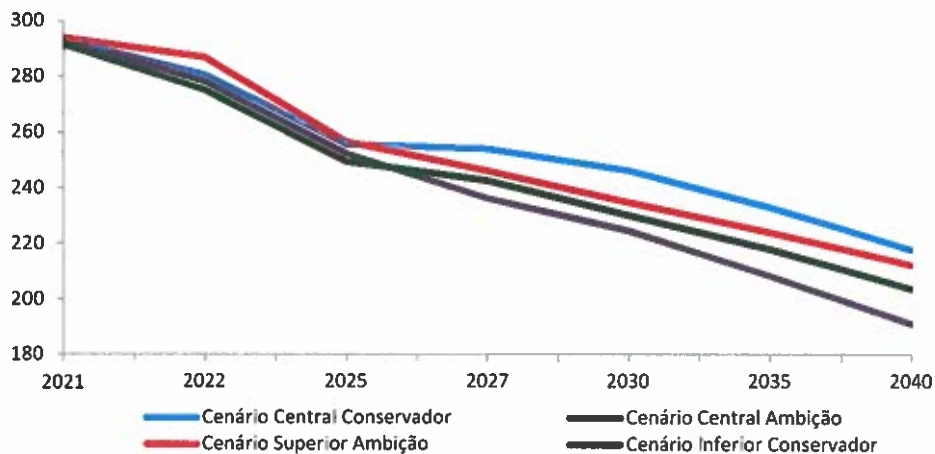
<sup>9</sup> Os cenários incluem a UAG da Ilha da Madeira, dado que o seu abastecimento é efetuado a partir do TGNL de Sines. Não são incluídos os consumos de GNL regaseificado no TGNL e injetado na RNTG, que são contabilizados na evolução da procura total de gás.

Figura 13 – Evolução da ponta provável de consumo diário de gás<sup>10</sup> (GWh/d)



Fonte: REN

Figura 14 - Evolução da ponta extrema de consumo diário de gás<sup>11</sup> (GWh/d)

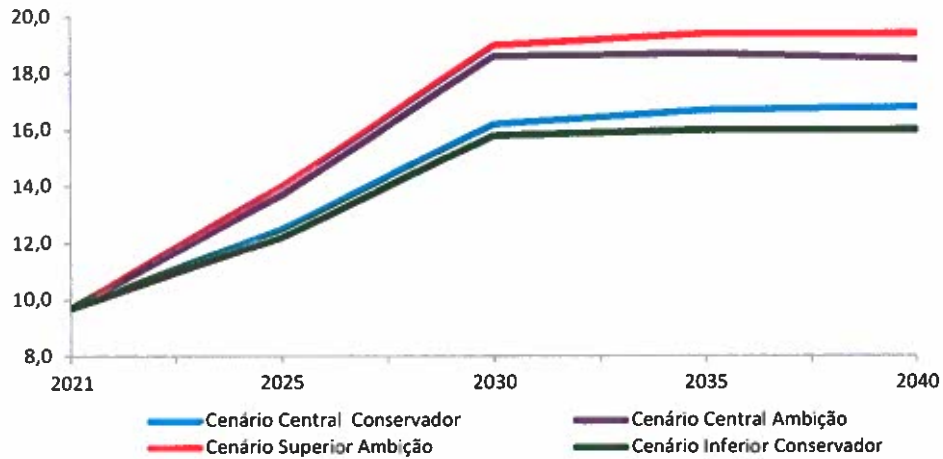


Fonte: REN

<sup>10</sup> Mercado Convencional sem GNL+ Mercado de Eletricidade.

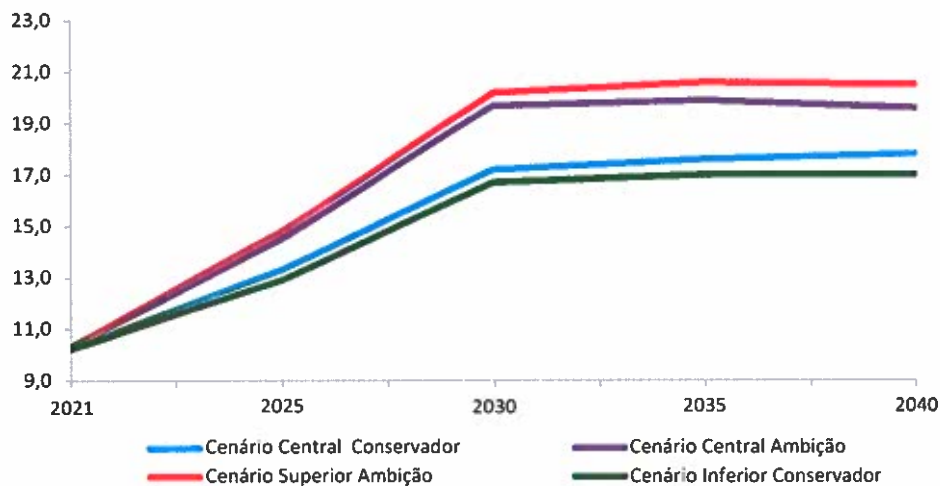
<sup>11</sup> Mercado Convencional sem GNL+ Mercado de Eletricidade. Calculada de acordo com as normas relativas às infraestruturas do Regulamento (UE) 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho, correspondendo, em cada ano, a um dia de procura de gás excepcionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos.

Figura 15 – Evolução da ponta provável de consumo diário de GNL<sup>12</sup> (GWh/d)



Fonte: REN

Figura 16 - Evolução da ponta extrema de consumo diário de GNL<sup>13</sup> (GWh/d)



Fonte: REN

## 3.2 Perspetivas analisadas

Tendo por base os dois cenários de evolução da capacidade de oferta e os quatro cenários de evolução da procura anteriormente descritos, as análises sobre a evolução do SNG incidiram sobre as seguintes trajetórias:

- Trajetória Conservadora - assumindo a evolução expectável da capacidade de oferta da RNTIAT e o cenário Central Conservador da procura que, no caso do Mercado de Eletricidade, corresponde à

<sup>12</sup> Os cenários incluem a UAG da Ilha da Madeira, dado que o seu abastecimento é efetuado a partir do TGNL de Sines. Calculada na ótica das cargas de gás dos camiões-cisterna no TGNL de Sines, com base numa média, para o período 2014-2019, do rácio anual entre um valor máximo diário e as cargas anuais verificadas, sendo o valor máximo em cada ano resultante da média dos 20 casos mais gravosos da média móvel de 2 dias das cargas de cisternas no TGNL de Sines.

<sup>13</sup> Os cenários incluem a UAG da Ilha da Madeira, dado que o seu abastecimento é efetuado a partir do TGNL de Sines. Calculada mantendo a mesma relação entre ponta provável e ponta extrema do mercado convencional sem GNL.

trajetória Conservadora do RMSA-E 2021, que considera o descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029;

- **Trajectoria Ambição** - assumindo a evolução expectável da capacidade de oferta da RNTIAT e o cenário Central Ambição da procura que, no caso do Mercado de Eletricidade, corresponde à trajetória Ambição do RMSA-E 2021, que considera o descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029; e
- **Teste de Stress** – assumindo a capacidade de oferta da RNTIAT atualmente existente e o cenário Superior Ambição da procura, que a médio prazo (até 2025) corresponde à situação mais exigente do ponto de vista de segurança de abastecimento.

Foram, ainda, efetuadas **duas análises de sensibilidade**, considerando: (i) a evolução expectável da oferta da RNTIAT e o cenário Superior Ambição da procura e (ii) a capacidade de oferta da RNTIAT atualmente existente e o cenário Central Conservador da procura.

As trajetórias Conservadora e Ambição têm por objetivo estudar a evolução do SNG num cenário de cumprimento das metas e dos objetivos de política energética definida pelo Governo, em particular os definidos no PNEC, e tendo ainda em consideração os estudos já realizados sobre a evolução do sistema electroprodutor nacional.

A figura seguinte resume as análises efetuadas no âmbito do RMSA-G 2021:

Figura 17 - Análises efetuadas no RMSA-G 2021

CENÁRIOS DE OFERTA	CENÁRIOS DA PROCURA		
	Central Conservador <sup>a)</sup>	Central Ambição <sup>b)</sup>	Superior Ambição
Evolução expectável	Trajectoria Conservadora	Trajectoria Ambição	Sensibilidade <sup>c)</sup>
Sistema existente	Sensibilidade		Teste de Stress

a) A procura do Mercado de Eletricidade resulta da Trajetória Conservadora do RMSA-E 2021, que considera o descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029.

b) A procura do Mercado de Eletricidade resulta da Trajetória Ambição do RMSA-E 2021, que considera o descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029;

c) A análise de sensibilidade considerando o cenário Superior Ambição da procura

Complementarmente foi efetuada uma **análise de sensibilidade à redução da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d**. Pretendeu-se com esta análise avaliar os impactes das limitações técnicas nas instalações do AS sempre que se verifiquem volumes operacionais inferiores a 60% da capacidade de armazenamento.

Procedeu-se, ainda, à **análise complementar do impacto da ativação prioritária dos contratos em vigor com os centros electroprodutores com combustível alternativo** (interruptibilidade do consumo de gás). Neste sentido, nas análises relativas a cada uma das trajetórias considerou-se a seguinte ordem de prioridades:

- a) Em primeiro, o impacto do funcionamento a combustível alternativo das centrais térmicas a gás natural de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares (interruptibilidade do consumo de gás);
- b) Em segundo, o impacto de um aumento da capacidade de oferta na ordem do que seria proporcionado pela eventual concretização da 1.ª fase do projeto da 3.ª interligação entre Portugal e Espanha.

Atualmente não existe um quadro legal ou regulamentar que permita ativar a interruptibilidade das centrais a gás natural de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares em regime de mercado. Na prática, entende-se que pode ser forçada a paragem do abastecimento de gás apenas em situação de emergência, não se tratando inequivocamente de uma medida de gestão da procura baseada no mercado. Deste modo, ao não ser cumprida esta premissa de base, pode ser questionável a possibilidade de aplicação da interruptibilidade destas centrais para o cálculo do critério N-1 de acordo com o Regulamento (UE) 2017/1938. Não obstante, enquanto abordagem teórica à possibilidade de ativação dos contratos de interruptibilidade ao abastecimento de gás às centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares, na ocorrência de dias de procura excecionalmente elevada conjugada com a falha da maior infraestrutura, assumem-se duas hipóteses:

- a) Máxima interruptibilidade - Sem impactes no mercado elétrico, i.e., mantendo a ordem de mérito das centrais termoelétricas inalterada, apenas substituindo o gás que seria consumido nas centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares por combustível alternativo (gasóleo);
- b) Mínima interruptibilidade - Com impactes no mercado elétrico, i.e., reajustando a produção das restantes centrais de ciclo combinado a gás, de forma a substituir tanto quanto possível a produção das centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares<sup>14</sup>.

Apesar de a capacidade comercial total de importação atualmente anunciada no VIP Ibérico corresponder a 144 GWh/d (134 GWh/d em Campo Maior e 10 GWh/d em Valença do Minho), foi ainda efetuada uma **análise de sensibilidade considerando uma capacidade técnica de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho.**

A análise da garantia da segurança de abastecimento, que se traduz na capacidade do SNG para fazer face à procura, foi efetuada para as três trajetórias, bem como para as referidas análises complementares, sob duas perspetivas:

- **Capacidade de Oferta:** cobertura, nos períodos de ponta anual, de situações críticas de operação do sistema;
- **Capacidade de Armazenamento:** constituição e manutenção dos volumes de gás necessários para fazer face a eventuais situações críticas prolongadas no tempo.

No que se refere à **capacidade de Oferta**, consideraram-se os critérios previstos no Artigo 5.º do Regulamento (UE) 2017/1938, que estipula que devem ser tomadas todas as medidas necessárias para que, caso se verifique uma interrupção da maior infraestrutura de gás (fórmula N-1), as restantes infraestruturas possam garantir o abastecimento da procura total de gás durante um dia de procura excecionalmente

---

<sup>14</sup> Estima-se que os encargos variáveis de produção das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares utilizando gasóleo sejam substancialmente superiores aos correspondentes a gás natural porquanto, nestas condições, a ordem de mérito destas centrais posiciona-as como das menos competitivas a nível ibérico.



elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja de uma vez em vinte anos. Desta forma, a capacidade de oferta da RNTIAT deve ser suficiente para garantir a cobertura, nos períodos de ponta anual de consumo, de situações particularmente críticas e muito excecionais, caracterizadas por uma ponta de consumos extrema (agravada face à ponta de consumos provável) com probabilidade de ocorrência de uma vez em vinte anos, em simultâneo com a falha do Terminal GNL de Sines (maior infraestrutura de oferta de gás).

Na vertente da **capacidade de Armazenamento** consideraram-se igualmente os critérios previstos no referido Regulamento, em particular o disposto no Artigo 6.º, que descreve um conjunto de casos extremos de referência em que deverá ser salvaguardado o fornecimento de gás a um conjunto de clientes considerados particularmente vulneráveis, denominados de “Clientes Protegidos”, em concreto: (i) Temperaturas extremas durante um período de pico de sete dias cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos, (ii) Período de pelo menos 30 dias de procura de gás excepcionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja de uma vez em 20 anos e (iii) Período de pelo menos 30 dias em caso de interrupção no funcionamento da maior infraestrutura de aprovisionamento de gás em condições inverniais médias. De acordo com Regulamento (UE) 2017/1938, e conforme definido para Portugal, entende-se por “Clientes Protegidos” os clientes domésticos ligados a uma rede de distribuição de gás, acrescidos das pequenas e médias empresas e serviços essenciais de carácter social, desde que estes últimos não representem, em conjunto, mais de 20% do consumo final total anual de gás.

Apesar de em 2019 e 2020 se terem registado taxas de utilização média da capacidade de armazenamento do AS de 80% e 87%, respetivamente, em 2015 essa taxa situou-se nos 48%, em 2016 nos 35%, em 2017 nos 41% e em 2018 nos 50%<sup>15</sup>. Significa isto que, em anos recentes, o volume operacional do AS se situou várias vezes abaixo dos 60%, o que coloca desafios operacionais no que diz respeito à extração do gás natural. Face a esta situação, avaliou-se em sede deste RMSA-G, quais as implicações de a capacidade de extração do AS estar limitada a 71,4 GWh/d, correspondente a um volume operacional inferior a 60%.

Apresentam-se de seguida de forma sumária e objetiva, os aspetos mais relevantes para as diferentes análises.

### 3.2.1 Trajetória Conservadora

O cenário de evolução expectável da capacidade de oferta da RNTIAT, considerado na análise realizada para a Trajetória Conservadora, tem em conta as infraestruturas existentes e a capacidade adicional esperada no horizonte em estudo, definidas nos pressupostos, conforme indicado na tabela 2 do presente relatório. De realçar que no horizonte 2040 se considera apenas o aumento da capacidade de oferta na ordem do que seria proporcionado pela eventual concretização, em 2030, da 1.ª fase do projeto da 3.ª interligação entre Portugal e Espanha e da Estação de Compressão do Carregado (que permitiria aumentar a capacidade de oferta do TGNL).

De referir que a capacidade de oferta pode ainda ter um acréscimo decorrente do ajuste da capacidade associada ao VIP Ibérico, considerando a possibilidade de ser efetivada a capacidade total de oferta no ponto de interligação Valença do Minho-Tui (30 GWh/d).

---

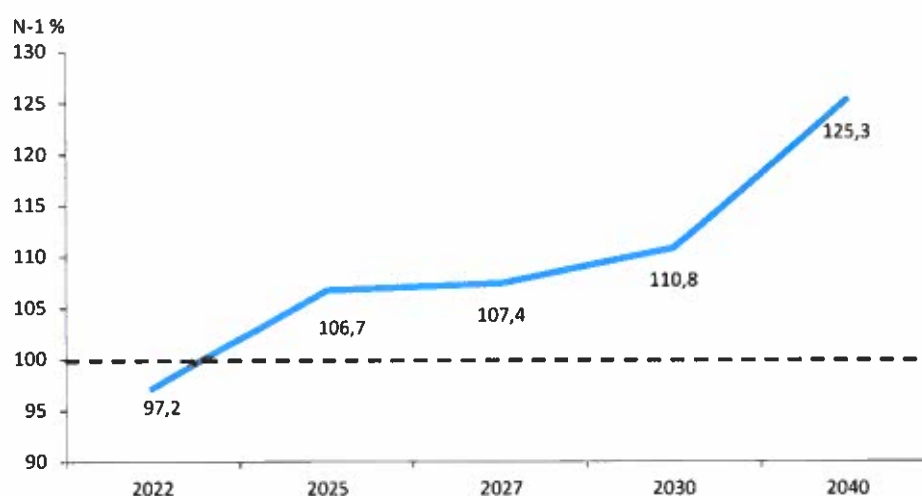
<sup>15</sup> De acordo com os dados apresentados na proposta do Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT 2021 da REN Gasodutos.

### 3.2.1.1 Perspetiva da Oferta

#### Perspetiva da oferta de gás

Da análise realizada à trajetória Conservadora constata-se que as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 de 25 de outubro relativas às infraestruturas (Artigo 5.º) não são cumpridas em 2022, ou seja, nesse ano, caso se verifique uma perturbação na maior infraestrutura individual de gás (TGNL), a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, é inferior a 100%, não sendo, portanto, suficiente para satisfazer a procura total de gás durante um dia de procura excecionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos. Esta situação altera-se a partir de 2025, com a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, a variar entre 106,7% em 2025 e 125,3% em 2040, sem necessidade de reforço da capacidade de oferta.

Figura 18 - Fórmula N-1 para a Trajetória Conservadora (%)

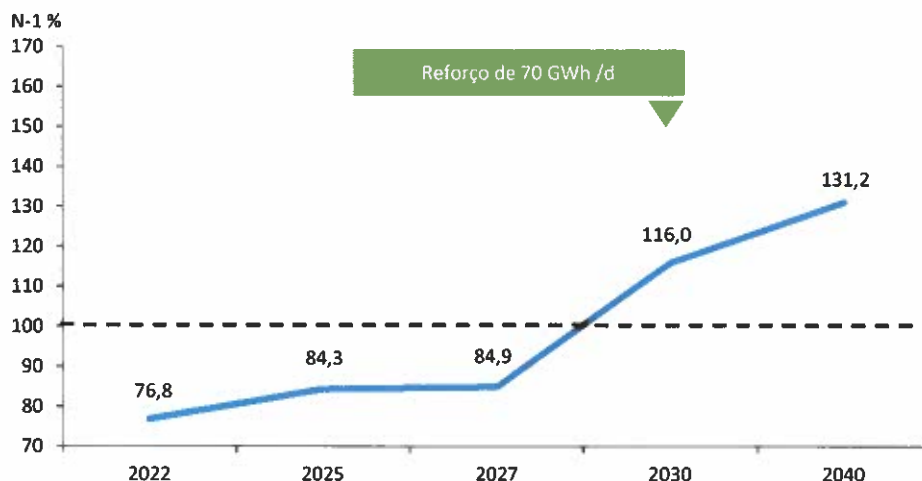


Fonte: REN

#### Análise de sensibilidade à redução da capacidade de extração do AS do Carrico:

Em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d, correspondente a um volume operacional abaixo dos 60%, a capacidade técnica determinada segundo a fórmula N-1 sofre uma redução assinalável, sendo que as normas do Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas são cumpridas na trajetória Conservadora apenas a partir de 2030 e somente na condição de um reforço da capacidade de oferta. Considerando um aumento de capacidade na ordem do que seria proporcionado pela eventual concretização da 1.ª fase do projeto da 3.ª Interligação entre Portugal e Espanha (70 GWh/d), a fórmula N-1 regista valores de 116,0% em 2030 e 131,2% em 2040.

Figura 19 - Fórmula N-1 para a Trajetória Conservadora, considerando limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d (%)

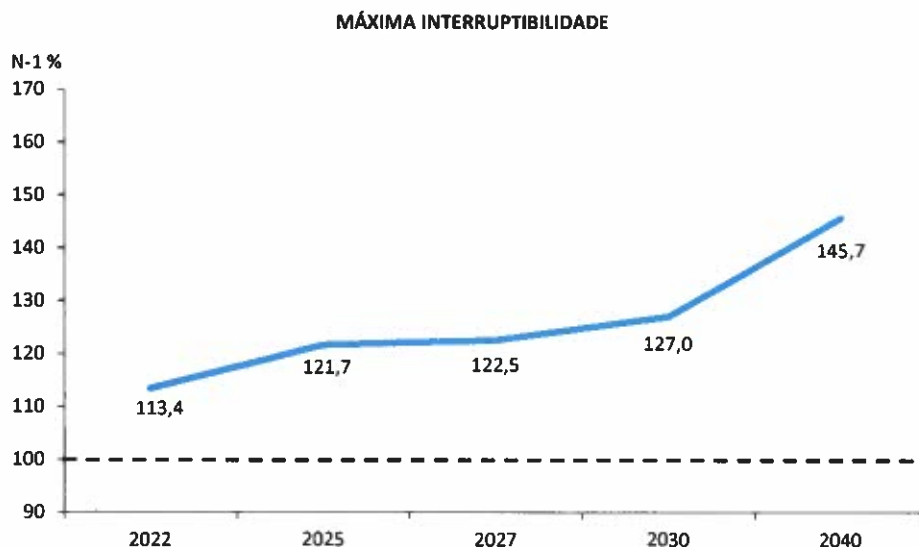


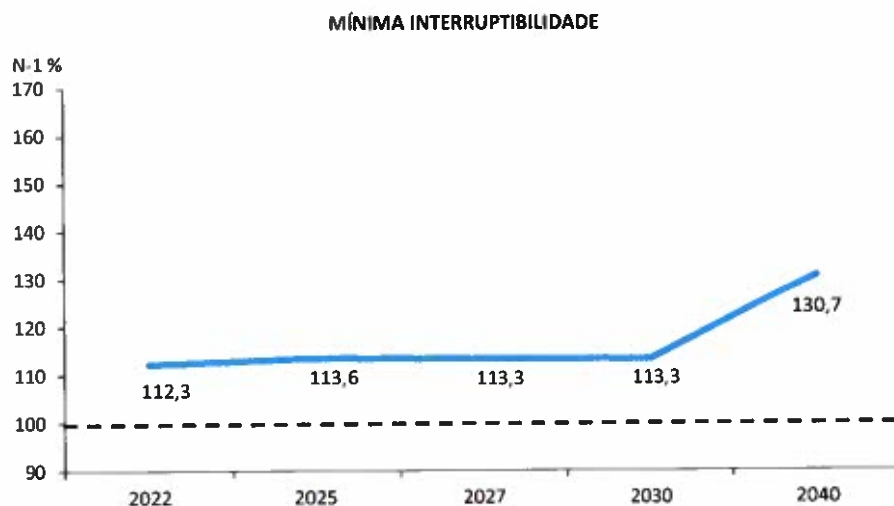
Fonte: REN

**Prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares:**

Da análise realizada à trajetória Conservadora, considerando a prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares, constata-se que, quer na hipótese de máxima interruptibilidade, quer na de mínima interruptibilidade, as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas são cumpridas em todo o período em análise, sem necessidade de reforço da capacidade de oferta. O valor mínimo da fórmula N-1 para esta trajetória no período em análise regista-se em 2022, com 113,4% na hipótese de máxima interruptibilidade e 112,3% na hipótese de mínima interruptibilidade. No entanto, importa reforçar que, atualmente, a interrupção do abastecimento de gás às centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares apenas poderá ser forçada em caso de emergência/força maior, pelo que se considera oportuno desenvolver os instrumentos legais e regulamentares que permitam a ativação da interruptibilidade em regime de mercado.

Figura 20 - Fórmula N-1 para a Trajetória Conservadora, considerando a interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares (%)

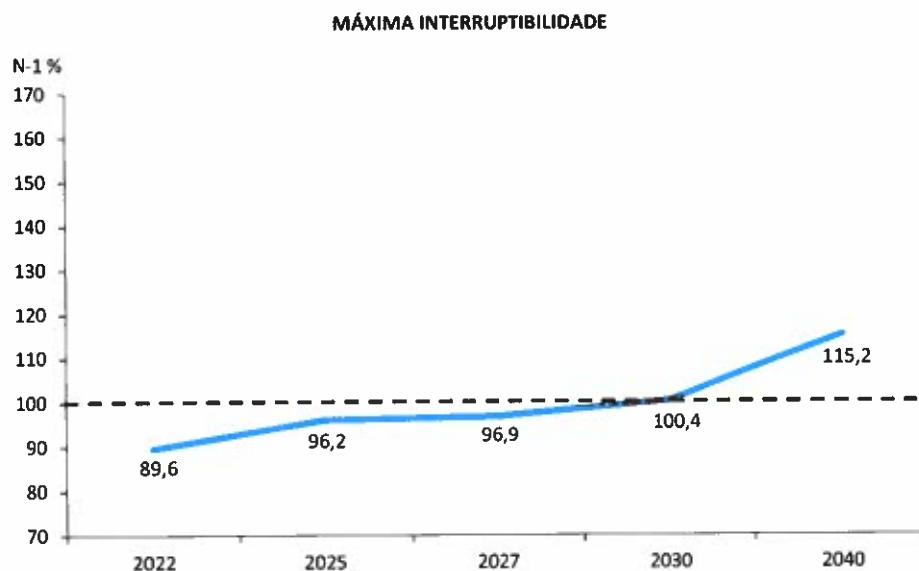


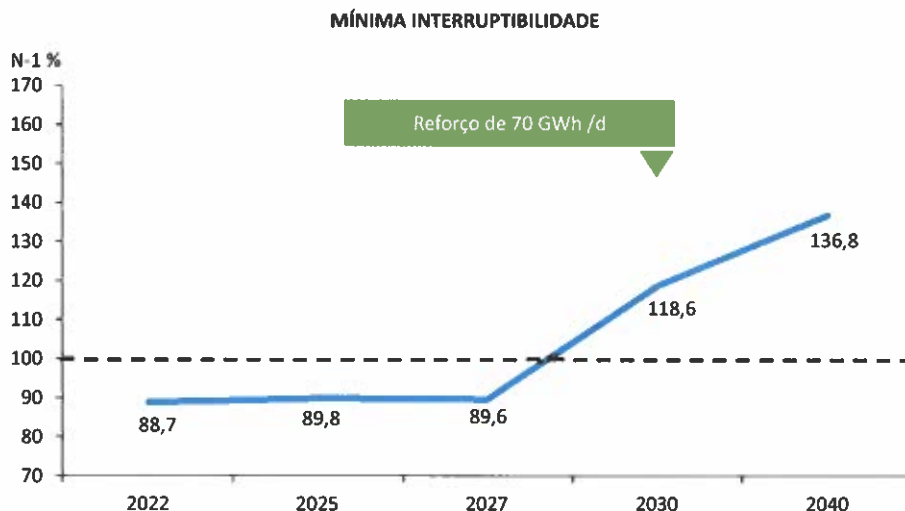


Fonte: REN

Em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d ambas as hipóteses de interruptibilidade são insuficientes para cumprimento das normas relativas às infraestruturas entre 2022 e 2027. Na hipótese de máxima interruptibilidade as normas relativas às infraestruturas são cumpridas a partir de 2030, sem necessidade de reforço da capacidade de oferta, registando a fórmula N-1 nesse ano 100,4% e em 2040 o valor de 115,2%. Na hipótese de mínima interruptibilidade as normas relativas às infraestruturas são cumpridas a partir de 2030 apenas na condição de um reforço de capacidade de oferta na ordem do que seria proporcionado pela eventual concretização da 1.ª fase do projeto da 3.ª Interligação entre Portugal e Espanha (70 GWh/d). Considerando esse reforço, a fórmula N-1 regista o valor de 118,6% em 2030 e 136,8% em 2040.

**Figura 21 - Fórmula N-1 para a Trajetória Conservadora, considerando a interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares e a limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d (%)**



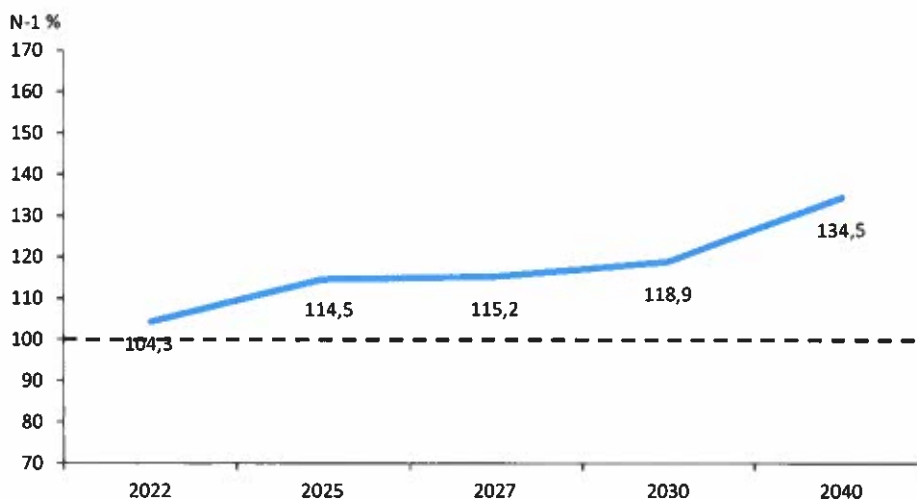


Fonte: REN

**Análise de sensibilidade ao aumento da capacidade de importação em Valença do Minho para 30 GWh/d:**

Considerando uma capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho (incremento de 20 GWh/d face aos valores atuais), verifica-se que na trajetória Conservadora as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas são cumpridas em todo o horizonte de estudo sem necessidade de reforço da capacidade de oferta, com a fórmula N-1 a registar o valor mínimo de 104,3% em 2022.

**Figura 22 - Fórmula N-1 para a Trajetória Conservadora, considerando 30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho (%)**

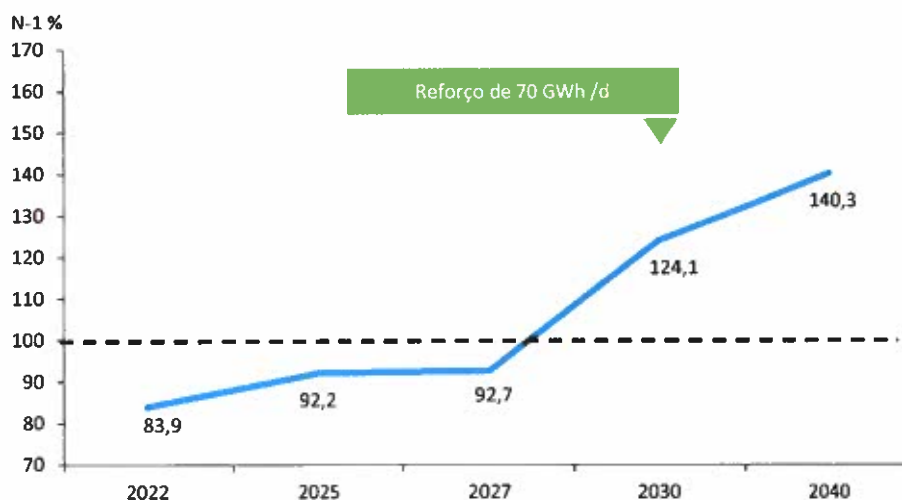


Fonte: REN

Tendo em consideração, para além da capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho, que a capacidade de extração do AS se encontra limitada a 71,4 GWh/d, a capacidade técnica determinada segundo a fórmula N-1 sofre uma redução assinalável, sendo que as normas relativas às infraestruturas na trajetória Conservadora apenas são cumpridas a partir de 2030 e apenas na condição de um reforço da capacidade de oferta. Considerando um reforço na ordem do que seria proporcionado pela

concretização da 1.ª fase do projeto da 3.ª Interligação entre Portugal e Espanha (70 GWh/d), a fórmula N-1 regista o valor de 124,1% em 2030 e 140,3% em 2040.

Figura 23 - Fórmula N-1 para a Trajetória Conservadora com Cenário Central da Procura, considerando 30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho e limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d (%)

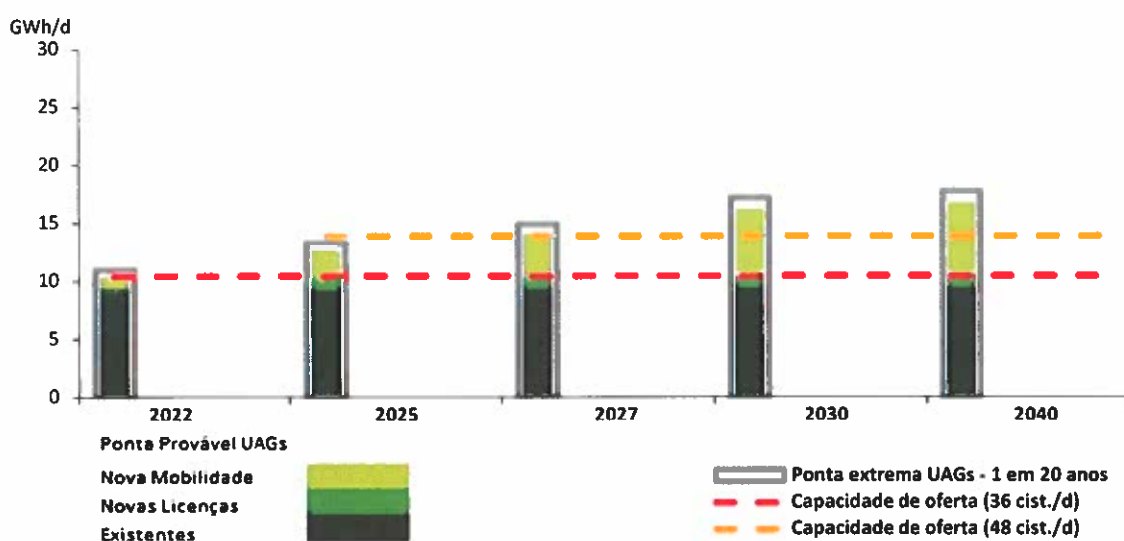


Fonte: REN

### Perspetiva da oferta de GNL

Prevê-se que na trajetória Conservadora a atual capacidade de oferta de GNL do Terminal de Sines (36 cisternas por dia, correspondentes a 10,4 GWh/d) seja suficiente para cobrir a ponta provável de consumo de GNL apenas em 2022. Entre 2025 e 2030 perspetiva-se que a atual capacidade do TGNL apenas permita cobrir as pontas prováveis de consumo de GNL associado às UAG existentes e às UAG previstas no âmbito das novas licenças atribuídas<sup>16</sup>, não permitindo acomodar o aumento do consumo resultante da penetração da nova mobilidade a gás natural. Da previsão para 2040 constata-se que a atual capacidade do TGNL apenas permitirá cobrir a ponta provável de consumo associado às UAG existentes.

Figura 24 - Capacidade de oferta do TGNL e pontas anuais diárias de consumo na trajetória Conservadora (GWh/d)



Fonte: REN

<sup>16</sup> À data da elaboração dos Pressupostos constantes no Anexo 1.

A análise efetuada aponta, portanto, para a necessidade de reforço da oferta para abastecimento das UAG, bem como de dotar o TGNL de redundância, ao nível das baías de enchimento de GNL<sup>17</sup>, que permita o cumprimento do critério N-1 nas baías em operação. De referir, ainda, que o reforço da capacidade de carregamento para 48 cisternas/dia, através de uma baía de enchimento adicional, permitiria cobrir as necessidades das pontas prováveis estimadas até 2025. Por outro lado, é de registar que, em caso de paragem prolongada do TGNL, o abastecimento de GNL ao território nacional fica totalmente dependente do aprovisionamento via Espanha.

### 3.2.1.2 Perspetiva do Armazenamento

#### Perspetiva do armazenamento de gás

A capacidade de armazenamento da RNTIAT deve assegurar a constituição de volumes de gás suficientes para garantir o abastecimento dos consumos em situações críticas que se prolonguem no tempo. Relativamente às infraestruturas da RNTIAT elegíveis para a constituição e manutenção de reservas, o complexo de AS do Carriço é, pela sua natureza, a que melhor se adequa para esse efeito. Os tanques de armazenamento de GNL do Terminal GNL de Sines têm como objetivo atenuar as flutuações de injeção de gás na RNTG, que resultam da entrega intermitente dos navios metaneiros, pelo que não é desejável a sua utilização para a constituição de reservas em quantitativos que possam comprometer a atividade desta infraestrutura.

Nesse sentido, a existência de capacidade adequada de armazenamento que permita a constituição e manutenção das reservas de segurança é um indicador relevante para aferir a segurança do abastecimento do SNG, devendo, como mínimo, assegurar o armazenamento das quantidades de gás previstas nas normas de aprovisionamento a que se refere o Artigo 6º do Regulamento (UE) 2017/1938.

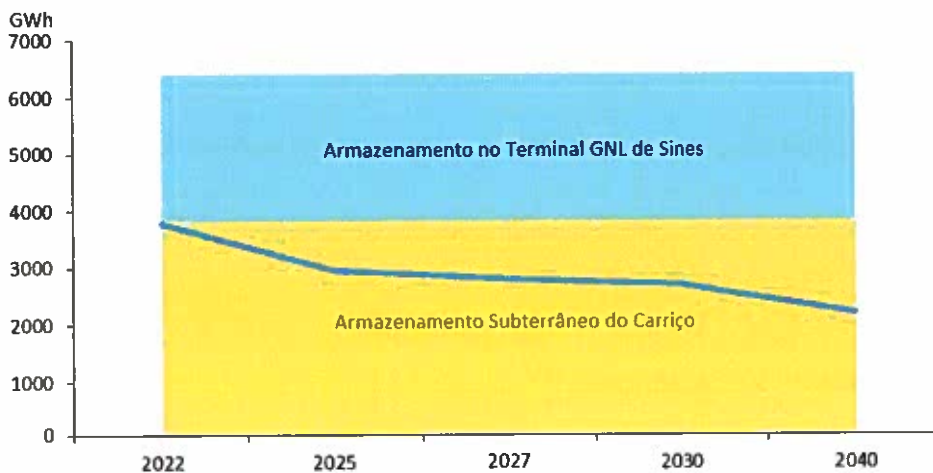
As quantidades mínimas de reservas de segurança de gás do SNG, calculadas de acordo com a situação mais exigente prevista no artigo 6.º do Regulamento (UE) 2017/1938, deverão garantir o aprovisionamento aos clientes protegidos durante um período de 30 dias de procura de gás excepcionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos. Para além das necessidades de aprovisionamento aos clientes protegidos, a análise efetuada às reservas de segurança de gás no RMSA-G 2021 incluiu, ainda, o aprovisionamento às centrais electroprodutoras não interruptíveis.

Da análise efetuada constata-se que, na trajetória Conservadora, a atual capacidade de armazenamento da RNTIAT, que se mantém constante no período em análise, é suficiente para aprovisionar as reservas de segurança em todo o horizonte de estudo, incluindo as necessidades de clientes protegidos e das centrais electroprodutoras não interruptíveis. A capacidade de armazenamento do AS é, por si só, suficiente para superar eventuais situações críticas prolongadas no tempo até 2040, não se identificando qualquer necessidade de um contributo adicional do armazenamento do TGNL.

---

<sup>17</sup> O TGNL dispõe atualmente de três baías de enchimento, com uma capacidade total de 195 m<sup>3</sup>/h de GNL.

Figura 25 - Capacidade de armazenamento da RNTIAT e necessidades de aprovisionamento aos clientes protegidos e centrais electroprodutoras não interruptíveis na trajetória Conservadora (GWh)

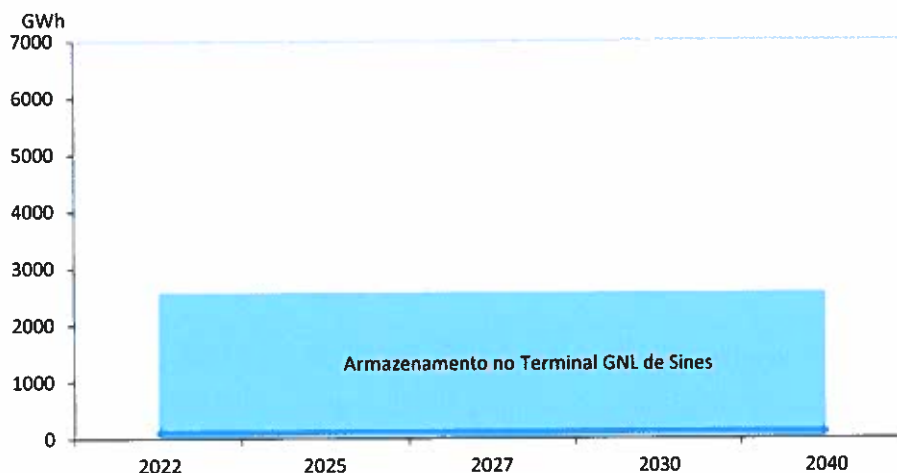


Fonte: REN

### Perspetiva do armazenamento de GNL para abastecimento das UAG

O TGNL de Sines permite o carregamento de camiões-cisterna e contentores-cisterna criogénicos de GNL, possibilitando o abastecimento às Unidades Autónomas de Gás (UAG) situadas em zonas de Portugal que não podem ser abastecidas pela rede de gás de alta pressão. Da análise efetuada constata-se que na trajetória Conservadora a capacidade dos atuais tanques para armazenamento no TGNL de Sines é suficiente para garantir o aprovisionamento do GNL correspondente aos clientes protegidos das UAG<sup>18</sup> em todo o período 2022-2040.

Figura 26 - Capacidade de armazenamento do TGNL e necessidades de aprovisionamento aos clientes protegidos das UAG na trajetória Conservadora (GWh)



Fonte: REN

<sup>18</sup> As necessidades de aprovisionamento de GNL incluem o aprovisionamento para 30 dias de consumo médio da UAG dos Socorridos, localizada na Ilha da Madeira, dado que o seu abastecimento é feito a partir do TGNL de Sines.



## 3.2.2 Trajetória Ambição

O cenário de evolução expectável da capacidade de oferta da RNTIAT, considerado na análise realizada para a Trajetória Ambição, tem em conta as infraestruturas existentes e a capacidade adicional esperada no horizonte em estudo, definidas nos pressupostos, sendo igual ao estabelecido para a Trajetória Conservadora, estando, assim, ilustrado na tabela 2 do presente relatório.

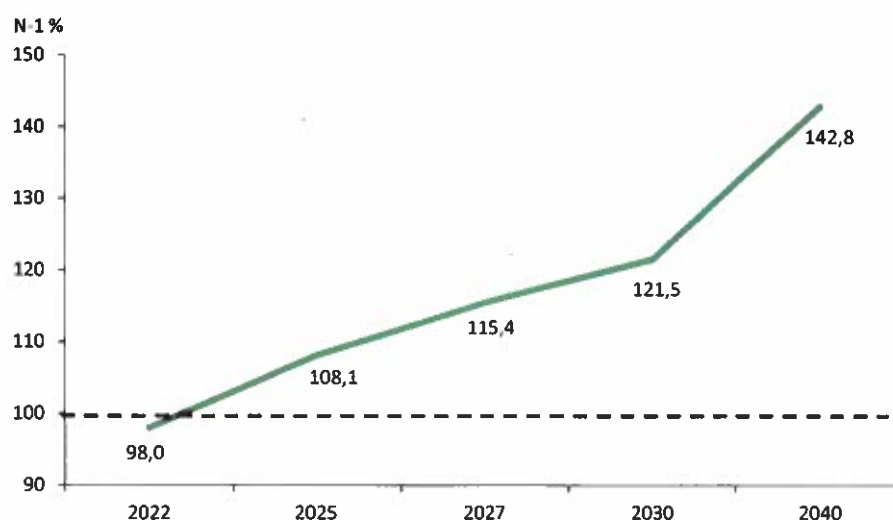
De referir que a capacidade de oferta pode ainda ter um acréscimo decorrente do ajuste da capacidade associada ao VIP Ibérico, considerando a possibilidade de ser efetivada a capacidade total de oferta no ponto de interligação Valença do Minho-Tui (30 GWh/d).

### 3.2.2.1 Perspetiva da Oferta

#### Perspetiva da oferta de gás

Da análise realizada à trajetória Ambição constata-se que as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas (Artigo 5.º) não são cumpridas em 2022, ou seja, nesse ano, caso se verifique uma perturbação na maior infraestrutura individual de gás (TGNL), a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, é inferior a 100%, não sendo suficiente para satisfazer a procura total de gás durante um dia de procura excepcionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos. A partir de 2025 é possível cumprir as normas relativas às infraestruturas sem necessidade de reforço da capacidade de oferta, com a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, a variar entre o valor mínimo de 108,1% em 2025 e o máximo de 142,8% em 2040.

Figura 27 – Fórmula N-1 para a Trajetória Ambição (%)



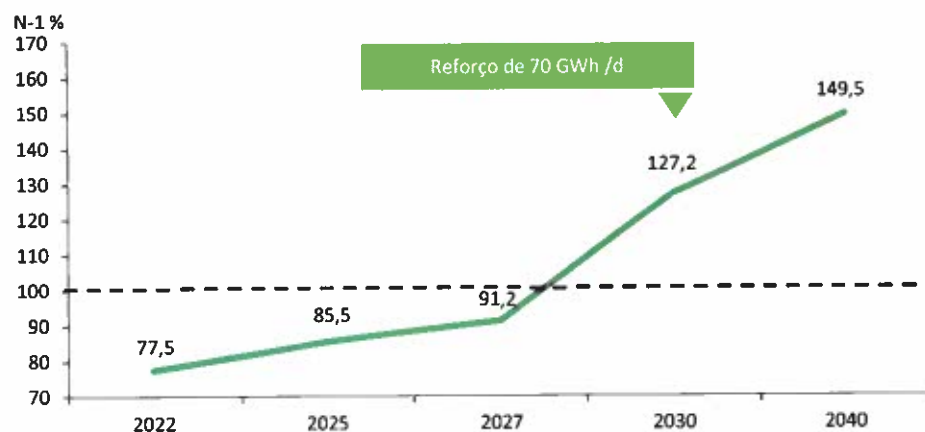
Fonte: REN

#### Análise de sensibilidade à redução da capacidade de extração do AS do Carrico:

Em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d, correspondente a um volume operacional abaixo dos 60%, a capacidade técnica na trajetória Ambição, determinada segundo a fórmula N-

1, sofre uma redução assinalável, sendo que as normas relativas às infraestruturas só são cumpridas a partir de 2030 e apenas na condição de existir um reforço da capacidade de oferta. Considerando um aumento de capacidade na ordem do que seria proporcionado pela eventual concretização da 1.ª fase do projeto da 3.ª Interligação entre Portugal e Espanha (70 GWh/d), a fórmula N-1 regista o valor de 127,2% em 2030 e 149,5% em 2040.

Figura 28 – Fórmula N-1 para a Trajetória Ambição, considerando limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d (%)

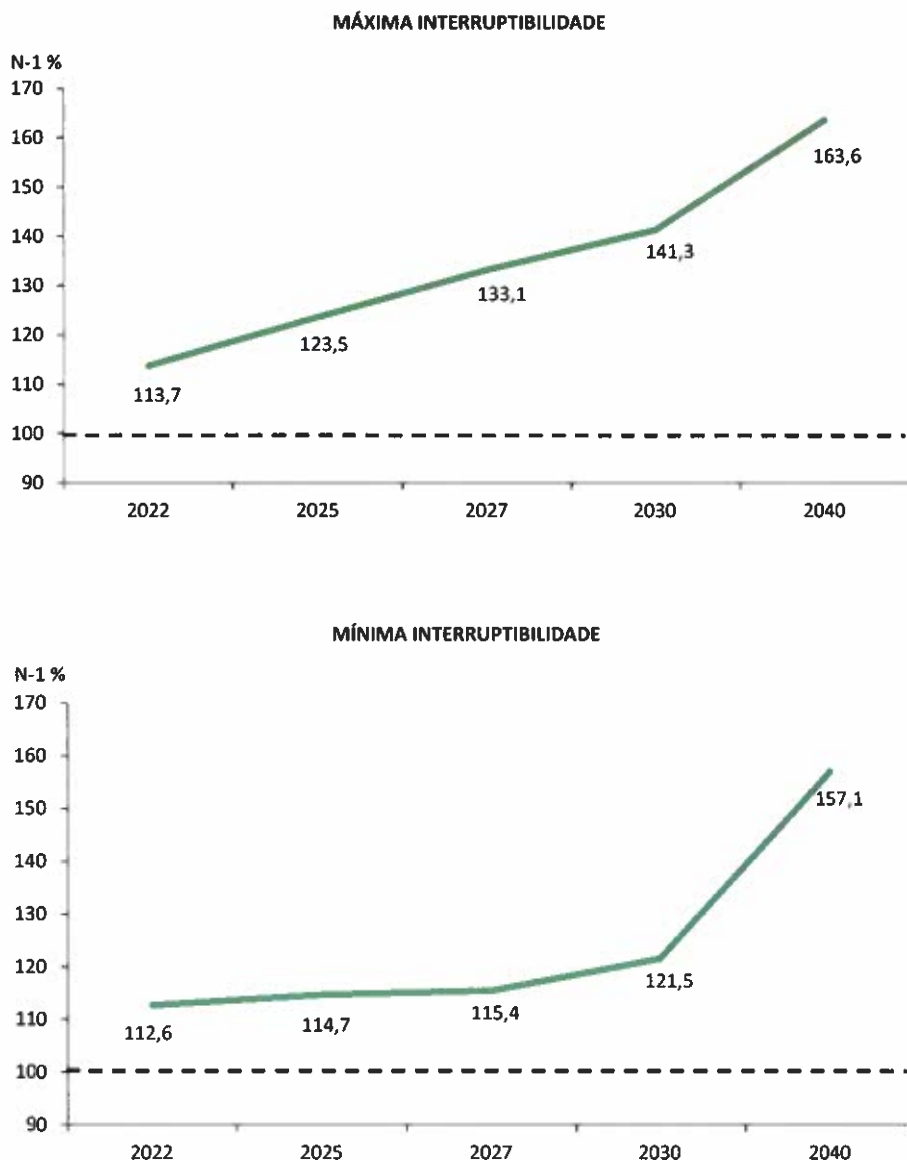


Fonte: REN

#### Prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares:

Da análise realizada à trajetória Ambição, considerando a prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares, constata-se que, quer na hipótese de máxima interruptibilidade, quer na de mínima interruptibilidade, as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas são cumpridas em todo o período em análise, sem necessidade do reforço da capacidade de oferta. No período em análise a fórmula N-1 regista o mínimo em 2022, com 113,7% na hipótese de máxima interruptibilidade e 112,6% na hipótese de mínima interruptibilidade. No entanto, importa reforçar que atualmente a paragem do abastecimento de gás às centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares apenas poderá ser forçada em caso de emergência/força maior, pelo que se considera oportuno desenvolver os instrumentos legais e regulamentares que permitam a ativação da interruptibilidade em regime de mercado.

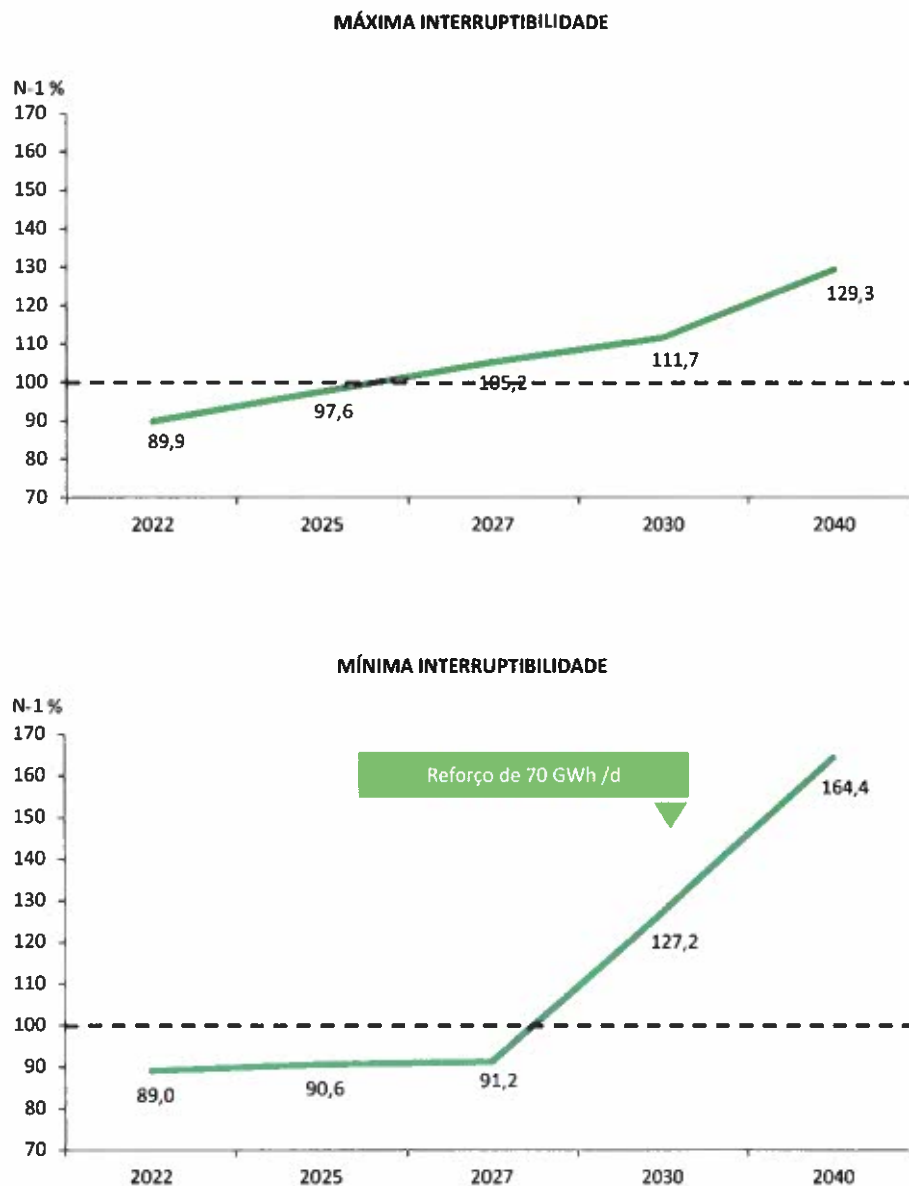
Figura 29 – Fórmula N-1 para a Trajetória Ambição, considerando a interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares (%)



Fonte: REN

Em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d a hipótese de máxima interruptibilidade é insuficiente para cumprimento das normas relativas às infraestruturas em 2022 e 2025, situação que se altera a partir de 2027 sem necessidade de reforço da capacidade de oferta, com os valores da fórmula N-1 a variarem entre 105,2% nesse ano e 129,3% em 2040. Na hipótese de mínima interruptibilidade, considerando a limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d, as normas relativas às infraestruturas não são cumpridas entre 2022 e 2027. Considerando um reforço da capacidade de oferta na ordem do que seria proporcionado pela eventual concretização da 1.<sup>a</sup> fase do projeto da 3.<sup>a</sup> Interligação entre Portugal e Espanha (70 GWh/d), e apenas nessa condição, as normas relativas às infraestruturas são cumpridas a partir de 2030, com a fórmula N-1 a registar 127,2% nesse ano e o valor de 164,4% em 2040.

Figura 30 – Fórmula N-1 para a Trajetória Ambição, considerando a interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares e a limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d (%)

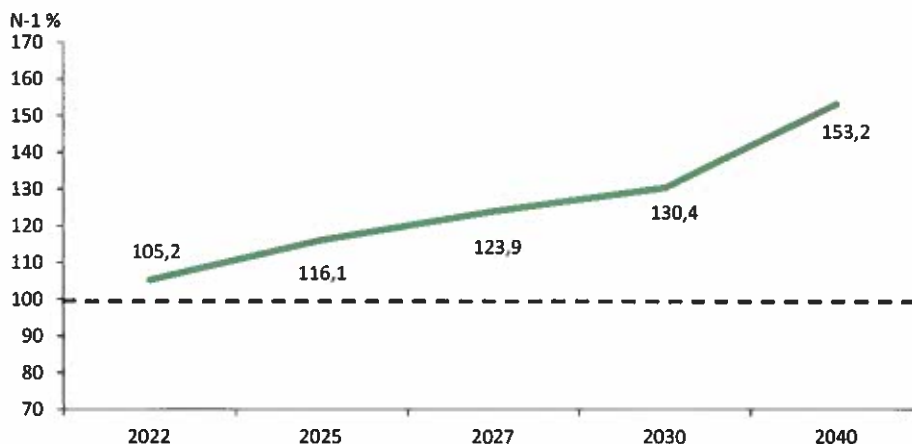


Fonte: REN

Análise de sensibilidade ao aumento da capacidade de importação em Valença do Minho para 30 GWh/d:

Considerando uma capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho (incremento de 20 GWh/d face aos valores atuais), verifica-se que na trajetória Ambição as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas são cumpridas em todo o período de estudo sem necessidade de reforço da capacidade de oferta, registando a fórmula N-1 valores entre 105,2% em 2022 e 153,2% em 2040.

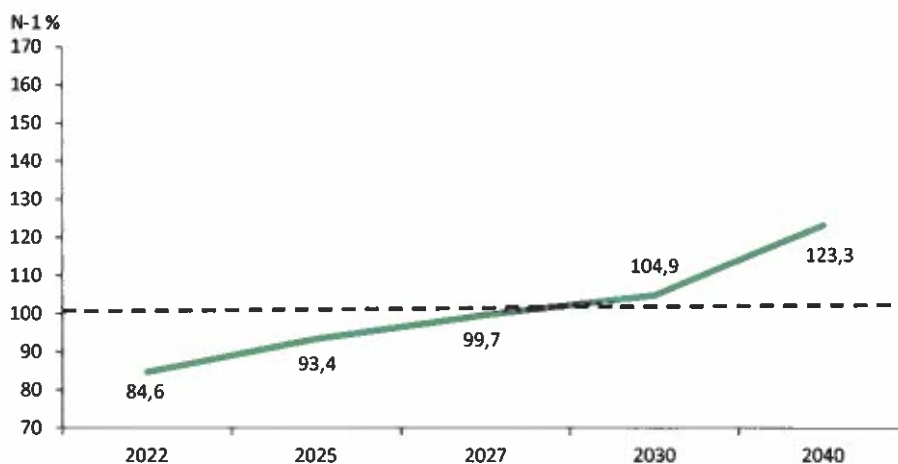
Figura 31 – Fórmula N-1 para a Trajetória Ambição, considerando 30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho (%)



Fonte: REN

Tendo em consideração, para além da capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho, que a capacidade de extração do AS se encontra limitada a 71,4 GWh/d, a capacidade técnica determinada segundo a fórmula N-1 sofre uma redução assinalável, sendo que na trajetória Ambição as normas relativas às infraestruturas só são cumpridas a partir de 2030, embora sem necessidade de reforço da capacidade de oferta, com a fórmula N-1 a registar o valor de 104,9% nesse ano e o valor de 123,3% em 2040.

Figura 32 – Fórmula N-1 para a Trajetória Ambição, considerando 30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho e limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d (%)



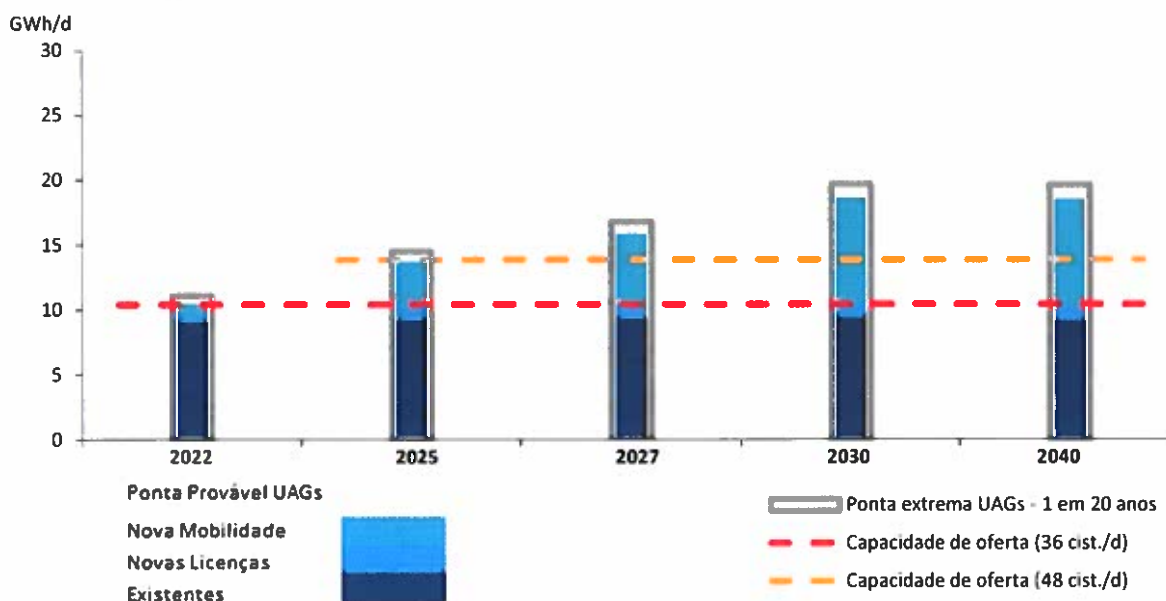
Fonte: REN

### Perspetiva da oferta de GNL

Prevê-se que em 2022 a atual capacidade do TGNL apenas permita cobrir as pontas prováveis de consumo de GNL. Entre 2025 e 2040 prevê-se que a atual capacidade do TGNL permita cobrir somente as pontas prováveis de consumo de GNL associado às UAG existentes e às UAG previstas no âmbito das novas licenças

atribuídas<sup>19</sup>, não permitindo acomodar o aumento do consumo resultante da penetração da nova mobilidade a gás natural.

Figura 33 - Capacidade de oferta do TGNL e pontas anuais diárias de consumo na trajetória Ambição (GWh/d)



Fonte: REN

A análise efetuada aponta, portanto, para a necessidade de reforço da oferta para abastecimento das UAG, bem como de dotar o TGNL de redundância, ao nível das baías de enchimento de GNL, que permita o cumprimento do critério N-1 nas baías em operação. De referir, ainda, que o reforço da capacidade de carregamento para 48 cisternas/dia, através de uma baía de enchimento adicional, permitiria cobrir as necessidades das pontas prováveis estimadas até 2025. Por outro lado, é de registar que, em caso de paragem prolongada do TGNL, o abastecimento de GNL ao território nacional fica totalmente dependente do aprovisionamento via Espanha.

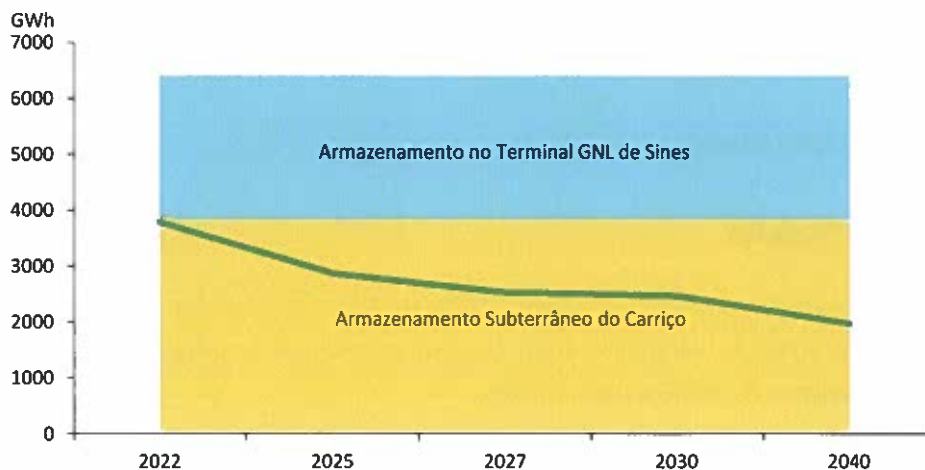
### 3.2.2.2 Perspetiva do Armazenamento

#### Perspetiva do armazenamento de gás

Da análise efetuada constata-se que, na trajetória Ambição, a atual capacidade de armazenamento da RNTIAT, que se mantém constante no período em análise, é suficiente para aprovisionar as reservas de segurança em todo o horizonte de estudo, incluindo as necessidades de clientes protegidos e das centrais electroprodutoras não interruptíveis. A capacidade de armazenamento do AS é, por si só, suficiente para superar eventuais situações críticas prolongadas no tempo em todo o período analisado, não se identificando qualquer necessidade de um contributo adicional do armazenamento do TGNL.

<sup>19</sup> À data da elaboração dos Pressupostos constantes no Anexo 1.

Figura 34 - Capacidade de armazenamento da RNTIAT e necessidades de aprovisionamento aos clientes protegidos e centrais electroprodutoras não interruptíveis na trajetória Ambição (GWh)

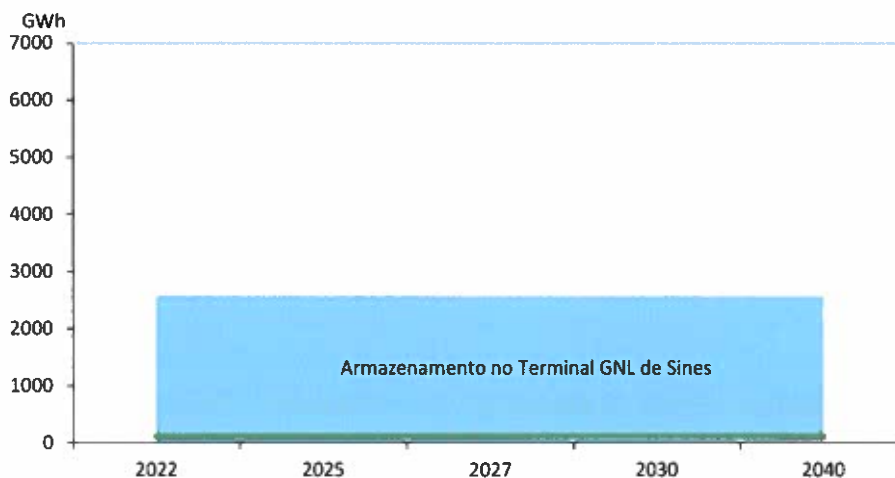


Fonte: REN

### **Perspetiva do armazenamento de GNL para abastecimento das UAG**

Da análise efetuada constata-se que na trajetória Ambição a capacidade dos atuais tanques para armazenamento no TGNL de Sines é suficiente para garantir o aprovisionamento do GNL correspondente aos clientes protegidos das UAG<sup>20</sup> em todo o período 2022-2040.

Figura 35 - Capacidade de armazenamento do TGNL e necessidades de aprovisionamento aos clientes protegidos das UAG na trajetória Ambição (GWh)



Fonte: REN

### **3.2.3 Teste de Stress**

O objetivo do Teste de Stress passa por identificar o momento a partir do qual se prevê que o SNG deixe de ser adequado para responder à procura. Nesta análise considera-se que a atual oferta proporcionada pela

<sup>20</sup> As necessidades de aprovisionamento de GNL incluem o aprovisionamento para 30 dias de consumo médio da UAG dos Socorridos, localizada na Ilha da Madeira.

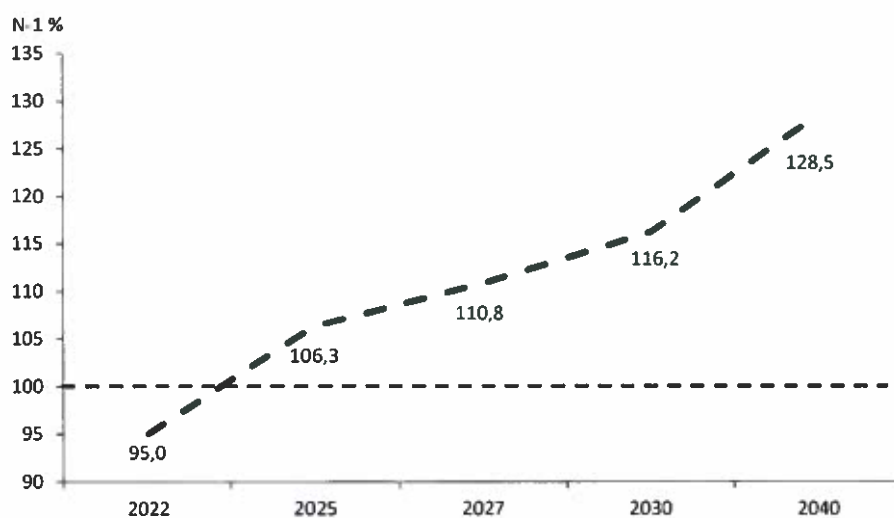
RNTIAT se mantém constante ao longo de todo o período, uma vez que não existe nova capacidade em construção ou cuja construção se inicie até final de 2021. A evolução da capacidade de oferta da RNTIAT considerada nesta análise é a definida na tabela 3 do presente relatório.

### 3.2.3.1 Perspetiva da Oferta

#### Perspetiva da oferta de gás

No Teste de Stress o cumprimento das normas relativas às infraestruturas do Regulamento (UE) 2017/1938 não se verifica em 2022. Entre 2025 e 2040 as normas relativas às infraestruturas são cumpridas, com a fórmula N-1 a aumentar de 106,3% para 128,5%.

Figura 36 – Fórmula N-1 para o Teste de Stress (%)



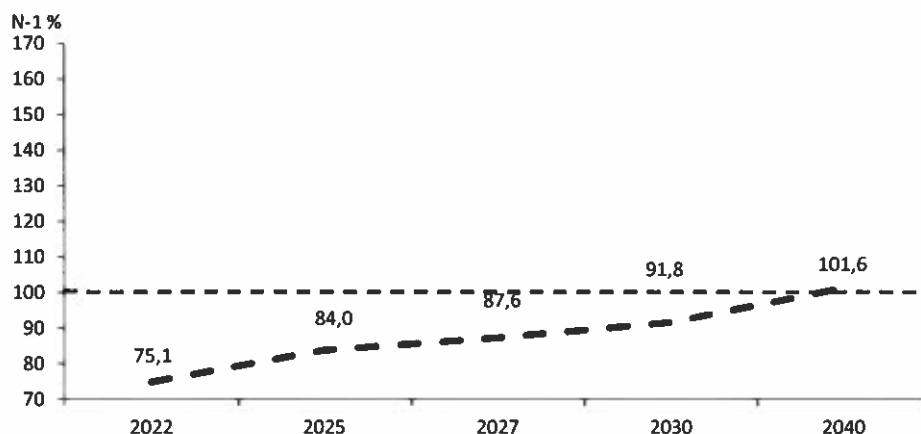
Fonte: REN

#### Análise de sensibilidade à redução da capacidade de extração do AS do Carrico:

A situação descrita anteriormente agrava-se significativamente se for considerado que a capacidade de extração do AS se encontra limitada a 71,4 GWh/d, correspondente a um volume operacional abaixo dos 60%, sendo as normas do Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas cumpridas apenas em 2040, com a fórmula N-1 a registar nesse ano o valor de 101,6%.



Figura 37 – Fórmula N-1 para o Teste de Stress, considerando limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d (%)



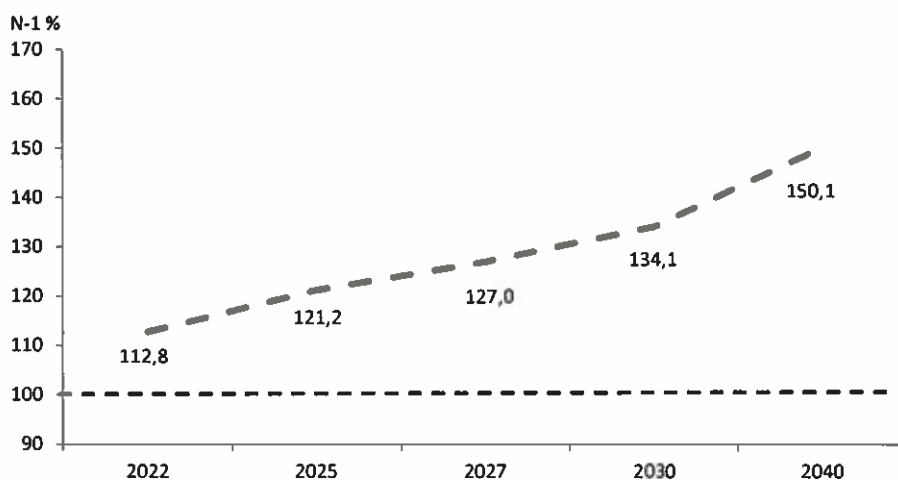
Fonte: REN

**Prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares:**

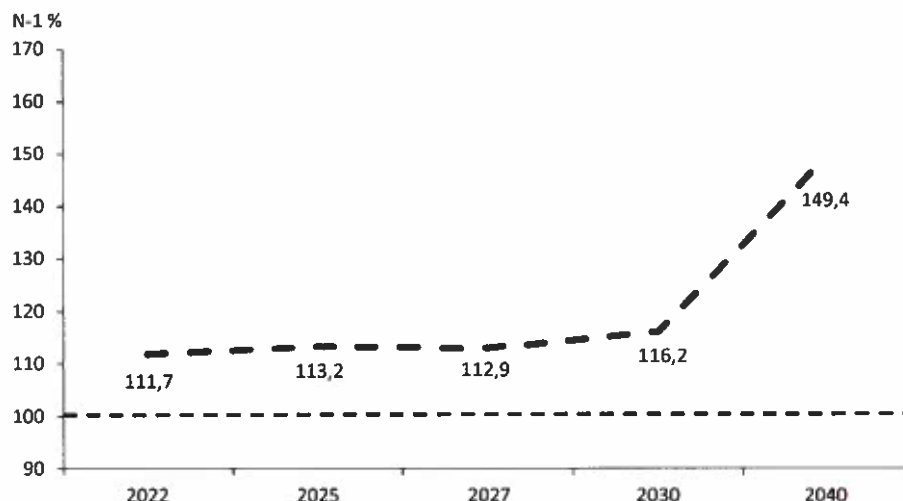
Da análise realizada no Teste de Stress constata-se que, considerando a interruptibilidade das centrais a gás natural de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares, as normas relativas às infraestruturas são cumpridas em todo o período em análise, quer na hipótese de máxima interruptibilidade, quer na de mínima interruptibilidade. A fórmula N-1 regista o valor mínimo em 2022, com 112,8% na hipótese de máxima interruptibilidade e 111,7% na hipótese de mínima interruptibilidade. No entanto, importa reforçar que atualmente a paragem do abastecimento de gás às centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares apenas poderá ser forçada em caso de emergência/força maior, pelo que se considera oportuno desenvolver os instrumentos legais e regulamentares que permitam a ativação da interruptibilidade em regime de mercado.

Figura 38 – Fórmula N-1 para o Teste de Stress, considerando a interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares (%)

**MÁXIMA INTERRUPTIBILIDADE**



**MÍNIMA INTERRUPTIBILIDADE**

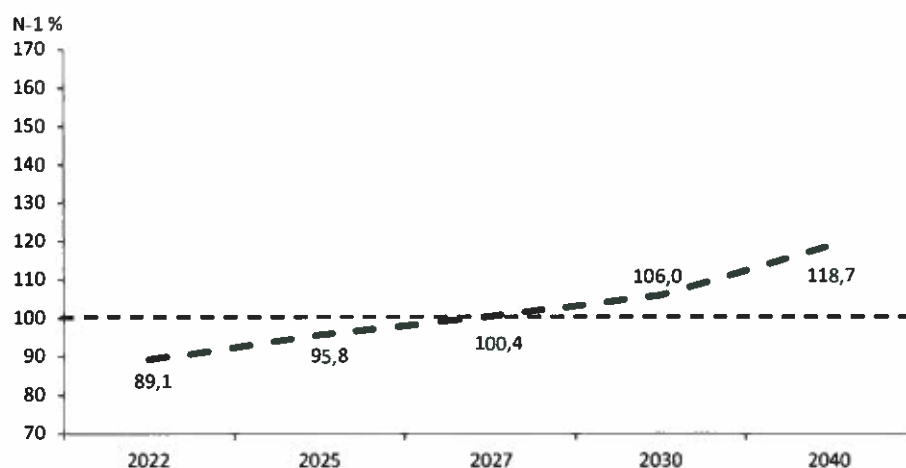


Fonte: REN

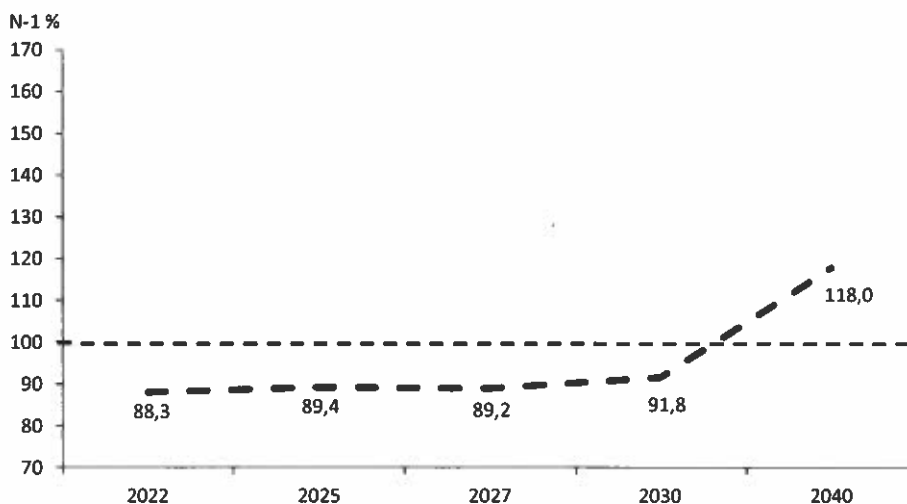
No caso de a capacidade de extração do AS ser limitada a 71,4 GWh/d, considerando a atual capacidade de oferta proporcionada pela RNTIAT, a hipótese de máxima interruptibilidade é insuficiente para cumprimento das normas do Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas até 2025, situação que se altera a partir de 2027, com a fórmula N-1 a aumentar de 100,4% nesse ano para 118,7% em 2040. Na hipótese de mínima interruptibilidade, considerando a limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d, as normas do Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas apenas são cumpridas em 2040, registando a fórmula N-1 nesse ano o valor de 118,0%.

**Figura 39 – Fórmula N-1 para o Teste de Stress, considerando a interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares e a limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d (%)**

**MÁXIMA INTERRUPTIBILIDADE**



**MÍNIMA INTERRUPTIBILIDADE**

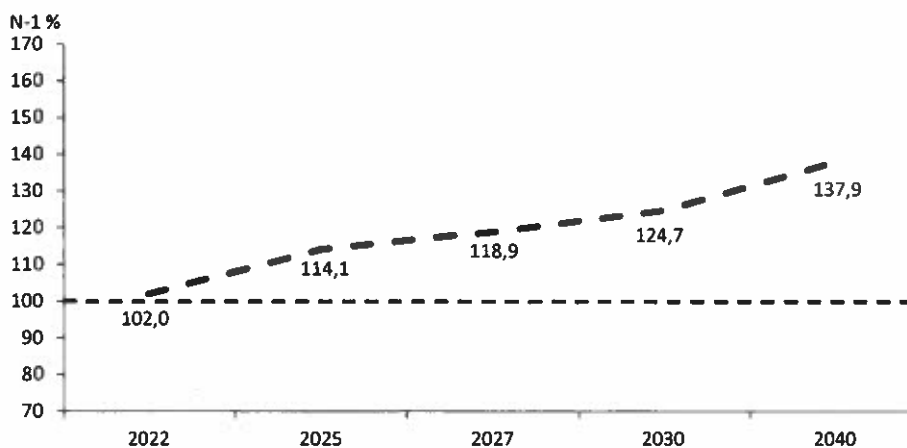


Fonte: REN

**Análise de sensibilidade ao aumento da capacidade de importação em Valença do Minho para 30 GWh/d:**

Considerando uma capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho, verifica-se que no Teste de Stress as normas relativas às infraestruturas são cumpridas em todo o período em análise, registando a fórmula N-1 o valor mínimo de 102,0% em 2022.

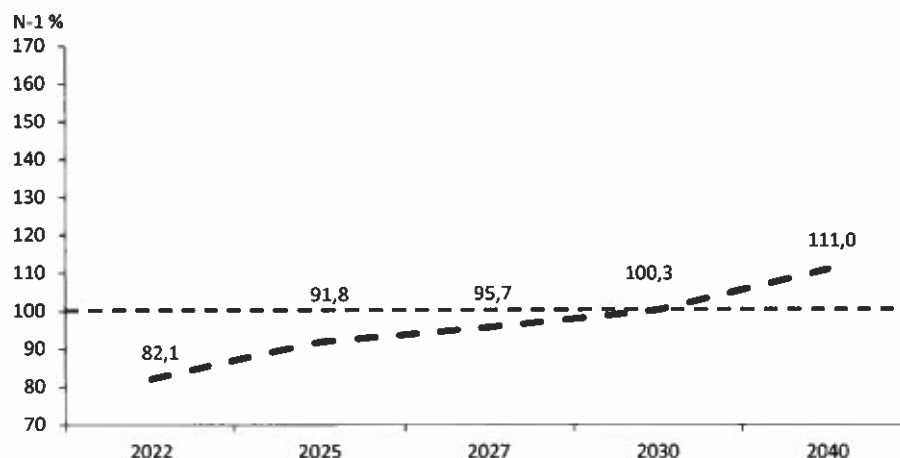
**Figura 40 – Fórmula N-1 para o Teste de Stress, considerando 30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho (%)**



Fonte: REN

A situação agrava-se consideravelmente se for considerado que a capacidade de extração do AS se encontra limitada a 71,4 GWh/d, correspondente a um volume operacional abaixo dos 60%. Nesta condição, no Teste de Stress, as normas relativas às infraestruturas apenas são cumpridas a partir de 2030, com a fórmula N-1 a registar nesse ano 100,3% e em 2040 o valor de 111,0%.

Figura 41 – Fórmula N-1 para o Teste de Stress, considerando 30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho e limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d (%)



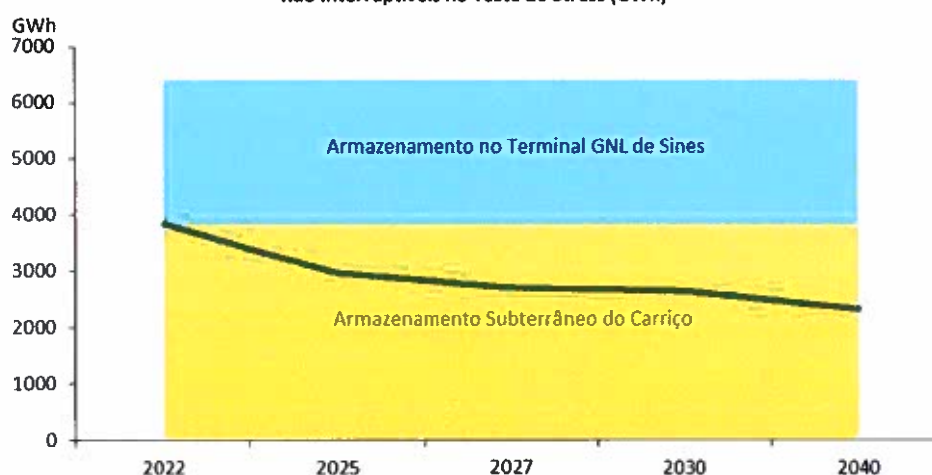
Fonte: REN

### 3.2.3.2 Perspetiva do Armazenamento

#### Perspetiva do armazenamento de gás

Da análise efetuada constata-se que, no Teste de Stress, a atual capacidade de armazenamento da RNTIAT, que se mantém constante no período em análise, é suficiente para aprovisionar as reservas de segurança em todo o horizonte de estudo, incluindo as necessidades de clientes protegidos e das centrais electroprodutoras não interruptíveis. A capacidade de armazenamento do AS é, por si só, suficiente para superar eventuais situações críticas prolongadas no tempo em todo o período analisado, não se identificando qualquer necessidade de um contributo adicional do armazenamento do TGNL.

Figura 42 - Capacidade de armazenamento da RNTIAT e necessidades de aprovisionamento aos clientes protegidos e centrais electroprodutoras não interruptíveis no Teste de Stress (GWh)

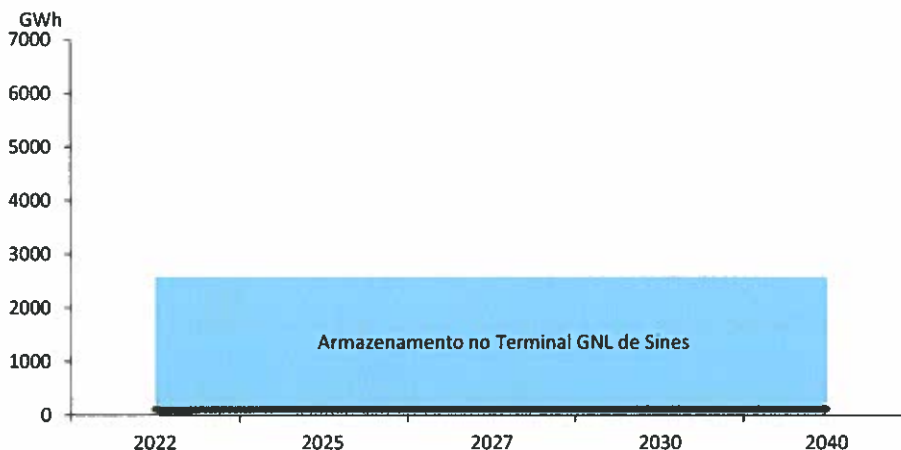


Fonte: REN

### **Perspetiva do armazenamento de GNL para abastecimento das UAG**

Da análise efetuada constata-se que, no Teste de Stress, a capacidade dos atuais tanques para armazenamento no TGNL de Sines é suficiente para garantir o aprovisionamento do GNL correspondente aos clientes protegidos das UAG<sup>21</sup> em todo o período 2022-2040.

**Figura 43 - Capacidade de armazenamento do TGNL e necessidades de aprovisionamento aos clientes protegidos das UAG no Teste de Stress (GWh)**



Fonte: REN

## **3.2.4 Análise de Sensibilidade - Cenário Superior Ambição da procura e evolução expectável da oferta**

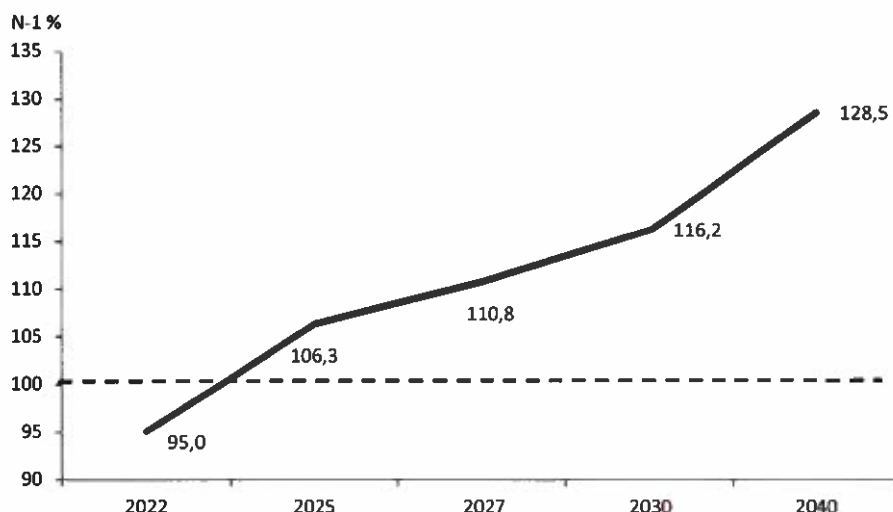
### **3.2.4.1 Perspetiva da Oferta**

#### **Perspetiva da oferta de gás**

Da análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta constata-se que as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas (Artigo 5.º) não são cumpridas em 2022, ou seja, nesse ano, caso se verifique uma perturbação na maior infraestrutura individual de gás (TGNL), a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, é inferior a 100%, não sendo suficiente para satisfazer a procura total de gás durante um dia de procura excecionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos. A partir de 2025 é possível cumprir as normas relativas às infraestruturas sem necessidade de reforço da capacidade de oferta, com a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, a variar entre o valor mínimo de 106,3% em 2025 e o máximo de 128,5% em 2040.

<sup>21</sup> As necessidades de aprovisionamento de GNL incluem o aprovisionamento para 30 dias de consumo médio da UAG dos Socorridos, localizada na Ilha da Madeira.

Figura 44 – Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta (%)

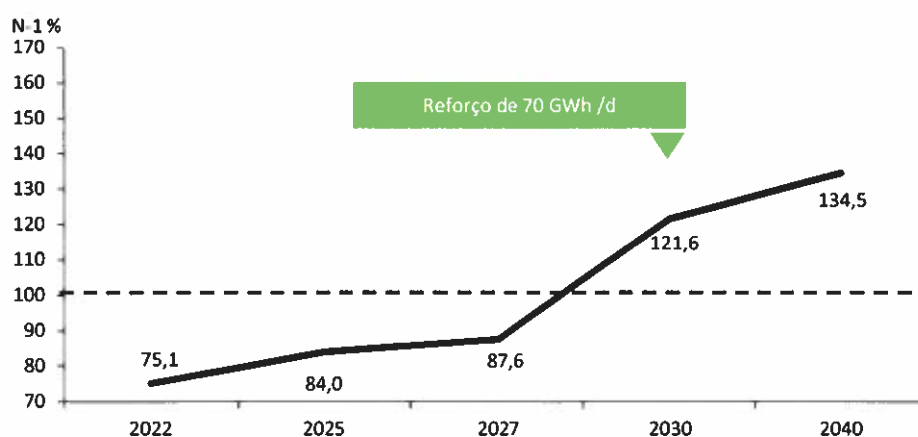


Fonte: REN

Análise de sensibilidade à redução da capacidade de extração do AS do Carriço:

Considerando o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, verifica-se que em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d, correspondente a um volume operacional abaixo dos 60%, a capacidade técnica, determinada segundo a fórmula N-1, sofre uma redução assinalável, sendo que as normas relativas às infraestruturas só são cumpridas a partir de 2030 e apenas na condição de existir um reforço da capacidade de oferta. Considerando um aumento de capacidade na ordem do que seria proporcionado pela eventual concretização da 1.ª fase do projeto da 3.ª Interligação entre Portugal e Espanha (70 GWh/d), a fórmula N-1 regista o valor de 121,6% em 2030 e 134,5% em 2040.

Figura 45 – Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, considerando limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d (%)

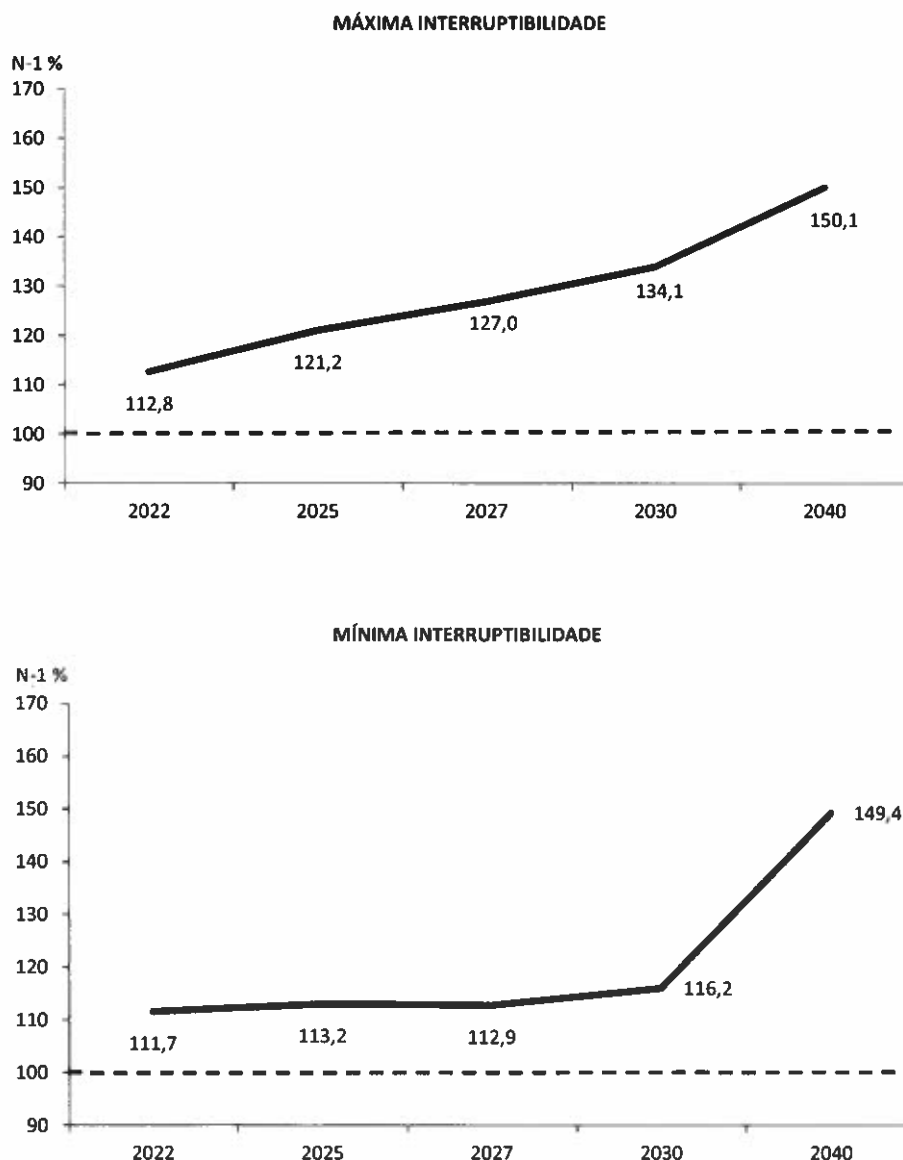


Fonte: REN

**Prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares:**

Da análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, considerando a prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares, constata-se que, quer na hipótese de máxima interruptibilidade, quer na de mínima interruptibilidade, as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas são cumpridas em todo o período em análise, sem necessidade do reforço da capacidade de oferta. No período em análise a fórmula N-1 regista o mínimo em 2022, com 112,8% na hipótese de máxima interruptibilidade e 111,7% na hipótese de mínima interruptibilidade. No entanto, importa reforçar que atualmente a paragem do abastecimento de gás às centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares apenas poderá ser forçada em caso de emergência/força maior, pelo que se considera oportuno desenvolver os instrumentos legais e regulamentares que permitam a ativação da interruptibilidade em regime de mercado.

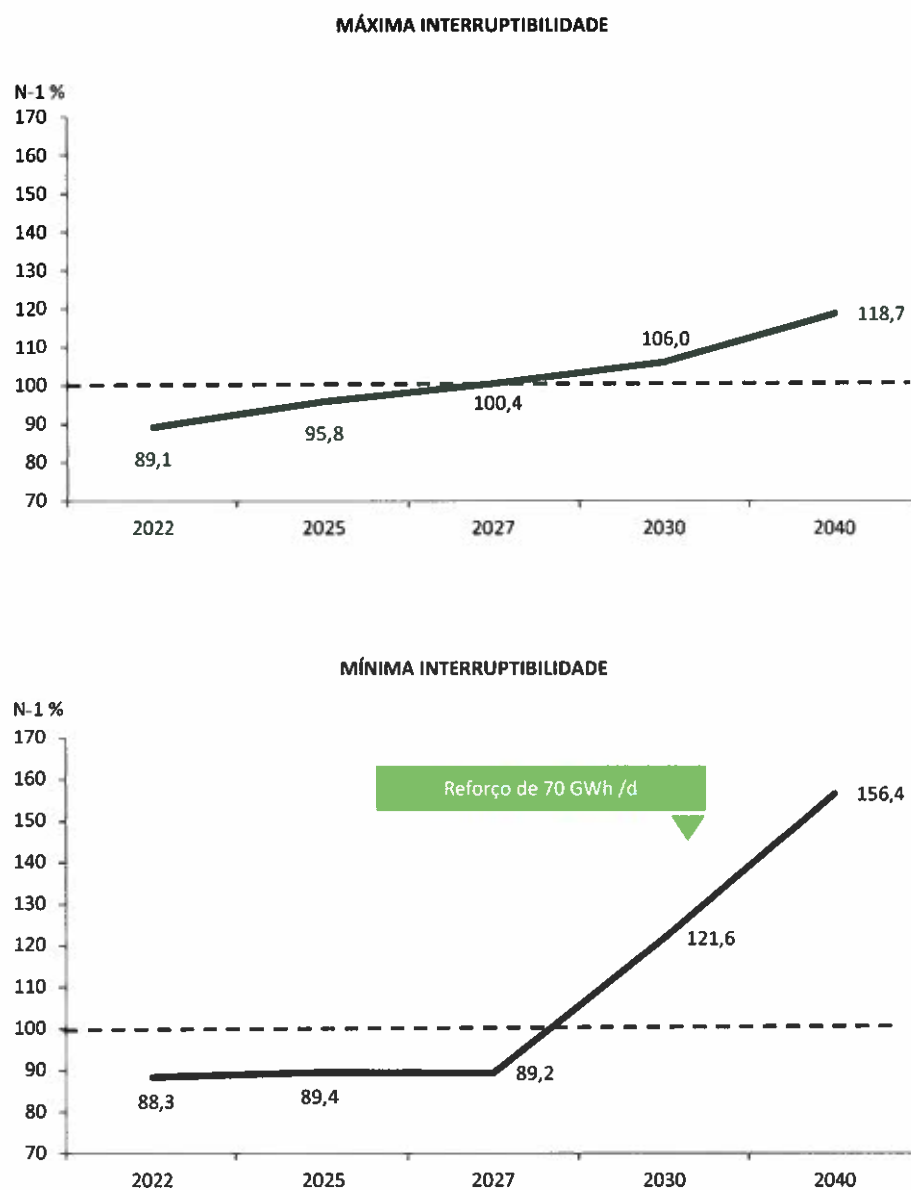
**Figura 46 – Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, considerando a interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares (%)**



Fonte: REN

Em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d a hipótese de máxima interruptibilidade é insuficiente para cumprimento das normas relativas às infraestruturas em 2022 e 2025, situação que se altera a partir de 2027 sem necessidade de reforço da capacidade de oferta, com os valores da fórmula N-1 a variarem entre 100,4% nesse ano e 118,7% em 2040. Na hipótese de mínima interruptibilidade, considerando a limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d, as normas relativas às infraestruturas não são cumpridas entre 2022 e 2027. Considerando um reforço da capacidade de oferta na ordem do que seria proporcionado pela eventual concretização da 1.ª fase do projeto da 3.ª Interligação entre Portugal e Espanha (70 GWh/d), e apenas nessa condição, as normas relativas às infraestruturas são cumpridas a partir de 2030, com a fórmula N-1 a registar 121,6% nesse ano e o valor de 156,4% em 2040.

**Figura 47 – Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, considerando a interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares e a limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d (%)**



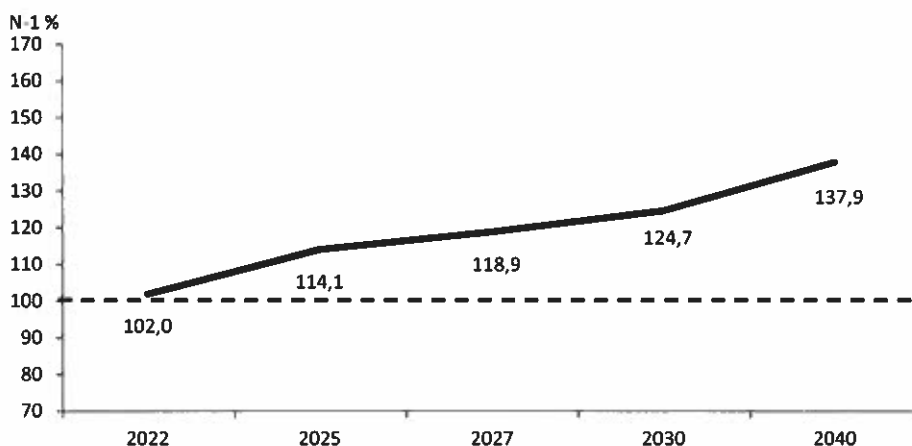
Fonte: REN



**Análise de sensibilidade ao aumento da capacidade de importação em Valença do Minho para 30 GWh/d:**

Considerando uma capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho (incremento de 20 GWh/d face aos valores atuais), verifica-se que, considerando o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas são cumpridas em todo o período de estudo sem necessidade de reforço da capacidade de oferta, registando a fórmula N-1 valores entre 102,0% em 2022 e 137,9% em 2040.

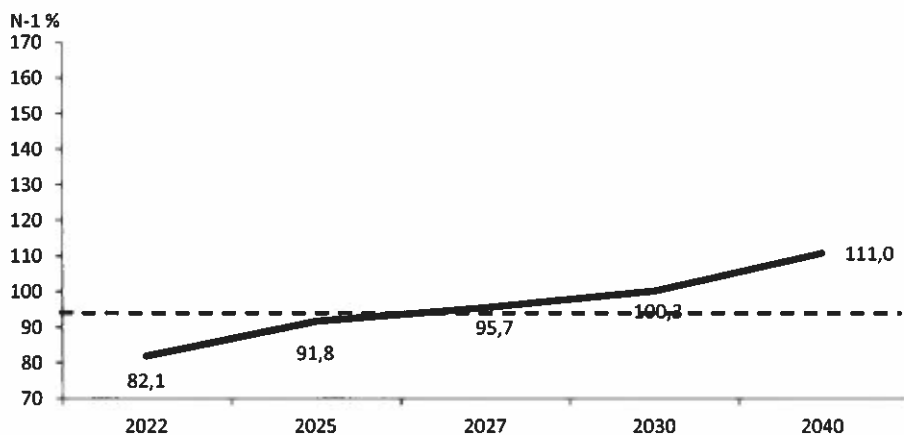
**Figura 48 – Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, considerando 30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho (%)**



Fonte: REN

Tendo em consideração, para além da capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho, que a capacidade de extração do AS se encontra limitada a 71,4 GWh/d, constata-se, na análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, que a capacidade técnica determinada segundo a fórmula N-1 sofre uma redução assinalável, sendo que as normas relativas às infraestruturas só são cumpridas a partir de 2030, embora sem necessidade de reforço da capacidade de oferta, com a fórmula N-1 a registar o valor de 100,3% nesse ano e o valor de 111,0% em 2040.

**Figura 49 – Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, considerando 30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho e limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d (%)**

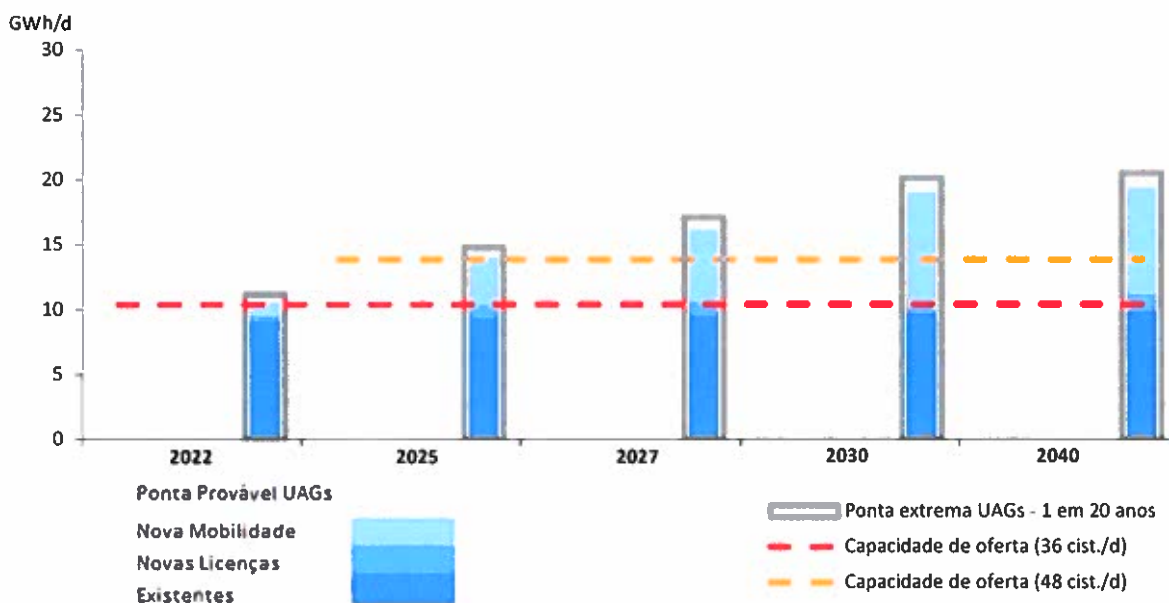


Fonte: REN

## Perspetiva da oferta de GNL

Considerando o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, prevê-se que entre 2022 e 2025 a atual capacidade do TGNL permita cobrir apenas as pontas prováveis de consumo de GNL associado às UAG existentes e às UAG previstas no âmbito das novas licenças atribuídas<sup>22</sup>, não permitindo acomodar o aumento do consumo resultante da penetração da nova mobilidade a gás natural. Entre 2027 e 2040 a atual capacidade do TGNL permite cobrir somente as pontas prováveis de consumo de GNL associado às UAG existentes.

Figura 50 - Capacidade de oferta do TGNL e pontas anuais diárias de consumo na análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta (GWh/d)



A análise efetuada aponta, portanto, para a necessidade de reforço da oferta para abastecimento das UAG, bem como de dotar o TGNL de redundância, ao nível das baías de enchimento de GNL, que permita o cumprimento do critério N-1 nas baías em operação. De referir, ainda, que o eventual reforço da capacidade de carregamento para 48 cisternas/dia, através de uma baía de enchimento adicional, não seria suficiente para cobrir a totalidade das necessidades das pontas prováveis no período 2025-2040. Por outro lado, é de registar que, em caso de paragem prolongada do TGNL, o abastecimento de GNL ao território nacional fica totalmente dependente do aprovisionamento via Espanha.

### 3.2.4.2 Perspetiva do Armazenamento

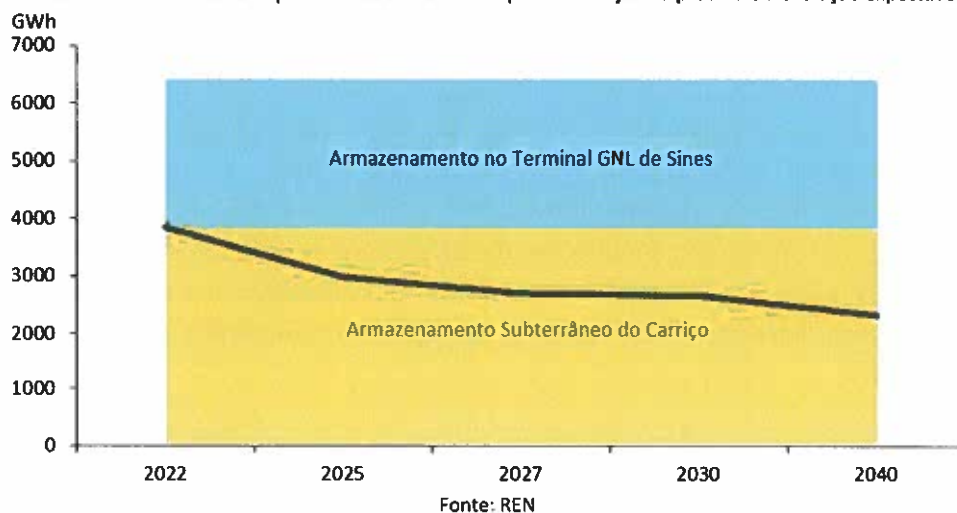
#### Perspetiva do armazenamento de gás

Da avaliação efetuada constata-se que, na análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, a atual capacidade de armazenamento da RNTIAT, que se mantém constante no período em análise, é suficiente para aprovisionar as reservas de segurança em todo

<sup>22</sup> À data da elaboração dos Pressupostos constantes no Anexo 1.

o horizonte de estudo, incluindo as necessidades de clientes protegidos e das centrais electroprodutoras não interruptíveis. A capacidade de armazenamento do AS é, por si só, suficiente para superar eventuais situações críticas prolongadas no tempo em todo o período analisado, não se identificando qualquer necessidade de um contributo adicional do armazenamento do TGNL.

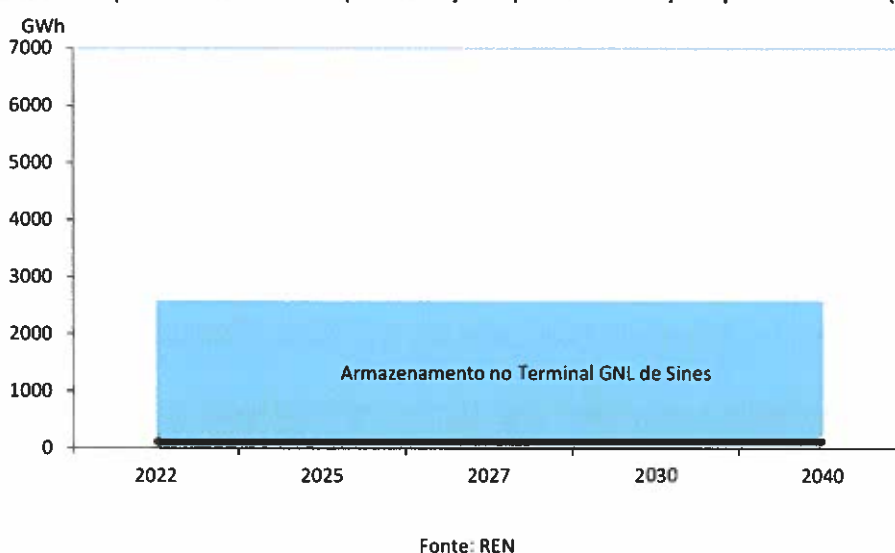
**Figura 51 - Capacidade de armazenamento da RNTIAT e necessidades de aprovisionamento aos clientes protegidos e centrais electroprodutoras não interruptíveis na análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta (GWh)**



### **Perspetiva do armazenamento de GNL para abastecimento das UAG**

Da análise efetuada constata-se que, na análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, a capacidade dos atuais tanques para armazenamento no TGNL de Sines é suficiente para garantir o aprovisionamento do GNL correspondente aos clientes protegidos das UAG<sup>23</sup> em todo o período 2022-2040.

**Figura 52 - Capacidade de armazenamento do TGNL e necessidades de aprovisionamento aos clientes protegidos das UAG na análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta (GWh)**



<sup>23</sup> As necessidades de aprovisionamento de GNL incluem o aprovisionamento para 30 dias de consumo médio da UAG dos Socorridos, localizada na Ilha da Madeira.

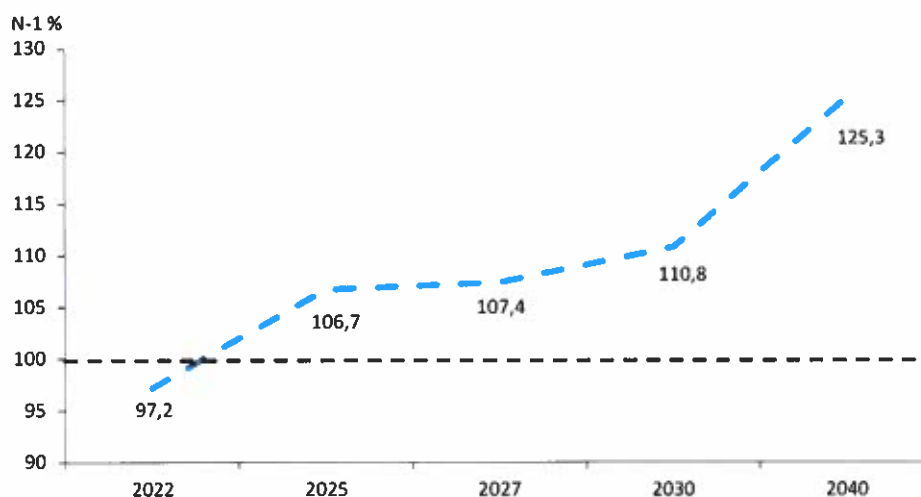
### 3.2.5 Análise de Sensibilidade - Cenário Central Conservador da procura e sistema existente na oferta

#### 3.2.5.1 Perspetiva da Oferta

##### Perspetiva da oferta de gás

Da análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta constata-se que as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 de 25 de outubro relativas às infraestruturas (Artigo 5.º) não são cumpridas em 2022, ou seja, nesse ano, caso se verifique uma perturbação na maior infra-estrutura individual de gás (TGNL), a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, é inferior a 100%, não sendo, portanto, suficiente para satisfazer a procura total de gás durante um dia de procura excepcionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos. Esta situação altera-se a partir de 2025, com a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, a variar entre 106,7% em 2025 e 125,3% em 2040.

Figura 53 - Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta (%)

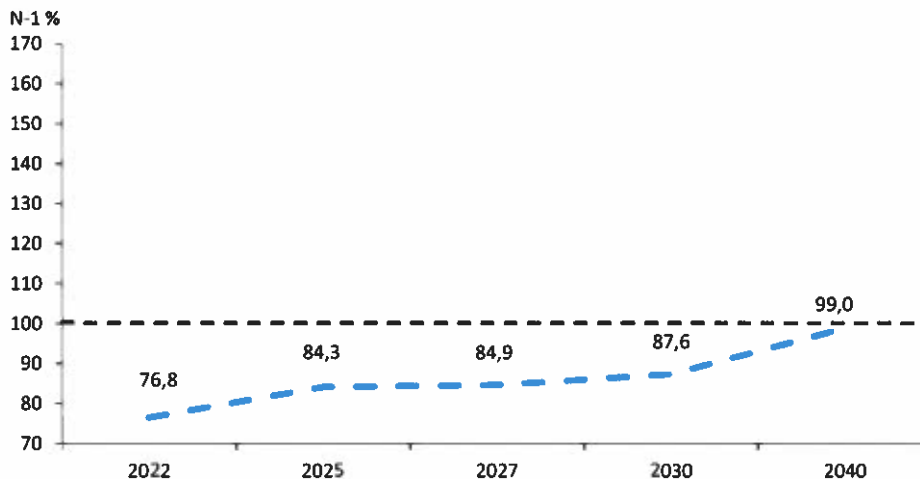


Fonte: REN

##### Análise de sensibilidade à redução da capacidade de extração do AS do Carricho:

Na análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta, em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d, correspondente a um volume operacional abaixo dos 60%, a capacidade técnica determinada segundo a fórmula N-1 sofre uma redução assinalável, sendo que as normas do Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas não são cumpridas em todo o período em análise.

Figura 54 - Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta, considerando limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d (%)

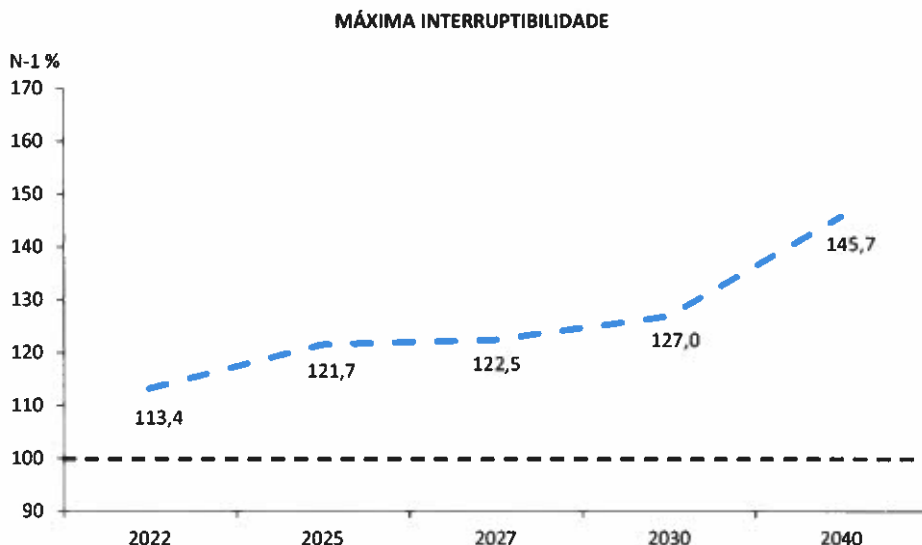


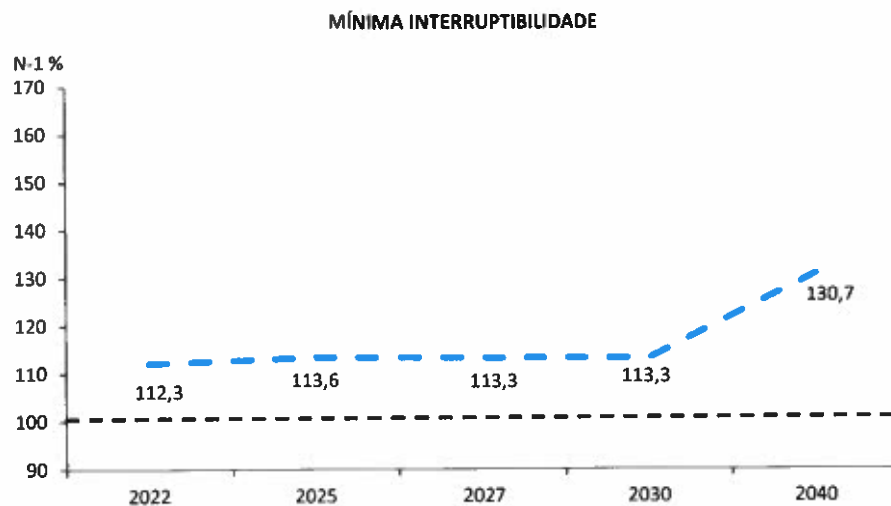
Fonte: REN

**Prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares:**

Da análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta, considerando a prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares, constata-se que, quer na hipótese de máxima interruptibilidade, quer na de mínima interruptibilidade, as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas são cumpridas em todo o período em análise. O valor mínimo da fórmula N-1 para esta trajetória no período em análise regista-se em 2022, com 113,4% na hipótese de máxima interruptibilidade e 112,3% na hipótese de mínima interruptibilidade. No entanto, importa reforçar que, atualmente, a interrupção do abastecimento de gás às centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares apenas poderá ser concretizada em caso de emergência/força maior, pelo que se considera oportuno desenvolver os instrumentos legais e regulamentares que permitam a ativação da interruptibilidade em regime de mercado.

Figura 55 - Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta, considerando a interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares (%)

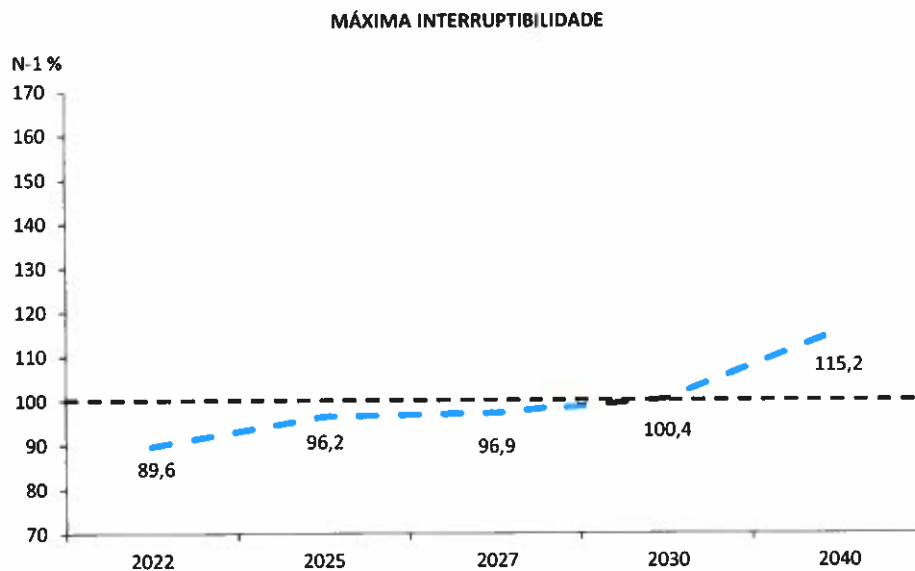




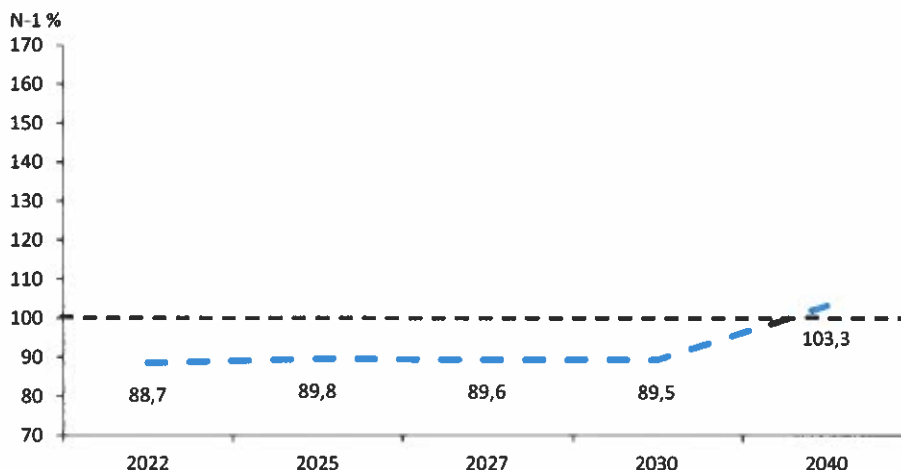
Fonte: REN

Considerando o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta, em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d, a hipótese de máxima interruptibilidade é insuficiente para cumprir as normas relativas às infraestruturas até 2027. Nessa hipótese, as normas relativas às infraestruturas são cumpridas a partir de 2030, registando a fórmula N-1 nesse ano 100,4% e em 2040 o valor de 115,2%. Na hipótese de mínima interruptibilidade as normas relativas às infraestruturas são cumpridas apenas em 2040, com a fórmula N-1 a registar o valor de 103,3%.

**Figura 56 - Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta, considerando a interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares e a limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d (%)**



**MÍNIMA INTERRUPTIBILIDADE**

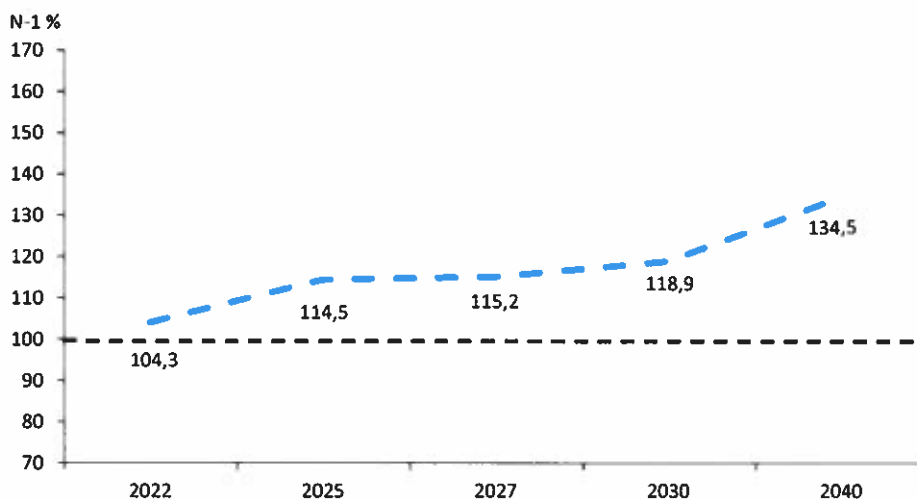


Fonte: REN

**Análise de sensibilidade ao aumento da capacidade de importação em Valença do Minho para 30 GWh/d:**

Considerando uma capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho (incremento de 20 GWh/d face aos valores atuais), verifica-se, na análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta, que as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas são cumpridas em todo o horizonte de estudo, com a fórmula N-1 a registar o valor mínimo de 104,3% em 2022.

**Figura 57 - Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta, considerando 30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho (%)**

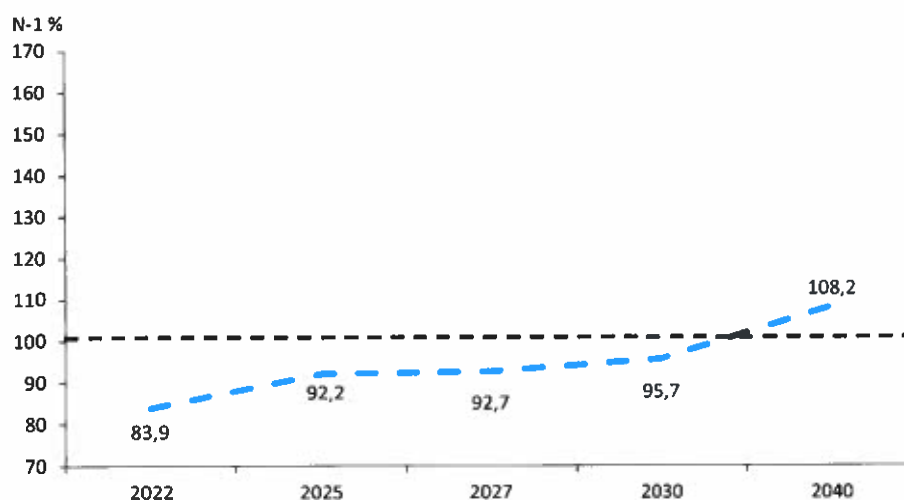


Fonte: REN

Na análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta, tendo em conta, para além da capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho, que a capacidade de extração do AS se encontra limitada a 71,4 GWh/d, a capacidade técnica

determinada segundo a fórmula N-1 sofre uma redução assinalável, sendo que as normas relativas às infraestruturas apenas são cumpridas em 2040, com a fórmula N-1 a registar o valor de 108,2%.

**Figura 58 - Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta com Cenário Central da Procura, considerando 30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho e limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d (%)**



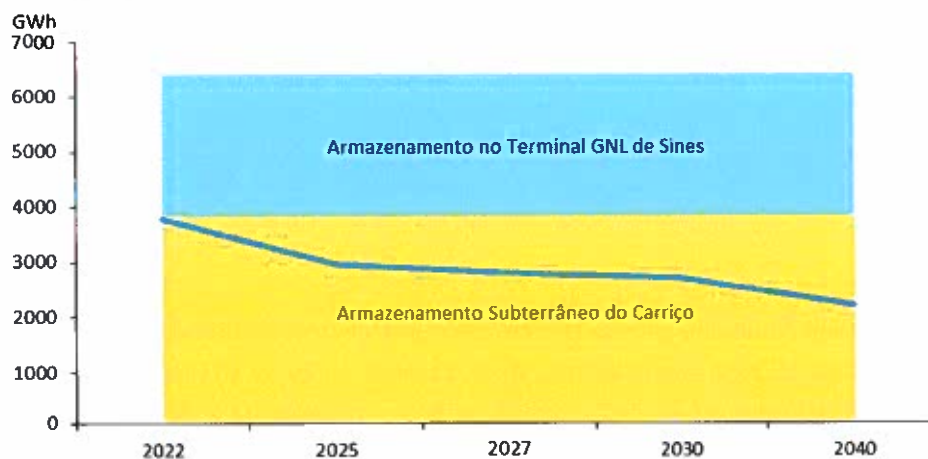
Fonte: REN

### 3.2.5.2 Perspetiva do Armazenamento

#### Perspetiva do armazenamento de gás

Da análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta, constata-se que a atual capacidade de armazenamento da RNTIAT, que se mantém constante no período em análise, é suficiente para aprovisionar as reservas de segurança em todo o horizonte de estudo, incluindo as necessidades de clientes protegidos e das centrais electroprodutoras não interruptíveis. A capacidade de armazenamento do AS é, por si só, suficiente para superar eventuais situações críticas prolongadas no tempo até 2040, não se identificando qualquer necessidade de um contributo adicional do armazenamento do TGNL.

**Figura 59 - Capacidade de armazenamento da RNTIAT e necessidades de aprovisionamento aos clientes protegidos e centrais electroprodutoras não interruptíveis na análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta (GWh)**



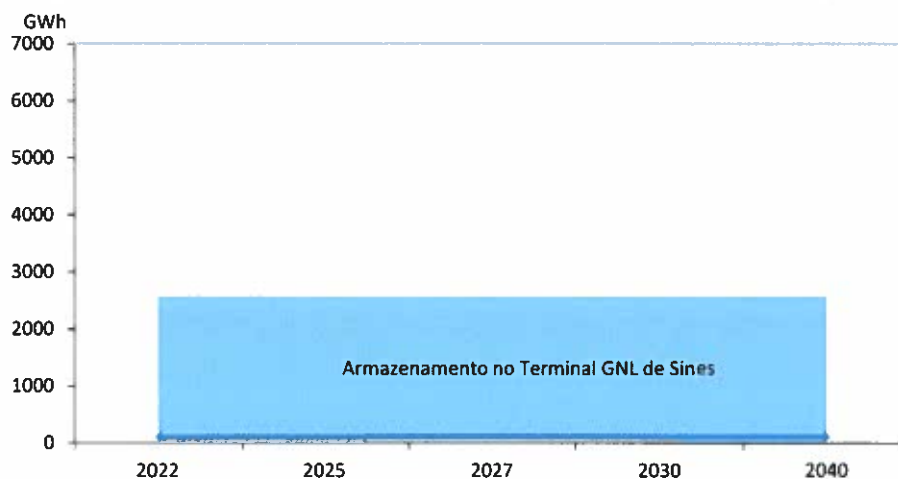
Fonte: REN



## **Perspetiva do armazenamento de GNL para abastecimento das UAG**

Da análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta constata-se que a capacidade dos atuais tanques para armazenamento no TGNL de Sines é suficiente para garantir o aprovisionamento do GNL correspondente aos clientes protegidos das UAG<sup>24</sup> em todo o período 2022-2040.

**Figura 60 - Capacidade de armazenamento do TGNL e necessidades de aprovisionamento aos clientes protegidos das UAG na análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta (GWh)**



Fonte: REN

## **3.3 Ambiente e competitividade**

### **3.3.1 Logística de aprovisionamento de GNL às UAG**

Atualmente, o aprovisionamento de GNL às UAG é realizado maioritariamente a partir do TGNL de Sines, utilizando camiões-cisterna, na sua maioria consumindo gasóleo e percorrendo frequentemente longas distâncias até ao norte e centro do país, o que acarreta, entre outros, impactes ambientais decorrentes das emissões de CO<sub>2</sub>.

A conjuntura atual e futura aponta igualmente para o desenvolvimento da utilização de GNL como combustível no transporte marítimo pelo que poderá vir a ser necessária a existência de infraestruturas com capacidade para dar resposta a este mercado emergente.

Um eventual novo Terminal de GNL de pequenas dimensões, a ser avaliado em articulação com o Roteiro GNL para o Mar – Estratégia para o Aumento da Competitividade Portuária, em bancas marítimas localizadas em portos existentes, conjugado com a constituição de entrepostos logísticos de GNL localizados em pontos estratégicos do país, que possibilitem a integração das várias soluções intermodais na cadeia de

<sup>24</sup> As necessidades de aprovisionamento de GNL incluem o aprovisionamento para 30 dias de consumo médio da UAG dos Socorridos, localizada na Ilha da Madeira, dado que o seu abastecimento é feito a partir do TGNL de Sines.

aprovisionamento de gás, permitiriam, a par do aumento dos níveis de segurança de abastecimento, reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> decorrentes da atual logística de aprovisionamento de GNL exclusivamente rodoviária, aumentar a competitividade do GNL com origem no TGNL, bem como reduzir a dependência de Espanha para abastecimento de consumos, em caso de falha no TGNL. Se devidamente dimensionadas, estas novas infraestruturas poderiam, inclusivamente, permitir uma capacidade de oferta adicional que suprisse os défices previstos.

O potenciar das bancas marítimas para a receção, armazenamento e fornecimento de GNL está alinhado com o Programa Nacional de Investimentos 2030, na vertente Energia/Redes, com um investimento estimado de 130M€ para criação de um mercado sustentável para o GNL marítimo, visando o aumento da competitividade da rede de portos comerciais. Acresce que, tendo em vista o objetivo de Redução da Emissão de Gases com Efeito de Estufa e Descarbonização pelos Navios, traçado na estratégia da *International Maritime Organization* (IMO), a nova regulamentação desta organização introduziu, em 1 de janeiro de 2020, o limite global de 0,5% do teor de enxofre nos combustíveis navais. Complementarmente, para garantir uma implementação e fiscalização consistente a partir de 2020, a IMO adotou também regulamentação proibindo o transporte de combustível não conforme a partir de 1 de março de 2020. A utilização do GNL na propulsão dos navios afigura-se, portanto, como uma solução cada vez mais competitiva.

### 3.3.2 Capacidade de regaseificação do Terminal de GNL de Sines

O histórico da capacidade contratada em mercado da injeção de gás natural na RNTG via TGNL apresenta um crescimento sustentado desde 2016, tendo sido atingidos, recentemente, durante períodos significativos, valores próximos da capacidade máxima de regaseificação do TGNL (229 GWh/d). Durante o ano de 2019, a regaseificação do TGNL de Sines foi superior a 202 GWh/dia em 10% dos dias e a 176 GWh/dia em 50% dos dias, e em 2020 foi superior a 203 GWh/dia em 10% dos dias, e superior a 169 GWh/dia em 50% dos dias.

A eventual construção da Estação de Compressão do Carregado permitiria eliminar as atuais restrições de regaseificação do TGNL para a RNTG e aumentar a sua capacidade de oferta para os 321 GWh/d (incremento de 92 GWh/d), potenciando o aprovisionamento de GNL a Portugal a preços competitivos, reduzindo a dependência do gás importado via *pipeline*, incrementando a flexibilidade dos agentes de mercado e a redução de riscos associados a fenómenos geopolíticos.

## 4. Qualidade de Serviço

O Regulamento da Qualidade de Serviço dos Setores Elétrico e do Gás (RQS) - Regulamento n.º 409/2021, de 12 de maio - tem por objeto estabelecer as obrigações de qualidade de serviço de natureza técnica e comercial aplicáveis ao Sistema Elétrico Nacional e ao SNG. Determina o artigo 7.º do RQS que os operadores de redes, os operadores de infraestruturas e os comercializadores devem colaborar e trocar entre si toda a informação necessária à caracterização da qualidade de serviço, nomeadamente para o cálculo dos indicadores gerais e individuais de qualidade de serviço.

Foi efetuada uma análise sucinta do “Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do Setor do Gás –2020”, publicado pela ERSE, com base em informação prestada pelas empresas do sector, e que dá corpo a uma obrigação imposta pelo RQS a essa entidade. O referido relatório analisa três vertentes da qualidade de serviço estabelecidas para o sector do gás no RQS, designadamente (i) continuidade de serviço, (ii) características do gás e (iii) pressão de fornecimento.

### (i) Continuidade de serviço

#### Terminal de GNL de Sines (TGNL)

A avaliação da continuidade do serviço prestado pelo operador do TGNL contempla os três processos seguintes, com os respetivos indicadores estabelecidos no RQS:

- Receção de GNL proveniente de navios metaneiros: (i) Tempo médio efetivo de descarga de navios metaneiros e (ii) Tempo médio de atraso de descarga de navios metaneiros (consideram-se atrasos sempre que a duração da descarga for superior a 24 horas, para navios convencionais);
- Carga de camiões-cisterna com GNL para abastecimento das UAG: (i) Tempo médio efetivo de enchimento de camiões-cisterna e (ii) Tempo médio de atraso de enchimento de camiões-cisterna (consideram-se atrasos sempre que a duração do enchimento for igual ou superior a duas horas);
- Injeção de gás natural na rede de transporte: (i) Cumprimento das nomeações de injeção de gás natural e (ii) Cumprimento das nomeações energéticas de injeção de gás natural.

Tabela 4 – Indicadores de continuidade de serviço do TGNL

Indicador	Unid.	2019	2020
Tempo médio efetivo de descarga de navios metaneiros	(hh:mm:ss)	20:50:53	19:41:12
Tempo médio de atraso de descarga de navios metaneiros	(hh:mm:ss)	1:01:53	1:15:00
Tempo médio efetivo de enchimento de camiões-cisterna	(hh:mm:ss)	1:30:14	1:25:59
Tempo médio de atraso de enchimento de camiões-cisterna	(hh:mm:ss)	1:04:46	0:25:50
Cumprimento das nomeações de injeção de gás natural	%	100	100
Cumprimento das nomeações energéticas de injeção de gás natural	%	99,80	99,74

Em 2020 o TGNL recebeu 63 navios metaneiros, tendo-se realizado 62 descargas, o segundo valor mais elevado de sempre, correspondentes a 9 139 549 m<sup>3</sup> de GNL, e uma operação de arrefecimento (*cooldown*). Não se registou, nesse ano, qualquer operação de carga de navios metaneiros. Em 2020, tal como em 2019, registaram-se situações de atraso na descarga de navios metaneiros, com um ligeiro aumento do tempo médio de atraso. O tempo médio efetivo de descarga de navios metaneiros diminuiu face a 2019.

Verificou-se, de 2019 para 2020, um aumento do número de enchimentos de camiões-cisterna, sendo que o tempo médio de atraso de enchimento registou uma redução de 60% e o tempo médio efetivo de enchimento diminuiu 5%. O número de enchimentos de camiões-cisterna com atraso, isto é, com tempo de enchimento superior a 2 horas, correspondeu, no ano 2020, a 12% do número total de enchimentos, tendo em 2019 esse valor sido de 15%.

Em relação às nomeações energéticas de injeção de gás natural para a rede de transporte em 2020, o cumprimento foi de 99,74%.

### Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG)

Os indicadores de continuidade de serviço para a RNTG avaliam o número e a duração das interrupções de fornecimento nos seus pontos de saída (ligações às redes de distribuição, aos grandes clientes, ao armazenamento subterrâneo e às interligações internacionais), sendo que uma interrupção se caracteriza pela ausência de fornecimento de gás à infraestrutura de rede ou à instalação do cliente. Para este efeito estão estabelecidos três indicadores:

- Número médio de interrupções por ponto de saída;
- Duração média das interrupções por ponto de saída (min/ponto de saída);
- Duração média de interrupção (min/interrupção).

Tabela 5 - Indicadores de continuidade de serviço da Rede Nacional de Transporte de Gás em 2020

Indicador	Interrupções controláveis		Interrupções não controláveis		Total
	Previstas	Acidentais	Previstas	Acidentais	
Número médio de interrupções por ponto de saída	0	0	0	0	0
Duração média das interrupções por ponto de saída (min/ponto de saída)	0	0	0	0	0
Duração média de interrupção (min/interrupção)	0	0	0	0	0

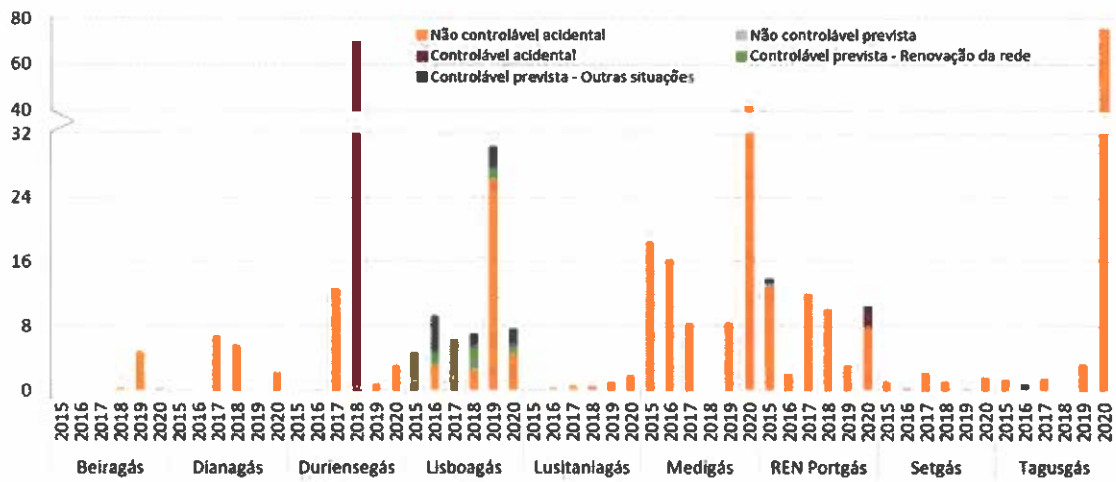
Durante o ano de 2020, tal como sucedeu em 2019, não se registaram interrupções de fornecimento nos pontos de saída da RNTG.

### Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG)

Os indicadores de continuidade de serviço para a RNDG avaliam o número e a duração das interrupções de fornecimento nos seus pontos de entrega (instalações de clientes), sendo que uma interrupção se caracteriza pela ausência de fornecimento de gás ao cliente. Para este efeito estão estabelecidos três indicadores gerais:

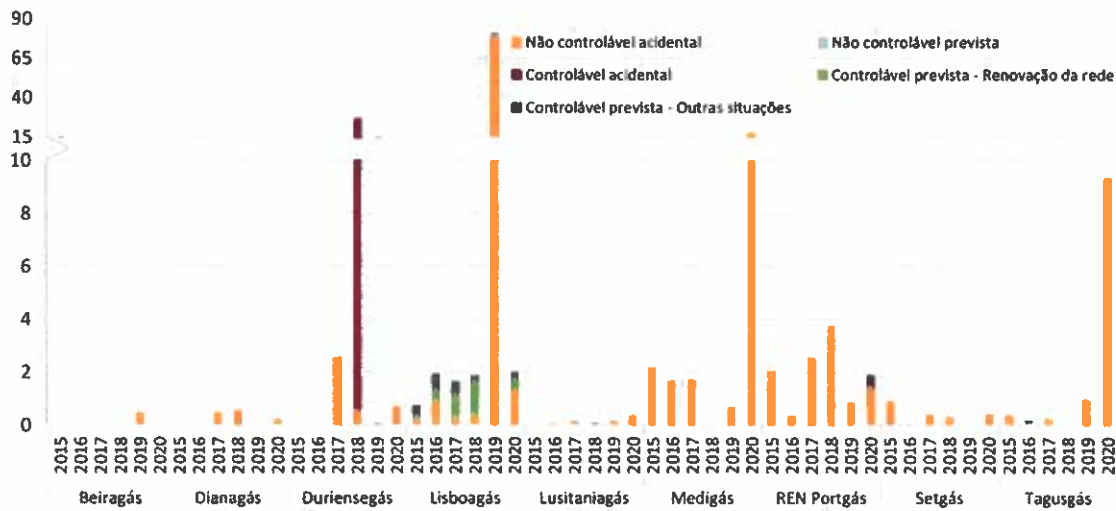
- Número médio de interrupções por 1000 clientes *{a este indicador estão associados padrões, definidos por tipo de interrupção, que se aplicam apenas aos operadores com mais de 100 000 clientes};*
- Duração média das interrupções por cliente (min/cliente) *{a este indicador estão associados padrões, definidos por tipo de interrupção, que se aplicam apenas aos operadores com mais de 100 000 clientes};*
- Duração média das interrupções (min/interrupção).

Figura 61 – Número médio de interrupções por 1000 clientes



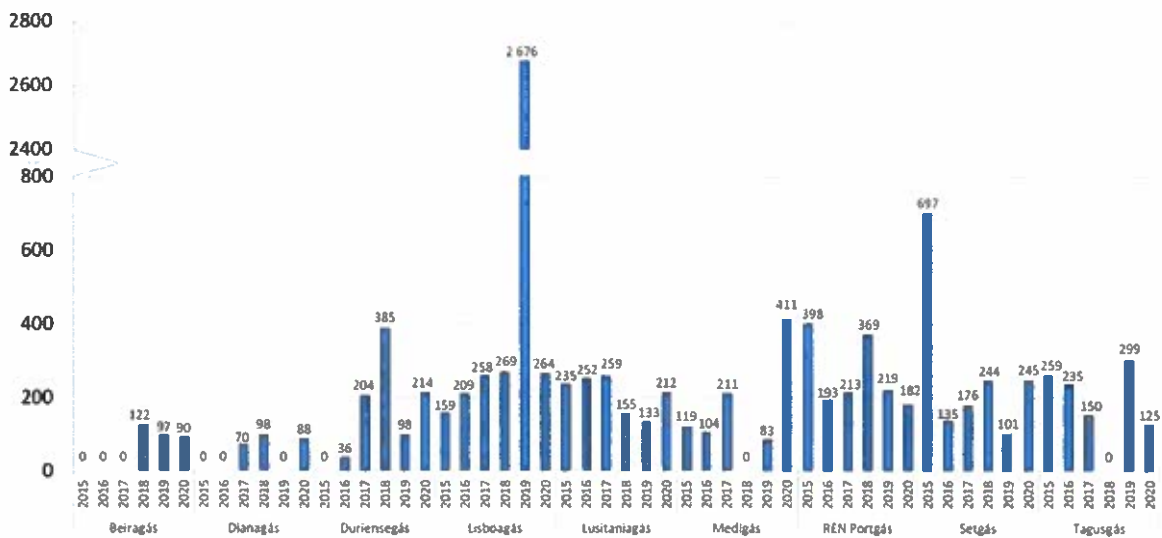
Fonte: ERSE

Figura 62 – Duração média das interrupções por cliente (minutos/cliente)



Fonte: ERSE

Figura 63 – Duração média das interrupções (minutos/interrupção)



Fonte: ERSE

Em 2020 verificou-se um total de 13 065 interrupções na RNDG, que afetaram 0,9% do total de instalações de clientes em Portugal. Cerca de 82% das interrupções foram classificadas como interrupções não controláveis acidentais, tendo a totalidade dessas interrupções sido motivadas por casos fortuitos ou de força maior. As restantes interrupções foram do tipo controlável acidental e controlável prevista, correspondendo respetivamente a cerca de 4 % e 14% do total de interrupções registadas no ano de 2020. Estas interrupções foram motivadas por renovação da rede e outras situações.

Os Operadores das Redes de Distribuição (ORD) Paxgás e Sonorgás não registaram, em 2020, interrupções nas suas redes. Durante esse ano, apenas a Lisboagás e a REN Portgás registaram interrupções controláveis, sendo que a Lisboagás foi o único ORD com interrupções controláveis previstas, devidas a renovação da rede. Em 2020 os valores máximos para os indicadores número médio de interrupções por 1 000 clientes e duração média das interrupções por cliente foram registados pela Tagusgás, devido à ocorrência de incidentes com consequências de dimensão significativa.

Os padrões gerais associados aos vários indicadores de continuidade de serviço foram todos cumpridos.

## **(ii) Características do gás**

O RQS estabelece as características do gás a monitorizar e os pontos das infraestruturas do SNG onde estas deverão ser monitorizadas.

A entidade concessionária da RNTG efetua a caracterização do gás, realizando para o efeito monitorizações aos pontos de interligação da rede de transporte, em particular a interligação de Campo Maior e a regaseificação do TGNL de Sines. Estas monitorizações consideram as características do gás e devem respeitar os limites estabelecidos no RQS, em particular para o Índice de Wobbe (IW) e para a densidade relativa do gás.

No TGNL são avaliados os pontos associados aos processos de descarga dos navios metaneiros e de enchimento dos camiões-cisterna. No caso da RNTG a monitorização é efetuada nos seguintes pontos:

- Entradas de gás na rede, nomeadamente as interligações com a rede espanhola, a ligação ao TGNL e a ligação ao armazenamento subterrâneo;
- Pontos específicos da RNTG tendo em vista a determinação de zonas de mistura de gás com proveniências distintas;
- Pontos de ligação a grandes consumidores.

### **Terminal de GNL de Sines (TGNL)**

Em 2020, foram respeitados todos os limites regulamentares estabelecidos no RQS para as características do gás no TGNL.

### **Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG)**

Em 2020, foram respeitados todos os limites regulamentares estabelecidos no RQS para as características do gás na RNTG.

## **(iii) Pressão de fornecimento**

### **Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG)**

Os ORD devem assegurar os níveis de pressão necessários ao contínuo funcionamento das respetivas redes, atendendo aos limites da pressão de funcionamento das redes e dos equipamentos dos clientes.

A monitorização da pressão é uma forma de caracterizar o sistema de gás, garantindo a sua estabilidade e segurança, permitindo também controlar as variações das necessidades de consumo da rede.

A verificação dos valores da pressão de fornecimento nas redes de distribuição é feita com base em pontos de monitorização permanente e em pontos de monitorização não permanente.

Em 2020, todos os ORD apresentaram informação sobre a monitorização da pressão nas suas redes. A pressão de fornecimento foi monitorizada em 391 pontos distintos das redes de distribuição.

## 5. Considerações Finais

1. Nos últimos anos Portugal tem vindo a desenvolver esforços no sentido de diversificar as suas fontes de abastecimento de gás natural. No entanto, apesar da diversificação das origens de aprovisionamento potenciada pelo Terminal de GNL de Sines, aproximadamente 73% das importações de gás natural em 2020 tiveram origem em apenas dois países, a Nigéria e os Estados Unidos da América, tal como se verificou em 2019, ano em que a respetiva quota se situou nos 75%. Note-se que de 2015 a 2018 os dois principais países de origem do gás natural importado em Portugal foram a Nigéria e a Argélia, representando em 2018 aproximadamente 67% das importações. Devido à redução expressiva das importações de gás argelino, efetuadas maioritariamente através de gasoduto, verificou-se um decréscimo significativo das importações de gás natural por essa via, que em 2018 representavam aproximadamente 34%, em 2019 diminuíram para cerca de 8% e em 2020 se mantiveram nos 8%. A diversificação de fontes e das rotas alternativas de aprovisionamento de gás deverá portanto continuar, tendo em conta, em particular, a instabilidade dos principais importadores históricos para o território nacional, nomeadamente ao nível das infraestruturas energéticas, como *pipelines*, com potenciais riscos para o abastecimento de gás a Portugal.

### 2. Perspetiva da oferta de gás

Da análise realizada à trajetória Conservadora constata-se que as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938, de 25 de outubro relativas às infraestruturas (Artigo 5.º) não são cumpridas em 2022, ou seja, nesse ano, caso se verifique uma perturbação na maior infraestrutura individual de gás (TGNL), a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, é inferior a 100%, não sendo, portanto, suficiente para satisfazer a procura total de gás durante um dia de procura excecionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos. Esta situação altera-se a partir de 2025, com a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, a variar entre 106,7% em 2025 e 125,3% em 2040, sem necessidade de reforço da capacidade de oferta.

Quanto à trajetória Ambição, as normas relativas às infraestruturas também não são cumpridas em 2022. A partir de 2025 é possível cumprir as normas relativas às infraestruturas durante o restante período, sem recurso a capacidade de oferta adicional, com a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, a variar entre 108,1% em 2025 e 142,8% em 2040.

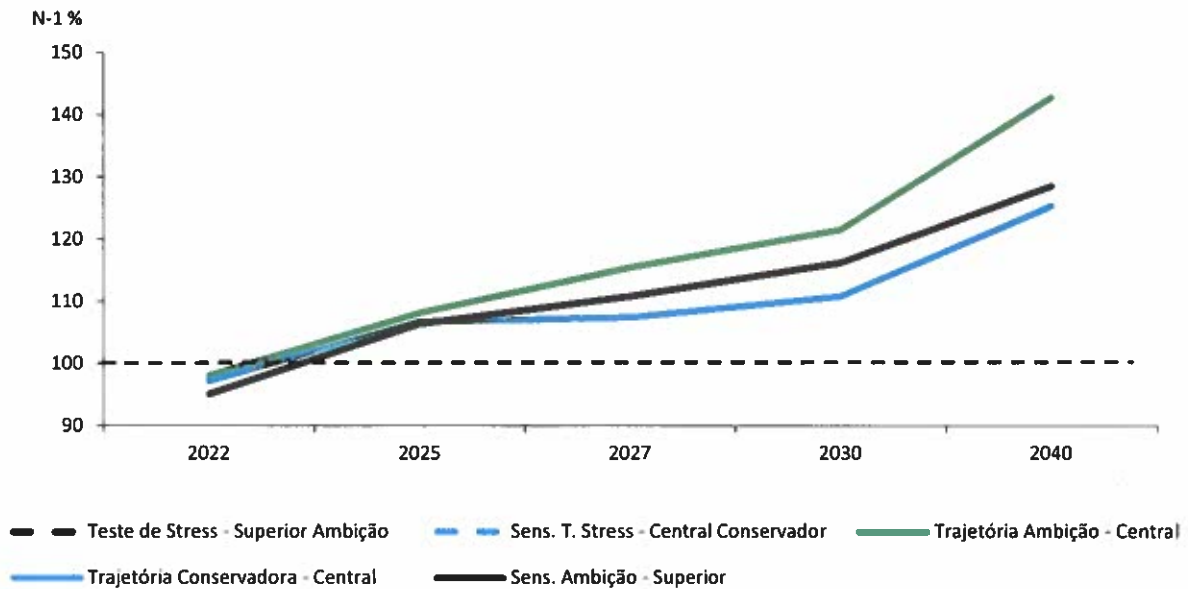
No Teste de Stress, que não considera quaisquer reforços de capacidade de oferta, o cumprimento das normas do Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas, não se verifica em 2022. Entre 2025 e 2040 as normas relativas às infraestruturas são cumpridas, com a fórmula N-1 a aumentar de 106,3% para 128,5%.

No caso da análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da RNTIAT constata-se que as normas relativas às infraestruturas não são cumpridas em 2022. Esta situação altera-se a partir de 2025, sendo possível cumprir as normas até 2040 sem necessidade de reforço da capacidade de oferta, com a capacidade técnica das restantes infraestruturas a variar entre 106,3% em 2025 e 128,5% em 2040.



Quanto à análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e a capacidade de oferta da RNTIAT atualmente existente, o cumprimento das normas relativas às infraestruturas não se verifica em 2022. Esta situação altera-se a partir de 2025, com a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, a variar entre 106,7% em 2025 e 125,3% em 2040.

Figura 64 – Cumprimento das normas relativas às infraestruturas – Fórmula N-1 (%)



Nota: As curvas Teste de Stress e Sens. T. Stress coincidem com as da Trajetória Conservadora e Sens. Ambição

Fonte: REN

#### Análise de sensibilidade à redução da capacidade de extração do AS do Carriço:

Em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d, correspondente a um volume operacional abaixo dos 60%, a capacidade técnica determinada segundo a fórmula N-1 sofre uma redução assinalável. Na trajetória Conservadora as normas relativas às infraestruturas apenas são cumpridas a partir de 2030, e somente na condição de um aumento de capacidade na ordem do que seria proporcionado pela eventual concretização da 1.ª fase do projeto da 3.ª interligação entre Portugal e Espanha (70 GWh/d), com a fórmula N-1 a registar valores de 116,0% em 2030 e de 131,2% em 2040.

Na trajetória Ambição o referido aumento de capacidade permite que as normas relativas às infraestruturas também sejam cumpridas a partir de 2030, com o valor de 127,2% em 2030 e 149,5% em 2040.

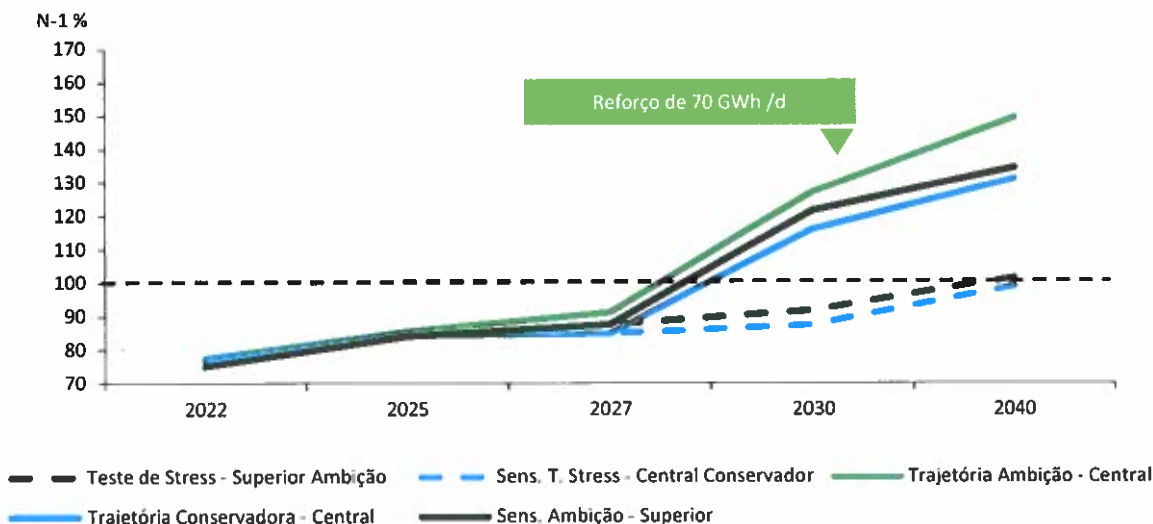
No Teste de Stress, em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d, as normas do Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas são cumpridas apenas em 2040, com a fórmula N-1 a registar nesse ano o valor de 101,6%.

Na análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta da RNTIAT, em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d, as normas relativas às infraestruturas só são cumpridas a partir de 2030 e apenas na condição de existir um reforço da capacidade de oferta. Considerando um aumento de capacidade na ordem do que seria proporcionado

pela eventual concretização da 1.ª fase do projeto da 3.ª Interligação entre Portugal e Espanha (70 GWh/d), a fórmula N-1 regista o valor de 121,6% em 2030 e 134,5% em 2040.

No caso da análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta, em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d, as normas do Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas não são cumpridas em todo o período em análise.

Figura 65 – Cumprimento das normas relativas às infraestruturas, considerando a limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d - Fórmula N-1 (%)



Fonte: REN

**Prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares:**

Atualmente não existe um quadro legal ou regulamentar que permita ativar a interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares em regime de mercado. Na prática, entende-se que pode ser forçada a paragem do abastecimento de gás apenas em situação de emergência, não se tratando inequivocamente de uma medida de gestão da procura baseada no mercado. Deste modo, ao não ser cumprida esta premissa de base, é questionável a possibilidade de aplicação da interruptibilidade destas centrais para a avaliação do cumprimento das normas relativas às infraestruturas (critério N-1) de acordo com o Regulamento (UE) 2017/1938.

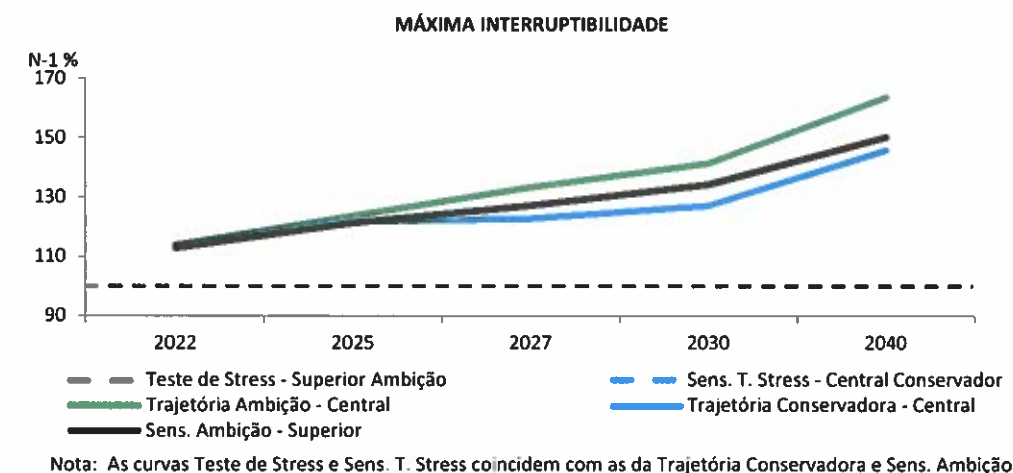
Não obstante, enquanto abordagem teórica à possibilidade de ativação dos contratos de interruptibilidade ao abastecimento de gás às centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares, na ocorrência de dias de procura excepcionalmente elevada conjugada com a falha da maior infraestrutura, assumem-se duas hipóteses:

- a) Máxima interruptibilidade - Sem impactes no mercado elétrico, i.e., mantendo a ordem de mérito das centrais termoelétricas inalterada, apenas substituindo o gás que seria consumido nas centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares por combustível alternativo (gasóleo);

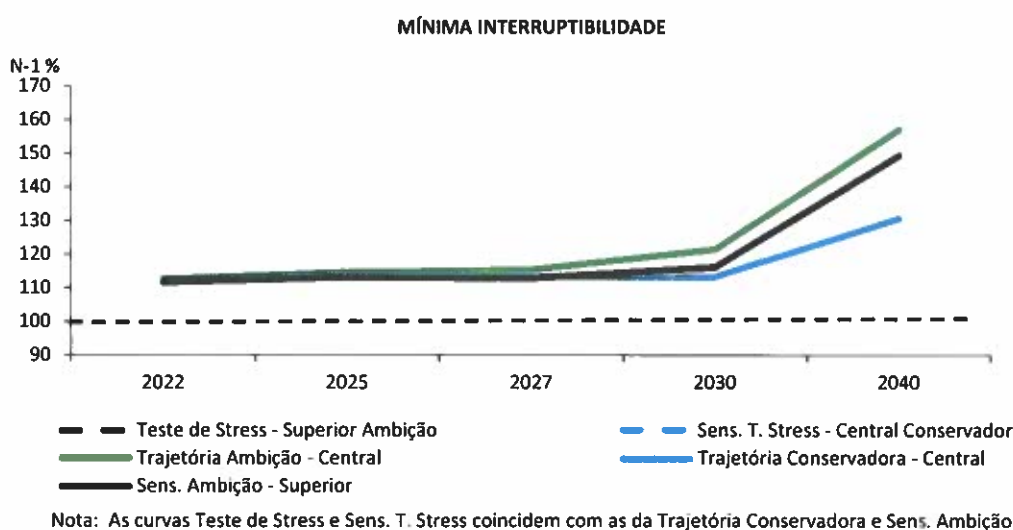
- b) Mínima interruptibilidade - Com impactes no mercado eléctrico, i.e., reajustando a produção das restantes centrais de ciclo combinado a gás, de forma a substituir até aos limites da capacidade instalada a produção das centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares.

Da análise realizada a todas as trajetórias, bem como das análises de sensibilidade que consideram o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta e o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta, constata-se que, quer na hipótese de máxima interruptibilidade, quer na de mínima interruptibilidade, as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas são cumpridas em todo o período em análise, sem necessidade de reforço da capacidade de oferta. O valor mínimo da fórmula N-1 regista-se em 2022, para o Teste de Stress e a análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, com 112,8% na hipótese de máxima interruptibilidade e 111,7% na hipótese de mínima interruptibilidade. No entanto, importa reforçar que atualmente a paragem do abastecimento de gás às centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares apenas poderá ser forçada em caso de emergência/força maior, pelo que se considera oportuno desenvolver os instrumentos legais e regulamentares que permitam a ativação da interruptibilidade em regime de mercado.

Figura 66 – Cumprimento das normas relativas às infraestruturas, considerando a prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares - Fórmula N-1 (%)



Fonte: REN



Fonte: REN

Em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d, na Trajetória Conservadora ambas as hipóteses de interruptibilidade são insuficientes para cumprimento das normas relativas às infraestruturas entre 2022 e 2027. Na hipótese de máxima interruptibilidade as normas são cumpridas a partir de 2030, sem necessidade de reforço da capacidade de oferta, registando a fórmula N-1 nesse ano 100,4% e em 2040 o valor de 115,2%. Na hipótese de mínima interruptibilidade as normas são cumpridas a partir de 2030 apenas na condição de um reforço de capacidade de oferta na ordem do que seria proporcionado pela eventual concretização da 1.ª fase do projeto da 3.ª Interligação entre Portugal e Espanha (70 GWh/d), com a fórmula N-1 a registar 118,6% em 2030 e 136,8% em 2040.

No caso da Trajetória Ambição, verificando-se a referida limitação da capacidade de extração do AS, na hipótese de máxima interruptibilidade o incumprimento das normas verifica-se em 2022 e 2025, situação que se altera a partir de 2027 sem necessidade de reforço da capacidade de oferta, com a fórmula N-1 a variar entre 105,2% nesse ano e 129,3% em 2040. Na hipótese de mínima interruptibilidade as normas não são cumpridas entre 2022 e 2027, situação que se altera a partir de 2030 na condição de um reforço da capacidade de oferta na ordem do que seria proporcionado pela eventual concretização da 1.ª fase do projeto da 3.ª Interligação entre Portugal e Espanha (70 GWh/d), com a fórmula N-1 a registar 127,2% nesse ano e 164,4% em 2040.

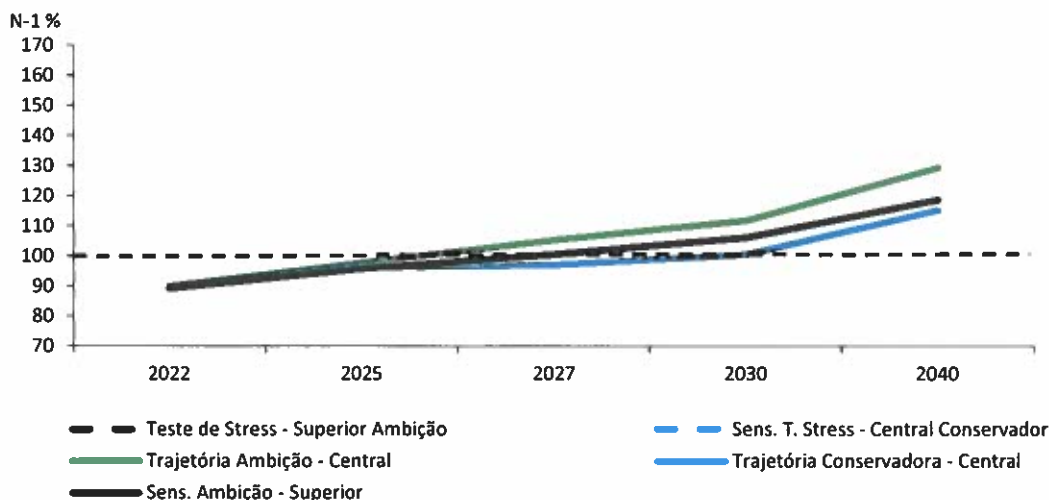
No Teste de Stress, caso a capacidade de extração do AS seja limitada a 71,4 GWh/d, a hipótese de máxima interruptibilidade é insuficiente para cumprimento das normas relativas às infraestruturas até 2025, situação que se altera a partir de 2027, com a fórmula N-1 a aumentar de 100,4% nesse ano para 118,7% em 2040. Na hipótese de mínima interruptibilidade as normas apenas são cumpridas em 2040, registando a fórmula N-1 o valor de 118,0%.

Na análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, verificando-se a referida limitação da capacidade de extração do AS, a hipótese de máxima interruptibilidade é insuficiente para cumprimento das normas em 2022 e 2025, situação que se altera a partir de 2027 sem necessidade de reforço da capacidade de oferta, com os valores da fórmula N-1 a variarem entre 100,4% nesse ano e 118,7% em 2040. Na hipótese de mínima interruptibilidade as normas não são cumpridas entre 2022 e 2027. Considerando um reforço da capacidade de oferta na ordem do que seria proporcionado pela eventual concretização da 1.ª fase do projeto da 3.ª Interligação entre Portugal e Espanha (70 GWh/d), e apenas nessa condição, as normas relativas às infraestruturas são cumpridas a partir de 2030, com a fórmula N-1 a registar 121,6% nesse ano e o valor de 156,4% em 2040.

No caso da análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta, em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d, a hipótese de máxima interruptibilidade é insuficiente para cumprir as normas relativas às infraestruturas até 2027. Nessa hipótese as normas são cumpridas a partir de 2030, registando a fórmula N-1 nesse ano 100,4% e em 2040 o valor de 115,2%. Na hipótese de mínima interruptibilidade as normas relativas às infraestruturas são cumpridas apenas em 2040, com a fórmula N-1 a registar o valor de 103,3%.

Figura 67 – Cumprimento das normas relativas às infraestruturas, considerando a prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares e a limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d - Fórmula N-1 (%)

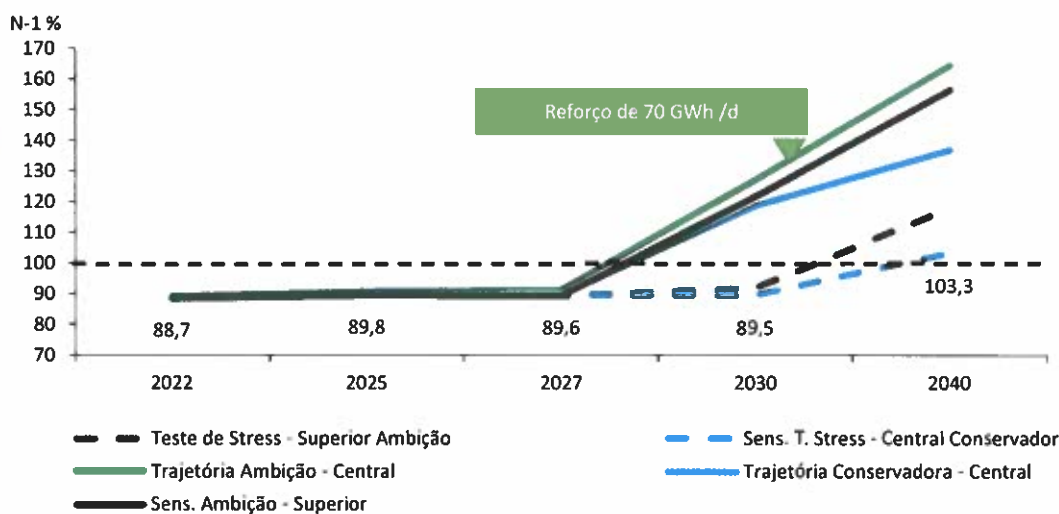
MÁXIMA INTERRUPTIBILIDADE



Nota: As curvas Teste de Stress e Sens. T. Stress coincidem com as da Trajetória Conservadora e Sens. Ambição

Fonte: REN

MÍNIMA INTERRUPTIBILIDADE

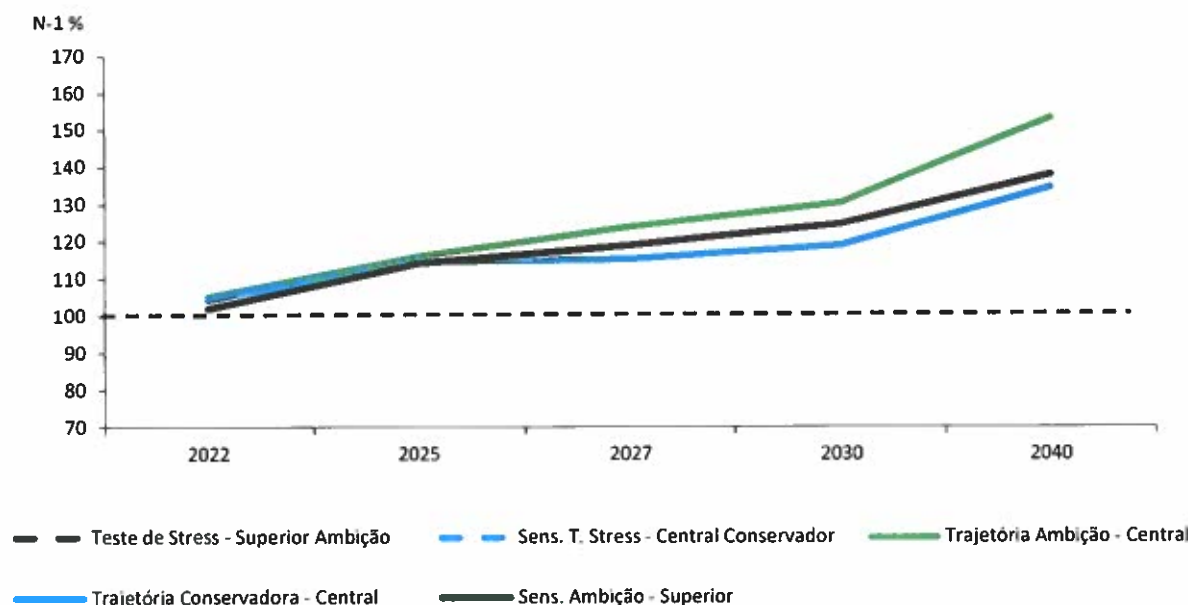


Fonte: REN

Análise de sensibilidade ao aumento da capacidade de importação em Valença do Minho para 30 GWh/d:

Considerando a possibilidade de ser efetivada a capacidade total de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho (incremento de 20 GWh/d, face à capacidade utilizada atualmente), verifica-se que as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas são cumpridas em todas as trajetórias e análises de sensibilidade, em todo o horizonte de estudo, sem necessidade de reforço da capacidade de oferta, sendo o valor mínimo da fórmula N-1 registado em 2022 para o Teste de Stress e a análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta (102,0% em ambos os casos).

Figura 68 – Cumprimento das normas relativas às infraestruturas, considerando o aumento da capacidade de importação em Valença do Minho para 30 GWh/d - Fórmula N-1 (%)



Nota: As curvas Teste de Stress e Sens. T. Stress coincidem com as da Trajetória Conservadora e Sens. Ambição

Fonte: REN

Tendo em consideração, para além da capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho, que a capacidade de extração do AS se encontra limitada a 71,4 GWh/d, a capacidade técnica determinada segundo a fórmula N-1 sofre uma redução assinalável, sendo que na Trajetória Conservadora as normas relativas às infraestruturas apenas são cumpridas a partir de 2030 e somente na condição de um reforço da capacidade de oferta ocorrer nesse ano. Considerando um reforço na ordem do que seria proporcionado pela eventual concretização da 1.ª fase do projeto da 3.ª Interligação entre Portugal e Espanha (70 GWh/d), a fórmula N-1 regista 124,1% em 2030 e o valor de 140,3% em 2040.

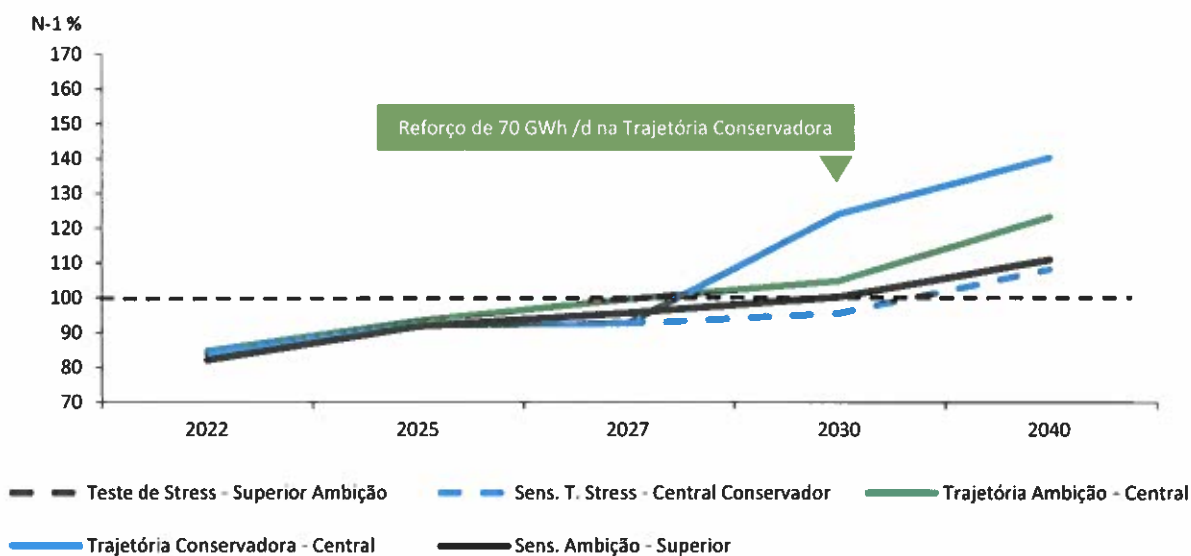
Também na Trajetória Ambição e na análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, considerando, para além da capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho, a referida limitação na capacidade de extração do AS, as normas são cumpridas apenas a partir de 2030. No entanto, nestes casos não é necessário qualquer reforço da capacidade de oferta. A capacidade técnica, determinada segundo a fórmula N-1, regista na Trajetória Ambição e na análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, os valores de 104,9% e 100,3% em 2030 e 123,3% e 111,0% em 2040, respetivamente.

Quanto ao Teste de Stress, considerando, para além da capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho, que a capacidade de extração do AS se encontra limitada a 71,4 GWh/d, as normas relativas às infraestruturas são cumpridas apenas a partir de 2030, com a capacidade técnica, determinada segundo a fórmula N-1, a registar 100,3% nesse ano e 111,0% em 2040.

No caso da análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta, tendo em consideração, para além da capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho, a referida limitação na capacidade de extração do AS, as normas

relativas às infraestruturas são cumpridas apenas em 2040, com a fórmula N-1 a registar o valor de 108,2%.

Figura 69 – Cumprimento das normas relativas às infraestruturas, considerando o aumento da capacidade de importação em Valença do Minho para 30 GWh/d e a limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d - Fórmula N-1 (%)



Nota: A curva Teste de Stress coincide com a da Trajetória Sens. Ambição

Fonte: REN

### 3. Perspetiva da oferta de GNL

Prevê-se que nas trajetórias Conservadora e Ambição a atual capacidade de oferta de GNL do Terminal de Sines (36 cisternas por dia, correspondentes a 10,4 GWh/d) seja suficiente para cobrir a ponta provável de consumo de GNL apenas em 2022, incluindo o consumo das Unidades Autónomas de Gás (UAG) existentes, das UAG previstas no âmbito das novas licenças atribuídas<sup>25</sup>, bem como o consumo resultante da nova mobilidade a gás natural. Entre 2025 e 2030, nestas trajetórias, perspectiva-se que a atual capacidade do TGNL apenas permita cobrir as pontas prováveis de consumo de GNL associado às UAG existentes e às UAG previstas, não permitindo acomodar o aumento do consumo resultante da penetração da nova mobilidade a gás natural. Da previsão para 2040 constata-se que na Trajetória Conservadora a atual capacidade do TGNL apenas permitirá cobrir a ponta provável de consumo associado às UAG existentes e na Trajetória Ambição o consumo associado às UAG existentes e às UAG previstas no âmbito das novas licenças atribuídas. O eventual reforço da capacidade de carregamento para 48 cisternas/dia, através de uma baía de enchimento adicional, permitiria cobrir as necessidades das pontas prováveis estimadas até 2025, no caso destas duas trajetórias.

Considerando o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, prevê-se que entre 2022 e 2025 a atual capacidade do TGNL permita cobrir apenas as pontas prováveis de consumo de GNL associado às UAG existentes e às UAG previstas no âmbito das novas licenças atribuídas, não permitindo acomodar o aumento do consumo resultante da penetração da nova mobilidade a gás natural.

<sup>25</sup> À data da elaboração dos Pressupostos constantes no Anexo 1.

Entre 2027 e 2040 a atual capacidade do TGNL permite cobrir somente as pontas prováveis de consumo de GNL associado às UAG existentes.

A análise efetuada aponta, portanto, para a necessidade de reforço da oferta para abastecimento das UAG, bem como de dotar o TGNL de redundância, ao nível das baías de enchimento de GNL, que permita o cumprimento do critério N-1 nas baías em operação.

Por outro lado, é de registar que, em caso de paragem prolongada do TGNL, o abastecimento de GNL ao território nacional fica totalmente dependente do aprovisionamento via Espanha.

#### **4. Perspetiva do armazenamento de gás**

As quantidades mínimas de reservas de segurança de gás do SNGN, calculadas de acordo com a situação mais exigente prevista no Artigo 6.º do Regulamento (UE) 2017/1938, deverão garantir o aprovisionamento aos clientes protegidos durante um período de 30 dias de procura de gás excepcionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos. Para além das necessidades de aprovisionamento aos clientes protegidos, a análise efetuada às reservas de segurança no RMSA-G 2021 incluiu, ainda, o aprovisionamento às centrais electroprodutoras não interruptíveis.

Da análise efetuada constata-se que em todas as trajetórias e análises de sensibilidade a atual capacidade de armazenamento da RNTIAT, que se mantém constante no período em análise, é suficiente para aprovisionar as reservas de segurança em todo o horizonte de estudo, incluindo as necessidades de clientes protegidos e das centrais electroprodutoras não interruptíveis. A capacidade de armazenamento do AS é, por si só, suficiente para superar eventuais situações críticas prolongadas no tempo em todo o período analisado.

#### **5. Perspetiva do armazenamento de GNL para abastecimento das UAG**

Da análise efetuada constata-se que a capacidade dos atuais tanques para armazenamento no TGNL de Sines é suficiente para garantir o aprovisionamento do GNL correspondente aos clientes protegidos das UAG<sup>26</sup> em todo o período 2022-2040, tanto nas trajetórias Conservadora, Ambição e Teste de Stress, como nas análises de sensibilidade realizadas.

#### **6. Ambiente e Competitividade**

Atualmente, o aprovisionamento de GNL às UAG é realizado maioritariamente a partir do TGNL de Sines, utilizando camiões-cisterna, na sua maioria consumindo gasóleo e percorrendo frequentemente longas distâncias até ao norte e centro do país, o que acarreta, entre outros, impactes ambientais decorrentes das emissões de CO<sub>2</sub>. A conjuntura atual e futura aponta igualmente para o desenvolvimento da utilização de GNL como combustível no transporte marítimo, pelo que se torna necessária a existência de infraestruturas com capacidade para dar resposta a este mercado emergente. Um eventual novo Terminal

---

<sup>26</sup> As necessidades de aprovisionamento de GNL incluem o aprovisionamento para 30 dias de consumo médio da UAG dos Socorridos, localizada na Ilha da Madeira, dado que o seu abastecimento é feito a partir do TGNL de Sines.



de GNL de pequenas dimensões, em bancas marítimas localizadas em portos existentes, conjugado com a constituição de entrepostos logísticos de GNL localizados em pontos estratégicos do país, que possibilitem a integração das várias soluções intermodais na cadeia de aprovisionamento de gás, permitiriam, a par do aumento dos níveis de segurança de abastecimento, reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> decorrentes da atual logística de aprovisionamento de GNL exclusivamente rodoviária, aumentar a competitividade do GNL com origem no TGNL, bem como reduzir a dependência de Espanha para abastecimento de consumos, em caso de falha no TGNL. Se devidamente dimensionadas, estas novas infraestruturas poderiam, inclusivamente, permitir uma capacidade de oferta adicional que suprisse os défices previstos.

O histórico da capacidade contratada em mercado da injeção de gás natural na RNTGN via TGNL apresenta um crescimento sustentado desde 2016, tendo sido atingidos, recentemente, durante períodos significativos, valores próximos da capacidade máxima de regaseificação do TGNL (229 GWh/d). Durante o ano de 2019, a regaseificação do TGNL de Sines foi superior a 202 GWh/dia em 10% dos dias e a 176 GWh/dia em 50% dos dias, e em 2020 foi superior a 203 GWh/dia em 10% dos dias, e superior a 169 GWh/dia em 50% dos dias. A construção da Estação de Compressão do Carregado permitiria eliminar as atuais restrições de regaseificação do TGNL para a RNTGN e aumentar a sua capacidade de oferta para os 321 GWh/d, potenciando o aprovisionamento de GNL a Portugal a preços competitivos, reduzindo a dependência do gás importado via pipeline, incrementando a flexibilidade dos agentes de mercado e a redução de riscos associados a fenómenos geopolíticos.

## 7. Qualidade de serviço

Relativamente à avaliação da qualidade de serviço prestado no SNG em 2020, no que se refere a dados técnicos, destaca-se o seguinte:

- Na vertente da **continuidade de serviço**, verificou-se que no TGNL de Sines o tempo médio efetivo de descarga de navios metaneiros diminuiu cerca de 6% face ao ano anterior e o tempo médio de atraso de descarga de navios metaneiros aumentou aproximadamente 21%. Registou-se, ainda, uma diminuição de aproximadamente 5% no tempo médio efetivo de enchimento de camiões-cisterna e uma diminuição de cerca de 60% no tempo médio de atraso de enchimento de camiões-cisterna. Quanto às nomeações energéticas de injeção de gás natural do TGNL para a RNTGN, o cumprimento foi de 99,74%.

Na RNTG não se registaram em 2020 quaisquer interrupções de fornecimento, e na RNDG registaram-se 13 065 interrupções de fornecimento, que afetaram 0,9% do total de instalações de clientes (das quais 82% foram interrupções não controláveis acidentais). Os ORD Paxgás e Sonorgás não registaram interrupções nas suas redes. Durante esse ano, apenas a Lisboagás e a REN Portgás registaram interrupções controláveis, sendo que a Lisboagás foi o único ORD com interrupções controláveis previstas, devidas a renovação da rede. Em 2020 os valores máximos para os indicadores número médio de interrupções por 1 000 clientes e duração média das interrupções por cliente foram registados pela Tagusgás, devido à ocorrência de incidentes com consequências de dimensão significativa.

- Na vertente das **características do gás**, foram respeitados todos os limites regulamentares estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço para as características do gás natural no TGNL de Sines e na RNTG.

## 8. Recomendações e medidas para a melhoria da segurança do abastecimento

O SNG enfrenta desafios crescentes que, como foi referido no presente relatório, estão considerados na alteração legislativa entretanto efetuada (Decreto-Lei n.º 62/2020). O efeito destes desafios na segurança do abastecimento, ainda que identificados, não são integralmente conhecidos. Na ótica da segurança do abastecimento, tendo em consideração o crescente know-how adquirido, bem como a informação disponível, deverão ser avaliados, por exemplo, os efeitos da injeção de gases renováveis na RPG e a eventual alteração/extensão das análises a efetuar.

Além da evolução nos estudos e análises a efetuar, podem ser equacionadas medidas e ações que permitam um reforço na segurança do abastecimento, nomeadamente:

- a criação das condições para ser efetivada a totalidade da capacidade de importação de gás na interligação Valença do Minho-Tui (passando para 30 GWh/d), aumentando assim a capacidade de importação associada ao VIP Ibérico (passando de 144 GWh/d para 166 GWh/d).
- a eventual concretização do projeto da Estação de Compressão do Carregado que permitiria eliminar as atuais restrições de regaseificação do TGNL para a RNTG (saturadas na capacidade máxima de 200 GWh/d) e aumentar a sua capacidade de oferta para os 321 GWh/d, potenciando o aprovisionamento de GNL a Portugal (com diversificação de origens);
- o reforço da oferta para abastecimento das UAG, nomeadamente através de uma baía de enchimento de GNL adicional (aumento da capacidade de enchimento para 48 cisternas/dia), que permitiria cobrir as necessidades das pontas prováveis estimadas até 2025;
- um eventual novo Terminal de GNL de pequenas dimensões, destinado, principalmente a bancas marítimas localizadas em portos existentes, conjugado com a constituição de entrepostos logísticos de GNL localizados em pontos estratégicos do país, que possibilitem a integração das várias soluções intermodais na cadeia de aprovisionamento de GNL, que permitam, a par do aumento dos níveis de segurança de abastecimento, reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> decorrentes da atual logística de aprovisionamento de GNL exclusivamente rodoviária;
- a criação de um regime que permita a implementação e a operacionalização do serviço de interruptibilidade de gás no SNG (nos estudos e análises do presente relatório considera-se a interruptibilidade das centrais a gás de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro e de Lares, através da redução voluntária dos consumos de gás);
- Realização de estudos aprofundados sobre eventuais medidas tendo em vista atenuar a limitação da capacidade de extração do AS do Carriço em caso de volumes operacionais abaixo dos 60%.

*[página em branco]*



## **Anexos**

Anexo 1 – Pressupostos do RMSA-G 2021

Anexo 2 – Relatório da REN Gasodutos “Contributos REN para o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás 2022-2040”

*[página em branco]*

# Anexo 1

## Pressupostos do RMSA-G 2021

*[página em branco]*



# RELATÓRIO DE MONITORIZAÇÃO DA SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS 2021, PERÍODO 2022-2040 (RMSA-G 2021)

## CENÁRIOS E PRESSUPOSTOS

### 1. Horizonte e âmbito

O estudo terá o horizonte 2022-2040, com detalhe anual nos anos definidos no n.º 2 da alínea a) do artigo 4.º do Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática (2022, 2025 e 2027), bem como noutros que venham a ser definidos consoante os cenários da oferta, incluindo 2040. De referir, ainda, que o estudo será relativo ao sistema de gás de Portugal Continental, incorporando, no entanto, as necessidades estimadas de GNL, no âmbito do presente documento, para a Região Autónoma da Madeira.

O estudo estará articulado com o Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030) e a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2), em particular no que respeita à evolução da capacidade instalada de centrais eletroprodutoras a gás e às metas e trajetórias de incorporação de energia renovável no consumo de energia.

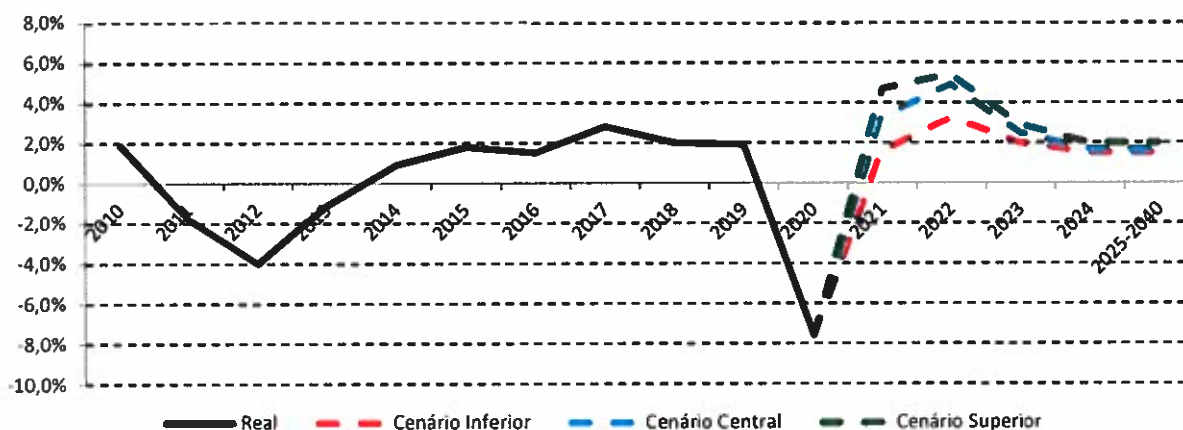
### 2. Cenários macroeconómicos

Os cenários macroeconómicos que servirão de base à definição dos cenários de procura são os seguintes:

Tabela 1 – Cenários de evolução da taxa de variação do Produto Interno Bruto (PIB)

	2021	2022	2023	2024	2025-2040
Cenário Inferior	1,6%	3,2%	2,0%	1,5%	1,5%
Cenário Central	3,3%	4,9%	2,5%	1,7%	1,7%
Cenário Superior	4,7%	5,4%	2,9%	2,0%	2,0%

Figura 1 - Evolução real e prevista da taxa de variação do PIB



Os cenários macroeconómicos propostos estão alinhados com o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Eléctrico Nacional 2022-2040 (RMSA-E 2021) e tiveram em conta as previsões macroeconómicas para Portugal, não só as fornecidas pelo Ministério das Finanças para a estratégia orçamental, nomeadamente as definidas no Orçamento do Estado para 2021, mas também as provenientes do Banco de Portugal, da Comissão Europeia, da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE), do Fundo Monetário Internacional e do Conselho das Finanças Públicas:

Tabela 2 – Previsões de evolução da taxa de variação do PIB

	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Banco de Portugal (Boletim Económico, março 2021)	3,9%	5,2%	2,4%			
Banco de Portugal (Boletim Económico, março 2021) – Cenário Favorável	4,7%	5,4%	2,3%			
Banco de Portugal (Boletim Económico, março 2021) – Cenário Severo	1,6%	3,2%	3,2%			
Comissão Europeia ( <i>European Economic Forecast, Winter 2021, fevereiro 2021</i> )	4,1%	4,3%				
OCDE ( <i>Economic Outlook- Volume 2020 issue 2, dezembro 2020</i> )	1,7%	1,9%				
FMI ( <i>World Economic Outlook, abril 2021</i> )	3,9%	4,8%	2,5%	2,3%	1,8%	1,7%
Conselho das Finanças Públicas (Perspetivas económicas e orçamentais 2021-2025, março 2021)	3,3%	4,9%	2,5%	2,1%	1,7%	
Ministério das Finanças (Orçamento do Estado para 2021, outubro 2020)	5,4%					

### 3. Cenários de evolução da oferta (RNTIAT)

Para o RMSA-G 2021 são considerados os seguintes cenários para a evolução da capacidade de oferta na Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT):

- Evolução Expectável, no qual se considera a evolução esperada da capacidade de oferta da RNTIAT, incluindo a concretização da 1.ª fase da 3.ª interligação entre Portugal e Espanha e da Estação de Compressão do Carregado (que permitiria aumentar a capacidade de oferta do Terminal de GNL de

Sines), a partir de 2030. De referir que a capacidade prevista relativa à 3.ª interligação Portugal-Espanha corresponde apenas à 1.ª fase de um projeto que compreende 3 fases.

Importa realçar que, nem a 1.ª fase do projeto da 3.ª interligação Portugal-Espanha, nem o projeto da Estação de Compressão do Carregado, foram submetidos a aprovação no âmbito do PDIRG 2021 (período 2022-2031), deixando para o PDIRG 2023 (período 2024-2033) a eventual reintrodução destes projetos, dependendo da evolução e desenvolvimento do mercado de gás a nível nacional e europeu, em particular na região sudoeste. É importante continuar a garantir, nos futuros exercícios, uma avaliação do papel que as redes de gás desempenham e desempenharão na descarbonização do setor da energia (devido à incorporação de gases renováveis) e ainda a necessária articulação transfronteiriça entre as redes gasistas de Portugal e Espanha.

- Teste de Stress, no qual se considera o sistema existente.

No que se refere aos **gases renováveis**, como vetor para a transição energética do setor, importa destacar que, com o objetivo de alcançar a neutralidade carbónica em 2050, em particular no âmbito da contribuição para a progressiva descarbonização do Sistema Nacional de Gás (SNG), foram publicados a EN-H2 e o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece a organização e o funcionamento do SNG e o respetivo regime jurídico, ambos com potenciais futuros impactos ao nível da segurança de abastecimento. Como tal, releva-se o seguinte:

- A EN-H2 enquadra o papel atual e futuro do hidrogénio no sistema energético e propõe um conjunto de medidas de ação e metas de incorporação nos vários setores da economia, tendo como objetivo principal introduzir um elemento de incentivo e estabilidade para o setor energético, promovendo a introdução gradual do hidrogénio enquanto pilar sustentável na transição para uma economia descarbonizada.
- O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto materializa a figura do produtor de gases renováveis e a necessidade de os operadores desenvolverem as suas concessões e os investimentos necessários à crescente incorporação de gases de origem renovável. Menciona ainda o contributo da produção e incorporação de outros gases para a segurança do abastecimento.
- A introdução de gases renováveis ou de baixo teor de carbono nas infraestruturas do SNG, a partir de unidades de produção ou de conversão gasosa, obriga ao cumprimento e coordenação de um conjunto de ações associadas à gestão da capacidade de injeção e condições de operação. Face à evolução do setor, do mercado, e da tecnologia, o estudo a realizar no âmbito do RMSA-G 2021 deve refletir, tanto quanto possível, o estado da arte atualmente conhecido, sem prejuízo de se virem a identificar outros projetos de investimento necessários conducentes à materialização da EN-H2.
- No que respeita à injeção de gases renováveis na Rede Pública de Gás (RPG), a sua evolução teve em conta a informação mais recente disponível, a 15 de julho de 2021, relativa à capacidade previsível de injeção na RPG (RNTG e RNDG), constante dos pedidos de registo prévio para a produção de gases de origem renovável, nos termos do artigo 69.º (e seguintes) do Decreto-Lei n.º 62/2020, e cuja previsão de entrada em operação e respetiva capacidade de injeção se encontram consideradas nas tabelas seguintes:

**Tabela 3 – Capacidade anual prevista de injeção de gases renováveis na RNTG – pedidos de registo (em GWh/d)**

Tipo de Gás a injetar	2021	2022	2023	2025	2027	2030	2035	2040
Biometano	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidrogénio	0	0,929	0,339	0	0	0	0	0

Fonte: DGEG

**Tabela 4 – Capacidade anual prevista de injeção de gases renováveis na RNDG – pedidos de registo (em GWh/d)**

Tipo de Gás a injetar	2021	2022	2023	2025	2027	2030	2035	2040
Biometano	0,003	0	0,218	0	0	0	0	0
Hidrogénio	0	0	0,065	0	0	0	0	0

Fonte: DGEG

NOTA: A produção de gases renováveis decorrente de novas unidades de produção, a injetar na RPG, será considerada apenas para efeito do cálculo do nível de descarbonização da RPG. Em futuros exercícios, e com o incremento da introdução de gases renováveis na RPG, a metodologia de cálculo de capacidade será reavaliada.

O cenário de evolução expectável da capacidade de oferta da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT), a 1 de janeiro de cada estágio a analisar, é o que consta na tabela seguinte:

**Tabela 5 – Evolução expectável da capacidade de oferta da RNTIAT**

	2021	2022	2025	2027	2030	2035	2040
<b>Capacidade de Oferta (GWh/d)</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>535</b>	<b>535</b>	<b>535</b>
Terminal de GNL de Sines	229	229	229	229	321	321	321
Interligação de Campo Maior/Badajoz	134	134	134	134	134	134	134
Interligação de Valença do Minho/Tui	10	10	10	10	10	10	10
3ª Interligação PT-ES (1.ª fase)	0	0	0	0	70	70	70
<b>Capacidade de Armazenamento (GWh)</b>	<b>6 408</b>	<b>6 408</b>	<b>6 408</b>	<b>6 408</b>	<b>6 408</b>	<b>6 408</b>	<b>6 408</b>
Armazenamento Subterrâneo do Carriço	3 839	3 839	3 839	3 839	3 839	3 839	3 839
Terminal de GNL de Sines	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569
<b>Capacidade de Extração do Carriço (GWh/d) (Volume operacional superior a 60%)</b>	<b>129</b>	<b>129</b>	<b>129</b>	<b>129</b>	<b>129</b>	<b>129</b>	<b>129</b>
<b>Capacidade de Extração do Carriço (GWh/d) (Volume operacional inferior a 60%)</b>	<b>71</b>	<b>71</b>	<b>71</b>	<b>71</b>	<b>71</b>	<b>71</b>	<b>71</b>

**NOTAS:**

- Os valores apresentados representam capacidades técnicas máximas. No caso particular do Terminal de GNL de Sines, a sua capacidade de regaseificação para a RNTG estará limitada pelo sistema de transporte em alta pressão, sendo esta restrição eliminada e potenciada após a entrada em serviço da Estação de Compressão do Carregado.
- A capacidade técnica máxima de Interligação entre Portugal e Espanha é de 164,2 GWh/d. No entanto, a capacidade anunciada no *Virtual Interconnection Point* (VIP) entre os dois sistemas é de 144,0 GWh/d, correspondentes a 134,0 GWh/d em Campo Maior mais 10,0 GWh/d em Valença do Minho. Assume-se que este valor se mantém até setembro de 2023, sendo, contudo, objeto de confirmação anual, já que depende da capacidade disponibilizada pela rede interligada de Espanha.

Fonte: DGEG

A evolução relativa ao cenário **Teste de Stress**, a 1 de janeiro de cada estágio a analisar, é o que consta na tabela seguinte:

**Tabela 6 – Evolução da capacidade de oferta da RNTIAT considerada no Teste de Stress**

	2021	2022-2040
<b>Capacidade de Oferta (GWh/d)</b>	<b>373</b>	<b>373</b>
Terminal de GNL de Sines	229	229
Interligação de Campo Maior/Badajoz	134	134
Interligação de Valença do Minho/Tui	10	10
3ª interligação PT-ES	0	0
<b>Capacidade de Armazenamento (GWh)</b>	<b>6 408</b>	<b>6 408</b>
Armazenamento Subterrâneo do CARRIÇO	3 839	3 839
Terminal de GNL de Sines	2 569	2 569
<b>Capacidade de Extração do CARRIÇO (GWh/d) (Volume operacional superior a 60%)</b>	<b>129</b>	<b>129</b>
<b>Capacidade de Extração do CARRIÇO (GWh/d) (Volume operacional inferior a 60%)</b>	<b>71</b>	<b>71</b>

**NOTAS:**

- Os valores apresentados representam capacidades técnicas máximas. No caso particular do Terminal de GNL de Sines, a sua capacidade de regaseificação para a RNTG estará limitada pelo sistema de transporte em alta pressão.
- A capacidade técnica máxima de interligação entre Portugal e Espanha é de 164,2 GWh/d. No entanto, a capacidade anunciada no *Virtual Interconnection Point* (VIP) entre os dois sistemas é de 144,0 GWh/d, correspondentes a 134,0 GWh/d em Campo Maior mais 10,0 GWh/d em Valença do Minho. Assume-se que este valor se mantém até setembro de 2023, sendo, contudo, objeto de confirmação anual, já que depende da capacidade disponibilizada pela rede interligada de Espanha.

Fonte: DGEG

## 4. Cenários de evolução da procura

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

Para o **Mercado Convencional** são considerados três cenários de evolução da procura de gás natural decorrentes dos cenários macroeconómicos assumidos – Central, Superior e Inferior – combinados com dois cenários de evolução da procura de gás natural associados aos veículos pesados (passageiros e mercadorias) e ao transporte marítimo – Ambição e Conservador.

Foi ainda considerado, para efeitos dos cenários de evolução da procura do Mercado Convencional (em particular para o setor residencial e terciário), a Estratégia de Longo Prazo para a Renovação de Edifícios 2050 (ELPRE 2050), aprovada e publicada através da Resolução de Conselho de Ministros n.º 8-A/2021, de 3 de fevereiro, que estabelece medidas e objetivos para os horizontes de 2030, 2040 e 2050, com vista à renovação do parque nacional de edifícios residenciais e não residenciais, públicos e privados, para o converter num parque imobiliário descarbonizado e de elevada eficiência energética.

Em particular, a ELPRE 2050 prevê várias medidas com vista a melhoria do desempenho energético dos edifícios, que apresentam impactos ao nível do consumo de gás.

No caso do **Mercado de Eletricidade** são considerados quatro cenários que correspondem aos consumos de gás natural resultantes das análises prospetivas efetuadas no âmbito do RMSA-E 2021 alicerçadas em duas trajetórias:

- Trajetória Conservadora - assumindo o cenário Central Conservador da procura e o cenário Conservador da oferta incluindo, nomeadamente, o descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029. É efetuada ainda para esta trajetória uma sensibilidade à procura, assumindo o cenário Inferior Conservador;
- Trajetória Ambição - assumindo o cenário Central Ambição da procura e cenário Ambição da oferta incluindo, nomeadamente, o descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029. É efetuada ainda para esta trajetória uma sensibilidade à procura, assumindo o cenário Superior Ambição;

Na definição dos cenários da procura consideraram-se, ainda, as Unidades Autónomas de Gás (UAG) de rede, existindo atualmente 49 UAG ativas e estando prevista a construção de 37 novas UAG no âmbito dos Planos de Desenvolvimento e Investimento da Redes de Distribuição mais recentes (PDIRD-GN 2021-2025). De referir igualmente a existência de 55 UAG privadas atualmente em serviço e ainda de 25 postos de enchimento de gás natural veicular em operação<sup>1</sup>.

Foram, então, considerados quatro cenários de evolução da procura de gás natural:

- Cenário Central Conservador
- Cenário Central Ambição
- Cenário Superior Ambição
- Cenário Inferior Conservador

#### 4.1 Eficiência energética

No que diz respeito às poupanças no consumo de gás nos edifícios (setores residencial e terciário), estabeleceu-se que o cenário Ambição se encontra alinhado com os objetivos definidos na ELPRE 2050 para os horizontes de 2030 e 2040. Quanto ao cenário Conservador, assumiu-se que a evolução das poupanças de gás natural corresponde a 80% da execução dos objetivos traçados para o cenário Ambição, evolução alinhada com o assumido para as poupanças de eletricidade no cenário Conservador do RMSA-E 2021.

As estimativas das poupanças no uso de gás natural nos edifícios no período em análise, em cada um dos cenários, podem ser consultadas na tabela seguinte:

---

<sup>1</sup> 13 em regime público (3 GNC+1GNL+9GNL+GNC) e 12 em regime privado (11GNC+1GNL), encontrando-se em licenciamento mais 7 postos de GNV

**Tabela 7 - Estimativa das poupanças nos consumos de gás nos edifícios (GWh)**

Cenário Ambição		Cenário Conservador	
2021-2030	2031-2040	2021-2030	2031-2040
997	3218	798	2574

Fonte: ADENE (Modelação ELPRE 2050)

Relativamente à divisão dos valores na tabela *supra* para o Mercado Convencional, entre residencial e terciário, de referir que se estima que o sector terciário represente 64% e 42%, respetivamente nos períodos de 2021-2030 e 2031-2040 (em ambos os cenários).

## 4.2 Mobilidade a gás natural

No que diz respeito à mobilidade a gás natural foram avaliadas várias estimativas, tendo em conta a evolução prevista do número de veículos pesados de passageiros e de mercadorias e do volume de energia estimado para o transporte marítimo a gás natural, de que resultaram os valores apresentados nas tabelas 8 e 9. Para este efeito não foi considerado o segmento de veículos ligeiros, considerando-se a evolução destes consumos despicientes quando comparados com os segmentos dos veículos pesados e do transporte marítimo.

**Tabela 8 – Previsão de evolução do número de veículos pesados de passageiros e mercadorias a gás natural em Portugal**

Anos	Pesados de passageiros		Pesados de mercadorias	
	Cenário Ambição	Cenário Conservador	Cenário Ambição	Cenário Conservador
2021	720	700	340	330
2025	1500	1100	1500	1000
2030	2000	1600	3000	2000
2040	1800	1500	2500	1800

**Tabela 9 – Previsão de evolução de utilização de energia para navios a gás natural em Portugal**

Anos	Navios (transporte marítimo) (GWh)	
	Cenário Ambição	Cenário Conservador
2021	6	5
2025	71	57
2030	354	283
2040	531	425

NOTA: Os dados apresentados nas tabelas 8 e 9 resultam do acompanhamento deste mercado, nomeadamente das estatísticas mensais disponíveis, da evolução mapeada pelas associações do sector, da análise de contexto e dos investimentos previstos. Em particular no caso da tabela 9 foram ainda considerados dados da modelação efetuada para o 1.º Relatório sobre a aplicação do Quadro de Ação Nacional, de 2020.

O cenário Conservador prevê uma evolução mais lenta da penetração de veículos a gás natural do que o cenário Ambição, quer em termos de pesados de passageiros e mercadorias (em número de veículos), quer em termos de transporte marítimo (em volume de energia).

Relativamente ao transporte marítimo foram igualmente considerados cenários de evolução da procura de GNL neste segmento, tendo em conta o previsível desenvolvimento de infraestruturas portuárias com capacidade de abastecer a GNL navios de transporte marítimo, plasmado no Programa Nacional de Investimentos, como por exemplo, a implementação de infraestruturas de *bunkering* de GNL nos portos comerciais do Continente. Por outro lado, prevê-se, numa fase inicial, o abastecimento *truck to ship*, e o desenvolvimento futuro, através do abastecimento *ship to ship*, momento a partir do qual se garante um incremento das quantidades fornecidas.

Na elaboração desses cenários foi ainda tida em consideração a informação de um estudo da DNV “*Maritime Forecast to 2050*” e da consulta a *stakeholders*.

### 4.3 Evolução da procura

A progressiva implementação de uma visão holística na gestão dos sistemas de gás e eletricidade, traduzida no anglicismo *sector coupling*, está mapeada neste RMSA-G, uma vez que atualmente uma parte substantiva do expectável consumo de gás natural se destina ao Mercado de Eletricidade e este será fortemente influenciado pela evolução considerável das fontes de energia renovável (FER) previstas no RMSA-E. Por este facto, por exemplo, o cenário Superior Ambição beneficia de efeitos contrários do ponto de vista do consumo de gás, prevendo-se, por um lado, no Mercado Convencional um incremento de consumo, devido à maior penetração do gás natural nos transportes e, por outro lado, a redução de consumo no Mercado de Eletricidade, com o forte incremento das FER para produção de eletricidade.

A tabela 10 apresenta a evolução da procura total de gás natural para o período 2021-2040 para os diferentes cenários.

**Tabela 10 – Cenários de evolução da procura total de gás natural**

Cenário	Setor	Unid.	2021	2022	2025	2027	2030	2035	2040
Cenário Central Conservador	Mercado Convencional	TWh	42,1	42,1	41,8	42,3	42,8	43,0	42,6
	Residencial	TWh	3,7	3,6	3,8	3,9	3,9	3,6	3,1
	Terciário	TWh	3,2	3,5	4,0	4,4	4,8	4,7	4,5
	Indústria	TWh	19,5	19,3	19,5	19,7	20,1	20,6	21,3
	Cogeração	TWh	15,7	15,7	14,5	14,3	14,0	14,0	13,7
	Mercado de Eletricidade	TWh	20,8	21,8	11,2	8,4	6,5	4,8	3,1
	Consumo Total de GN	TWh	62,9	63,8	53,0	50,7	49,3	47,8	45,7
Cenário Central Ambição	Mercado Convencional	TWh	41,9	41,9	41,5	41,9	42,0	41,2	40,0
	Residencial	TWh	3,7	3,6	3,8	3,9	3,9	3,4	2,6
	Terciário	TWh	3,2	3,5	4,3	4,7	5,2	4,9	4,6
	Indústria	TWh	19,5	19,3	19,5	19,7	20,1	20,6	21,3
	Cogeração	TWh	15,6	15,5	13,9	13,6	12,9	12,2	11,5
	Mercado de Eletricidade	TWh	20,8	21,8	10,4	6,5	4,9	3,2	1,5
	Consumo Total de GN	TWh	62,7	63,7	51,9	48,4	46,9	44,4	41,5
Cenário Superior Ambição	Mercado Convencional	TWh	42,3	42,5	42,4	43,0	43,4	43,2	42,6
	Residencial	TWh	3,7	3,7	4,0	4,1	4,2	3,9	3,3
	Terciário	TWh	3,3	3,6	4,5	5,0	5,5	5,4	5,2
	Indústria	TWh	19,7	19,7	20,0	20,3	20,8	21,6	22,5
	Cogeração	TWh	15,6	15,5	13,9	13,6	12,9	12,2	11,5
	Mercado de Eletricidade	TWh	20,8	22,5	11,3	7,5	5,8	4,1	2,4



	Consumo Total de GN	TWh	63,1	64,9	53,7	50,4	49,2	47,3	44,9
Cenário Inferior Conservador	Mercado Convencional	TWh	41,6	41,3	40,8	41,1	41,4	41,1	40,3
	Residencial	TWh	3,6	3,4	3,6	3,7	3,6	3,2	2,6
	Terciário	TWh	3,1	3,3	3,8	4,1	4,4	4,2	3,8
	Indústria	TWh	19,2	18,9	18,9	19,1	19,3	19,7	20,2
	Cogeração	TWh	15,7	15,7	14,5	14,3	14,0	14,0	13,7
	Mercado de Eletricidade	TWh	20,8	21,0	10,3	7,4	5,5	3,7	2,0
	Consumo Total de GN	TWh	62,4	62,4	51,1	48,5	46,8	44,9	42,3

Notas:

1. O consumo de gás natural associado à mobilidade está incluído na atividade de transportes que faz parte do sector Terciário.
2. Os valores de consumo do ano de 2035 relativos ao Mercado de Eletricidade foram obtidos por interpolação linear entre os anos de 2030 e 2040, pois não foram realizadas simulações do sistema eletroprodutor para esse ano no âmbito do RMSA-E 2021 (inexistência de dados relativos à estrutura de produção).

Na tabela 11 apresenta-se a evolução da procura de GNL (tipicamente por UAG) para o período 2021-2040 para os diferentes cenários.

Tabela 11 – Cenários de evolução da procura de GNL – Gás Natural Liquefeito<sup>2</sup>

Cenário	Unid.	2021	2025	2030	2035	2040
Cenário Central Conservador	TWh	2,1	2,8	3,6	3,7	3,7
Cenário Central Ambição	TWh	2,1	3,0	4,1	4,2	4,1
Cenário Superior Ambição	TWh	2,1	3,1	4,2	4,3	4,3
Cenário Inferior Conservador	TWh	2,1	2,7	3,5	3,6	3,5

Nas tabelas 12 e 13, apresentam-se os cenários de evolução da ponta anual diária de consumo para os diferentes cenários:

- Mercado Convencional sem GNL,
- Mercado de Eletricidade
- Mercado de GNL (tipicamente UAG).

Tabela 12 – Cenários de consumo máximo diário<sup>3</sup> – ponta anual (mercado convencional sem GNL+ mercado de eletricidade)

Cenário	Setor	Unid.	2021	2022	2025	2027	2030	2035	2040
Cenário Central Conservador	Ponta Provável	GWh/d	285,0	267,5	234,2	228,1	227,6	212,3	195,0
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	141,9	141,4	138,8	139,3	139,4	139,7	138,1
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	150,1	126,1	95,4	88,8	88,2	72,5	56,9
	Ponta Extrema	GWh/d	293,2	280,8	255,7	254,1	246,2	233,1	217,8
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	150,3	149,8	147,0	147,5	147,6	148,0	146,3
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	150,1	131,0	108,7	106,5	98,6	85,0	71,5
Cenário Central Ambição	Ponta Provável	GWh/d	284,4	266,7	229,9	216,7	211,6	192,6	172,5
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	141,3	140,7	136,6	136,4	134,7	131,7	127,7

<sup>2</sup> Estes cenários incluem a UAG da Ilha da Madeira dado que o seu abastecimento é feito a partir do terminal de Sines.

<sup>3</sup> No cálculo das pontas agregadas considerou-se um fator de simultaneidade das pontas de ambos os mercados igual a 1, exceto no ano de 2021 em que se considerou o fator de simultaneidade verificado no dia de maior consumo ocorrido até ao momento.

	Mercado de Eletricidade	GWh/d	150,1	126,1	93,2	80,3	77,0	60,9	44,8
	Ponta Extrema	GWh/d	<b>292,6</b>	<b>278,3</b>	<b>252,3</b>	<b>236,3</b>	<b>224,5</b>	<b>208,4</b>	<b>191,1</b>
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	149,7	149,0	144,7	144,5	142,7	139,5	135,3
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	150,1	129,3	107,6	91,8	81,9	68,8	55,8
Cenário Superior Ambição	Ponta Provável	GWh/d	<b>285,8</b>	<b>269,5</b>	<b>236,6</b>	<b>225,2</b>	<b>223,1</b>	<b>213,5</b>	<b>203,0</b>
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	142,7	142,6	139,6	140,1	139,4	138,3	136,2
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	150,1	126,9	97,0	85,1	83,7	75,3	66,8
	Ponta Extrema	GWh/d	<b>294,1</b>	<b>287,1</b>	<b>256,6</b>	<b>246,2</b>	<b>234,8</b>	<b>224,1</b>	<b>212,3</b>
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	151,1	151,1	147,9	148,4	147,7	146,5	144,2
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	150,1	136,0	108,7	97,8	87,2	77,6	68,1
Cenário Inferior Conservador	Ponta Provável	GWh/d	<b>283,5</b>	<b>264,1</b>	<b>226,6</b>	<b>217,7</b>	<b>216,0</b>	<b>195,9</b>	<b>173,8</b>
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	140,3	138,9	135,4	135,4	134,7	133,6	130,6
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	150,1	125,2	91,2	82,3	81,3	62,3	43,2
	Ponta Extrema	GWh/d	<b>291,6</b>	<b>275,3</b>	<b>249,5</b>	<b>242,7</b>	<b>230,1</b>	<b>218,0</b>	<b>203,7</b>
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	148,6	147,1	143,4	143,4	142,6	141,6	138,3
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	150,1	128,2	106,1	99,3	87,4	76,4	65,4

Nota: Os valores das pontas do ano de 2035 relativos ao Mercado de Eletricidade foram obtidos por interpolação linear entre os anos de 2030 e 2040, pois não foram realizadas simulações do sistema eletroprodutor para esse ano no âmbito do RMSA-E 2021 (inexistência de dados relativos à estrutura de produção).

Tabela 13 – Cenários de consumo máximo diário – ponta anual do mercado de GNL

Cenário	Setor	Unid.	2021	2025	2030	2035	2040
Cenário Central Conservador	Ponta Provável	GWh/d	9,7	12,5	16,2	16,7	16,8
	Ponta Extrema	GWh/d	10,2	13,3	17,2	17,6	17,8
Cenário Central Ambição	Ponta Provável	GWh/d	9,7	13,7	18,6	18,7	18,5
	Ponta Extrema	GWh/d	10,3	14,5	19,7	19,9	19,6
Cenário Superior Ambição	Ponta Provável	GWh/d	9,7	14,0	19,0	19,4	19,4
	Ponta Extrema	GWh/d	10,3	14,8	20,2	20,6	20,5
Cenário Inferior Conservador	Ponta Provável	GWh/d	9,7	12,2	15,8	16,0	16,0
	Ponta Extrema	GWh/d	10,2	12,9	16,7	17,0	17,0

## 5. Indicadores na análise da garantia de segurança de abastecimento

A análise da garantia de segurança de abastecimento deverá ser feita sob a perspetiva da capacidade de oferta e da capacidade de armazenamento, em condições de procura “normal” e em condições severas. Adicionalmente deverá ser feita uma análise para determinar os limites da adequação do sistema de abastecimento (Teste de Stress).

Ao nível da capacidade de oferta deverão ser tidos em conta os critérios previstos no Regulamento (UE) n.º 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, que estipula que devem ser tomadas as medidas necessárias para que, em caso de interrupção da maior infraestrutura nacional de gás, as restantes infraestruturas tenham capacidade para garantir o abastecimento da procura total de gás natural

durante um dia de procura excecionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos.

Ao nível da capacidade de armazenamento, a avaliação da adequada capacidade de armazenamento para fazer face a situações críticas prolongadas no tempo é também feita à luz do Regulamento (UE) n.º 2017/1938, que estabelece que deve ser salvaguardado o aprovisionamento de gás natural aos “clientes protegidos” (clientes domésticos, PME e serviços essenciais de carácter social, sendo que as duas últimas categorias não deverão ultrapassar 20% do consumo final anual de gás natural), nas seguintes condições:

- Interrupção no funcionamento da maior infraestrutura nacional de aprovisionamento de gás em condições inverniais médias, durante um período de, pelo menos, 30 dias;
- Temperaturas extremamente baixas durante um período de pico de, pelo menos, sete dias, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja de uma vez em 20 anos;
- Procura excecionalmente elevada de gás natural durante um período de, pelo menos, 30 dias, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja de uma vez em 20 anos.

## 6. Análises a realizar

Está prevista a análise de 3 trajetórias, em linha com os estudos desenvolvidos no âmbito do RMSA-E 2021:

- Trajetória Conservadora - assumindo a evolução expetável da capacidade de oferta da RNTIAT e o cenário Central Conservador da procura que, no caso do Mercado de Eletricidade, corresponde à trajetória Conservadora do RMSA-E 2021, que considera o descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029;
- Trajetória Ambição - assumindo a evolução expetável da capacidade de oferta da RNTIAT e o cenário Central Ambição da procura que, no caso do Mercado de Eletricidade, corresponde à trajetória Ambição do RMSA-E 2021, que considera o descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029;
- Teste de Stress – assumindo a capacidade de oferta existente da RNTIAT e o cenário Superior Ambição da procura que, a médio prazo (até 2025), corresponde à situação mais exigente do ponto de vista de segurança de abastecimento.

Serão realizadas, ainda, duas análises de sensibilidade considerando: (i) a evolução expectável da oferta e o cenário Superior Ambição da procura e (ii) sistema existente na oferta e o cenário Central Conservador da procura. No presente exercício não serão desenvolvidas análises de sensibilidade à desclassificação da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro em 2024 (data de fim do CAE), uma vez que os consumos de gás (e pontas) para o Mercado de Eletricidade em 2025 são similares à hipótese que contempla aquela central.

As análises/trajetórias a realizar estão descritas na seguinte figura:

Figura 2 – Análises a realizar no RMSA-G 2021

CENÁRIOS DE OFERTA	CENÁRIOS DA PROCURA		
	Central Conservador <sup>a)</sup>	Central Ambição <sup>b)</sup>	Superior Ambição
Evolução expectável	Trajectoria Conservadora	Trajectoria Ambição	Sensibilidade <sup>c)</sup>
Sistema existente	Sensibilidade		Teste de Stress

a) A procura do Mercado de Eletricidade resulta da Trajetória Conservadora do RMSA-E 2021, que considera o descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029.

b) A procura do Mercado de Eletricidade resulta da Trajetória Ambição do RMSA-E 2021, que considera o descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029;

c) A análise de sensibilidade considerando o cenário Superior Ambição da procura.

No contexto do relatório deverão também ser analisadas: (i) as necessidades de evolução da capacidade de armazenamento na RNTIAT e (ii) o cumprimento do critério N-1 de acordo com o art.º 5.º do Regulamento (UE) n.º 2017/1938 para garantir a segurança do aprovisionamento de gás nas formas de GN e GNL (UAG).

Em termos de análises complementares serão analisados: (i) prioridade à interruptibilidade das centrais térmicas de Lares e da Tapada do Outeiro, (ii) a sensibilidade à redução da capacidade de extração do armazenamento subterrâneo do Carriço e (iii) a consideração de capacidade de importação de 30 GWh/d em Valença do Minho.

## Anexo 2

Relatório da REN Gasodutos “Contributos REN para o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás 2022-2040”

The logo for REN (Rede Nacional de Gás) features the letters 'REN' in a bold, blue, sans-serif font. To the right of the text is a stylized graphic element consisting of two overlapping triangles, one green and one blue, forming a shape reminiscent of a gas flame or a signal.

# RMSA-G 2021

CONTRIBUTOS REN PARA O  
RELATÓRIO DE MONITORIZAÇÃO  
DA SEGURANÇA DE  
ABASTECIMENTO DO SISTEMA  
NACIONAL DE GÁS

## 2022-2040

Novembro 2021



# ÍNDICE

<b>ÍNDICE</b>	<b>1</b>
<b>1. ENQUADRAMENTO</b>	<b>3</b>
<b>2. MONITORIZAÇÃO DA SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO</b>	<b>7</b>
<b>3. PRESSUPOSTOS DE BASE E CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO</b>	<b>10</b>
3.1. PROCURA	11
3.2. PONTAS DA PROCURA DIÁRIA	18
3.3. OFERTA	20
<b>4. TRAJETÓRIAS DE EVOLUÇÃO</b>	<b>23</b>
<b>5. RESULTADOS DOS ESTUDOS SOBRE A EVOLUÇÃO DO SNG</b>	<b>26</b>
5.1. SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO – PERSPETIVA CAP. DE PONTA	27
5.2. SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO – PERSPETIVA CAP. ARMAZENAMENTO	32
<b>6. CONSIDERAÇÕES FINAIS</b>	<b>33</b>

## **ANEXOS:**

ANEXO I – PRESSUPOSTOS GERAIS DA DGEG

ANEXO II - CENÁRIOS DE PREVISÃO DA PROCURA DE GÁS PARA O RMSA-G 2021

AP	Alta Pressão
AS	Armazenamento Subterrâneo
CAE	Contrato de aquisição de energia
CCGT	Grupo de Turbina a Gás em Ciclo Combinado a gás
DGEG	Direcção Geral de Energia e Geologia
ELPRE	Estratégia de Longo Prazo para a Renovação de Edifícios
EN-H <sub>2</sub>	Estratégia Nacional para o Hidrogénio
FER	Fontes de Energia Renovável
G	Gás
GEE	Gases com Efeito de Estufa
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito
PME	Pequenas e Médias Empresas
PNEC	Plano Nacional integrado de Energia e Clima
REN	Redes Energéticas Nacionais
RNTG	Rede Nacional de Transporte de Gás
RNTIAT	Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais GNL
RPG	Rede Pública de Gás
RNC	Roteiro para a Neutralidade Carbónica
RNTG	Rede Nacional de Transporte de Gás
RNDG	Rede Nacional de Distribuição de Gás
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SNG	Sistema Nacional de Gás
SNGN	Sistema Nacional de Gás Natural
UAG	Unidade Autónoma de Gás
UE	União Europeia





1

# ENQUADRAMENTO

REN 

## Europeu

O objetivo de prossecução das metas climáticas estabelecidas no Acordo de Paris coloca a descarbonização no centro do desenho de políticas públicas e de estratégias de recuperação económica dos países no pós-pandemia COVID-19 assentes na sustentabilidade, no incremento das Fontes de Energia Renovável (FER) e na redução dos Gases de Efeito de Estufa (GEE).

Com o lançamento do Pacto Ecológico Europeu, a Europa aponta para a neutralidade carbónica em 2050 e para uma quota mínima de 32% de FER no consumo final de energia até 2030. Neste âmbito, ao longo de 2020, as instituições da União Europeia (UE) delinearão um conjunto de medidas específicas nos domínios da energia, da indústria, da agricultura, da alimentação, da biodiversidade e da dinamização da descarbonização nos setores energético e dos transportes. Dos documentos desenvolvidos e publicados destacam-se alguns dos mais relevantes para a evolução do setor do gás:

- Estratégia da UE para a Integração do Sistema Energético - Potenciar uma Economia com Impacto Neutro no Clima (COM (2020) 299) – “As novas ações delineadas acrescentam a abrangência e a rapidez necessárias para avançar em direção ao sistema energético do futuro, contribuindo para a ambição reforçada da UE em matéria de clima e para acomodar as revisões legislativas que serão propostas em 2021”;
- Estratégia do Hidrogénio para uma Europa com Impacto Neutro no Clima (COM (2020) 301) – “O hidrogénio renovável pode contribuir para reduzir as emissões de GEE antes de 2030 e para a recuperação da economia da UE, sendo uma peça essencial para uma economia com impacto neutro no clima e sem poluição em 2050, substituindo as matérias-primas e os combustíveis fósseis em setores de difícil descarbonização”;
- Estratégia da UE para uma mobilidade sustentável e inteligente (COM (2020) 789) – “O sistema europeu de transporte sustentável deve ser inteligente, flexível e adaptável aos padrões e necessidades em constante mudança e baseados em avanços tecnológicos de ponta”.

A Lei Europeia do Clima, aprovada pelo Conselho Europeu em 28 de junho de 2021, reforça a ambição da meta vinculativa de redução de emissões de CO<sub>2</sub> para 2030, correspondente a um corte líquido de pelo menos 55% face aos níveis de 1990 e um aumento para 40% da quota de FER no consumo final, e introduz uma nova meta intermédia para 2040, sinal inequívoco da determinação da UE no combate às alterações climáticas. Neste contexto, o novo pacote legislativo FIT for 55, de 14 de julho, atualmente em processo de negociação interinstitucional entre o Parlamento Europeu e o Conselho da União Europeia, visa alinhar a legislação climática e energética da UE à meta de 2030 e é composto por um conjunto amplo e interligado de propostas em diversas áreas (clima, energia, combustíveis, transportes, edifícios e usos dos solos e florestas), quer tornando mais ambiciosa diversa legislação existente, quer propondo nova regulamentação.

A integração do sistema energético, incluindo o planeamento e o funcionamento coordenados, envolvendo todos os diferentes vetores energéticos, infraestruturas e setores de consumo, é considerada a via para uma descarbonização efetiva, economicamente acessível e significativa da economia europeia. As medidas identificadas nesta estratégia estão organizadas em seis pilares, destacando-se o dedicado à promoção da utilização de combustíveis renováveis e hipocarbónicos, incluindo o hidrogénio e o biometano, nos setores de difícil descarbonização e aposta numa infraestrutura energética mais integrada e num sistema energético digitalizado.

Neste contexto, a UE reconhece o forte potencial do hidrogénio para apoiar o compromisso de alcançar a neutralidade carbónica até 2050, sendo considerado um vetor essencial de armazenamento e transporte de energia de FER, um substituto dos combustíveis fósseis em alguns processos industriais com utilização intensiva de carbono e para os quais a eletrificação não é solução, uma alternativa para certos subsectores dos transportes e um mobilizador da adaptação da infraestrutura existente de gás, potenciando a utilização dos ativos existentes.

Numa perspetiva de apoio à redução de emissões em segmentos onde a mobilidade elétrica não se afigura técnica e/ou economicamente viável, nomeadamente nos segmentos dos pesados de mercadorias e passageiros de longo curso e do transporte marítimo, o gás no curto/médio prazo e o hidrogénio a médio/longo prazo apresentam-se como alternativa aos combustíveis convencionais.

A UE ambiciona fortalecer o mercado interno da energia e melhorar a segurança de abastecimento energética, prevendo para isso investir em novas infraestruturas (inclusive transfronteiriças), propiciar uma organização de mercado renovada e introduzir um mecanismo de cooperação entre os Estados-membros, baseado na solidariedade, que permita responder com mais eficiência e eficácia às crises que ocorram. A garantia de um nível adequado de segurança do abastecimento é uma preocupação transversal a toda legislação de política energética europeia, facto que se encontra bem patente em diversas Diretivas e Regulamentos, como a Diretiva (UE) 2019/692, de 17 de abril, relativa a regras comuns para o mercado interno do gás natural e o Regulamento (UE) 2017/1938, de 25 de outubro, relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás.

Durante 2020, a UE criou o Mecanismo de Recuperação e Resiliência – plano de 750 mil milhões de euros - com o propósito de apoiar os Estados-Membros de forma a atenuar o impacto económico e social da pandemia e simultaneamente, potenciar a transição ecológica e digital, tornando as economias mais sustentáveis e resilientes. Aos Estados-Membros cumpre desenvolver as suas próprias estratégias nacionais de investimento plurianuais para apoiar essas reformas, tendo nomeadamente em conta o Acordo de Paris, os planos nacionais em matéria de energia e clima e os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas.

### **Nacional**

No contexto Nacional o Plano Nacional integrado de Energia e Clima (PNEC 2030), publicado pela Resolução de Conselho de Ministros (RCM) nº 53/2020, de 10 de julho de 2020, após conclusão dos processos de consulta pública e de aprovação pela União Europeia, é um instrumento vinculativo, fundamental para a transição energética e que define as metas e objetivos a alcançar até 2030.

Apesar dos horizontes temporais distintos, o PNEC 2030 foi elaborado em articulação com a visão de longo prazo do Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050), que define a trajetória para a descarbonização da economia portuguesa, dando resposta aos compromissos assumidos no Acordo de Paris e posicionando Portugal como país charneira no combate às alterações climáticas.

O PNEC 2030 incorpora o primeiro ciclo de políticas integradas de energia e clima de âmbito nacional para o período 2021-2030. Materializa metas ambiciosas que assentam na eletrificação, na incorporação das FER, na eficiência energética e na redução da intensidade carbónica, sublinhando a importância de reforçar a integração energética dos Sistema Elétrico Nacional (SEN) e Sistema Nacional de Gás (SNG) e do desenvolvimento de uma estratégia complementar para a produção de gases renováveis, com destaque para o hidrogénio e para o biometano.

A Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H<sub>2</sub>), aprovada pela RCM n.º 63/2020, de 14 de agosto, enquadra o papel atual e futuro do vetor hidrogénio no sistema energético e reconhece a necessidade do seu desenvolvimento no quadro de uma economia descarbonizada, constituindo um elemento de incentivo e estabilidade, promovendo a introdução gradual do hidrogénio verde enquanto pilar sustentável e integrado numa estratégia mais abrangente de transição energética.

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, procede à transposição da Diretiva (UE) 2019/692 e dá resposta à EN-H<sub>2</sub>, renomeando o Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) como SNG e redefinindo a sua organização e funcionamento, bem como o respetivo regime jurídico, visando a incorporação de gases renováveis e prevendo a promoção de uma progressiva integração dos SNG e SEN. Neste contexto é identificada a necessidade de os operadores desenvolverem as suas concessões e os investimentos necessários à crescente incorporação de gases de origem renovável e ainda mencionado o contributo da produção e incorporação desses gases para a segurança de abastecimento.

Em matéria de eficiência energética, o DL n.º 64/2020, de 10 de setembro, transpõe a Diretiva (UE) 2018/2002 e estabelece uma nova obrigação para Portugal de atingir metas cumulativas, durante a totalidade do período 2021-2030, equivalentes anualmente a novas economias, pelo menos, de 0,8% do consumo anual de energia final (calculadas com base na média do último período de três anos anterior a 1 de janeiro de 2019).

A Estratégia de Longo Prazo para a Renovação dos Edifícios (ELPRE), conforme RCM n.º 8-A/2021, de 3 de fevereiro, aplica-se ao parque nacional de edifícios existentes residenciais e não residenciais, públicos e privados, tendo como racional a sua transformação para edifícios com necessidades quase nulas de energia (NZEB, de *Nearly Zero Energy Buildings*). Os objetivos indicativos estabelecidos pela ELPRE para os horizontes de 2030, 2040 e 2050, face aos registos de 2018, são:

- Área de edifícios renovada - cerca de 50% para 2030, 85% para 2040 e 100% para 2050;
- Poupança de energia primária - 11 % para 2030, 27 % para 2040, e 34 % para 2050;
- Redução de horas de desconforto na habitação - 26 % para 2030, 34% para 2040, e 56 % para 2050.

No que concerne à utilização do gás (Pacote 2 – Aumento da eficiência energética), a ELPRE aponta para a substituição dos sistemas de aquecimento, arrefecimento e Águas Quentes Sanitárias (AQS) por sistemas mais eficientes, nomeadamente a eletrificação do parque, prevendo até 2040 a substituição de sistemas a gás e a gasóleo por sistemas elétricos, quer no setor residencial, quer no dos serviços, sendo que no caso dos edifícios residenciais será feito um esforço suplementar de substituição do GPL até 2030.

Em Portugal, a identificação das condições necessárias à segurança do abastecimento futuro dos consumos de gás desenvolve-se segundo o artigo 31.º e artigo 93.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, nomeadamente através do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento (RMSA) do Gás, a elaborar pela Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG). O documento é apresentado ao membro do Governo responsável pela área da energia e, posteriormente, publicado no sítio na Internet da DGEG e enviado à Comissão Europeia e à ERSE.



2

**MONITORIZAÇÃO  
DA SEGURANÇA  
DE  
ABASTECIMENTO**

**REN** 

De acordo com a legislação em vigor (Artigo 31.º e Artigo 95.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, que estabelece a organização e o funcionamento do SNG e o respetivo regime jurídico e procede à transposição da Diretiva 2019/692), compete ao operador da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG) colaborar com a DGEG na preparação de uma proposta de Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento de Gás (RMSA-G), a submeter anualmente ao membro do Governo responsável pela área da energia.

Enquanto contributo para o RMSA-G, este documento preparado pela REN dá cumprimento, entre outros, ao estipulado no Artigo 93.º do Decreto-Lei n.º 62/2020.

O RMSA-G deve avaliar a segurança do abastecimento do SNG e indicar uma proposta de adoção de medidas adequadas à sua garantia no período em análise, bem como analisar o nível de utilização da capacidade de armazenamento e a sua suficiência para garantir o cumprimento das reservas de segurança. A introdução dos gases renováveis no SNG estabelece novas necessidades no âmbito do RMSA que deverá passar a incluir nomeadamente a avaliação do contributo atualizado da produção e a incorporação destes gases para a segurança do abastecimento, e os quadros regulamentares destinados a incentivar de forma adequada quer novos investimentos nas infraestruturas de gás, quer novos investimentos de produção de gás. Este documento deve ainda ter em conta o relatório de monitorização da segurança do abastecimento do SEN.

### **Contexto de análise**

As análises de avaliação de segurança de abastecimento desenvolvidas pela REN têm por base os elementos prospetivos no período 2022-2040 indicados pela DGEG e compilados no documento de Pressupostos Gerais (Anexo I), como por exemplo, a evolução do SNG e os cenários de previsão de evolução do consumo de gás.

Pela primeira vez este exercício, atenta a informação mais recente disponível, considera a evolução da injeção de gases renováveis na Rede Pública de Gás (RPG), quer ao nível da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG), quer da Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG). No entanto, a produção de gases renováveis decorrente de novas unidades de produção, a injetar na RPG, função da incerteza quanto à sua evolução, não é considerada para efeitos de segurança de abastecimento. Em futuros exercícios, e com o incremento da introdução de gases renováveis na RPG, a metodologia será reavaliada.

Este estudo tem como referência, para a generalidade dos pressupostos, o Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030) e os resultados do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento da Eletricidade (RMSA-E) 2021, não tendo sido considerados dados sobre alterações climáticas.

### **Critérios para análise de segurança de abastecimento**

A análise de segurança de abastecimento ao nível da configuração futura da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais GNL (RNTIAT) é desenvolvida sob as perspetivas da capacidade de oferta e da capacidade de armazenamento, dando cumprimento às normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938, de 25 de outubro, nomeadamente as aplicáveis às infraestruturas (Artigo 5.º) e às capacidades mínimas de reserva de segurança (Artigo 6.º).

### Capacidade de oferta

Ao nível da capacidade de oferta, o Regulamento (UE) n.º 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, estipula que devem ser tomadas as medidas necessárias para que, em caso de interrupção da maior infraestrutura nacional de gás, as restantes infraestruturas tenham capacidade para garantir o abastecimento da procura total de gás durante um dia de procura excecionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos.

Os estudos do RMSA-G avaliam a suficiência da RNTIAT na perspetiva da oferta de capacidade para assegurar o abastecimento dos consumos previstos do SNG, sendo realizados balanços de capacidade para a ponta anual de consumo e daí resultando a reserva de capacidade disponível no sistema em condições normais de operação e nas situações críticas referidas no regulamento europeu.

### Capacidade de armazenamento

Ao nível da capacidade de armazenamento, que respeita à necessidade de assegurar a constituição de volume de gás suficiente para garantir o abastecimento do consumo, o Regulamento estabelece que para fazer face a situações críticas prolongadas no tempo deve ser salvaguardado o aprovisionamento de gás aos Clientes Protegidos, atentas as seguintes condições:

- Interrupção no funcionamento da maior infraestrutura nacional de aprovisionamento de gás em condições inverniais médias, durante um período de, pelo menos, 30 dias;
- Temperaturas extremamente baixas durante um período de pico de, pelo menos, sete dias, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja de uma vez em 20 anos;
- Procura excecionalmente elevada de gás durante um período de, pelo menos, 30 dias, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja de uma vez em 20 anos.

Os referidos Clientes Protegidos são todos os clientes domésticos, PME (Pequenas e Médias Empresas) e serviços essenciais de carácter social ligados à rede de distribuição de gás, sendo que estes dois últimos não poderão representar, em conjunto, mais de 20 % do consumo final total anual de gás.

Como obrigação adicional, resultante da avaliação de riscos do aprovisionamento do SNG, e tendo em consideração o disposto no n.º 2 do artigo 6.º do Regulamento, devem ser igualmente considerados para efeitos de constituição e manutenção de reservas de segurança todos os consumos de gás não interruptíveis dos centros electroprodutores em regime ordinário (ou seja, dos centros electroprodutores que não dispõem de combustível alternativo).

Para a constituição e manutenção das reservas mínimas de segurança do SNG consideram-se as cavernas do armazenamento subterrâneo (AS) do Carriço e os tanques do Terminal GNL de Sines. No caso particular das UAG, a avaliação do aprovisionamento de GNL conta apenas com o Terminal GNL de Sines para suprir as necessidades de gás correspondente aos Clientes Protegidos das UAG em território nacional, adicionadas de um volume correspondente a 30 dias de consumo médio da UAG da ilha da Madeira que também é aprovisionada a partir de Sines.



3

**PRESSUPOSTOS  
DE BASE E  
CENÁRIOS DE  
EVOLUÇÃO**

REN 



## 3.1. PROCURA

O exercício de previsão da procura de médio e longo prazo de gás acarreta naturalmente incerteza, impondo a construção de cenários, suficientemente contrastantes e alternativos, que acomodem distintas abordagens ao desenvolvimento dos vetores económicos, sociais, tecnológicos, ambientais e políticos, que impactam direta e indiretamente na sua evolução, muitas vezes com sinais contraditórios, nomeadamente:

- Evolução macroeconómica;
- Eficiência energética;
- Mobilidade a Gás;
- Evolução do setor da Cogeração; e
- Consumo de Gás para produção de eletricidade.

Neste exercício de monitorização da segurança de abastecimento consideram-se cenários alternativos de evolução da procura de gás em Portugal Continental, no período 2021-2040, desagregados pelos seguintes mercados:

- **Mercado Convencional (MC)**, que inclui a procura de gás nos sectores da Indústria, Cogeração, Residencial e Terciário. Este mercado é ainda decomposto pelo Mercado Convencional com e sem GNL (acrescido da UAG da Madeira);
- **Mercado de Eletricidade (ME)**, que inclui a procura de gás de centrais termoelétricas para produção de eletricidade em regime ordinário (PRO).

As metodologias e os modelos de previsão da procura de gás considerados são detalhadamente descritos no Anexo II deste documento, sendo que nos parágrafos seguintes sintetizam-se os diferentes pressupostos assumidos para ambos os mercados.

### Mercado Convencional

A construção dos diferentes cenários suporta-se em dois eixos fundamentais, conforme ilustrado na Figura 1, “Transição para uma menor intensidade carbónica” e “Crescimento Económico”.

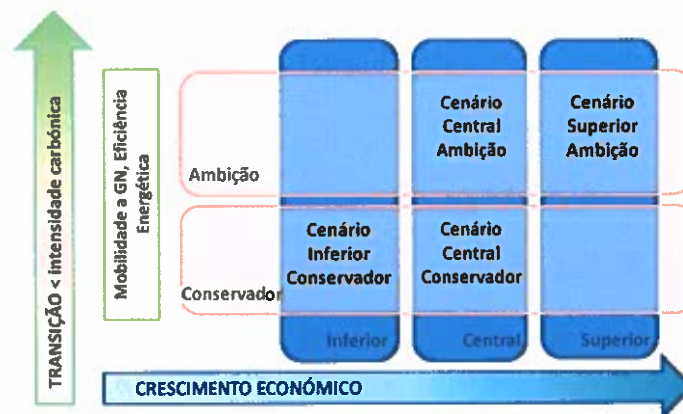


FIGURA 1 – EIXOS CONSIDERADOS PARA CONSTRUÇÃO DOS CENÁRIOS DA PROCURA

Em termos gerais, o processo de construção dos cenários de evolução de médio e longo prazo da procura de gás incorpora a combinação com diferentes níveis de evolução da atividade económica, associados a diferentes perspetivas de desenvolvimento da mobilidade a gás e da eficiência energética. A Figura 2 sistematiza e detalha as diferentes combinações de perspetivas de evolução assumidas na construção de cada cenário, tendo por base os dois eixos referidos.



FIGURA 2 – CARACTERIZAÇÃO DOS DIFERENTES CENÁRIOS

### Cenários macroeconómicos

Os cenários macroeconómicos utilizados nas previsões de procura são da responsabilidade da DGEG e constam do Anexo I – Pressupostos Gerais da DGEG. Em termos práticos, as previsões de evolução do PIB para Portugal são as consideradas no RMSA-E 2021 e configuram as seguintes três hipóteses de evolução:

- **Cenário Superior:** cenário com condições mais favoráveis de crescimento económico baseado, até 2022, nas projeções do Banco de Portugal para o cenário favorável, publicadas em março de 2021. Taxas de evolução do PIB de 4,7% em 2021 e 5,4% em 2022. Para os outros anos foram assumidas taxas de crescimento do PIB de 2,9% em 2023 e de 2,0% deste ano em diante até 2040;
- **Cenário Central:** cenário com condições mais moderadas de crescimento económico baseado, até 2023, nas projeções do Conselho de Finanças Públicas, publicadas em março de 2021. Taxas de evolução do PIB de 3,3% em 2021, 4,9% em 2022 e 2,5% em 2023. Para os outros anos a taxa de crescimento prevista do PIB é de 1,7% até 2040;
- **Cenário Inferior:** cenário com condições menos favoráveis de crescimento económico baseado, até 2022, nas projeções do Banco de Portugal para o cenário adverso, publicadas em março de 2021. Taxas de evolução do PIB de 1,6% em 2021 e 3,2% em 2022. Para os outros anos foram assumidas taxas de crescimento do PIB de 2,0% em 2023 e de 1,5% deste ano em diante até 2040;

## Eficiência energética

O presente exercício de análise de segurança de abastecimento do SNG considera pela primeira vez os impactos sobre a procura de gás da implementação de novas medidas de eficiência energética nos edifícios dos setores Residencial e dos Serviços, tendo por base a Resolução do Conselho de Ministros n.º 8-A/2021, de 3 de fevereiro, que aprova a ELPRE com o objetivo de promover a renovação energética do parque nacional de edifícios existentes, medida fundamental para o cumprimento dos objetivos nacionais em matéria de energia e clima.

Em concreto, a consideração do disposto na ELPRE em termos de eficiência energética impacta no consumo do MC, nomeadamente nos setores Residencial e de Serviços. Em termos práticos, consideraram-se dois cenários distintos, sendo que o cenário Ambição encontra-se alinhado com os objetivos definidos pela ELPRE para os horizontes de 2030 e 2040 e o cenário Conservador considera 80% da execução dos objetivos traçados para o cenário Ambição. Na Figura 3 apresenta-se a evolução das poupanças de energia ao nível do consumo de gás no período 2021-2040, para o setor Residencial e Serviços.

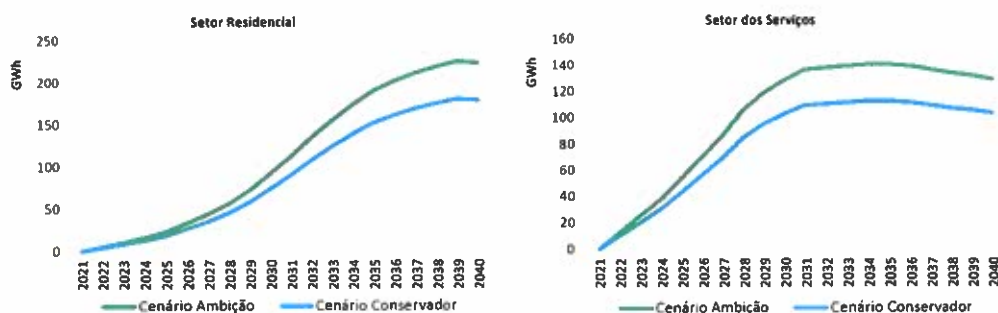


FIGURA 3 – EVOLUÇÃO PREVISTA DAS POUPANÇAS DE GÁS ANUAIS INCREMENTAIS

## Mobilidade a Gás

Foram estudados os impactos sobre a procura de gás decorrente da penetração deste combustível no segmento rodoviário de pesados de passageiros e de pesados de mercadorias e no segmento do transporte marítimo, não tendo sido ponderado para este efeito o segmento de veículos ligeiros, considerando-se a evolução da procura neste domínio despiciente quando comparada com os segmentos dos veículos pesados.

A evolução prevista do número de veículos pesados a gás até 2040 foi considerada em dois cenários distintos, conforme consta do documento de pressupostos gerais da DGEG, os quais se apresentam na Figura 4, sendo que o cenário Conservador prevê uma evolução mais conservadora da penetração de veículos a gás, comparativamente com o cenário Ambição. Em relação ao exercício anterior prevê-se uma menor penetração da mobilidade a gás resultante do desenvolvimento continuado e que se perspectiva de outras soluções tecnológicas que competem com as soluções a gás.

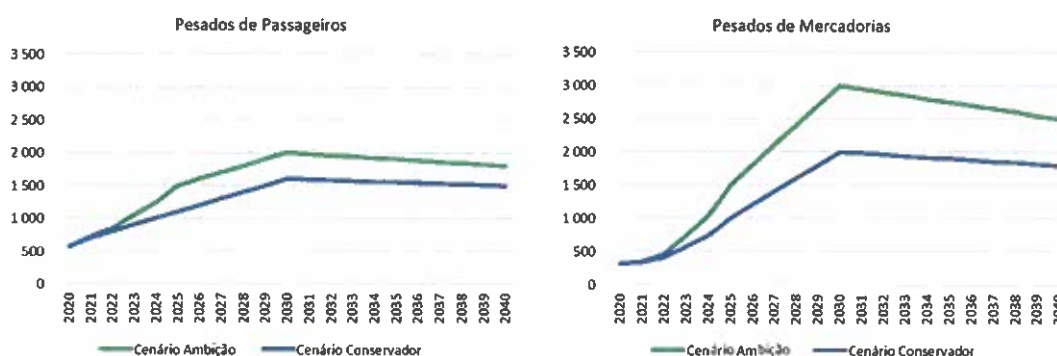


FIGURA 4 – EVOLUÇÃO PREVISTA NO NÚMERO DE PESADOS A GÁS

Destas assunções resulta a procura de gás ilustrada na Figura 5 para os cenários desenvolvidos.

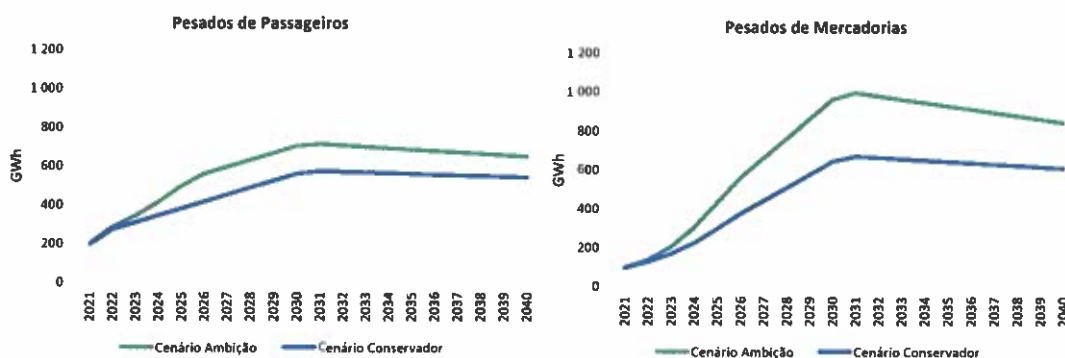


FIGURA 5 – EVOLUÇÃO PREVISTA DA PROCURA DE GÁS PARA A MOBILIDADE TERRESTRE

Relativamente ao segmento do transporte marítimo, o número de encomendas de navios de cruzeiro e de mercadorias movidos a GNL perspetivadas a nível mundial é expressivo, (estima-se entre 124, em 2021, e 233, em 2026, de acordo com a GASNAM<sup>1</sup>), tendo o mesmo sido potenciado por regras cada vez mais restritivas impostas pela Organização Marítima Internacional<sup>2</sup>. O GNL é o combustível que melhor responde no imediato a estas condições, existindo um relativo consenso de que é uma solução a prazo, dada a inexistência de alternativas que possam corresponder ao perfil e à escala de utilização internacional.

Para efeitos de estudos de segurança de abastecimento, consideram-se dois cenários de evolução da procura de GNL pelo transporte marítimo, conforme os pressupostos gerais da DGEG e tendo em conta o previsível desenvolvimento de infraestruturas portuárias plasmado no Programa Nacional de Investimentos. Na Figura 6 apresentam-se as prespetivas de evolução da procura de GNL estudadas.

<sup>1</sup> Associação Ibérica para a mobilidade a gás

<sup>2</sup> A partir de 1 de janeiro de 2020 decretou a obrigatoriedade de utilização de combustíveis com um teor de enxofre inferior a 0,5%

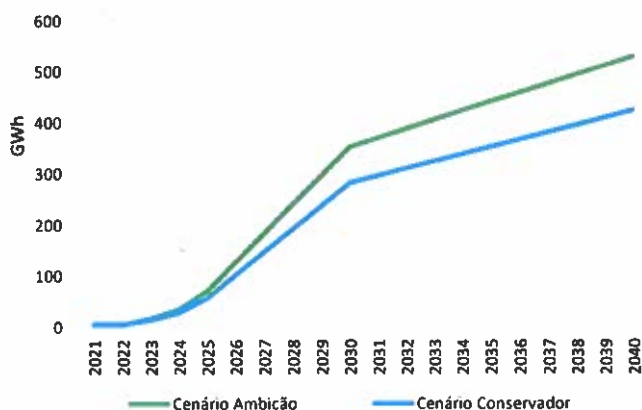


FIGURA 6 – EVOLUÇÃO PREVISTA DA PROCURA DE GNL ASSOCIADA AO TRASPORTE MARÍTIMO

### Cogeração

As perspetivas de evolução do consumo de gás no setor da Cogeração incorporam os cenários de evolução da potência instalada em cogeração não renovável considerados no RMSA-E 2021, as quais apresentam uma tendência decrescente ao longo do período em análise, resultando no decréscimo da procura de gás neste setor. Esta tendência de redução está alinhada com o que atualmente já se verifica no setor, sendo que até julho de 2021 foram desclassificadas 5 centrais de cogeração a gás, num total de 8,5 MW, e as entregas de eletricidade à rede reduziram-se em cerca de 4,0%<sup>3</sup>.

Na Figura 7 ilustram-se duas perspetivas de evolução do consumo de gás neste setor, uma para o cenário Ambição, outra para o cenário Conservador.

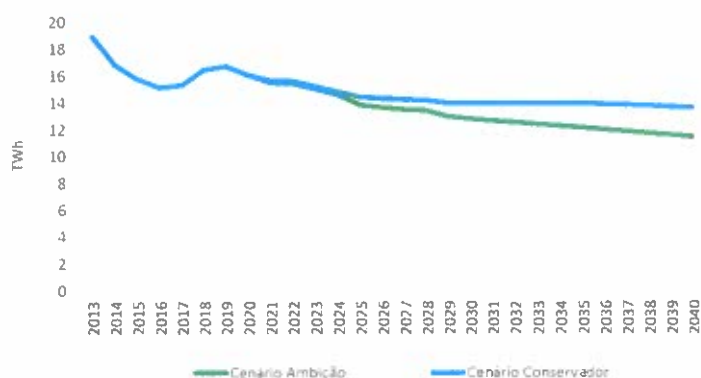


FIGURA 7 - EVOLUÇÃO PREVISTA DA PROCURA ANUAL DE GÁS NO SETOR DA COGERAÇÃO

<sup>3</sup> Mais recentemente, a confirmar esta tendência em 2021 está a redução em 9% das entregas à rede pela cogeração até ao dia 22 de outubro, face ao período homólogo de 2020.

## Mercado de electricidade

Os cenários de evolução da procura de gás no mercado de electricidade (correspondente à produção em regime ordinário do sector Elétrico) têm por base os estudos desenvolvidos no contexto do RMSA-E 2021<sup>4</sup>. Para este efeito foram consideradas duas trajetórias estabelecidas pela DGEG: a Trajetória Conservadora e a Trajetória Ambição

Na Figura 8 ilustra-se a evolução prevista da procura de gás no mercado de electricidade decorrente das taxas de utilização prevista para os grupos a gás em ciclo combinado, para cada cenário estudado.

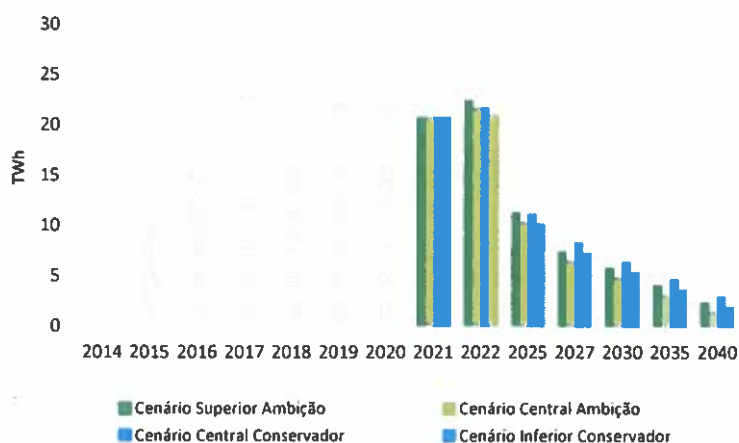


FIGURA 8 – PERSPETIVAS DE EVOLUÇÃO DA PROCURA<sup>5</sup> ANUAL DE GÁS NO MERCADO DE ELETRICIDADE

As perspetivas de evolução do consumo de gás neste mercado são fortemente impactadas pela evolução considerável das FER previstas no RMSA-E 2021, nomeadamente de eólica e de solar, bem como pelas medidas de eficiência energética e aumento do autoconsumo que conduzem a uma redução do consumo de electricidade. Esta situação induz uma tendência de redução na utilização das centrais de ciclo combinado no horizonte em análise. Para o horizonte 2030 as previsões indicam uma procura de gás entre 4,9 TWh e 6,5 TWh, sendo que para 2040 a banda prevista varia entre 1,5 TWh e 3,1 TWh.

## Perspetivas de evolução da procura agregada de gás

As previsões agregadas da procura de gás resultam do somatório das previsões obtidas para os mercados convencional e de electricidade. Na Figura 9 apresenta-se a evolução expectável da procura anual de gás agregada (sem GNL) para os quatro cenários desenvolvidos.

<sup>4</sup> Este exercício tem por base a evolução do SEN, os cenários de evolução da procura de electricidade e os restantes elementos prospetivos indicados pela DGEG e foi efetuado para o horizonte 2022-2040, com detalhe anual nos anos definidos no n.º 2 da alínea a) do artigo 4.º do Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática (2022, 2025 e 2027), bem como 2030 e 2040.

<sup>5</sup> Consideram-se apenas os resultados decorrentes das trajetórias Conservadora e Ambição, para a média dos regimes hidrológicos. O consumo de gás apresentado para o ano de 2035 resulta de interpolação linear entre os valores obtidos para os anos de 2030 e 2040.

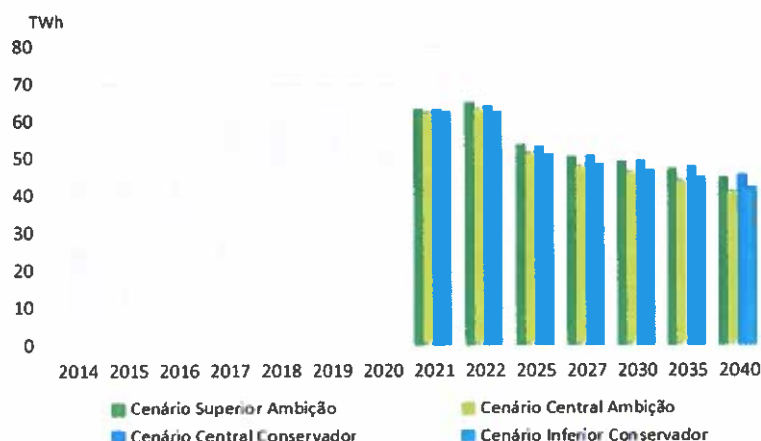


FIGURA 9 - EVOLUÇÃO PREVISTA DA PROCURA ANUAL AGREGADA DE GÁS

Na perspetiva da procura de gás, a progressiva implementação de uma visão integrada na gestão dos sistemas de Gás e de Eletricidade alcança considerável relevância, uma vez que atualmente uma parte da expectável dessa procura destina-se ao mercado de eletricidade, tal como evidenciado no RMSA-E para o período de análise. Já no mercado convencional, o impacto da implementação de medidas de eficiência energética decorrentes da ELPRE e a penetração do gás nos transportes conduzem a efeitos contrários nos vários cenários, mais evidenciados no cenário Ambição.

Em virtude do referido, a partir de 2025, é o cenário Central Conservador a delimitar superiormente a procura prevista de gás, sendo o cenário Central Ambição o que delimita inferiormente a procura prevista de gás. Função dos diferentes cenários, estima-se que a procura de gás varie entre 47 TWh e 49 TWh em 2030 e entre 42 TWh e 46 TWh em 2040.

No que respeita às previsões de evolução da procura de GNL (tipicamente por UAG para redes de distribuição, clientes individuais, mobilidade e consumos da Madeira), estas apresentam-se na Figura 10.

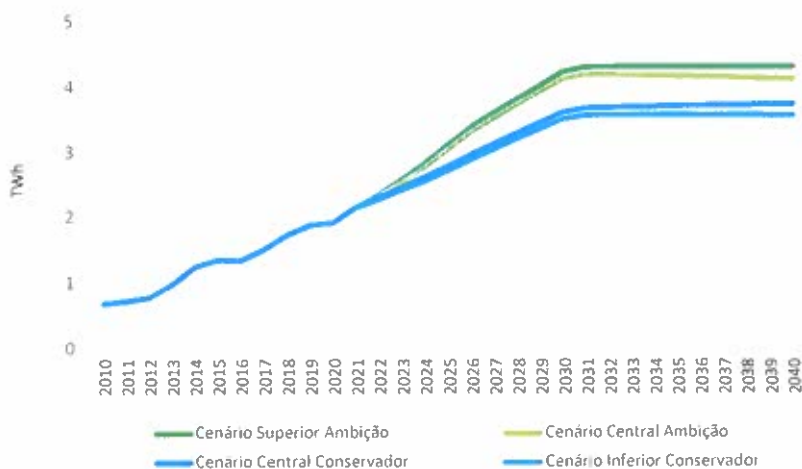


FIGURA 10 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DA PROCURA ANUAL DE GNL (COM MADEIRA)

Nos cenários Ambição prevê-se que em 2030 a procura de GNL duplique face aos valores atuais. A amplitude entre os cenários que delimitam as previsões é de 620 GWh em 2030 e 750 GWh em 2040. A mobilidade, terrestre e marítima, representa no mercado de GNL entre 36% e 44% no horizonte 2030, mantendo-se praticamente constante até ao horizonte 2040. Quanto à procura dos novos polos decorrente das novas licenças, o seu peso no mercado de GNL varia entre 5,2% e 6,0% no horizonte 2030 e entre 6,1% e 6,7% no horizonte 2040.

## 3.2. PONTAS DA PROCURA DIÁRIA

As pontas da procura de gás apresentadas neste relatório correspondem à procura diária máxima que poderá ocorrer num determinado ano, considerando, com base na experiência operacional obtida ao longo dos anos, que a capacidade de armazenamento da RNTG é suficiente para acomodar as variações intradiárias da procura, isto é, permite, com segurança e numa ótica de análise de capacidade de longo prazo, prescindir da procura máxima horária e utilizar a procura máxima diária<sup>6</sup>.

### Mercado Convencional

Para efeitos da análise de adequação das infraestruturas a efetuar no âmbito do relatório de monitorização da segurança de abastecimento, desagregam-se as pontas diárias máximas do mercado convencional em mercado convencional sem GNL e mercado de GNL, sendo o GNL transportado tipicamente por camiões-cisternas para abastecimento das UAG. Assim, para cada segmento, e para cada cenário de evolução da procura anual, foram desenvolvidos os seguintes cenários de evolução das pontas:

- **Mercado convencional sem GNL: Ponta Provável e Ponta Extrema.**

Ponta Provável: suporta-se num modelo de redes neuronais que calcula a procura diária ajustada com base nas temperaturas médias históricas de cada um dos dias do ano. O objetivo é expurgar as variações da procura do efeito de temperatura e assim calcular a relação entre os dias de maior procura e a procura anual que seja válido numa previsão em que se assume a ocorrência de temperaturas médias. Para tal estimou-se um modelo de redes neuronais que utiliza as temperaturas médias e variáveis de calendário para explicar a série da procura (expurgada de tendência). Comparando o ajustamento das pontas anuais destes modelos – considerando condições médias de temperatura - com a procura anual (histórica) calcularam-se os pesos que as pontas ajustadas têm em relação à procura anual verificada. Observa-se que essa relação é relativamente estável sendo, em condições normais de temperatura, de 0,35%.

Ponta Extrema: calculada de acordo com as normas relativas às infraestruturas (nº1 do artigo 5º) do Regulamento (UE) 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 é uma vez em vinte anos.

---

<sup>6</sup> Metodologia seguida pela grande maioria dos TSO congéneres europeus.



o **Mercado de GNL (tipicamente UAG): Ponta Provável; Ponta Extrema**

Ponta Provável: a determinação da Ponta Provável para o mercado de GNL é calculada na ótica das cargas de gás dos camiões-cisterna no TGNL de Sines e não na ótica do consumo. Assim, as pontas previstas para este segmento são calculadas com base numa média, para o período 2015-2020, do rácio anual entre um valor máximo diário e as cargas anuais verificadas, sendo o valor máximo em cada ano resultante da média dos 20 casos mais gravosos da média móvel de 2 dias (média entre o próprio dia e o dia anterior) das cargas de cisternas no TGNL de Sines.

Ponta Extrema: calculada de acordo com as normas relativas às infraestruturas (nº1 do artigo 5º) do Regulamento (UE) 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho, correspondendo, em cada ano, a um dia de procura de gás excecionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência é uma vez em vinte anos. Neste caso mantém-se a mesma relação entre ponta provável e ponta extrema do mercado convencional sem GNL.

**Mercado de Eletricidade: Ponta Provável; Ponta Extrema**

Ponta Provável: corresponde ao dia de maior procura de GN com probabilidade de ser excedido de 5%;

Ponta Extrema: considera-se a procura de gás máxima horária resultante em cada estádio analisado, com probabilidade de ser excedido em 5%, combinado com um fator de carga da procura de gás 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 a procura de gás pelas CCGT nas respetivas pontas prováveis apontou, desde logo, para valores superiores a 85%.

**Pontas agregadas de gás (SNG) e pontas de GNL (UAG)**

Para determinação das pontas da procura agregadas na ótica do aprovisionamento através da RNTG soma-se a procura máxima diária de gás prevista para o mercado convencional sem GNL com a procura máxima diária prevista para o mercado da eletricidade, assumindo um fator de simultaneidade igual a um. Para efeitos da determinação das pontas no mercado de GNL, ótica das UAG, procede-se conforme referido em cima. Neste sentido na Figura 11 apresentam-se as pontas agregadas da procura de gás (sem GNL) previstas para o período 2022-2040.

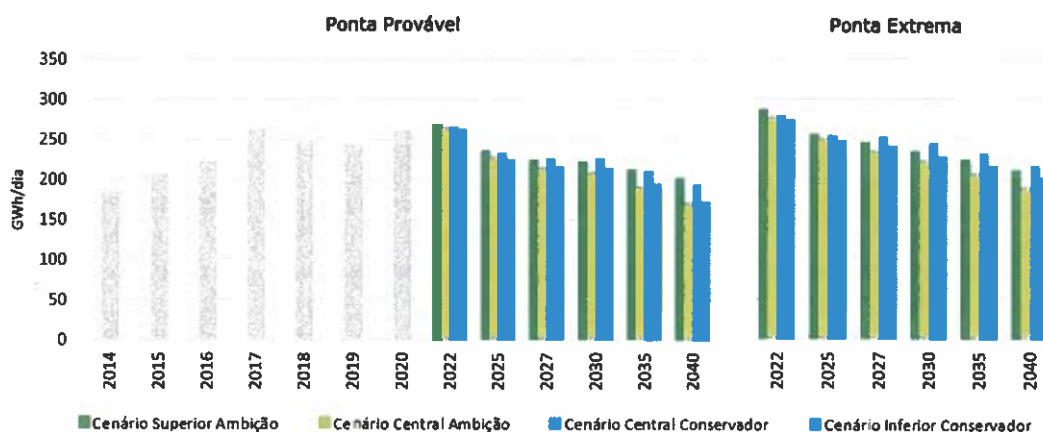


FIGURA 11 - EVOLUÇÃO DAS PONTAS DA PROCURA DIÁRIA DE GÁS AGREGADAS (SEM GNL)

Quanto ao mercado de GNL, ilustram-se na Figura 12 as pontas diárias de consumo.

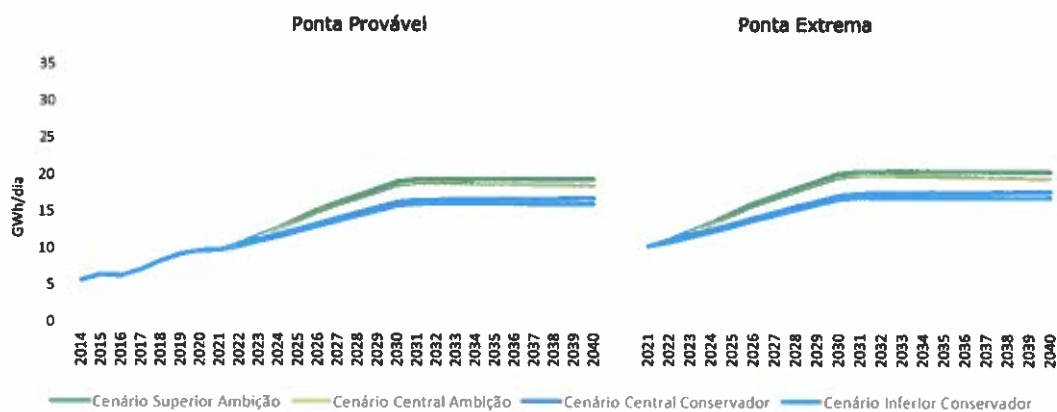


FIGURA 12 - EVOLUÇÃO DAS PONTAS DA PROCURA DIÁRIA DE GNL

### 3.3. OFERTA

O presente exercício do RMSA-G 2021 considera os seguintes cenários de evolução da capacidade de oferta na RNTIAT, conforme o estabelecido nos Pressupostos Gerais da DGE:

- **Evolução Expectável**, no qual se considera a evolução esperada da capacidade de oferta da RNTIAT, incluindo a concretização da 1.ª fase da 3.ª interligação entre Portugal e Espanha e da Estação de Compressão do Carregado (que permitiria aumentar a capacidade de oferta do Terminal GNL de Sines), a partir de 2030. De referir que a capacidade prevista relativa à 3.ª interligação Portugal-Espanha corresponde apenas à 1.ª fase de um projeto que compreende 3 fases e que a mesma não foi submetida a aprovação no âmbito do PDIRG 2021 (período 2022-2031), deixando para o PDIRG 2023 (período 2024-2033) a possível reintrodução destes projetos, dependendo da evolução e desenvolvimento do mercado de gás a nível nacional e europeu.
- **Teste de Stress**, no qual se considera o sistema existente.

No que se refere aos gases renováveis, elemento fundamental para a progressiva descarbonização do SNG, foram publicados a EN-H<sub>2</sub> e o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece a organização e o funcionamento do SNG e o respetivo regime jurídico, ambos com potenciais futuros impactos ao nível da segurança de abastecimento.

Não obstante esta situação, existe ainda alguma incerteza sobre o ritmo de desenvolvimento dos gases renováveis, pelo que, numa ótica de segurança de abastecimento, os pressupostos da DGEG consideram apenas a informação mais recente disponível, 15 de julho de 2021, relativa à capacidade previsível de injeção na RPG (RNTG e RNDG), razão pela qual não se considera esta vertente para efeitos de segurança de abastecimento. Em futuros exercícios, e com o incremento da introdução de gases renováveis na RPG, a metodologia de cálculo de capacidade será reavaliada.

O cenário de evolução expectável da capacidade de oferta da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT), do ponto de vista da capacidade de ponta e do armazenamento, é ilustrado na Figura 13 e na Figura 14, respetivamente. No que respeita ao Teste de Stress, considera-se a manutenção da atual capacidade de oferta proporcionada pela RNTIAT no sistema existente, uma vez que não existe nova capacidade em construção ou cuja construção se inicie até final de 2021.

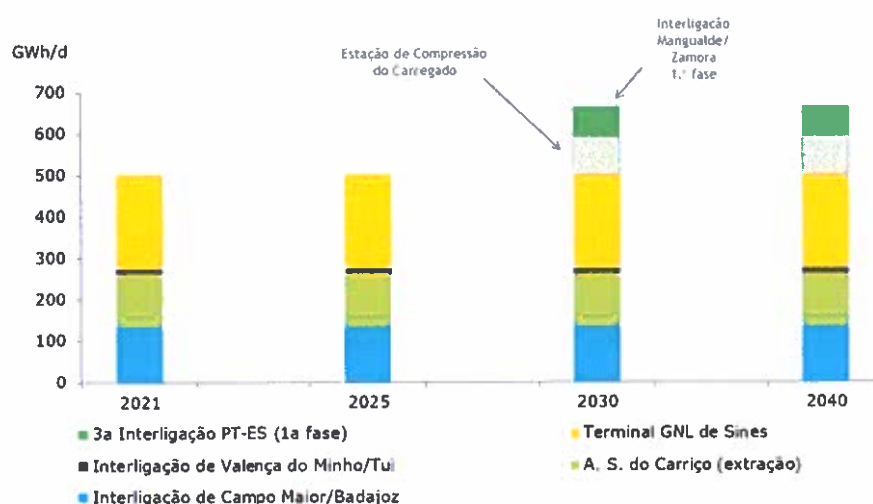


FIGURA 13: EVOLUÇÃO EXPETÁVEL DA CAPACIDADE NA PONTA DA RNTIAT

Os valores apresentados representam capacidades técnicas máximas. No caso particular do Terminal GNL de Sines, a sua capacidade de regaseificação para a RNTG está limitada a 229 GWh/d pelo sistema de transporte em alta pressão, sendo esta restrição apenas eliminada e potenciada para 321 GWh/d após a entrada em serviço da Estação de Compressão do Carregado (prevista a partir de 2030).

Relativamente às interligações entre Portugal e Espanha, não obstante a capacidade técnica máxima seja de 164,2 GWh/d, é indicada a capacidade de 144,0 GWh/d anunciada no *Virtual Interconnection Point* (VIP) entre os dois sistemas, correspondentes a 134,0 GWh/d em Campo Maior adicionado de 10,0 GWh/d em Valença do Minho.

A capacidade de extração no Armazenamento Subterrâneo do Carricho é de 129 GWh/d, passível de ser utilizada em situações críticas e corresponde à sua disponibilidade para um volume operacional superior a 60%. No caso de volumes operacionais inferiores, esta capacidade reduz-se e é limitada a 71 GWh/d.

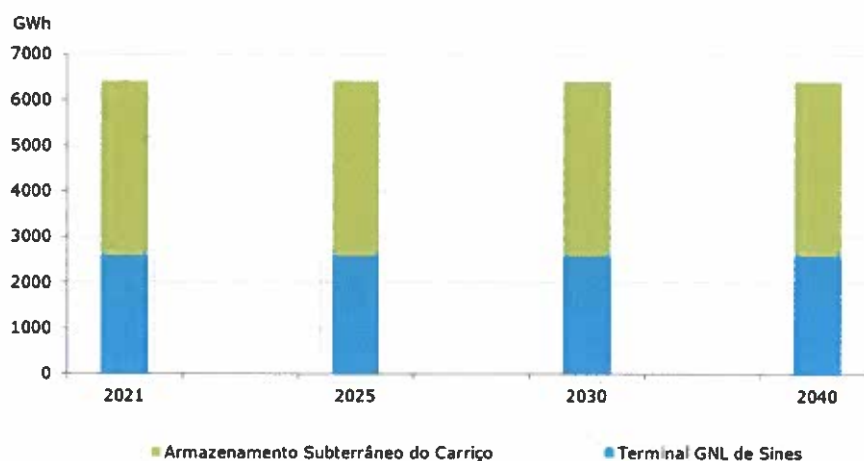


FIGURA 14: EVOLUÇÃO EXPETÁVEL DO ARMAZENAMENTO DA RNTIAT

Quanto ao armazenamento, não se prevê qualquer evolução da capacidade até 2040, mantendo-se as atuais 6 cavernas do Armazenamento Subterrâneo do Carricho (3 839 GWh) e os 3 tanques do Terminal GNL de Sines (2 569 GWh), pelo que, nesta perspectiva, os cenários Evolução Expectável e Teste de Stress são idênticos.



4

## TRAJETÓRIAS DE EVOLUÇÃO

REN 

Os estudos de segurança de abastecimento do SNG no período 2022-2040 incidem sobre as seguintes trajetórias definidas pela DGEG e alinhadas com as análises desenvolvidas no âmbito do RMSA E 2021:

- **Trajetoária Conservadora** - assumindo a evolução expetável da capacidade de oferta da RNTIAT e o cenário Central Conservador da procura que, no caso do Mercado de Eletricidade, corresponde à trajetória Conservadora do RMSA-E 2021, que considera o descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás da Tapada do Outeiro até final de 2029;
- **Trajetoária Ambição** - assumindo a evolução expetável da capacidade de oferta da RNTIAT e o cenário Central Ambição da procura que, no caso do Mercado de Eletricidade, corresponde à trajetória Ambição do RMSA-E 2021, que considera o descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás da Tapada do Outeiro até final de 2029. Para esta trajetória é efetuada ainda uma sensibilidade à procura, assumindo o cenário Superior Ambição;
- **Teste de Stress** – assumindo a capacidade de oferta existente da RNTIAT e o cenário Superior Ambição da procura que, a médio prazo (até 2025), corresponde à situação mais exigente do ponto de vista de segurança de abastecimento. Sobre o Teste de Stress é efetuada ainda uma sensibilidade à procura, assumindo o cenário Central Conservador.

Para as trajetórias Conservadora e Ambição procede-se à avaliação das condições de segurança de abastecimento nas formas de gás (aprovisionado através da RNTG) e de GNL (aprovisionado através das UAG), tendo em vista o cumprimento do critério N-1 e a suficiência da capacidade de armazenamento na RNTIAT de acordo com os artigos 5.º e 6.º do Regulamento (UE) n.º 2017/1938, respetivamente.

O Teste de Stress tem por objetivo identificar os limites da adequação do sistema de gás existente para abastecimento dos consumos não considerando qualquer reforço de capacidade adicional e os cenários de evolução de consumos mais exigentes.

A Figura 15 resume a evolução do SNG para cada uma das diferentes trajetórias no horizonte em estudo, sublinhando as principais diferenças entre elas.

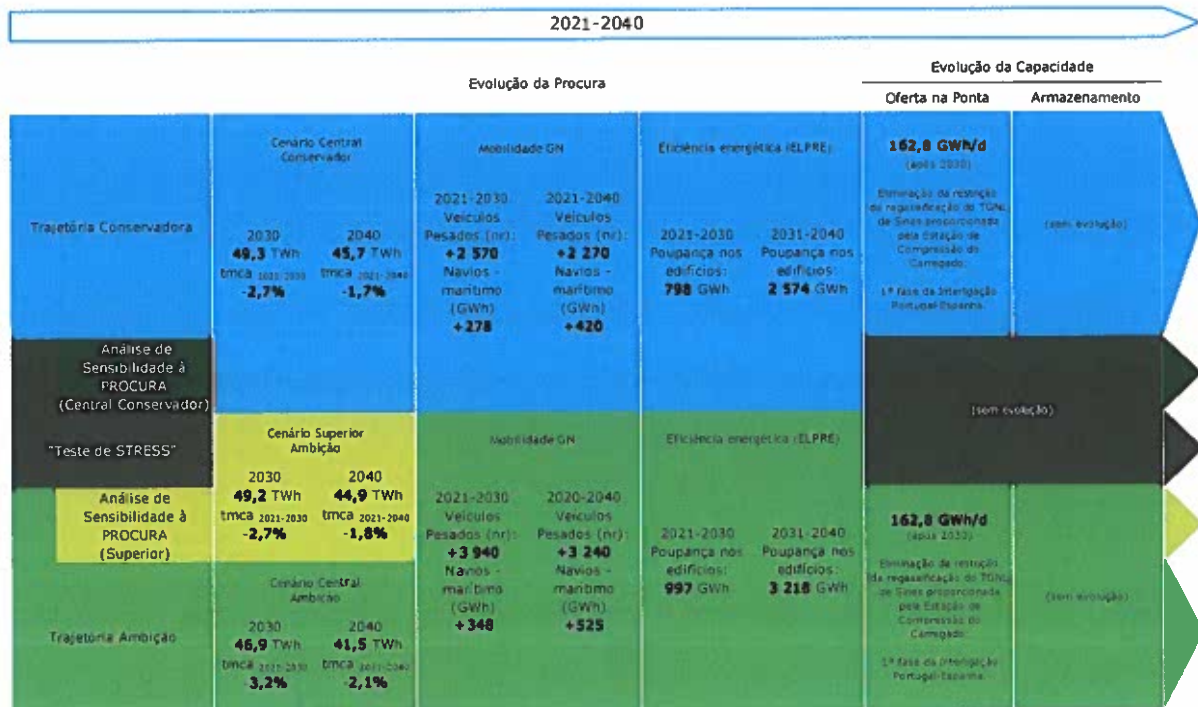


FIGURA 15: CARACTERIZAÇÃO RESUMIDA DAS DIFERENTES TRAJETÓRIAS AVALIADAS

Complementarmente são realizadas as seguintes análises:

- 1) prioridade à Interruptibilidade das centrais termoelétricas de Lares e da Tapada do Outeiro, que dispõem de combustível alternativo;
- 2) redução da capacidade de extração do armazenamento subterrâneo do Carriço que, face a um volume operacional abaixo de 60% do armazenamento, fica limitado a 71,4 GWh/d (em vez de 128,6 GWh/d);
- 3) a consideração de uma capacidade de importação de 30 GWh/d em Valença do Minho, ao invés dos 10 GWh/d, indicados no capítulo anterior.



5

**RESULTADOS DOS  
ESTUDOS SOBRE A  
EVOLUÇÃO DO SNG**

REN 



## 5.1. SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO – PERSPETIVA CAP. DE PONTA

Nesta secção apresentam-se os resultados dos estudos sobre a monitorização da segurança de abastecimento do SNG, nomeadamente nas vertentes aprovisionamento de Consumos via RNTG e via UAG.

### Aprovisionamento de Consumos via RNTG

No curto prazo, as atuais infraestruturas de oferta para abastecimento do gás através da RNTG não permitem dar cumprimento às normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 aplicáveis às infraestruturas (Artigo 5.º). Com efeito, do cálculo da fórmula N-1 (falha do Terminal GNL de Sines, correspondente a 46% da capacidade da RNTIAT e ocorrência de pontas excepcionalmente elevadas), resulta um valor inferior a 100% em 2022.

Esta situação altera-se a prazo, demonstrando os estudos para o horizonte de 2025, que este incumprimento será ultrapassado em função do decréscimo de consumo de gás da cogeração, das medidas de eficiência energética e do Mercado da Eletricidade, este último fortemente influenciado pela expansão das Fontes de Energia Renovável no SEN.

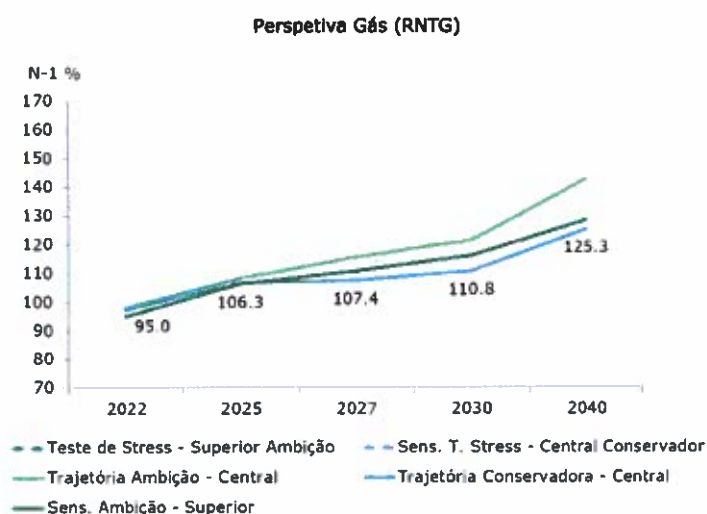


FIGURA 16: FÓRMULA N-1 APLICADA NA PERSPETIVA DO GÁS (RNTG)

Atualmente não existe um quadro legal ou regulamentar que permita ativar a interruptibilidade das centrais de ciclo combinado de Lares e da Tapada do Outeiro em regime de mercado. Na prática, entende-se que pode ser forçada a paragem do abastecimento de gás apenas em regime de emergência, não se tratando inequivocamente de uma medida de gestão da procura baseada no mercado. Não obstante, enquanto abordagem teórica, avalia-se esta possibilidade perante a

ocorrência de dias de procura excepcionalmente elevada conjugada com a falha da maior infraestrutura, considerando duas hipóteses:

- Máxima interruptibilidade: sem impactes no mercado elétrico, i.e., mantendo a ordem de mérito das centrais termoelétricas inalterada, apenas substituindo o gás que seria consumido nas centrais de Lares e da Tapada do Outeiro por combustível alternativo (gasóleo);
- Mínima interruptibilidade: com impactes no mercado elétrico, i.e., reajustando as ordens de mérito e produção das restantes centrais de ciclo combinado a gás, de forma a substituir até aos limites da capacidade instalada a produção das centrais de Lares e da Tapada do Outeiro<sup>7</sup>.

Nas duas hipóteses analisadas, caso seja dada prioridade ao funcionamento das centrais de Lares e da Tapada do Outeiro consumindo combustível de *backup* alternativo, é possível respeitar o critério de segurança de abastecimento (resultado da aplicação da fórmula N-1 superior a 100%) em qualquer das trajetórias analisadas.

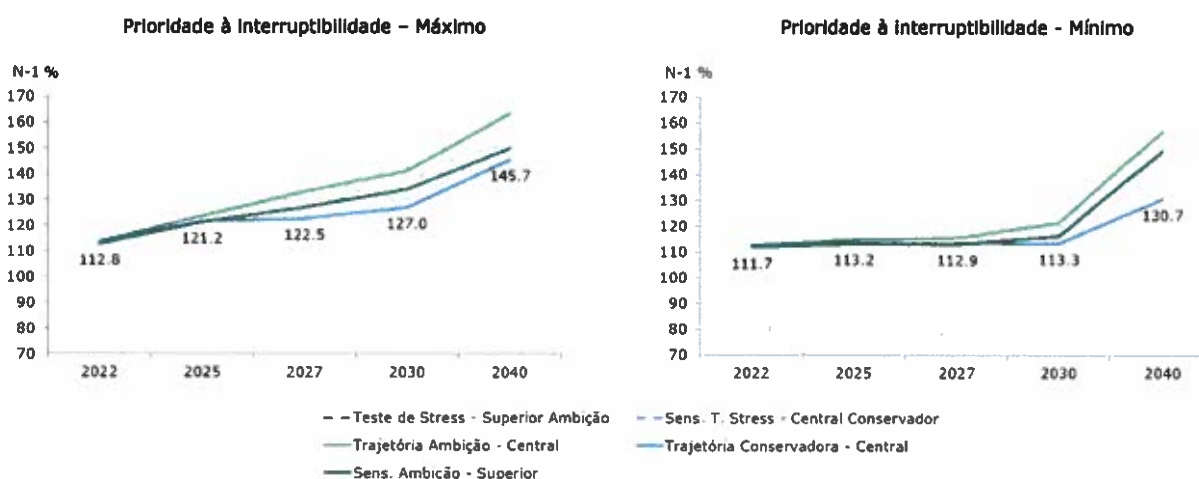


FIGURA 17: FÓRMULA N-1 APLICADA NA PERSPETIVA DO GÁS (RNTG), RECORRENDO À INTERRUPTIBILIDADE DAS CENTRAIS TERMOELÉTRICAS DE LARES E TAPADA DO OUTEIRO

No entanto, caso se verifiquem restrições na capacidade de extração no Armazenamento Subterrâneo (AS) do Cariço, limitada a 71,4 GWh/d (quando o volume operacional do AS se situe abaixo dos 60%), ambas as hipóteses de ativação da interruptibilidade são insuficientes para cumprimento do critério N-1, situação que os estudos demonstram verificar-se até 2030. Nestas condições, o reforço da capacidade de oferta de 70 GWh/dia proporcionado pela 1ª fase da Interligação Mangualde-Zamora permitiria respeitar o critério de segurança de abastecimento, sendo que, no atual quadro de incerteza, a concretização daquela infraestrutura não se afigura possível antes de 2030 (na Figura 18, do lado direito, ilustra-se o impacto que esta infraestrutura tem na aplicação da fórmula N-1 em 2030).

<sup>7</sup> Estima-se que os encargos variáveis de produção das centrais de Lares e da Tapada do Outeiro utilizando gasóleo sejam substancialmente superiores aos correspondentes à utilização de gás porquanto, nestas condições, a ordem de mérito destas centrais posiciona-as como das menos competitivas a nível Ibérico.

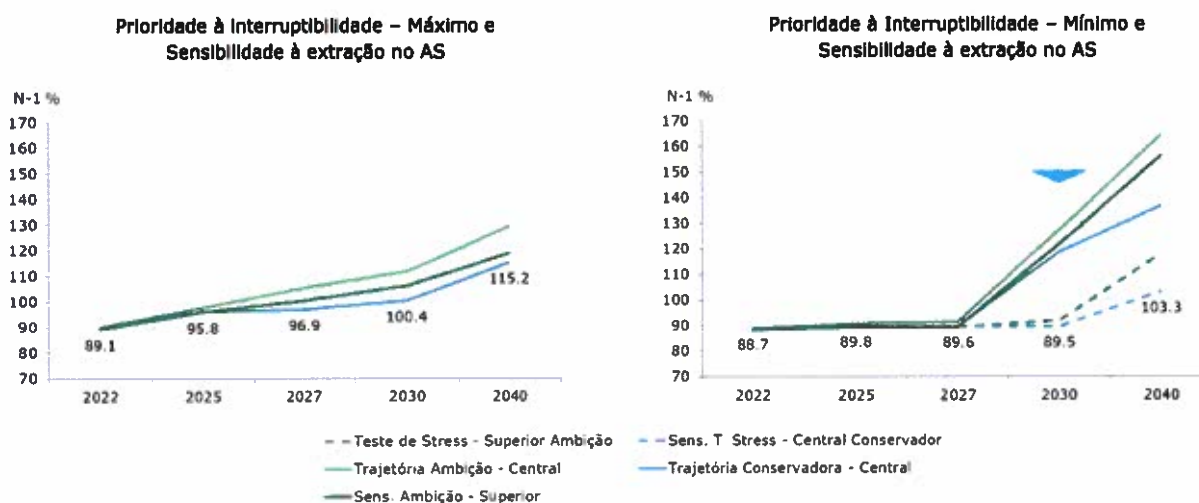


FIGURA 18: FÓRMULA N-1 APLICADA NA PERSPETIVA DO GÁS (RNTG), RECORRENDO À INTERRUPTIBILIDADE, COM LIMITAÇÕES NA EXTRAÇÃO NO AS

Na Figura 19 constata-se que, com as atuais infraestruturas de oferta e sem a possibilidade de ativação da interruptibilidade das centrais de Lares e da Tapada do Outeiro, na eventual limitação da capacidade de extração de gás no AS do Carrigo, a fórmula N-1 sofre uma redução assinalável, afigurando-se que permaneça inferior a 100% no período em análise, caso não seja reforçada a capacidade de oferta da RNTIAT.

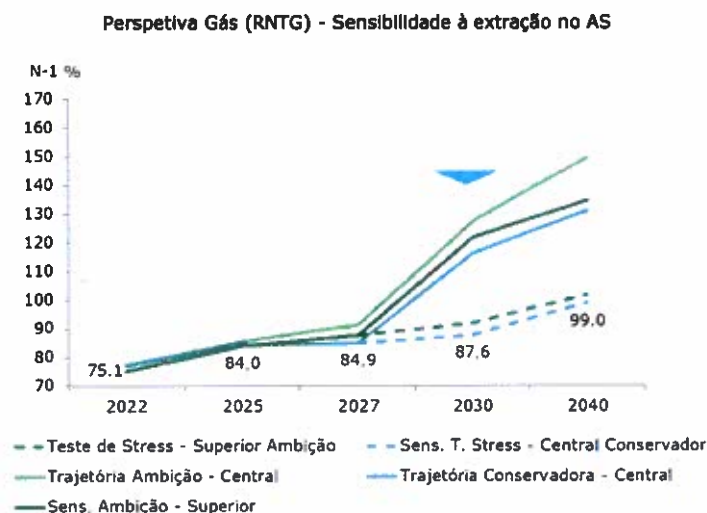


FIGURA 19: FÓRMULA N-1 APLICADA NA PERSPETIVA DO GÁS (RNTG), COM LIMITAÇÕES NA EXTRAÇÃO NO AS

Nas trajetórias Conservadora e Ambição, bem como na hipótese de ocorrência do cenário da procura Superior Ambição, o eventual reforço em 2030 da capacidade de oferta possibilitado pela 3ª Interligação com Espanha, permitiria respeitar o critério de segurança de abastecimento a partir dessa data.

A capacidade comercial total de importação atualmente anunciada no *Virtual Interconnection Point* (VIP) Ibérico e assumida nos estudos desenvolvidos corresponde a 144 GWh/d, considerando as diversas maturidades dos produtos de capacidade disponibilizados ao mercado. Sobre este ponto é importante notar que a maximização da correspondente capacidade técnica no sentido Espanha-Portugal depende de condições operacionais que são avaliadas permanentemente pelos Operadores das Redes de Transporte (ORT) de ambos os sistemas, face a restrições que se podem colocar quando as quantidades transportadas ultrapassam 134 GWh/dia, considerando a contribuição de cada interligação física para a capacidade do VIP.

Dado que a capacidade de importação através de Valença do Minho considerada até 2013 se cifrava em 30 GWh/d, foi efetuada uma simulação adicional, a título de análise de sensibilidade das Normas Relativas às Infraestruturas (N-1), com uma capacidade de importação do VIP correspondente a um valor de 164 GWh/d (resultado do somatório de 134 GWh/d em Campo Maior e 30 GWh/d em Valença do Minho), independentemente de ser conhecido que tal valor não é firme e que apenas poderá ser atingido pontualmente em circunstâncias excecionais. Esta situação encontra-se formalmente identificada pelos Operadores das Redes de Transporte (ORT) de Portugal e Espanha, bem como pelos Reguladores de ambos os países.

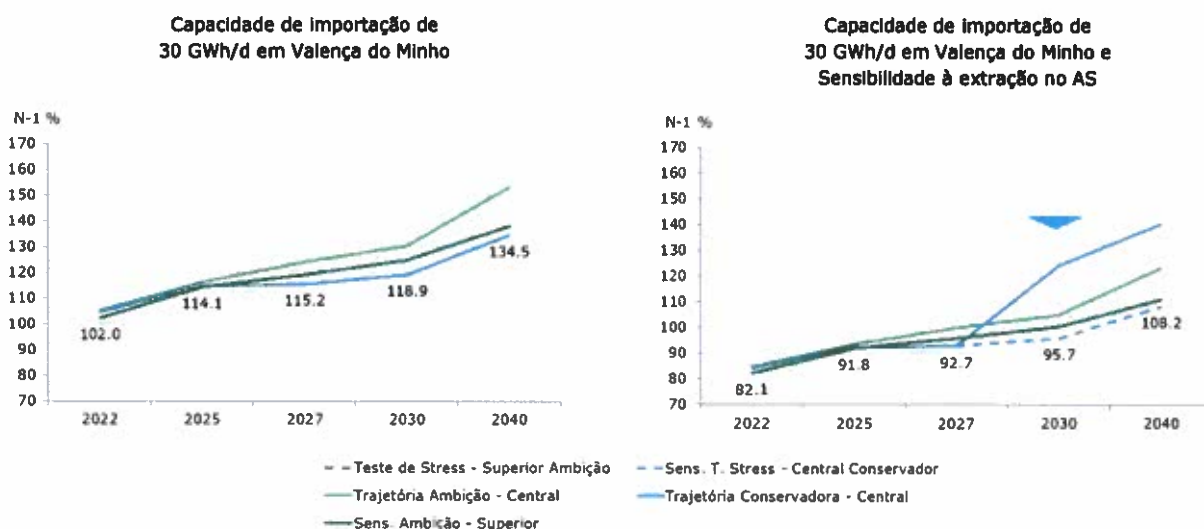


FIGURA 20: FÓRMULA N-1 APLICADA NA PERSPETIVA DO GÁS (RNTG), CONSIDERANDO UMA CAPACIDADE DE IMPORTAÇÃO DE 30 GWh/d EM VALENÇA DO MINHO

Da análise efetuada, caso exista a possibilidade de entrada de 30 GWh/d pela Interligação de Valença do Minho (Figura 20, do lado esquerdo), a fórmula N-1 é sempre cumprida. No entanto, a existência de eventuais limitações na extração do AS impactam negativamente na capacidade do SNG (Figura 20, do lado direito), pelo que apesar do acréscimo de capacidade de 20 GWh/d assumido por Valença do Minho, a fórmula N-1 não é cumprida, particularmente no período 2022-2030.

### Aprovisionamento de Consumos via UAG

O aprovisionamento de GNL às UAG em território nacional (incluindo Madeira) é realizado a partir do Terminal GNL de Sines através do carregamento de camiões cisterna (contentores ISO no caso da Madeira), para o que dispõe de três baías de enchimento, com uma capacidade total de 10,4 GWh/d (36 cisternas diárias). A utilização desta infraestrutura tem vindo a aumentar de forma consistente desde 2017, evoluindo de uma média de 14 para 18 enchimentos/dia em 2020 e com taxas de utilização da capacidade diária superiores a 80% em cerca de 14% do tempo, em 2020 e em 2021<sup>8</sup>. Por outro lado, é de registar que, em caso de paragem prolongada do Terminal GNL de Sines, os consumos em território nacional ficam totalmente dependentes do aprovisionamento via Espanha.

Considerando as perspetivas de evolução da procura e pontas de GNL, no curto prazo (2022), a atual capacidade de carregamento de cisternas no Terminal GNL de Sines é suficiente para cobrir a Ponta Provável. No entanto, nos anos seguintes e mantendo as atuais condições operacionais, perspetiva-se que seja necessário reforçar a oferta para abastecimento das UAG, bem como dotar o TGNL de maior resiliência nas suas operações, em particular em situação de contingência ao nível das baías de enchimento. O reforço da capacidade de carregamento para 48 cisternas/dia, através de uma baía de enchimento adicional, permitiria cobrir as necessidades das pontas prováveis estimadas até 2025, para além de mitigar eventuais problemas decorrentes de paragens das baías em operação.

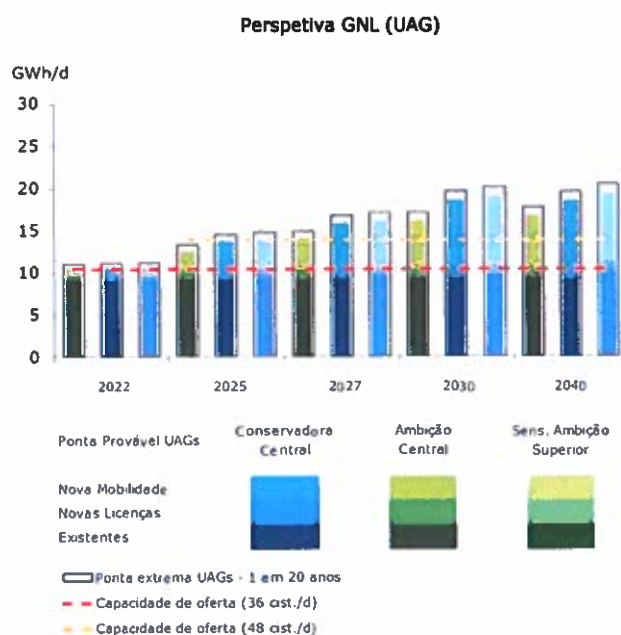


FIGURA 21: CAPACIDADE DO TGNL DE SINES PARA ABASTECIMENTO DE GNL ÀS UAG (ENCHIMENTO DE CAMIÕES CISTERNA)

<sup>8</sup> Relativamente a 2021 considera-se os dados apurados até ao 11/10/2021

## 5.2. SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO – PERSPETIVA CAP. ARMAZENAMENTO

Para efeito do aprovisionamento das quantidades mínimas de reservas de segurança do SNG calculadas de acordo com a situação mais exigente prevista no Artigo 6.º do Regulamento (UE) 2017/1938, o gás que abastece os consumos através da RNTG pode ser armazenado nas cavernas de AS no CARRIÇO e nos tanques do Terminal GNL de Sines. Por sua vez, o GNL que tem como destino as UAG só pode ser armazenado em grandes quantidades no Terminal GNL de Sines. Neste caso, além das necessidades das UAG localizadas em Portugal Continental, é também incluído o aprovisionamento para 30 dias de consumo médio da UAG da Ilha da Madeira, dado que o seu abastecimento é feito a partir de Sines.

Da análise à suficiência das infraestruturas de armazenamento da RNTIAT, constata-se que a capacidade atual é suficiente para aprovisionar as reservas de segurança em todo o horizonte de estudo, independentemente da trajetória. Do ponto de vista do gás aprovisionado através da RNTG, o armazenamento subterrâneo do complexo do CARRIÇO é, por si só, suficiente para superar eventuais situações críticas prolongadas no tempo. Relativamente ao GNL para aprovisionamento das UAG (incluindo a ilha da Madeira), as necessidades de armazenamento não excedem 5% da capacidade disponibilizada pelos atuais tanques do Terminal GNL de Sines.

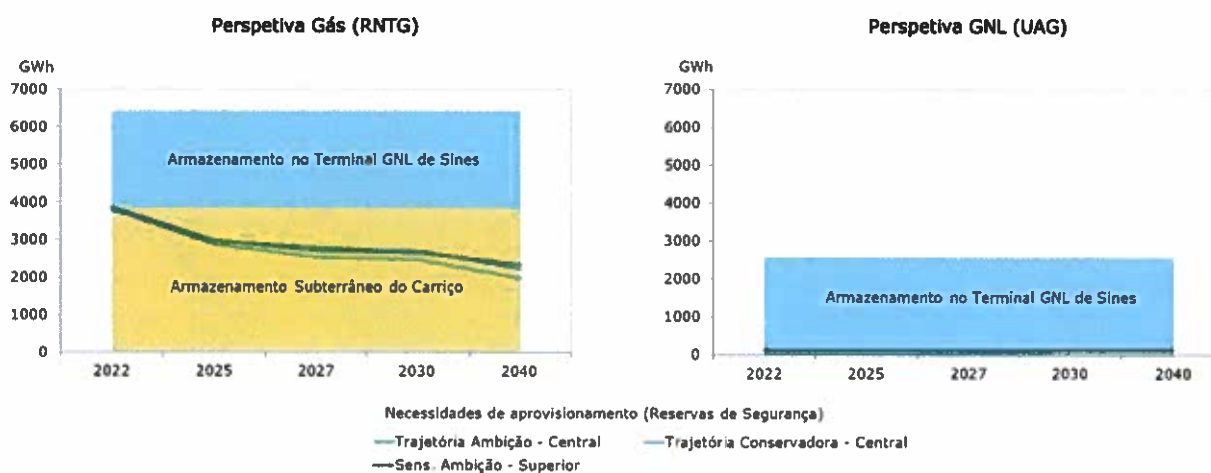


FIGURA 22: CAPACIDADE DA RNTIAT PARA APROVISIONAMENTO DAS RESERVAS DE SEGURANÇA DO SNG



6

# CONSIDERAÇÕES FINAIS

REN

Como principais considerações finais sobre os estudos de monitorização da segurança de abastecimento do SNG para o período 2022-2040, destacam-se as seguintes:

- ✓ No curto prazo, no caso da falha do Terminal GNL de Sines (fórmula N-1), que corresponde a 46% da capacidade da RNTIAT e na ocorrência de pontas excecionalmente elevadas, as atuais infraestruturas de oferta não permitem dar cumprimento ao critério de segurança de abastecimento. No entanto, esta situação altera-se a prazo, apontando os estudos para que, a partir de 2025, este incumprimento possa ser ultrapassado devido ao decréscimo de consumo de gás do setor da Cogeração, às medidas de eficiência energética (ELPRE) e à redução da utilização do gás no Mercado da Eletricidade (este último, resultado da expansão das Fontes de Energia Renovável no SEN).
- ✓ A ativação da interruptibilidade das centrais de ciclo combinado de Lares e da Tapada do Outeiro (uma vez que dispõem de combustível alternativo) permite o cumprimento da fórmula N-1 em todo o período em estudo. No entanto, não existe atualmente um quadro legal ou regulamentar que permita ativar a interruptibilidade em regime de mercado, pelo que é oportuno desenvolver os instrumentos legais e regulamentares para garantir o cumprimento da fórmula N-1 no período em análise.
- ✓ Caso se encontre limitada a extração de gás no Armazenamento Subterrâneo (AS) do Carricho a 71,4 GWh/d (situação que ocorre quando o volume operacional do AS se situe abaixo dos 60%), a avaliação da fórmula N-1 sofre uma redução assinalável, afigurando-se que permaneça inferior a 100% caso não seja reforçada a capacidade de oferta da RNTIAT. Nesta situação, mesmo com ativação da interruptibilidade, a fórmula N-1 não é cumprida pelo que apenas um reforço da capacidade de oferta da infraestrutura permitiria o cumprimento do critério da Segurança de Abastecimento, com particular enfoque no período 2022-2030.
- ✓ Em qualquer das trajetórias e sensibilidades analisadas, o reforço da capacidade de oferta de 70 GWh/dia proporcionado pela construção do gasoduto Mangualde-Zamora (parte da 1ª fase da 3ª Interligação) permitiria respeitar o critério de segurança de abastecimento N-1. No entanto, no atual quadro de incerteza, a eventual concretização da 3ª Interligação não se afigura possível antes de 2030.
- ✓ Na possibilidade de entrada de 30 GWh/d pela Interligação de Valença do Minho, ainda que só em circunstâncias excecionais, a fórmula N-1 é cumprida em todo o horizonte do estudo, desde que não ocorram limitações na extração do AS do Carricho.
- ✓ Na perspetiva dos consumos de gás que são fornecidos às UAGs, a partir de GNL transportado desde o TGNL de Sines, a atual capacidade de carregamento de camiões cisterna no TGNL é apenas suficiente para cobrir a Ponta Provável no curto prazo (2022), sublinhando-se, porém, que o sistema não apresenta redundância. A partir dessa data perspetiva-se necessário reforçar aquela infraestrutura, de forma a fazer face ao crescimento da ponta para satisfazer a procura nas UAG. O reforço da capacidade de carregamento para 48 cisternas/dia, através de uma baía de enchimento adicional, permitiria cobrir as necessidades das pontas prováveis estimadas até 2025, para além de mitigar eventuais problemas decorrentes de paragens das baías em operação, contribuindo assim para o aumento da resiliência da infraestrutura.



- ✓ Registe-se que, caso ocorra uma paragem do Terminal GNL de Sines ou do sistema das baías de enchimento, o abastecimento dos consumos de GNL a UAGs em Portugal fica totalmente dependente do aprovisionamento a partir dos Terminais espanhóis.
- ✓ Do ponto de vista do armazenamento da RNTIAT e do cumprimento das normas de aprovisionamento de acordo com o Artigo 6.º do Regulamento (UE) 2017/1938, a atual capacidade é suficiente para constituir as reservas de segurança para aprovisionamento dos Clientes Protegidos do Mercado Convencional e das centrais electroprodutoras não interruptíveis, em todo o horizonte de estudo e independentemente da trajetória. O AS do Carriço é, por si só, suficiente para superar eventuais situações críticas prolongadas no tempo.
- ✓ Na perspetiva do GNL, os atuais tanques para armazenamento no Terminal GNL de Sines são suficientes para aprovisionar o gás correspondente aos Clientes Protegidos das UAG, bem como uma parcela correspondente a 30 dias de consumo médio da UAG da Madeira, abastecida a partir de Sines.
- ✓ No atual quadro da transição energética, a futura introdução de gases renováveis no SNG e na RNTG será aprofundada em próximos exercícios, levando em linha de conta a nova organização do funcionamento da rede Ibérica integrada de gasodutos no contexto da implementação dos PNEC 2021-2030 de Portugal e Espanha e a consolidação dos processos em curso.

The image shows an industrial facility, possibly a refinery or chemical plant, with large storage tanks and complex piping. A large black circle is overlaid in the center, containing the 'REN' logo. The logo consists of the word 'REN' in white, followed by a stylized symbol of two triangles pointing towards each other, one yellow and one blue. The background is a blue-tinted photograph of the industrial site.

REN 





7

# ANEXOS


REN 





# ANEXO 1

Pressupostos Gerais da DGE

REN 

# RELATÓRIO DE MONITORIZAÇÃO DA SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS 2021, PERÍODO 2022-2040 (RMSA-G 2021)

## CENÁRIOS E PRESSUPOSTOS

### 1. Horizonte e âmbito

O estudo terá o horizonte 2022-2040, com detalhe anual nos anos definidos no n.º 2 da alínea a) do artigo 4.º do Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática (2022, 2025 e 2027), bem como noutros que venham a ser definidos consoante os cenários da oferta, incluindo 2040. De referir, ainda, que o estudo será relativo ao sistema de gás de Portugal Continental, incorporando, no entanto, as necessidades estimadas de GNL, no âmbito do presente documento, para a Região Autónoma da Madeira.

O estudo estará articulado com o Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030) e a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2), em particular no que respeita à evolução da capacidade instalada de centrais eletroprodutoras a gás e às metas e trajetórias de incorporação de energia renovável no consumo de energia.

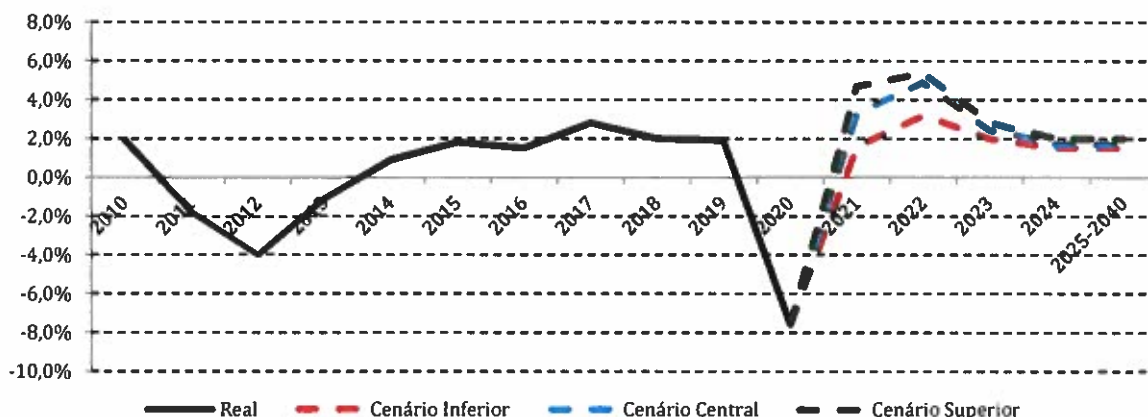
### 2. Cenários macroeconómicos

Os cenários macroeconómicos que servirão de base à definição dos cenários de procura são os seguintes:

TABELA 1 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DA TAXA DE VARIAÇÃO DO PRODUTO ÍTERNO BRUTO (PIB)

	2021	2022	2023	2024	2025-2040
Cenário Inferior	1,6%	3,2%	2,0%	1,5%	1,5%
Cenário Central	3,3%	4,9%	2,5%	1,7%	1,7%
Cenário Superior	4,7%	5,4%	2,9%	2,0%	2,0%

FIGURA 1 - EVOLUÇÃO REAL E PREVISTA DA TAXA DE VARIAÇÃO DO PIB



Os cenários macroeconómicos propostos estão alinhados com o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2022-2040 (RMSA-E 2021) e tiveram em conta as previsões macroeconómicas para Portugal, não só as fornecidas pelo Ministério das Finanças para a estratégia orçamental, nomeadamente as definidas no Orçamento do Estado para 2021, mas também as provenientes do Banco de Portugal, da Comissão Europeia, da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE), do Fundo Monetário Internacional e do Conselho das Finanças Públicas:

TABELA 2 – PREVISÕES DE EVOLUÇÃO DA TAXA DE VARIAÇÃO DO PIB

	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Banco de Portugal (Boletim Económico, março 2021)	3,9%	5,2%	2,4%			
Banco de Portugal (Boletim Económico, março 2021) – Cenário Favorável	4,7%	5,4%	2,3%			
Banco de Portugal (Boletim Económico, março 2021) – Cenário Severo	1,6%	3,2%	3,2%			
Comissão Europeia ( <i>European Economic Forecast, Winter 2021, fevereiro 2021</i> )	4,1%	4,3%				
OCDE ( <i>Economic Outlook - Volume 2020 issue 2, dezembro 2020</i> )	1,7%	1,9%				
FMI ( <i>World Economic Outlook, abril 2021</i> )	3,9%	4,8%	2,5%	2,3%	1,8%	1,7%
Conselho das Finanças Públicas (Perspetivas económicas e orçamentais 2021-2025, março 2021)	3,3%	4,9%	2,5%	2,1%	1,7%	
Ministério das Finanças (Orçamento do Estado para 2021, outubro 2020)	5,4%					



### 3. Cenários de evolução da oferta (RNTIAT)

Para o RMSA-G 2021 são considerados os seguintes cenários para a evolução da capacidade de oferta na Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT):

- Evolução Expectável, no qual se considera a evolução esperada da capacidade de oferta da RNTIAT, incluindo a concretização da 1.ª fase da 3.ª interligação entre Portugal e Espanha e da Estação de Compressão do Carregado (que permitiria aumentar a capacidade de oferta do Terminal de GNL de Sines), a partir de 2030. De referir que a capacidade prevista relativa à 3.ª interligação Portugal-Espanha corresponde apenas à 1.ª fase de um projeto que compreende 3 fases.

Importa realçar que, nem a 1.ª fase do projeto da 3.ª interligação Portugal-Espanha, nem o projeto da Estação de Compressão do Carregado, foram submetidos a aprovação no âmbito do PDIRG 2021 (período 2022-2031), deixando para o PDIRG 2023 (período 2024-2033) a eventual reintrodução destes projetos, dependendo da evolução e desenvolvimento do mercado de gás a nível nacional e europeu, em particular na região sudoeste. É importante continuar a garantir, nos futuros exercícios, uma avaliação do papel que as redes de gás desempenham e desempenharão na descarbonização do setor da energia (devido à incorporação de gases renováveis) e ainda a necessária articulação transfronteiriça entre as redes gasistas de Portugal e Espanha.

- Teste de Stress, no qual se considera o sistema existente.

No que se refere aos **gases renováveis**, como vetor para a transição energética do setor, importa destacar que, com o objetivo de alcançar a neutralidade carbónica em 2050, em particular no âmbito da contribuição para a progressiva descarbonização do Sistema Nacional de Gás (SNG), foram publicados a EN-H2 e o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece a organização e o funcionamento do SNG e o respetivo regime jurídico, ambos com potenciais futuros impactos ao nível da segurança de abastecimento. Como tal, releva-se o seguinte:

- A EN-H2 enquadra o papel atual e futuro do hidrogénio no sistema energético e propõe um conjunto de medidas de ação e metas de incorporação nos vários setores da economia, tendo como objetivo principal introduzir um elemento de incentivo e estabilidade para o setor energético, promovendo a introdução gradual do hidrogénio enquanto pilar sustentável na transição para uma economia descarbonizada.
- O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto materializa a figura do produtor de gases renováveis e a necessidade de os operadores desenvolverem as suas concessões e os

investimentos necessários à crescente incorporação de gases de origem renovável. Menciona ainda o contributo da produção e incorporação de outros gases para a segurança do abastecimento.

- A introdução de gases renováveis ou de baixo teor de carbono nas infraestruturas do SNG, a partir de unidades de produção ou de conversão gasosa, obriga ao cumprimento e coordenação de um conjunto de ações associadas à gestão da capacidade de injeção e condições de operação. Face à evolução do setor, do mercado, e da tecnologia, o estudo a realizar no âmbito do RMSA-G 2021 deve refletir, tanto quanto possível, o estado da arte atualmente conhecido, sem prejuízo de se virem a identificar outros projetos de investimento necessários conducentes à materialização da EN-H2.
- No que respeita à injeção de gases renováveis na Rede Pública de Gás (RPG), a sua evolução teve em conta a informação mais recente disponível, a 15 de julho de 2021, relativa à capacidade previsível de injeção na RPG (RNTG e RNDG), constante dos pedidos de registo prévio para a produção de gases de origem renovável, nos termos do artigo 69.º (e seguintes) do Decreto-Lei n.º 62/2020, e cuja previsão de entrada em operação e respetiva capacidade de injeção se encontram consideradas nas tabelas seguintes:

**TABELA 3 – CAPACIDADE ANUAL PREVISTA DE INJEÇÃO DE GASES RENOVÁVEIS NA RNTG – PEDIDOS DE REGISTO (EM GWH/D)**

Tipo de Gás a injetar	2021	2022	2023	2025	2027	2030	2035	2040
Biometano	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidrogénio	0	0,929	0,339	0	0	0	0	0

Fonte: DGEG

**TABELA 4 – CAPACIDADE ANUAL PREVISTA DE INJEÇÃO DE GASES RENOVÁVEIS NA RNDG – PEDIDOS DE REGISTO (EM GWH/D)**

Tipo de Gás a injetar	2021	2022	2023	2025	2027	2030	2035	2040
Biometano	0,003	0	0,218	0	0	0	0	0
Hidrogénio	0	0	0,065	0	0	0	0	0

Fonte: DGEG

NOTA: A produção de gases renováveis decorrente de novas unidades de produção, a injetar na RPG, será considerada apenas para efeito do cálculo do nível de descarbonização da RPG. Em futuros exercícios, e com o incremento da introdução de gases renováveis na RPG, a metodologia de cálculo de capacidade será reavaliada.

O cenário de evolução expectável da capacidade de oferta da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT), a 1 de janeiro de cada estágio a analisar, é o que consta na tabela seguinte:

TABELA 5 – EVOLUÇÃO EXPECTÁVEL DA CAPACIDADE DE OFERTA DA RNTIAT

	2021	2022	2025	2027	2030	2035	2040
<b>Capacidade de Oferta (GWh/d)</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>535</b>	<b>535</b>	<b>535</b>
Terminal de GNL de Sines	229	229	229	229	321	321	321
Interligação de Campo Maior/Badajoz	134	134	134	134	134	134	134
Interligação de Valença do Minho/Tui	10	10	10	10	10	10	10
3ª interligação PT-ES (1.ª fase)	0	0	0	0	70	70	70
<b>Capacidade de Armazenamento (GWh)</b>	<b>6 408</b>	<b>6 408</b>	<b>6 408</b>	<b>6 408</b>	<b>6 408</b>	<b>6 408</b>	<b>6 408</b>
Armazenamento Subterrâneo do Carrízo	3 839	3 839	3 839	3 839	3 839	3 839	3 839
Terminal de GNL de Sines	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569
<b>Capacidade de Extração do Carrízo (GWh/d) (Volume operacional superior a 60%)</b>	<b>129</b>	<b>129</b>	<b>129</b>	<b>129</b>	<b>129</b>	<b>129</b>	<b>129</b>
<b>Capacidade de Extração do Carrízo (GWh/d) (Volume operacional inferior a 60%)</b>	<b>71</b>	<b>71</b>	<b>71</b>	<b>71</b>	<b>71</b>	<b>71</b>	<b>71</b>

**NOTAS:**

- 1) Os valores apresentados representam capacidades técnicas máximas. No caso particular do Terminal de GNL de Sines, a sua capacidade de regaseificação para a RNTG estará limitada pelo sistema de transporte em alta pressão, sendo esta restrição eliminada e potenciada após a entrada em serviço da Estação de Compressão do Carregado.
- 2) A capacidade técnica máxima de interligação entre Portugal e Espanha é de 164,2 GWh/d. No entanto, a capacidade anunciada no *Virtual Interconnection Point* (VIP) entre os dois sistemas é de 144,0 GWh/d, correspondentes a 134,0 GWh/d em Campo Maior mais 10,0 GWh/d em Valença do Minho. Assume-se que este valor se mantém até setembro de 2023, sendo, contudo, objeto de confirmação anual, já que depende da capacidade disponibilizada pela rede interligada de Espanha.

Fonte: DGEG

A evolução relativa ao cenário **Teste de Stress**, a 1 de janeiro de cada estágio a analisar, é o que consta na tabela seguinte:

Tabela 6 – Evolução da capacidade de oferta da RNTIAT considerada no Teste de Stress

	2021	2022-2040
<b>Capacidade de Oferta (GWh/d)</b>	<b>373</b>	<b>373</b>
Terminal de GNL de Sines	229	229
Interligação de Campo Maior/Badajoz	134	134
Interligação de Valença do Minho/Tui	10	10
3ª interligação PT-ES	0	0
<b>Capacidade de Armazenamento (GWh)</b>	<b>6 408</b>	<b>6 408</b>
Armazenamento Subterrâneo do Carricho	3 839	3 839
Terminal de GNL de Sines	2 569	2 569
<b>Capacidade de Extração do Carricho (GWh/d) (Volume operacional superior a 60%)</b>	<b>129</b>	<b>129</b>
<b>Capacidade de Extração do Carricho (GWh/d) (Volume operacional inferior a 60%)</b>	<b>71</b>	<b>71</b>

**NOTAS:**

- Os valores apresentados representam capacidades técnicas máximas. No caso particular do Terminal de GNL de Sines, a sua capacidade de regaseificação para a RNTG estará limitada pelo sistema de transporte em alta pressão.
- A capacidade técnica máxima de interligação entre Portugal e Espanha é de 164,2 GWh/d. No entanto, a capacidade anunciada no *Virtual Interconnection Point* (VIP) entre os dois sistemas é de 144,0 GWh/d, correspondentes a 134,0 GWh/d em Campo Maior mais 10,0 GWh/d em Valença do Minho. Assume-se que este valor se mantém até setembro de 2023, sendo, contudo, objeto de confirmação anual, já que depende da capacidade disponibilizada pela rede interligada de Espanha.

Fonte: DGEG

#### 4. Cenários de evolução da procura

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

Para o **Mercado Convencional** são considerados três cenários de evolução da procura de gás natural decorrentes dos cenários macroeconómicos assumidos – Central, Superior e Inferior – combinados com dois cenários de evolução da procura de gás natural associados aos veículos pesados (passageiros e mercadorias) e ao transporte marítimo – Ambição e Conservador.

Foi ainda considerado, para efeitos dos cenários de evolução da procura do Mercado Convencional (em particular para o setor residencial e terciário), a Estratégia de Longo Prazo para a Renovação de Edifícios 2050 (ELPRE 2050), aprovada e publicada através da Resolução de Conselho de Ministros n.º 8-A/2021, de 3 de fevereiro, que estabelece medidas e objetivos

para os horizontes de 2030, 2040 e 2050, com vista à renovação do parque nacional de edifícios residenciais e não residenciais, públicos e privados, para o converter num parque imobiliário descarbonizado e de elevada eficiência energética.

Em particular, a ELPRE 2050 prevê várias medidas com vista a melhoria do desempenho energético dos edifícios, que apresentam impactos ao nível do consumo de gás.

No caso do **Mercado de Eletricidade** são considerados quatro cenários que correspondem aos consumos de gás natural resultantes das análises prospetivas efetuadas no âmbito do RMSA-E 2021 alicerçadas em duas trajetórias:

- Trajetória Conservadora - assumindo o cenário Central Conservador da procura e o cenário Conservador da oferta incluindo, nomeadamente, o descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029. É efetuada ainda para esta trajetória uma sensibilidade à procura, assumindo o cenário Inferior Conservador;
- Trajetória Ambição - assumindo o cenário Central Ambição da procura e cenário Ambição da oferta incluindo, nomeadamente, o descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029. É efetuada ainda para esta trajetória uma sensibilidade à procura, assumindo o cenário Superior Ambição;

Na definição dos cenários da procura consideraram-se, ainda, as Unidades Autónomas de Gás (UAG) de rede, existindo atualmente 49 UAG ativas e estando prevista a construção de 37 novas UAG no âmbito dos Planos de Desenvolvimento e Investimento da Redes de Distribuição mais recentes (PDIRD-GN 2021-2025). De referir igualmente a existência de 55 UAG privativas atualmente em serviço e ainda de 25 postos de enchimento de gás natural veicular em operação<sup>1</sup>.

Foram, então, considerados quatro cenários de evolução da procura de gás natural:

- Cenário Central Conservador
- Cenário Central Ambição
- Cenário Superior Ambição
- Cenário Inferior Conservador

---

<sup>1</sup> 13 em regime público (3 GNC+1GNL+9GNL+GNC) e 12 em regime privativo (11GNC+1GNL), encontrando-se em licenciamento mais 7 postos de GNV

#### 4.1 Eficiência energética

No que diz respeito às poupanças no consumo de gás nos edifícios (setores residencial e terciário), estabeleceu-se que o cenário Ambição se encontra alinhado com os objetivos definidos na ELPRE 2050 para os horizontes de 2030 e 2040. Quanto ao cenário Conservador, assumiu-se que a evolução das poupanças de gás natural corresponde a 80% da execução dos objetivos traçados para o cenário Ambição, evolução alinhada com o assumido para as poupanças de eletricidade no cenário Conservador do RMSA-E 2021.

As estimativas das poupanças no uso de gás natural nos edifícios no período em análise, em cada um dos cenários, podem ser consultadas na tabela seguinte:

Tabela 7 - Estimativa das poupanças nos consumos de gás nos edifícios (GWh)

Cenário Ambição		Cenário Conservador	
2021-2030	2031-2040	2021-2030	2031-2040
997	3218	798	2574

Fonte: ADENE (Modelação ELPRE 2050)

Relativamente à divisão dos valores na tabela *supra* para o Mercado Convencional, entre residencial e terciário, de referir que se estima que o sector terciário represente 64% e 42%, respetivamente nos períodos de 2021-2030 e 2031-2040 (em ambos os cenários).

#### 4.2 Mobilidade a gás natural

No que diz respeito à mobilidade a gás natural foram avaliadas várias estimativas, tendo em conta a evolução prevista do número de veículos pesados de passageiros e de mercadorias e do volume de energia estimado para o transporte marítimo a gás natural, de que resultaram os valores apresentados nas tabelas 8 e 9. Para este efeito não foi considerado o segmento de veículos ligeiros, considerando-se a evolução destes consumos despicientes quando comparados com os segmentos dos veículos pesados e do transporte marítimo.

TABELA 8 – PREVISÃO DE EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE VEÍCULOS PESADOS DE PASSAGEIROS E MERCADORIAS A GÁS NATURAL EM PORTUGAL

Anos	Pesados de passageiros		Pesados de mercadorias	
	Cenário Ambição	Cenário Conservador	Cenário Ambição	Cenário Conservador
2021	720	700	340	330
2025	1500	1100	1500	1000
2030	2000	1600	3000	2000
2040	1800	1500	2500	1800

TABELA 9 – PREVISÃO DE EVOLUÇÃO DE UTILIZAÇÃO DE ENERGIA PARA NAVIOS A GÁS NATURAL EM PORTUGAL

Anos	Navios (transporte marítimo) (GWh)	
	Cenário Ambição	Cenário Conservador
2021	6	5
2025	71	57
2030	354	283
2040	531	425

NOTA: Os dados apresentados nas tabelas 8 e 9 resultam do acompanhamento deste mercado, nomeadamente das estatísticas mensais disponíveis, da evolução mapeada pelas associações do sector, da análise de contexto e dos investimentos previstos. Em particular no caso da tabela 9 foram ainda considerados dados da modelação efetuada para o 1.º Relatório sobre a aplicação do Quadro de Ação Nacional, de 2020.

O cenário Conservador prevê uma evolução mais lenta da penetração de veículos a gás natural do que o cenário Ambição, quer em termos de pesados de passageiros e mercadorias (em número de veículos), quer em termos de transporte marítimo (em volume de energia).

Relativamente ao transporte marítimo foram igualmente considerados cenários de evolução da procura de GNL neste segmento, tendo em conta o previsível desenvolvimento de infraestruturas portuárias com capacidade de abastecer a GNL navios de transporte marítimo, plasmado no Programa Nacional de Investimentos, como por exemplo, a implementação de infraestruturas de *bunkering* de GNL nos portos comerciais do Continente. Por outro lado, prevê-se, numa fase inicial, o abastecimento *truck to ship*, e o desenvolvimento futuro, através do abastecimento *ship to ship*, momento a partir do qual se garante um incremento das quantidades fornecidas.

Na elaboração desses cenários foi ainda tida em consideração a informação de um estudo da DNV "*Maritime Forecast to 2050*" e da consulta a *stakeholders*.

### 4.3 Evolução da procura

A progressiva implementação de uma visão holística na gestão dos sistemas de gás e eletricidade, traduzida no anglicismo *sector coupling*, está mapeada neste RMSA-G, uma vez que atualmente uma parte substantiva do expectável consumo de gás natural se destina ao Mercado de Eletricidade e este será fortemente influenciado pela evolução considerável das fontes de energia renovável (FER) previstas no RMSA-E. Por este facto, por exemplo, o cenário Superior Ambição beneficia de efeitos contrários do ponto de vista do consumo de gás, prevendo-se, por um lado, no Mercado Convencional um incremento de consumo, devido à maior penetração do gás natural nos transportes e, por outro lado, a redução de consumo no Mercado de Eletricidade, com o forte incremento das FER para produção de eletricidade.

A tabela 10 apresenta a evolução da procura total de gás natural para o período 2021-2040 para os diferentes cenários.

**TABELA 10 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DA PROCURA TOTAL DE GÁS NATURAL**

Cenário	Setor	Unid.	2021	2022	2025	2027	2030	2035	2040
<b>Cenário Central Conservador</b>	Mercado Convencional	TWh	42,1	42,1	41,8	42,3	42,8	43,0	42,6
	Residencial	TWh	3,7	3,6	3,8	3,9	3,9	3,6	3,1
	Terciário	TWh	3,2	3,5	4,0	4,4	4,8	4,7	4,5
	Indústria	TWh	19,5	19,3	19,5	19,7	20,1	20,6	21,3
	Cogeração	TWh	15,7	15,7	14,5	14,3	14,0	14,0	13,7
	Mercado de Eletricidade	TWh	20,8	21,8	11,2	8,4	6,5	4,8	3,1
	Consumo Total de GN	TWh	62,9	63,8	53,0	50,7	49,3	47,8	45,7
<b>Cenário Central Ambição</b>	Mercado Convencional	TWh	41,9	41,9	41,5	41,9	42,0	41,2	40,0
	Residencial	TWh	3,7	3,6	3,8	3,9	3,9	3,4	2,6
	Terciário	TWh	3,2	3,5	4,3	4,7	5,2	4,9	4,6
	Indústria	TWh	19,5	19,3	19,5	19,7	20,1	20,6	21,3
	Cogeração	TWh	15,6	15,5	13,9	13,6	12,9	12,2	11,5
	Mercado de Eletricidade	TWh	20,8	21,8	10,4	6,5	4,9	3,2	1,5
	Consumo Total de GN	TWh	62,7	63,7	51,9	48,4	46,9	44,4	41,5
<b>Cenário Superior Ambição</b>	Mercado Convencional	TWh	42,3	42,5	42,4	43,0	43,4	43,2	42,6
	Residencial	TWh	3,7	3,7	4,0	4,1	4,2	3,9	3,3
	Terciário	TWh	3,3	3,6	4,5	5,0	5,5	5,4	5,2
	Indústria	TWh	19,7	19,7	20,0	20,3	20,8	21,6	22,5
	Cogeração	TWh	15,6	15,5	13,9	13,6	12,9	12,2	11,5
	Mercado de Eletricidade	TWh	20,8	22,5	11,3	7,5	5,8	4,1	2,4
	Consumo Total de GN	TWh	63,1	64,9	53,7	50,4	49,2	47,3	44,9
<b>Cenário Inferior Conservador</b>	Mercado Convencional	TWh	41,6	41,3	40,8	41,1	41,4	41,1	40,3
	Residencial	TWh	3,6	3,4	3,6	3,7	3,6	3,2	2,6
	Terciário	TWh	3,1	3,3	3,8	4,1	4,4	4,2	3,8
	Indústria	TWh	19,2	18,9	18,9	19,1	19,3	19,7	20,2
	Cogeração	TWh	15,7	15,7	14,5	14,3	14,0	14,0	13,7
	Mercado de Eletricidade	TWh	20,8	21,0	10,3	7,4	5,5	3,7	2,0
	Consumo Total de GN	TWh	62,4	62,4	51,1	48,5	46,8	44,9	42,3

**Notas:**

1. O consumo de gás natural associado à mobilidade está incluído na atividade de transportes que faz parte do sector Terciário.
2. Os valores de consumo do ano de 2035 relativos ao Mercado de Eletricidade foram obtidos por interpolação linear entre os anos de 2030 e 2040, pois não foram realizadas simulações do sistema eletroprodutor para esse ano no âmbito do RMSA-E 2021 (inexistência de dados relativos à estrutura de produção).



Na tabela 11 apresenta-se a evolução da procura de GNL (tipicamente por UAG) para o período 2021-2040 para os diferentes cenários.

TABELA 11 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GNL – GÁS NATURAL LIQUEFEITO<sup>2</sup>

Cenário	Unid.	2021	2025	2030	2035	2040
Cenário Central Conservador	TWh	2,1	2,8	3,6	3,7	3,7
Cenário Central Ambição	TWh	2,1	3,0	4,1	4,2	4,1
Cenário Superior Ambição	TWh	2,1	3,1	4,2	4,3	4,3
Cenário Inferior Conservador	TWh	2,1	2,7	3,5	3,6	3,5

Nas tabelas 12 e 13, apresentam-se os cenários de evolução da ponta anual diária de consumo para os diferentes cenários:

- Mercado Convencional sem GNL,
- Mercado de Eletricidade
- Mercado de GNL (tipicamente UAG).

TABELA 12 – CENÁRIOS DE CONSUMO MÁXIMO DIÁRIO<sup>3</sup> – PONTA ANUAL (MERCADO CONVENCIONAL SEM GNL+ MERCADO DE ELETRICIDADE)

Cenário	Setor	Unid.	2021	2022	2025	2027	2030	2035	2040
Cenário Central Conservador	Ponta Provável	GWh/d	285,0	267,5	234,2	228,1	227,6	212,3	195,0
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	141,9	141,4	138,8	139,3	139,4	139,7	138,1
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	150,1	126,1	95,4	88,8	88,2	72,5	56,9
	Ponta Extrema	GWh/d	293,2	280,8	255,7	254,1	246,2	233,1	217,8
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	150,3	149,8	147,0	147,5	147,6	148,0	146,3
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	150,1	131,0	108,7	106,5	98,6	85,0	71,5
Cenário Central Ambição	Ponta Provável	GWh/d	284,4	266,7	229,9	216,7	211,6	192,6	172,5
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	141,3	140,7	136,6	136,4	134,7	131,7	127,7
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	150,1	126,1	93,2	80,3	77,0	60,9	44,8
	Ponta Extrema	GWh/d	292,6	278,3	252,3	236,3	224,5	208,4	191,1
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	149,7	149,0	144,7	144,5	142,7	139,5	135,3

<sup>2</sup> Estes cenários incluem a UAG da Ilha da Madeira dado que o seu abastecimento é feito a partir do terminal de Sines.

<sup>3</sup> No cálculo das pontas agregadas considerou-se um fator de simultaneidade das pontas de ambos os mercados igual a 1, exceto no ano de 2021 em que se considerou o fator de simultaneidade verificado no dia de maior consumo ocorrido até ao momento.

	Mercado de Eletricidade	GWh/d	150,1	129,3	107,6	91,8	81,9	68,8	55,8
Cenário Superior Ambição	Ponta Provável	GWh/d	285,8	269,5	236,6	225,2	223,1	213,5	203,0
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	142,7	142,6	139,6	140,1	139,4	138,3	136,2
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	150,1	126,9	97,0	85,1	83,7	75,3	66,8
	Ponta Extrema	GWh/d	294,1	287,1	256,6	246,2	234,8	224,1	212,3
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	151,1	151,1	147,9	148,4	147,7	146,5	144,2
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	150,1	136,0	108,7	97,8	87,2	77,6	68,1
Cenário Inferior Conservador	Ponta Provável	GWh/d	283,5	264,1	226,6	217,7	216,0	195,9	173,8
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	140,3	138,9	135,4	135,4	134,7	133,6	130,6
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	150,1	125,2	91,2	82,3	81,3	62,3	43,2
	Ponta Extrema	GWh/d	291,6	275,3	249,5	242,7	230,1	218,0	203,7
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	148,6	147,1	143,4	143,4	142,6	141,6	138,3
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	150,1	128,2	106,1	99,3	87,4	76,4	65,4

Nota: Os valores das pontas do ano de 2035 relativos ao Mercado de Eletricidade foram obtidos por interpolação linear entre os anos de 2030 e 2040, pois não foram realizadas simulações do sistema eletroprodutor para esse ano no âmbito do RMSA-E 2021 (inexistência de dados relativos à estrutura de produção).

TABELA 13 – CENÁRIOS DE CONSUMO MÁXIMO DIÁRIO – PONTA ANUAL DO MERCADO DE GNL

Cenário	Setor	Unid.	2021	2025	2030	2035	2040
Cenário Central Conservador	Ponta Provável	GWh/d	9,7	12,5	16,2	16,7	16,8
	Ponta Extrema	GWh/d	10,2	13,3	17,2	17,6	17,8
Cenário Central Ambição	Ponta Provável	GWh/d	9,7	13,7	18,6	18,7	18,5
	Ponta Extrema	GWh/d	10,3	14,5	19,7	19,9	19,6
Cenário Superior Ambição	Ponta Provável	GWh/d	9,7	14,0	19,0	19,4	19,4
	Ponta Extrema	GWh/d	10,3	14,8	20,2	20,6	20,5
Cenário Inferior Conservador	Ponta Provável	GWh/d	9,7	12,2	15,8	16,0	16,0
	Ponta Extrema	GWh/d	10,2	12,9	16,7	17,0	17,0

## 5. Indicadores na análise da garantia de segurança de abastecimento

A análise da garantia de segurança de abastecimento deverá ser feita sob a perspetiva da capacidade de oferta e da capacidade de armazenamento, em condições de procura “normal” e em condições severas. Adicionalmente deverá ser feita uma análise para determinar os limites da adequação do sistema de abastecimento (Teste de Stress).

Ao nível da capacidade de oferta deverão ser tidos em conta os critérios previstos no Regulamento (UE) n.º 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, que estipula que devem ser tomadas as medidas necessárias para que, em caso de interrupção da maior infraestrutura nacional de gás, as restantes infraestruturas tenham capacidade para garantir o abastecimento da procura total de gás natural durante um dia de procura excecionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos.

Ao nível da capacidade de armazenamento, a avaliação da adequada capacidade de armazenamento para fazer face a situações críticas prolongadas no tempo é também feita à luz do Regulamento (UE) n.º 2017/1938, que estabelece que deve ser salvaguardado o aprovisionamento de gás natural aos “clientes protegidos” (clientes domésticos, PME e serviços essenciais de carácter social, sendo que as duas últimas categorias não deverão ultrapassar 20% do consumo final anual de gás natural), nas seguintes condições:

- Interrupção no funcionamento da maior infraestrutura nacional de aprovisionamento de gás em condições inverniais médias, durante um período de, pelo menos, 30 dias;
- Temperaturas extremamente baixas durante um período de pico de, pelo menos, sete dias, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja de uma vez em 20 anos;
- Procura excecionalmente elevada de gás natural durante um período de, pelo menos, 30 dias, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja de uma vez em 20 anos.

## **6. Análises a realizar**

Está prevista a análise de 3 trajetórias, em linha com os estudos desenvolvidos no âmbito do RMSA-E 2021:

- Trajetória Conservadora - assumindo a evolução expetável da capacidade de oferta da RNTIAT e o cenário Central Conservador da procura que, no caso do Mercado de Eletricidade, corresponde à trajetória Conservadora do RMSA-E 2021, que considera o descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029;
- Trajetória Ambição - assumindo a evolução expetável da capacidade de oferta da RNTIAT e o cenário Central Ambição da procura que, no caso do Mercado de Eletricidade, corresponde à trajetória Ambição do RMSA-E 2021, que considera o descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029;

- Teste de Stress – assumindo a capacidade de oferta existente da RNTIAT e o cenário Superior Ambição da procura que, a médio prazo (até 2025), corresponde à situação mais exigente do ponto de vista de segurança de abastecimento.

Serão realizadas, ainda, duas análises de sensibilidade considerando: (i) a evolução expectável da oferta e o cenário Superior Ambição da procura e (ii) sistema existente na oferta e o cenário Central Conservador da procura. No presente exercício não serão desenvolvidas análises de sensibilidade à desclassificação da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro em 2024 (data de fim do CAE), uma vez que os consumos de gás (e pontas) para o Mercado de Eletricidade em 2025 são similares à hipótese que contempla aquela central.

As análises/trajetórias a realizar estão descritas na seguinte figura:

FIGURA 2 – ANÁLISES A REALIZAR NO RMSA-G 2021

CENÁRIOS DE OFERTA	CENÁRIOS DA PROCURA		
	Central Conservador <sup>a)</sup>	Central Ambição <sup>b)</sup>	Superior Ambição
Evolução expectável	Trajectoria Conservadora	Trajectoria Ambição	Sensibilidade <sup>c)</sup>
Sistema existente	Sensibilidade		Teste de Stress

a) A procura do Mercado de Eletricidade resulta da Trajetória Conservadora do RMSA-E 2021, que considera o descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029.

b) A procura do Mercado de Eletricidade resulta da Trajetória Ambição do RMSA-E 2021, que considera o descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029;

c) A análise de sensibilidade considerando o cenário Superior Ambição da procura.

No contexto do relatório deverão também ser analisadas: (i) as necessidades de evolução da capacidade de armazenamento na RNTIAT e (ii) o cumprimento do critério N-1 de acordo com o art.º 5.º do Regulamento (UE) n.º 2017/1938 para garantir a segurança do aprovisionamento de gás nas formas de GN e GNL (UAG).

Em termos de análises complementares serão analisados: (i) prioridade à interruptibilidade das centrais térmicas de Lares e da Tapada do Outeiro, (ii) a sensibilidade à redução da capacidade de extração do armazenamento subterrâneo do Carriço e (iii) a consideração de capacidade de importação de 30 GWh/d em Valença do Minho.



## ANEXO 2

CENÁRIOS DE PREVISÃO DA PROCURA DE  
GÁS PARA O RMSA-G 2021

REN 

## Índice

<b>1. INTRODUÇÃO E OBJETIVO</b>	<b>6</b>
<b>2. MERCADO CONVENCIONAL</b>	<b>9</b>
2.1 ANÁLISE DA PROCURA ANUAL	9
2.2 CENARIZAÇÃO E VETORES DE MUDANÇA	15
2.3 METODOLOGIA DE PREVISÃO	19
2.3.1 MODELOS ESTIMADOS	20
2.3.2 COGERAÇÃO	24
<b>3. CENÁRIOS MACROECONÓMICOS</b>	<b>25</b>
<b>4. PREVISÃO DA PROCURA ANUAL</b>	<b>28</b>
4.1 MERCADO CONVENCIONAL	28
4.1.1 MOBILIDADE A GÁS	31
4.1.2 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	35
4.1.3 INDICADORES ECONÓMICO-ENERGÉTICOS	38
4.1.4 MERCADO DE GNL	40
4.2 MERCADO DE ELETRICIDADE	42
4.3 MERCADO AGREGADO (MERCADO CONVENCIONAL E MERCADO DE ELETRICIDADE)	43
4.4 COMPARAÇÃO COM AS PREVISÕES REALIZADAS PARA O RMSA-G 2020	45
<b>5. PREVISÃO DAS PONTAS DA PROCURA DIÁRIA</b>	<b>50</b>
5.1 MERCADO CONVENCIONAL	50
5.2 MERCADO DE ELETRICIDADE	53
5.3 MERCADO AGREGADO (MERCADO CONVENCIONAL, SEM GNL, E MERCADO DE ELETRICIDADE)	54
5.4 COMPARAÇÃO COM AS PREVISÕES REALIZADAS PARA O RMSA-G 2020	56
<b>6. PROCURA PARA APLICAÇÃO DO REGULAMENTO (UE) 2017/1938</b>	<b>58</b>
6.1 NORMAS DO APROVISIONAMENTO	58
6.2 NORMA DAS INFRAESTRUTURAS	67

## Índice de Figuras

FIGURA 1 - PROCURA DE GÁS NATURAL POR SECTOR DE CONSUMO. PERÍODO 1997-2020 .....	10
FIGURA 2 - PESO SECTORIAL DA PROCURA DE GÁS NATURAL NO MERCADO CONVENCIONAL. PERÍODO 2000-2020 .....	12
FIGURA 3 – TAXAS DE CRESCIMENTO ANUAL DA PROCURA DE GÁS NATURAL NO MC E DO PIB EM VOLUME. PERÍODO 2000-2020 .....	12
FIGURA 4 – EVOLUÇÃO ANUAL DA INTENSIDADE DA PROCURA DE GÁS NATURAL DO MERCADO CONVENCIONAL NO PIB. PERÍODO 2000-2020 .....	13
FIGURA 5 – EVOLUÇÃO ANUAL DO NÚMERO DE PONTOS DE ABASTECIMENTO. PERÍODO 2010-2020.....	13
FIGURA 6 – EVOLUÇÃO ANUAL DA PROCURA DE GÁS NATURAL DO MERCADO CONVENCIONAL POR PONTO DE ABASTECIMENTO. PERÍODO 2010-2020 .....	14
FIGURA 7 – PROCURA DE GÁS NATURAL NO MERCADO CONVENCIONAL EM PORTUGAL E ESPANHA. PERÍODO 2000-2020 .....	14
FIGURA 8 – PROCURA DE GÁS NATURAL POR PONTO DE ABASTECIMENTO NO MERCADO CONVENCIONAL EM PORTUGAL E ESPANHA. PERÍODO 2010-2020 .....	15
FIGURA 9 – INTENSIDADE DA PROCURA DE GÁS NATURAL NO PIB (CORRIGIDO DA PPC) NO MERCADO CONVENCIONAL EM PORTUGAL E ESPANHA. PERÍODO 2000-2020 .....	15
FIGURA 10 – CARACTERIZAÇÃO DOS DIFERENTES CENÁRIOS .....	18
FIGURA 11 – ETAPAS DA PREVISÃO DE LONGO PRAZO EM CADA CENÁRIO. PERÍODO 2022-2040 .....	19
FIGURA 12 – EVOLUÇÃO DAS COMPONENTES DO MODELO ESTRUTURAL CAUSAL DA PROCURA DE GÁS NO SECTOR DA INDÚSTRIA E AGRICULTURA .....	22
FIGURA 13 – EVOLUÇÃO DAS COMPONENTES DO MODELO ESTRUTURAL CAUSAL DA PROCURA DE GÁS NO SECTOR RESIDENCIAL .....	23
FIGURA 14 – EVOLUÇÃO DAS COMPONENTES DO MODELO ESTRUTURAL DA PROCURA DE GÁS NO SECTOR TERCIÁRIO .....	24
FIGURA 15 – EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O PIB - CENÁRIOS DGEG 2021-2040 .....	26
FIGURA 16 – EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O RDBF – COM BASE NOS CENÁRIOS DO PIB DGEG 2021-2040 .....	27
FIGURA 17 – EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O VAB DA AGRICULTURA, INDÚSTRIA E CONSTRUÇÃO – COM BASE NOS CENÁRIOS DO PIB DA DGEG 2021-2040 .....	27
FIGURA 18 – EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O VAB DOS SERVIÇOS – COM BASE NOS CENÁRIOS DO PIB DA DGEG 2021-2040 .....	27
FIGURA 19 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DA PROCURA ANUAL DE GÁS NO MERCADO CONVENCIONAL .....	28
FIGURA 20 - EVOLUÇÃO SECTORIAL PREVISTA DA PROCURA ANUAL DE GÁS NO MERCADO CONVENCIONAL .....	29
FIGURA 21 – EVOLUÇÃO DO PARQUE DE VEÍCULOS A GNC E GNL EM PORTUGAL. PERÍODO 2015-2020 .....	31
FIGURA 22 – EVOLUÇÃO PREVISTA DO NÚMERO DE VEÍCULOS PESADOS A GÁS - CENÁRIOS DGEG.....	32
FIGURA 23 – EVOLUÇÃO PREVISTA DA PROCURA DE GÁS ASSOCIADO À MOBILIDADE TERRESTRE .....	33
FIGURA 24 – NAVIOS OPERADOS A GNL NO MUNDO .....	33
FIGURA 25 – EVOLUÇÃO PREVISTA DA PROCURA DE GÁS ASSOCIADO AO TRANSPORTE MARÍTIMO .....	34
FIGURA 26 – IMPACTE DA MOBILIDADE NA PROCURA PREVISTA DE GÁS .....	34
FIGURA 27 – EVOLUÇÃO PREVISTA DAS POUPANÇAS DE GÁS ANUAIS INCREMENTAIS .....	36
FIGURA 28 – EVOLUÇÃO PREVISTA DAS POUPANÇAS DE GÁS ACUMULADAS PARA O PERÍODO DE PREVISÃO ....	37
FIGURA 29 – IMPACTO DAS POUPANÇAS DE GÁS NA PROCURA PREVISTA .....	37
FIGURA 30 – EVOLUÇÃO ANUAL PREVISTA DA INTENSIDADE DA PROCURA DE GÁS NO PIB NO MERCADO CONVENCIONAL .....	38
FIGURA 31 – EVOLUÇÃO ANUAL PREVISTA DA PROCURA DE GÁS <i>PER CAPITA</i> NO MERCADO CONVENCIONAL ....	39

FIGURA 32 – EVOLUÇÃO DA PROCURA ANUAL NO MERCADO DE GNL (TÍPICAMENTE UAG) NO PERÍODO 2014-2020 .	40
FIGURA 33 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DA PROCURA ANUAL NO MERCADO DE GNL (TÍPICAMENTE UAG)	41
FIGURA 34 - CARACTERIZAÇÃO RESUMIDA DAS DIFERENTES TRAJETÓRIAS AVALIADAS	42
FIGURA 35 - CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DA PROCURA ANUAL DE GÁS NO MERCADO DE ELECTRICIDADE	43
FIGURA 36 – EVOLUÇÃO PREVISTA DA PROCURA ANUAL DE GÁS (MERCADO CONVENCIONAL E MERCADO ELECTRICIDADE)	44
FIGURA 37 – COMPARAÇÃO DOS CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DA PROCURA ANUAL DE GÁS, POR MERCADOS. RMSA-G21 VS RMSA-G20	46
FIGURA 38 – COMPARAÇÃO ENTRE O NÚMERO DE VEÍCULOS A GÁS NO RMSA-G21 VS RMSA-G20	48
FIGURA 39 – COMPARAÇÃO ENTRE A POTÊNCIA DISPONÍVEL DA COGERAÇÃO NO RMSA-G21 VS RMSA-G20	49
FIGURA 40 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DO PIB. RMSA-G21 VS RMSA-G20 E RMSA-GN19	49
FIGURA 41 – EVOLUÇÃO PREVISTA DA RELAÇÃO ENTRE A PROCURA DIÁRIA MÁXIMA E A PROCURA ANUAL NO MERCADO CONVENCIONAL SEM GNL	51
FIGURA 42 – EVOLUÇÃO PREVISTA DAS PONTAS DA PROCURA DIÁRIA DE GÁS NO MERCADO CONVENCIONAL SEM GNL	52
FIGURA 43 – EVOLUÇÃO PREVISTA DA RELAÇÃO ENTRE A PROCURA DIÁRIA MÁXIMA E A PROCURA ANUAL NO MERCADO DE GNL	52
FIGURA 44 – EVOLUÇÃO PREVISTA DAS PONTAS DA PROCURA DIÁRIA DE GÁS NO MERCADO DE GNL	53
FIGURA 45 – EVOLUÇÃO PREVISTA DAS PONTAS DA PROCURA DIÁRIA DE GÁS NO MERCADO DE ELECTRICIDADE.	54
FIGURA 46 – EVOLUÇÃO PREVISTA DAS PONTAS DA PROCURA DIÁRIA DE GÁS AGREGADAS (MC SEM GNL + ME) ..	54
FIGURA 47 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DAS PONTAS DA PROCURA DIÁRIA, POR MERCADOS.	56
FIGURA 48 – EVOLUÇÃO PREVISTA DA PROCURA ANUAL ASSOCIADA AOS CLIENTES PROTEGIDOS	60
FIGURA 49 – RESPOSTA ESTIMADA PARA A PROCURA EM FUNÇÃO DE UMA VARIAÇÃO NOS VALORES DA TEMPERATURA	62
FIGURA 50 – PESO ANUAL DOS 7 DIAS DE MAIOR PROCURA NA SIMULAÇÃO DE CONDIÇÕES EXTREMAS	63
FIGURA 51 - PESO ANUAL DOS 30 DIAS DE MAIOR PROCURA DOS CLIENTES PROTEGIDOS	64
FIGURA 52 – EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GÁS PARA OS REQUISITOS MÍNIMOS DAS NORMAS DE APROVISIONAMENTO DO REGULAMENTO (EU) 2017/1938	65
FIGURA 53 – EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GÁS NO MERCADO DE ELECTRICIDADE PARA DEFINIÇÃO DAS OBRIGAÇÕES ADICIONAIS DE APROVISIONAMENTO	67
FIGURA 54 - PESO ANUAL DA PROCURA DO MERCADO CONVENCIONAL NA SIMULAÇÃO DE CONDIÇÕES EXTREMAS DE TEMPERATURA NO PERÍODO DE 7 DIAS	68



## Índice de Tabelas

TABELA 1 - TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL DA PROCURA DE GÁS NATURAL NO MERCADO CONVENCIONAL .....	11
TABELA 2 - TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL IMPLÍCITAS NOS CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GÁS NO MERCADO CONVENCIONAL .....	30
TABELA 3 - TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL PREVISTAS DA INTENSIDADE DA PROCURA DE GÁS NO PIB NO MERCADO CONVENCIONAL .....	39
TABELA 4 - TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL PREVISTAS DA PROCURA DE GÁS <i>PER CAPITA</i> NO MERCADO CONVENCIONAL .....	39
TABELA 5 - TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL DA PROCURA NO MERCADO DE GNL .....	40
TABELA 6 - TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL IMPLÍCITAS NA PROCURA PREVISTA DE GÁS (MERCADO CONVENCIONAL E MERCADO ELECTRICIDADE) .....	45
TABELA 7 - ESTATÍSTICAS RELATIVAS ÀS TEMPERATURAS MÉDIAS ANUAIS NOS MESES DE INVERNO .....	65
TABELA 8 - PESOS DA PROCURA ANUAL OBTIDOS PARA OS DIFERENTES PERÍODOS E CONDIÇÕES DE TEMPERATURA, A APLICAR AOS CLIENTES PROTEGIDOS .....	65

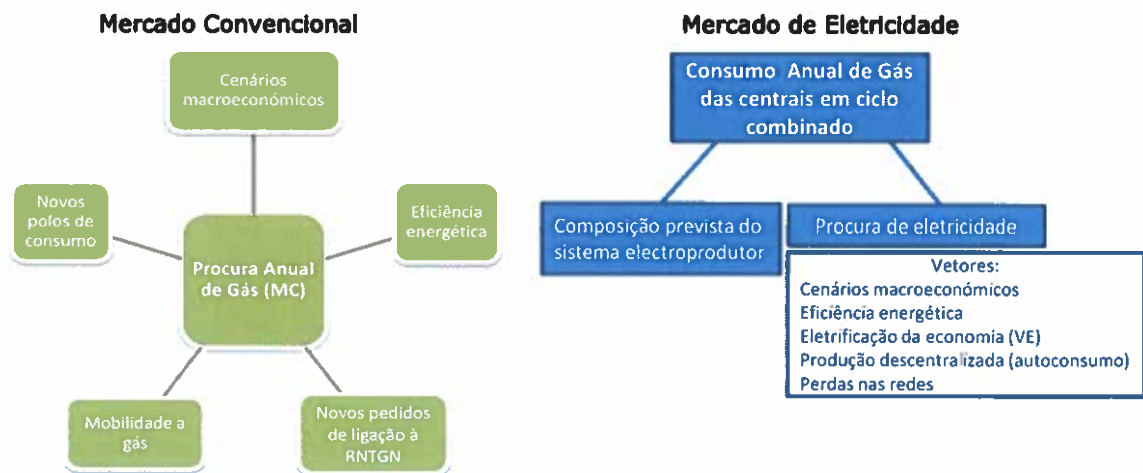
## 1. Introdução e Objetivo

O presente Anexo tem por objetivo apresentar os cenários de evolução da procura de gás para o período 2021-2040, tendo por base as previsões desagregadas pelos seguintes mercados:

- **Mercado Convencional<sup>4</sup> (MC)**, que inclui a procura de gás nos sectores da Indústria, Cogeração, Residencial e Terciário; este mercado é ainda desagregado por Mercado Convencional sem GNL e Mercado de GNL (acrescido da UAG da Madeira);
- **Mercado de Eletricidade (ME)**, que inclui a procura de gás de centrais termoelétricas para produção de eletricidade em regime ordinário (PRO).

O exercício de cenarização da procura revela-se uma tarefa de extrema complexidade devido à incerteza da evolução dos variados vetores económicos, sociais, tecnológicos, ambientais e políticos que impactam direta e indiretamente na sua evolução, muitas vezes com sinais contraditórios.

Os vetores principais que estão na base das previsões da procura de gás estão sintetizados nos esquemas seguintes para ambos os mercados, sendo de realçar que os cenários assentam na combinação de diferentes perspetivas de evolução destes vetores.



Neste exercício de cenarização pretende-se enquadrar os diferentes desafios e enfrentar o processo de transição energética para uma economia com menor intensidade carbónica no consumo de energia, assumindo que o gás terá um papel crucial nesta fase, nomeadamente ao nível da mobilidade.

Por conseguinte, considera-se que os cenários de evolução da procura de gás deverão ser suficientemente contrastantes, ter um âmbito alargado e incorporar medidas que promovam essa transição, rumo à descarbonização total da economia. Em particular, assume-se que o gás terá um papel fundamental conducente à materialização dos desafios e mudanças necessárias para se atingir esse objetivo no muito longo prazo. De realçar que, à semelhança do exercício anterior,

<sup>4</sup> Inclui o mercado de GNL sem a UAG da Madeira.

considera-se no mercado convencional o impacto da mobilidade a gás nos cenários de previsão da procura.

No âmbito da Eficiência Energética, o conjunto de reformas apresentadas do Plano de Recuperação e Resiliência (PRR) constitui um pacote ambicioso de ações com uma aposta alicerçada em investimentos e reformas que permitirão obter importantes resultados, destacando-se a requalificação de edifícios para aumento da eficiência energética.

Para além disso, no âmbito do Pacote Energia Limpa, foi determinada a obrigação de cada Estado-Membro estabelecer uma Estratégia de Longo Prazo para apoiar a Renovação, até 2050, do parque nacional de edifícios residenciais e não residenciais, públicos e privados, para o converter num parque imobiliário descarbonizado e de elevada eficiência energética, incluindo um roteiro com medidas e objetivos indicativos para os horizontes de 2030, 2040 e 2050, e a respetiva ligação ao cumprimento dos objetivos europeus de eficiência energética e da redução da emissão de gases com efeito de estufa (GEE).

A Estratégia de Longo Prazo para a Renovação de Edifícios (ELPRE), já aprovada, responde à necessidade identificada no PNEC de promover a renovação de edifícios, contribuindo para um aumento da eficiência energética do parque edificado. As medidas constantes desta reforma, compreendem a intervenção nas envolventes dos edifícios, a substituição dos sistemas existentes por sistemas mais eficientes, a promoção de energias renováveis e a adoção de soluções técnicas quando adequadas à prática do objetivo da renovação energética dos edifícios abrangidos.

Assim, neste exercício de previsão são incorporadas, pela primeira vez, as perspetivas de evolução das poupanças de gás previstas decorrentes de medidas conducentes a uma maior eficiência energética nos edifícios dos setores Residencial e dos Serviços alicerçadas no PRR e na ELPRE para os horizontes 2030 e 2040.

Relativamente ao mercado convencional são construídos quatro cenários de evolução da procura de gás que assentam na combinação de diferentes perspetivas de evolução dos vetores acima descritos. À semelhança dos cenários de previsão da procura de eletricidade, como ponto de partida estas previsões configuram três hipóteses de evolução da atividade económica:

- ✓ Cenário Superior - com condições mais favoráveis de crescimento económico;
- ✓ Cenário Central - com condições mais moderadas de crescimento económico;
- ✓ Cenário Inferior - com condições menos favoráveis de crescimento económico

No que respeita à mobilidade a gás, são considerados os segmentos rodoviários de pesados de passageiros e de pesados de mercadorias e o segmento do transporte marítimo. Neste âmbito, são, então, assumidos dois cenários:

- ✓ Cenário Conservador – aposta mais moderada no gás no período de transição
- ✓ Cenário Ambição – mais ambicioso nas metas a alcançar, com uma aposta mais forte no gás enquanto combustível de transição.

Quanto à eficiência energética, também são assumidos dois cenários – cenário Ambição e cenários Conservador - com diferente alcance nas poupanças de gás decorrentes da implementação prevista de medidas de eficiência nos sectores Residencial e dos Serviços.

Adicionalmente, também se considera a evolução prevista da procura de gás relativa aos novos polos de consumo cujas licenças foram atribuídas em 2015 (18 licenças) e em 2019 (8 licenças).

De referir que relativamente aos cenários das pontas diárias da procura e à aplicação do Regulamento (EU) 2017/1938, no que respeita às normas de aprovisionamento e às normas das infraestruturas o mercado convencional é desagregado em dois segmentos: mercado convencional sem GNL e mercado de GNL (tipicamente Unidades Autónomas de Gás (UAG)). Esta opção prende-se com os estudos de segurança de abastecimento e de adequação das redes no médio/longo prazo, pois estes segmentos utilizam infraestruturas totalmente distintas.

Os cenários de evolução da procura de gás no mercado de eletricidade (correspondente à produção em regime ordinário do sector Elétrico) têm por base os estudos desenvolvidos no contexto da “Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional - Período 2022-2040” (RMSA-E 2021), e estão alicerçados em 2 trajetórias:

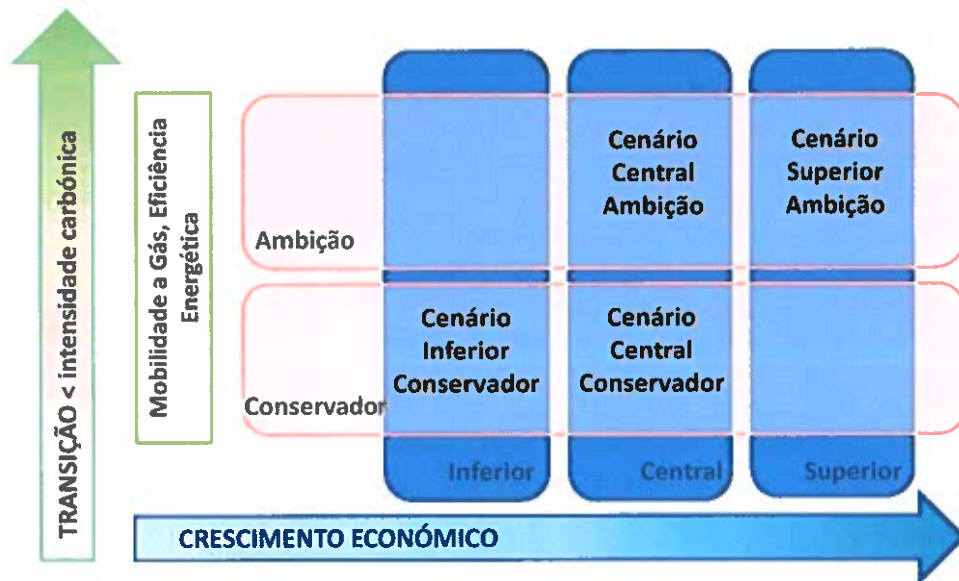
- ✓ **Trajetória Conservadora:** assume o cenário central Conservador da procura e o cenário Conservador da oferta incluindo, nomeadamente, a entrada em serviço dos aproveitamentos hidroelétricos do Alto Tâmega (Daivões, Gouvães e Alto Tâmega) em 2023, o descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás da Tapada do Outeiro até final de 2029. Para esta trajetória é efetuada ainda uma sensibilidade à procura (procura inferior), assumindo o cenário inferior Conservador;
- ✓ **Trajetória Ambição:** assume o cenário Central Ambição da procura e o cenário Ambição da oferta incluindo, nomeadamente, a entrada em serviço dos aproveitamentos hidroelétricos do Alto Tâmega (Daivões, Gouvães e Alto Tâmega) em 2023, o descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás da Tapada do Outeiro até final de 2029. Para esta trajetória é efetuada ainda uma sensibilidade à procura (procura superior), assumindo o cenário Superior Ambição.

Em suma, e face ao explicitado, este trabalho de cenarização assenta nos seguintes cenários de previsão da procura de gás:

- **Cenário Central Conservador:** no Mercado Convencional - combinação do cenário macroeconómico Central com o cenário Conservador da penetração de gás nos transportes rodoviário e marítimo e de evolução das poupanças de gás; no Mercado da Eletricidade - Trajetória Conservadora;
- **Cenário Central Ambição:** no Mercado Convencional - combinação do cenário macroeconómico Central com o cenário Ambição da penetração de gás nos transportes rodoviário e marítimo e de evolução das poupanças de gás; no Mercado da Eletricidade - Trajetória Ambição;
- **Cenário Superior Ambição:** no Mercado Convencional - combinação do cenário macroeconómico Superior com o cenário Ambição da penetração de gás nos transportes

rodoviário e marítimo e de evolução das poupanças de gás; no Mercado da Eletricidade - Trajetória Ambição sensibilidade à procura, assumindo o cenário Superior Ambição;

- **Cenário Inferior Conservador:** no Mercado Convencional - combinação do cenário macroeconómico Inferior com o cenário Conservador da penetração de gás nos transportes rodoviário e marítimo e de evolução das poupanças de gás; no Mercado da Eletricidade - Trajetória Conservadora sensibilidade à procura, assumindo o cenário Inferior Conservador.



Os cenários apresentados são elaborados com base na seguinte informação da responsabilidade da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG):

- ❖ Cenários macroeconómicos
- ❖ Cenário de evolução das poupanças de gás associadas a medidas de eficiência energética nos setores Residencial e dos Serviços
- ❖ Cenário de evolução do número de veículos a gás (pesados de passageiros e pesados de mercadorias)
- ❖ Cenário de evolução da procura de gás no transporte marítimo

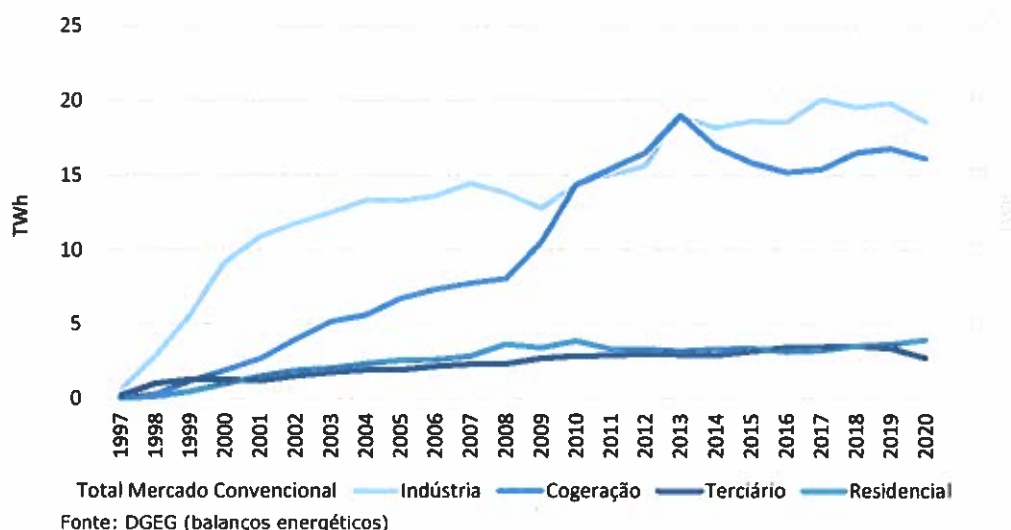
## 2. Mercado Convencional

### 2.1 Análise da Procura Anual

Nesta secção analisa-se a evolução passada da procura de gás natural no mercado convencional desagregada pelos sectores de consumo que o constituem: Indústria, Cogeração, Residencial e Terciário.

Da análise da Figura 1 verifica-se que a procura de gás natural no mercado convencional cresceu significativamente desde a sua introdução em 1997.

FIGURA 1 - PROCURA DE GÁS NATURAL POR SECTOR DE CONSUMO, PERÍODO 1997-2020



O sector da Indústria (sem Cogeração) é o sector com o nível de procura mais elevado, seguido da Cogeração. Com valores muito semelhantes entre si seguem os sectores Terciário e Residencial.

A evolução da procura de gás natural no mercado convencional caracterizou-se por taxas de crescimento muito elevadas nos primeiros anos, principalmente nos sectores da Indústria e da Cogeração, revelador de uma adesão rápida destes segmentos no mercado português.

Os incrementos na procura de gás natural no sector da Indústria foram relativamente estáveis entre 1998 e 2001, seguindo-se um período de redução substancial nos acréscimos anuais. A evolução da procura neste sector descreveu, assim, uma curva que estabilizou sensivelmente até 2007. Em 2008 e 2009 a procura de gás natural neste sector diminuiu, resultado da crise económica e financeira que afetou Portugal. Esta crise conduziu a ajustamentos e correções de desequilíbrios macroeconómicos com impactos significativos no tecido produtivo da economia, levando ao crescimento de sectores com uma maior vertente exportadora que conduziram, tendencialmente, ao aumento da procura de gás natural neste sector nos anos seguintes.

No sector da Cogeração também estão evidenciados períodos de elevado crescimento, pese embora após 2013 se tenha verificado uma desaceleração clara no ritmo de crescimento da procura neste sector devido, fundamentalmente, a alterações legislativas com grande impacto no regime de remuneração da produção de eletricidade destas instalações e, conseqüentemente, nas estratégias de investimento dos promotores. A partir de 2017, porém, é de destacar alguma recuperação na procura de gás natural neste setor.

A procura de gás natural nos sectores Residencial e Terciário também foi caracterizada por elevadas taxas de crescimento na primeira década. No entanto, destaca-se o facto do sector Residencial ter sido o mais penalizado pela crise de 2008, em consequência do impacto material de elevadas taxas de desemprego e diminuição de rendimentos.

Destaque, ainda, para o ano de 2020 que foi caracterizado por um decréscimo bastante pronunciado na procura dos setores da Indústria, Cogeração e, principalmente, Terciário fruto da crise de saúde pública protagonizada pela Covid-19. Em sentido oposto a procura do setor Residencial aumentou, a que não será alheio a obrigatoriedade de confinamento.

A Tabela 1 mostra as taxas médias de crescimento anual da procura de gás natural em diversos períodos.

TABELA 1 - TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL DA PROCURA DE GÁS NATURAL NO MERCADO CONVENCIONAL

Período	Indústria	Cogeração	Terciário	Residencial	Mercado Convencional
2000-2020	3,6%	11,3%	3,9%	7,2%	5,9%
2000-2010	4,6%	22,5%	8,3%	14,7%	10,3%
2010-2020	2,6%	1,2%	-0,4%	0,2%	1,6%
2010-2015	5,4%	2,0%	2,2%	-2,5%	3,0%
2015-2020	-0,1%	0,4%	-2,9%	3,0%	0,2%

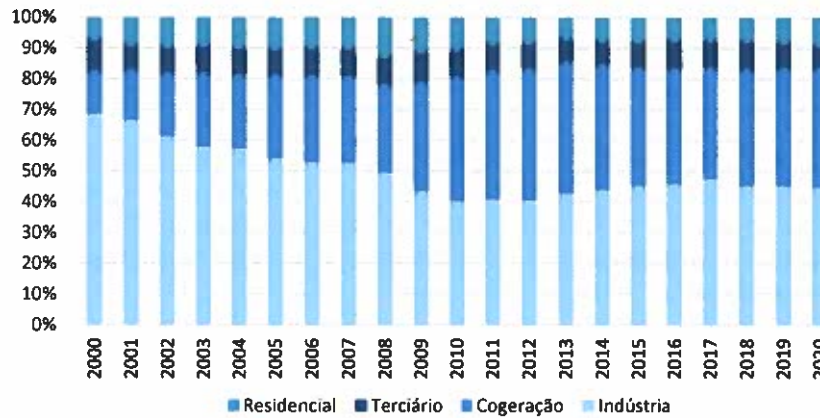
Como seria expectável num mercado em desenvolvimento, a penetração do gás natural a nível nacional traduziu-se em taxas de crescimento anuais bastante significativas entre 2000 e 2010. Também na última década os setores da Indústria e da Cogeração evidenciaram taxas de crescimento positivas, embora bastante inferiores às da década anterior, e apesar do efeito da pandemia. O setor Residencial, pelas razões já expostas, passou por um ajustamento que se traduziu, em média, por taxas de evolução negativas na primeira metade dessa década, pese embora no último quinquénio seja notória uma recuperação significativa (sem o ano de 2020 teria sido 2,0%). Relativamente ao setor Terciário, o último quinquénio ficou caracterizado por uma taxa de evolução anual, em média, negativa, devido ao efeito do ano atípico de 2020 que afetou muito particularmente este sector (+1,6% sem o ano de 2020).

Com a extensão da cobertura territorial do gás natural decorrente das novas licenças atribuídas em 2015 (18 licenças) e em 2019 (8 licenças) e com os investimentos de expansão previstos nas redes de infraestruturas é de esperar que a procura de gás possa incrementar, pese embora, em 2020 a procura decorrente das novas licenças atribuídas em 2015 tenha sido de apenas cerca de 25 GWh, estando longe dos valores apresentados em contexto dos planos previstos para estas licenças.

Adicionalmente, admite-se que, a médio prazo, o panorama mais provável seja a continuação do progressivo amadurecimento deste mercado, que se traduzirá na natural redução das taxas de crescimento, também pressionada pela implementação da ELPRE.

A evolução do peso de cada sector na procura total do mercado convencional está ilustrada na Figura 2.

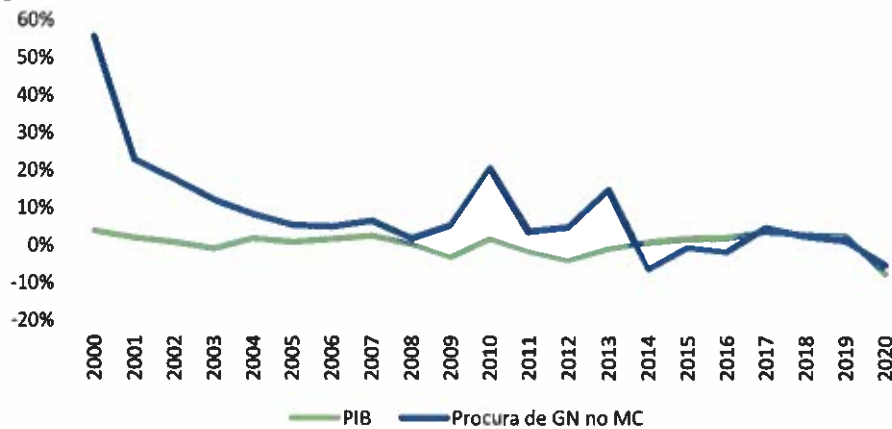
FIGURA 2 - PESO SECTORIAL DA PROCURA DE GÁS NATURAL NO MERCADO CONVENCIONAL. PERÍODO 2000-2020



A Indústria teve um peso predominante na procura de gás natural até 2009, ano a partir do qual o seu peso foi ultrapassado pelo sector da Cogeração. A procura de gás natural para fins de cogeração foi o que mais contribuiu para o crescimento da procura desde 2002, sendo, no entanto, de salientar o menor peso deste sector a partir de 2013 pelas razões já mencionadas. Os sectores Terciário e Residencial têm mantido um peso relativamente estável.

A Figura 3 ilustra a evolução das taxas de crescimento anual da procura de gás natural no mercado convencional e do Produto Interno Bruto (PIB) nos últimos vinte anos.

FIGURA 3 – TAXAS DE CRESCIMENTO ANUAL DA PROCURA DE GÁS NATURAL NO MC E DO PIB EM VOLUME. PERÍODO 2000-2020



Até 2013 o crescimento da procura de gás natural foi sempre superior ao crescimento do PIB, sendo que as elevadas taxas no início do período representado estão em consonância com o rápido crescimento do gás natural em Portugal após a sua introdução. No período 2000-2013, o PIB cresceu, em média, cerca de 0,0% ao ano, resultado da sequência de vários anos com fraco desempenho económico, sendo que para o mesmo período a procura de gás natural no mercado convencional atingiu, em termos médios, um crescimento de 9,7% ao ano.

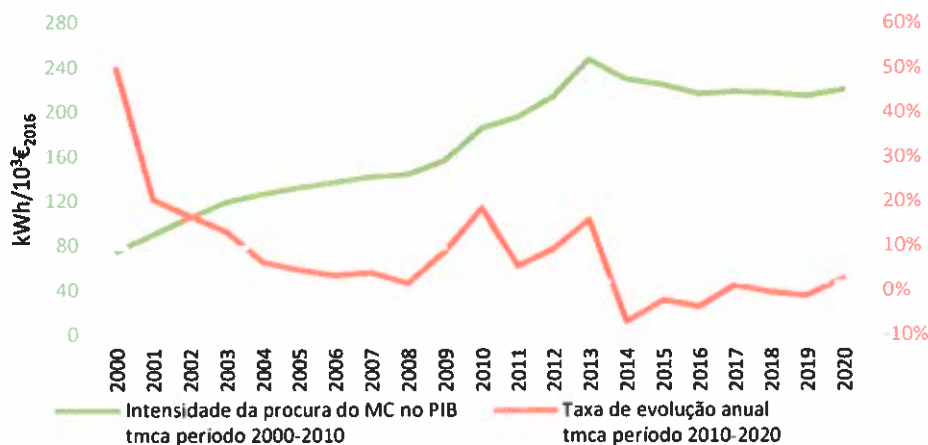
Entre 2014 e 2020, contudo, o crescimento do PIB foi, em média, superior ao da procura de gás natural (0,8% ao ano vs. -0,9% ao ano sendo 0,1% sem o setor da Cogeração), traduzindo uma redução da elasticidade da procura de gás natural em relação ao PIB, o que poderá indiciar que outros fatores para além da atividade económica, nomeadamente a eficiência energética e a



substituição do gás por outras formas de energia, passaram a ter um impacto significativo na procura de gás natural. De notar, ainda, que o ajustamento ocorrido no sector da Cogeração após 2013 é responsável por uma parte substancial dessa redução, para além da crise de saúde pública do último ano.

A Figura 4 mostra a evolução da intensidade da procura de gás natural no PIB e as respetivas taxas de evolução anual no período 2000-2020. Da sua análise conclui-se que a partir de 2013 a intensidade da procura de gás natural por unidade monetária do PIB inverteu a tendência de crescimento, em virtude da procura de gás natural nos últimos anos ter crescido a um ritmo inferior ao do PIB.

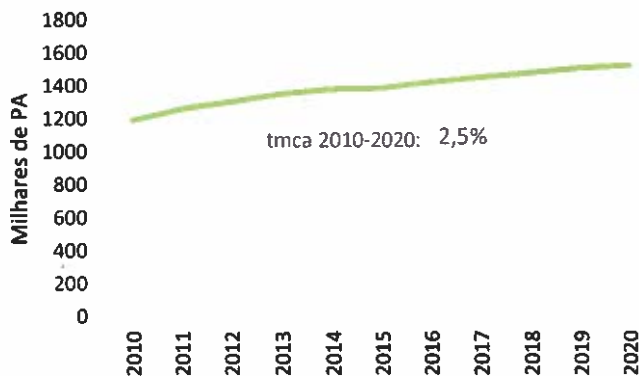
FIGURA 4 – EVOLUÇÃO ANUAL DA INTENSIDADE DA PROCURA DE GÁS NATURAL DO MERCADO CONVENCIONAL NO PIB. PERÍODO 2000-2020



No período 2000-2010 a intensidade da procura de gás natural no PIB apresentou um ritmo de crescimento bastante expressivo e em linha com o facto de se tratar de um mercado emergente, expresso numa taxa média de crescimento anual (tmca) de 9,5% em contraste com uma taxa média anual de 1,7% no período 2010-2020, caracterizado por uma procura de gás natural inferior ao do período anterior. Esta tendência é reforçada no último quinquénio com o abrandamento claro do ritmo de evolução deste indicador para uma taxa média de evolução anual de cerca de -0,4%.

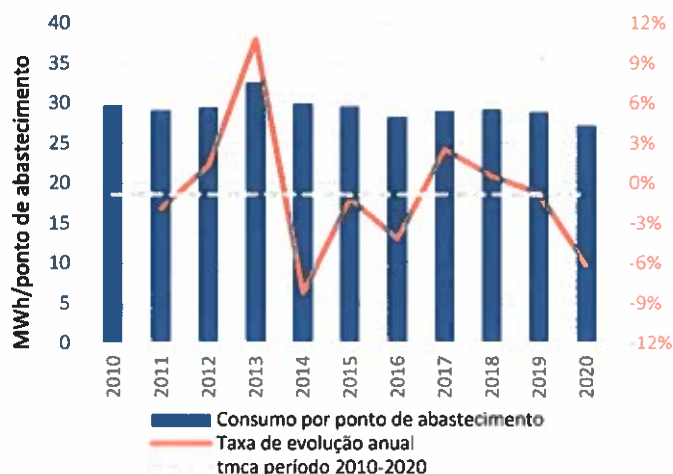
Relativamente aos pontos de abastecimento, a Figura 5 evidencia a sua evolução entre 2010 e 2020, sendo de assinalar uma taxa de crescimento média anual de cerca de 2,5% ao ano.

FIGURA 5 – EVOLUÇÃO ANUAL DO NÚMERO DE PONTOS DE ABASTECIMENTO. PERÍODO 2010-2020



No mesmo período, a procura de gás natural por ponto de abastecimento caracterizou-se por alguma estabilidade, exceto nos anos de 2013 e 2020, sendo, contudo, de assinalar um decréscimo anual de cerca de 0,9% ao ano, em média (-0,3% sem o ano atípico de 2020).

FIGURA 6 – EVOLUÇÃO ANUAL DA PROCURA DE GÁS NATURAL DO MERCADO CONVENCIONAL POR PONTO DE ABASTECIMENTO. PERÍODO 2010-2020

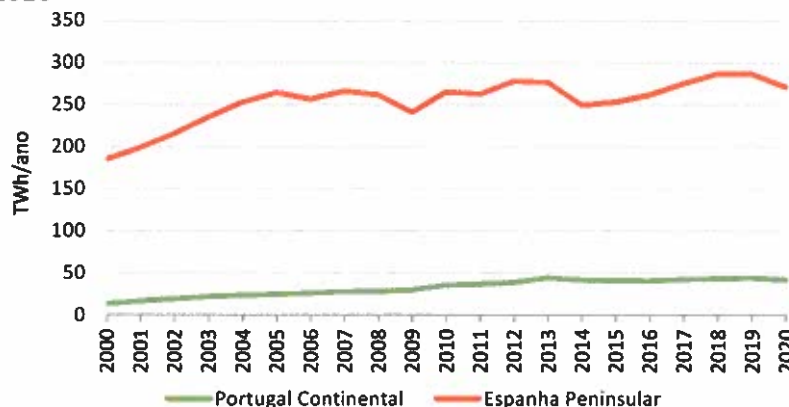


No período em análise, a procura por ponto de abastecimento representou, em média, 29,3 MWh, com um valor máximo ocorrido em 2013, fundamentalmente, por influência da procura dos sectores da Indústria e da Cogeração que cresceram 18,3%, face a um decréscimo da procura dos sectores Residencial e Terciário de 3,0%, e apesar do crescimento de 3,6% no número de pontos de abastecimento. De salientar que também neste indicador é visível o efeito do ajustamento ocorrido no sector da Cogeração após 2013.

### Comparação com Espanha

A procura de gás natural no mercado convencional em Portugal é significativamente inferior à de Espanha.

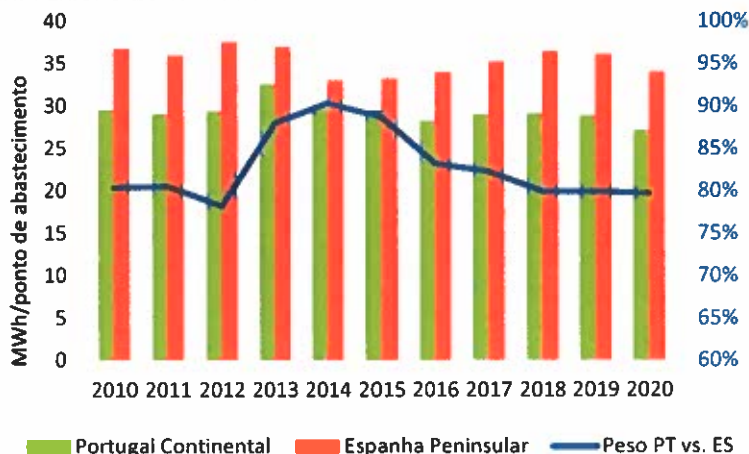
FIGURA 7 – PROCURA DE GÁS NATURAL NO MERCADO CONVENCIONAL EM PORTUGAL E ESPANHA. PERÍODO 2000-2020



Em 2020 a procura de gás natural no mercado convencional em Portugal representou 15,3% da procura de gás natural em Espanha. O valor mais elevado foi atingido em 2014 com 16,6%.

A Figura 8 compara a evolução da procura de gás natural por ponto de abastecimento no período 2010-2020.

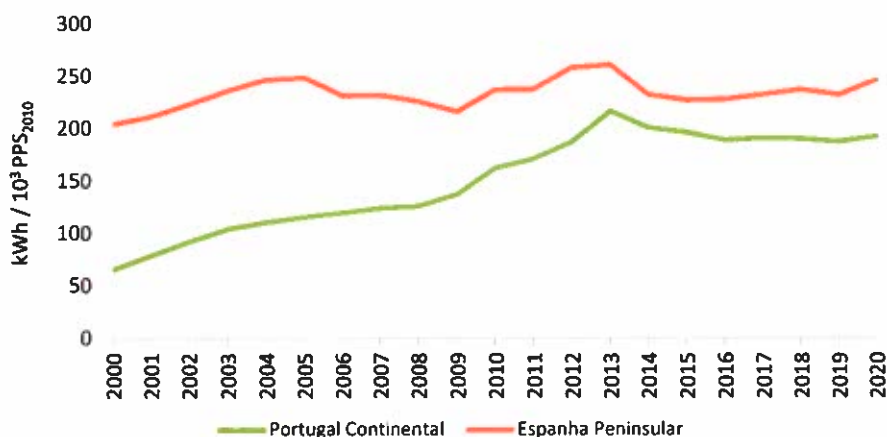
FIGURA 8 – PROCURA DE GÁS NATURAL POR PONTO DE ABASTECIMENTO NO MERCADO CONVENCIONAL EM PORTUGAL E ESPANHA, PERÍODO 2010-2020



Como se pode observar, a procura por ponto de abastecimento em Portugal tem sido sempre inferior ao de Espanha, com um peso que variou entre 78% e 90% do de Espanha, sendo que nos últimos anos correspondeu a apenas 80% da procura em Espanha.

A intensidade da procura de gás natural no PIB em Portugal tem sido sempre inferior à de Espanha, embora seja visível, ao longo do tempo, um estreitamento da diferença que estabilizou a partir de 2013.

FIGURA 9 – INTENSIDADE DA PROCURA DE GÁS NATURAL NO PIB (CORRIGIDO DA PPC) NO MERCADO CONVENCIONAL EM PORTUGAL E ESPANHA, PERÍODO 2000-2020



## 2.2 Cenarização e Vetores de Mudança

Tal como para a eletricidade, também a integração de diferentes vertentes económicas, sociais, energéticas e tecnológicas deve permitir a construção de cenários de evolução da procura de gás

suficientemente contrastantes, com diferentes dinâmicas e trajetórias, com o objetivo de enquadrar o que poderá ser o seu futuro.

A prossecução de um modelo energético assente, gradualmente, numa menor intensidade carbónica até à total descarbonização da economia, passa, inevitavelmente, por um período de transição energética em que o gás desempenhará um papel fundamental, nomeadamente ao nível da mobilidade dos pesados, de passageiros e mercadorias, e marítimo no cumprimento das metas de emissões impostas.

Neste exercício de cenarização pretende-se enquadrar os diferentes desafios e enfrentar esse processo de transição para um crescimento económico sustentável em termos ambientais, tendo, contudo, consciência de que a incerteza é um fator expressivo quando se analisam macrotendências de futuro sejam económicas, sociais e demográficas, tecnológicas ou de política ambiental e energética. Estas macrotendências, não sendo independentes entre si, podem ter impactos significativos na procura energética, e, neste caso em concreto, na procura de gás.

No longo prazo revestem-se de significativa importância para a procura de gás os seguintes fatores, entre outros:

- **Base de clientes** - o número de clientes efetivamente ligados à rede de gás tem uma grande preponderância na expansão da rede de gás, sendo um indutor do fator de crescimento. Como fatores preponderantes que poderão influenciar a base de clientes temos o acesso à rede, a população, sendo particularmente relevante no caso de Portugal em que as redes não abrangem a totalidade do nosso território, e a atividade económica. A extensão da cobertura territorial do gás decorrente das novas licenças atribuídas em 2015 (18 licenças) e em 2019 (8 licenças) e os investimentos de expansão previstos para as redes dos demais operadores continuarão a permitir um aumento da base de clientes.
- **Crescimento económico:** os indicadores económicos, globais e sectoriais, poderão ajudar a explicar a trajetória da procura de gás, uma vez que uma atividade económica mais intensa potencia o aparecimento de mais empresas (que poderão constituir novos clientes a gás) e/ou o aumento da produção das empresas já existentes. Numa fase de maturidade, quando a expansão das redes (lado da oferta) deixar de acontecer de forma significativa, a base de clientes passará a ser influenciada quase exclusivamente pela atividade económica e pela população. Nesse contexto, assume-se que a incerteza na evolução da economia e o ajustamento e correções dos desequilíbrios macroeconómicos que ainda persistem no tecido produtivo da economia têm um impacto significativo na procura de gás. O ritmo de redução da intensidade da procura de gás por unidade de PIB dependerá do desempenho da economia, muito concretamente da dinamização do investimento produtivo de elevado valor acrescentado, e da eficiência energética.
- **Mobilidade a gás:** a utilização do gás como combustível no segmento rodoviário dos pesados de passageiros e de mercadorias de longo curso já é uma realidade na Europa, com uma penetração expressiva em países como Espanha, Itália e Alemanha. Em 2018 Itália era o sétimo país do mundo com a maior frota de veículos a gás natural (+ de 1 milhão, incluindo todos os segmentos) representando uma quota de cerca de 2% sobre o parque total. Em Portugal, e apesar da menor dimensão na penetração deste tipo de veículos, existe um grande potencial de crescimento no médio prazo, sendo, no entanto, de assinalar a continuada aposta em veículos a gás no segmento de pesados de passageiros

(exemplo dos STCP - Serviço de Transportes Coletivos do Porto, Carris, TCB - Transportes Coletivos do Barreiro, TUB - Transportes Urbanos de Braga, etc.). Apesar do maior valor de aquisição, o preço competitivo do combustível e os maiores intervalos de manutenção garantem uma vantagem competitiva dos veículos a gás face a veículos semelhantes a diesel, sendo possível obter um *payback* do investimento de cerca de 3 anos a 4 anos, em média, para veículos cujo período de vida útil é bastante longo. Além disso, o menor ruído e a redução de emissões de CO<sub>2</sub> (até 25%), bem como a redução expressiva das emissões de partículas sólidas (96%), NO<sub>x</sub> (85%) e SO<sub>2</sub> (100%), são fatores a ter em consideração num sector com elevada intensidade na emissão de gases nocivos ao ambiente e à saúde das populações.

Relativamente ao segmento do transporte marítimo, as bancas a gás para abastecimento de navios de cruzeiro e de mercadorias têm um grande potencial de crescimento no médio/longo prazo, estando, contudo, dependentes das opções de investimento e perspectivas de desenvolvimento futuro plasmadas nos planos estratégicos dos principais armadores mundiais e dos Portos Nacionais. O número de encomendas de navios de cruzeiro e de mercadorias movidos a GNL já é expressivo, sendo potenciado por regras mais restritivas impostas pela Organização Marítima Internacional a partir de 1 de janeiro de 2020 com a obrigatoriedade de utilização de combustíveis com um teor de enxofre inferior a 0,5%. O GNL é o combustível que melhor se adapta a estas condições e, por isso, foram já elaborados vários códigos e regulamentação em torno do GNL (ex: International Code for Gas Filled Ships). Existe, portanto, algum consenso de que o GNL é uma boa solução, pelo menos no médio prazo, pois neste momento não há soluções alternativas seguras que possam corresponder ao perfil e à escala de utilização internacional.

- Precos do gás e energias concorrentes: o preço é um fator decisivo para a tomada de decisão, por parte dos agentes, de qual a fonte de energia a utilizar e em que quantidades. Assim, o preço do gás considerado *per se* pode induzir ou inibir a procura de gás (efeito de rendimento) ou, quando considerado face às alternativas concorrentes, ser decisivo para a mudança de fonte de energia a utilizar (efeito de substituição).
- Eficiência energética: a otimização dos sistemas existentes de aquecimento e/ou produção de água quente sanitária ou da sua substituição por sistemas de elevada eficiência poderão conduzir, no longo prazo, a ritmos de evolução da procura de gás inferiores aos atuais (mais visível no sector Residencial e Terciário). Por outro lado, o reforço progressivo e a aposta na eficiência energética por via da implementação/promoção de medidas e programas estruturados que incitem os consumidores a adotarem comportamentos mais eficientes também terá um papel muito relevante no consumo energético. A esse respeito, o conjunto de reformas apresentadas no PRR constitui um pacote ambicioso de ações com uma aposta na eficiência energética. A ELPRE, já aprovada, responde à necessidade de promover a renovação de edifícios, contribuindo para um aumento da eficiência energética do parque edificado ao estabelecer uma estratégia de longo prazo para apoiar a renovação, até 2050, do parque nacional de edifícios residenciais e não residenciais, incluindo um roteiro com medidas e objetivos indicativos para os horizontes de 2030, 2040 e 2050 e um investimento total estimado na ordem dos 143 mil milhões de euros (4 950 M€/ano) até 2050.

Ao mesmo tempo, o Decreto-Lei n.º 101-D/2020 – que se aplica à conceção e renovação de edifícios, estabelece os requisitos aplicáveis a edifícios para a melhoria do seu desempenho energético, regula o Sistema de Certificação Energética de Edifícios e define requisitos e regras (de instalação, manutenção, documentação de desempenho, avaliação periódica e monitorização dos consumos e inspeções periódicas) a cumprir pelos sistemas

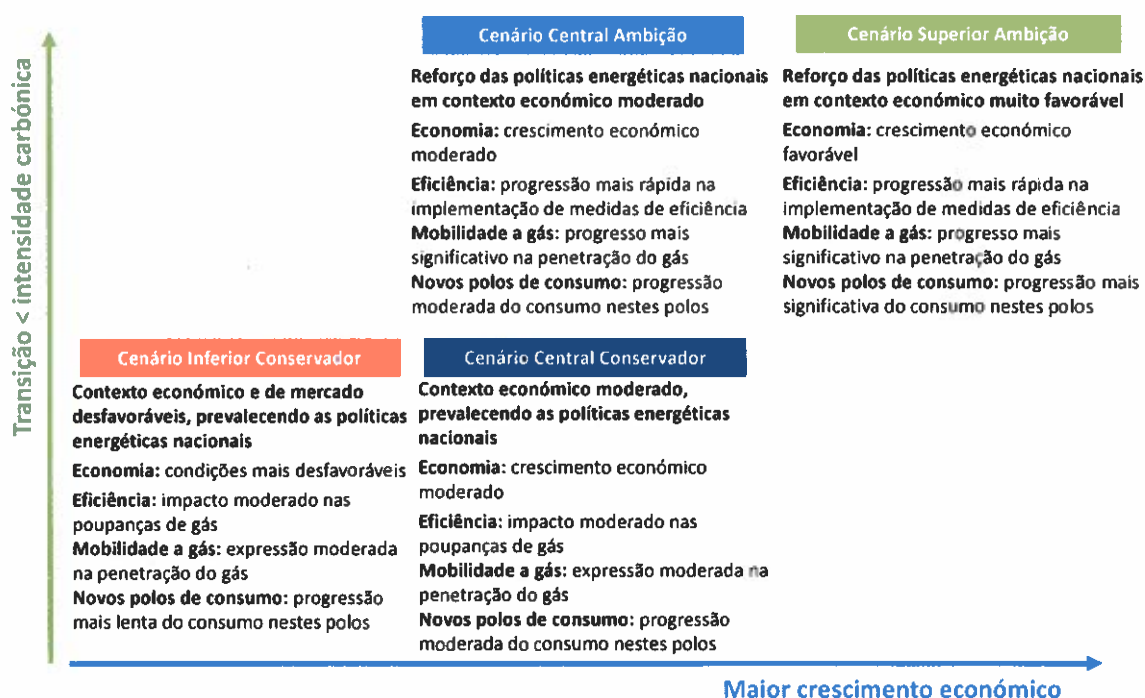
de climatização (aquecimento e arrefecimento) de espaços ou a ventilação dos edifícios abrangidos.

De referir, igualmente, que se tem vindo a confirmar uma mudança intrínseca de comportamento dos consumidores, mais atentos e informados sobre esta realidade, seja por razões económicas ou por razões ambientais. Contribui certamente para isso a crescente digitalização ao fomentar a conectividade e, conseqüentemente, alterações comportamentais. No sector industrial será, ainda, de esperar a constante prossecução de sistemas de produção cada vez mais eficientes, com consumos energéticos inferiores e, conseqüente, impacte na competitividade.

A conjugação destes fatores, em combinação com diferentes níveis de evolução da atividade económica, associados a diferentes perspetivas de desenvolvimento, nomeadamente ao nível da mobilidade a gás e da eficiência energética, têm implicações nos cenários de evolução da procura de gás no futuro. Com as previsões resultantes pretende-se apresentar um intervalo de evolução plausível da procura de gás no médio/longo prazo, suficientemente contrastante, que permita enquadrar os diferentes desafios a enfrentar.

Para o atual exercício de previsão, a Figura 10 sistematiza as diferentes combinações de perspetivas de evolução assumidas na construção de cada cenário, tendo por base dois eixos: "Transição para uma menor intensidade carbónica" (eixo do y) e "Crescimento Económico"(eixo do x).

FIGURA 10 – CARACTERIZAÇÃO DOS DIFERENTES CENÁRIOS



Foram, então, assumidos quatro cenários, localizados em diferentes quadrantes, enquadrados em dois eixos:

- O eixo "Crescimento Económico" pressupõe um menor ou maior crescimento económico tendo por base diferentes níveis de integração da política energética europeia, com diferentes metas e objetivos a alcançar no longo prazo. O nível de fundos europeus estará

correlacionado positivamente com a inovação, investigação e desenvolvimento de novos projetos dinamizadores, sustentáveis e potenciadores do crescimento económico.

- O eixo “**Transição para uma Menor Intensidade Carbónica**” tem por base uma menor ou maior preocupação ambiental, nomeadamente com as emissões de CO<sub>2</sub>. Na fase de transição energética para a neutralidade carbónica da economia no muito longo prazo, o gás terá um papel fundamental, promovendo a utilização de tecnologias no sector dos transportes, terrestre e marítimo, que induzem a uma redução na emissão de CO<sub>2</sub> e outros gases nocivos, conduzindo a uma menor intensidade carbónica na economia. A velocidade a que essa transição irá decorrer no futuro depende não apenas das vertentes tecnológica e económica, mas também de instrumentos de política energética e fiscal facilitadores desta estratégia.

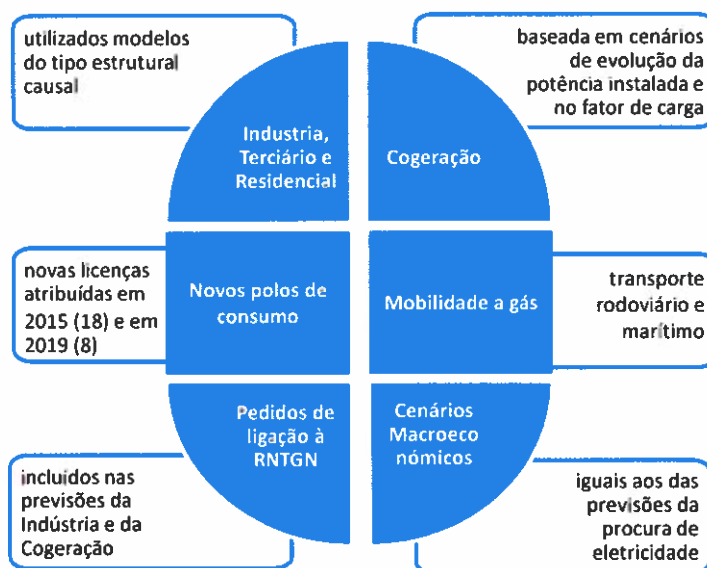
Nos últimos anos as instituições europeias e nacionais têm tido um papel cada vez mais interventivo nas questões ambientais. A questão premente é se as atuais políticas energéticas se irão manter ou ser reforçadas através da fixação de objetivos mais ambiciosos, materializados pela implementação de medidas de ação concretas, com impactos quantificáveis, e se isso acontecerá num forte ou fraco contexto de crescimento económico.

A movimentação dos cenários de procura de gás no mercado convencional num outro eixo para além do “Crescimento Económico”, induziu ao desenvolvimento de cenários também com diferentes dinâmicas e trajetórias nas vertentes da mobilidade a gás e da eficiência energética.

## 2.3 Metodologia de Previsão

No longo prazo, o processo metodológico utilizado na elaboração dos cenários de evolução da procura de gás baseia-se na modelização do seu comportamento em quatro grandes sectores: sector da Indústria e Agricultura, sector Terciário, sector Residencial e sector da Cogeração. As diferentes etapas do processo de previsão no longo prazo encontram-se sistematizadas na Figura 11.

FIGURA 11 – ETAPAS DA PREVISÃO DE LONGO PRAZO EM CADA CENÁRIO. PERÍODO 2022-2040



A previsão dos sectores da Indústria e Agricultura, sector Terciário e sector Residencial, assenta em modelos econométricos, tendo por base cenários de evolução macroeconómica em conformidade com a caracterização de cada cenário construído. Foram explorados diversos tipos de modelos, tendo sido desenvolvidos esforços no sentido da atualização das metodologias de previsão.

O impacto da implementação de medidas de eficiência energética considerada nos cenários de previsão da procura de gás nos sectores Residencial e dos Serviços está materializado através de metas concretas de poupanças nos dois cenários assumidos. No que respeita ao sector da Indústria, a eficiência energética está implicitamente assumida nos modelos econométricos utilizados na estimativa da respetiva procura.

Para o sector da Cogeração, e por questões de coerência com os estudos prospetivos efetuados para o RMSA-E 2021, as previsões da procura de gás têm por base o cenário de evolução previsional da potência instalada para produção conjunta de calor e eletricidade, combinado com diferentes fatores de utilização dessa capacidade.

Para todo o período de previsão, são, então, incluídos os efeitos previstos sobre a procura de gás

- ✓ da mobilidade a gás nos segmentos de pesados de passageiros, pesados de mercadorias e transporte marítimo, também com base nas diferentes perspetivas de evolução futura associadas a cada cenário desenvolvido (procura posteriormente incluída no sector Terciário), tendo em consideração o número de veículos e os consumos específicos descritos mais à frente,
- ✓ da implementação de medidas de eficiência energética nos sectores Residencial e dos Serviços decorrentes da ELPRE,
- ✓ da incorporação de informação relativa ao arranque previsto de novos projetos industriais ou de Cogeração decorrente de pedidos de ligação à RNTG, com entrada em serviço industrial no curto/médio prazo, e
- ✓ dos novos polos de consumo (licenças atribuídas em 2015 (18) e 2019 (8)) por sectores, abastecidos por UAG, tendo por base as previsões apresentadas pela Sonorgás no PDIRD 2021-2025 e no concurso de atribuição das licenças.

De seguida apresenta-se uma descrição mais detalhada dos modelos utilizados.

### 2.3.1 Modelos estimados

Apesar do sector do gás natural ter iniciado a sua atividade em Portugal em 1997, o número de observações anuais é ainda relativamente reduzido para que se obtenham resultados com a robustez desejável. Os mais de 20 anos de histórico estão marcados pelo período inicial de penetração do gás natural no nosso país, com taxas de crescimento extremamente elevadas e que nos últimos anos sofreram um forte decréscimo, não só devido à crise económica como também ao amadurecimento do sector. O peso do período de penetração na amostra torna-a pouco representativa da evolução futura e, portanto, a incerteza associada a previsões feitas com base nela torna-se muito grande se feitas com base em modelos econométricos clássicos.



Para a previsão da procura de gás 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:

$$\begin{aligned} \mu_t &= \mu_{t-1} + \beta_{t-1} + \eta_t, & \eta_t &\sim N(0, \sigma_\eta^2) \\ \beta_t &= \beta_{t-1} + \zeta_t, & \zeta_t &\sim N(0, \sigma_\zeta^2) \end{aligned}$$

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 para os parâmetros, 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.

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 a imposição de especificações não lineares a priori como acontece nos mínimos quadrados não lineares.

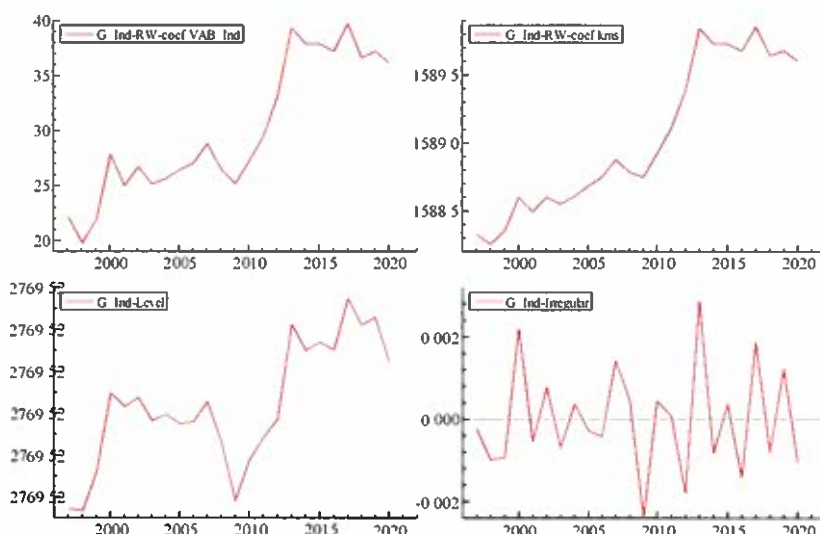
## Indústria

Na modelação da evolução da procura de gás 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 em funcionamento em Portugal. 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.

Na Figura 12 ilustram-se as evoluções dos parâmetros associados aos diversos parâmetros incorporados no modelo, nomeadamente o coeficiente associado à variável económica, o coeficiente associado aos km's de rede de transporte de gás, a componente nível, a componente tendência e finalmente os resíduos de estimação.

FIGURA 12 – EVOLUÇÃO DAS COMPONENTES DO MODELO ESTRUTURAL CAUSAL DA PROCURA DE GÁS NO SECTOR DA INDÚSTRIA E AGRICULTURA



Os resultados deste modelo permitiram obter previsões da procura de gás para este sector associadas a diferentes cenários de evolução do VAB da Indústria. Para efeitos de previsão, os parâmetros estimados consideram-se fixos, assumindo o valor estimado para 2020, com exceção da variável associada ao VAB, o qual refletirá o pressuposto em termos de aumentos anuais de eficiência na procura. Em termos previsionais assumiu-se uma ligeira descida do coeficiente associado ao VAB que corresponde a um aumento de eficiência no consumo (por unidade de VAB) em torno de 0,75% ao ano em termos médios. Para 2021 as taxas de crescimento projetadas resultam de estimativas com base nos valores observados para o consumo entre Janeiro e Agosto de 2021.

Não estão previstos novos pedidos de ligação à rede para projetos industriais com significativo impacto na procura de gás.

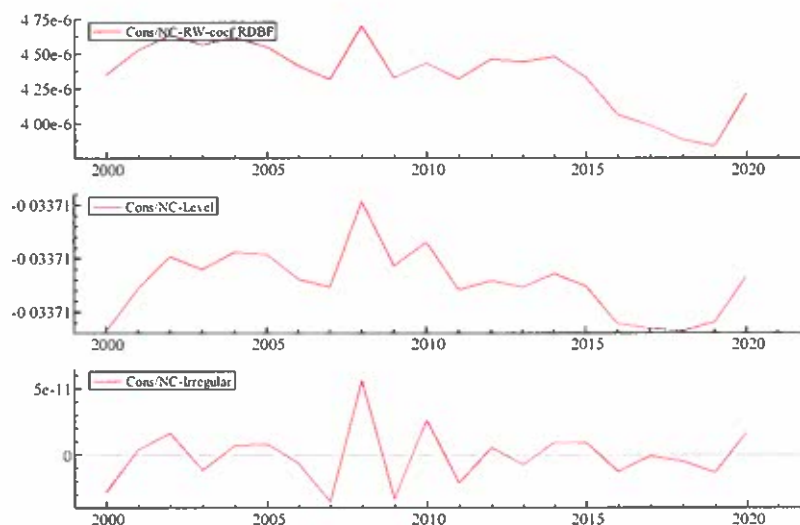
### Residencial

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 a procura de gás do sector por consumidor com o Rendimento Disponível Bruto das Famílias (RDBF). O número de consumidores domésticos representa mais de 90% do número total de clientes de gás natural pelo que a utilização do número total de consumidores (uma vez que não foi possível recolher uma série de

número de consumidores residenciais consistente para todo o histórico) como variável explicativa é adequado para modelar o consumo deste sector. O modelo obedece a uma especificação com uma componente de nível do tipo estocástico.

A evolução dos parâmetros associados ao modelo está ilustrada na Figura 13.

FIGURA 13 -- EVOLUÇÃO DAS COMPONENTES DO MODELO ESTRUTURAL CAUSAL DA PROCURA DE GÁS NO SECTOR RESIDENCIAL



Os cenários construídos a partir deste modelo assumem uma progressiva redução da elasticidade entre a procura e o seu indutor à medida que o tempo avança, ou melhor, à medida que o mercado de gás vai amadurecendo. Relativamente à evolução do número de consumidores, foram construídos três cenários: no cenário mais elevado assumiu-se uma extrapolação com base nas taxas de crescimento observadas entre 2011 e 2020; o cenário intermédio assume 75% das taxas projetadas no cenário mais elevado e o cenário inferior 50%.

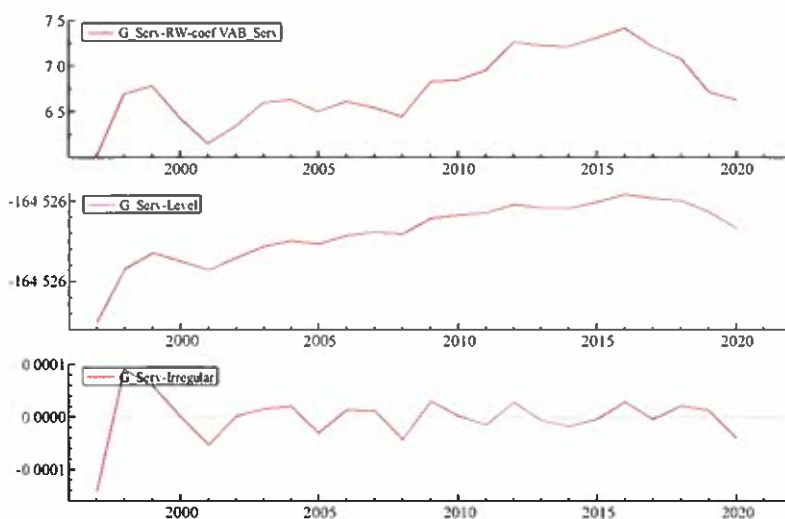
Em virtude da crise pandémica provocada pela COVID-19, as taxas de crescimento assumidas para o período 2021 a 2022 não resultam diretamente das projeções geradas pelos modelos pois estes revelaram-se bastante reativos aos choques assumidos nos cenários macroeconómicos. Assim, para 2021 assumiu-se uma estimativa baseada na evolução do consumo de gás observada entre Janeiro e Agosto de 2021 e para 2022 considerou-se o valor médio entre o que resulta dos modelos para 2023 e a estimativa utilizada para 2021.

### 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 no sector com o 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 assumiu-se uma progressiva redução da elasticidade procura-VAB no horizonte de previsão que pretende captar o amadurecimento do sector.

A evolução dos parâmetros associados ao modelo está ilustrada na Figura 14.

FIGURA 14 – EVOLUÇÃO DAS COMPONENTES DO MODELO ESTRUTURAL DA PROCURA DE GÁS NO SECTOR TERCIÁRIO



Para este sector as taxas de crescimento assumidas para o período 2021 a 2023 não resultam diretamente das projeções geradas pelos modelos pois estes revelaram-se bastante reativos aos choques assumidos nos cenários macroeconómicos. Assim, em 2021 assumiu-se uma estimativa de evolução baseada no consumo acumulado de 2021 até Agosto e para 2022 e 2023 assumiu-se uma elasticidade procura-VAB constante (equivalente à média do período 2024-2025) de forma a que a procura convirja suavemente para a tendência de longo prazo estimada pelos modelos.

### 2.3.2 Cogeração

As previsões da procura de gás no setor da Cogeração têm por base os cenários de evolução previsional da potência instalada para produção conjunta de calor e eletricidade constantes dos pressupostos do RMSA-E 2021, elaborados pela DGEG.

Sobre estes cenários e, relativamente às entregas de energia à rede elétrica e ao autoconsumo, são efetuadas duas análises relativamente ao número de horas de utilização das centrais à plena carga. Foi adicionalmente assumido que as instalações que utilizam derivados do petróleo (fuelóleo, gasóleo e outros) serão totalmente desclassificadas no final de 2020. Deste modo, os pressupostos assumidos para o cenário Conservador e para o cenário Ambição, relativos às instalações de Cogeração, são os seguintes:

- **Cenário Conservador:** no que refere às entregas de eletricidade à rede elétrica pelas centrais a gás foi assumida uma utilização de 5 100 hpc referente à média dos últimos 3 anos. Em relação ao autoconsumo destas centrais foi igualmente considerado o mesmo período, que corresponde a um valor de 850 hpc. Para as centrais Renováveis, no que refere às entregas de eletricidade à rede elétrica foi assumida uma utilização de 4 450 hpc, considerando também a média dos últimos 3 anos. Por fim, relativamente ao autoconsumo destas centrais foi assumido um valor de 1 200 hpc, para a mesma janela temporal, refletindo uma tendência de ligeira diminuição das entregas de eletricidade à rede elétrica e consequentemente ligeiro aumento do autoconsumo;
- **Cenário Ambição:** no que refere às entregas de eletricidade à rede elétrica pelas centrais a gás foi assumida uma utilização mais conservadora de 5 000 hpc referente à média dos

últimos 4 anos. Em relação ao autoconsumo destas centrais foi igualmente considerado o mesmo período, correspondendo a um valor de 900 hpc. Para as centrais Renováveis, no que refere às entregas de eletricidade à rede elétrica foi assumida uma utilização mais otimista correspondente à média dos últimos 4 anos no valor de 4 700 hpc. Por fim, relativamente ao autoconsumo destas centrais foi assumido um valor de 1 100 hpc.

No que refere à procura de gás das centrais a Cogeração, neste estudo assumiu-se para ambos os cenários um consumo específico médio de 0,26 m<sup>3</sup>N/kWhe (média dos últimos 5 anos). Não estão previstos novos pedidos de ligação à rede para projetos de Cogeração com significativo impacto na procura de gás, sendo mesmo este exercício o primeiro em que os cenários de evolução da potência instalada em Cogeração não renovável apresentam uma tendência decrescente ao longo do período de previsão, como analisado na secção 4.4.

### 3. Cenários Macroeconómicos

Os cenários macroeconómicos utilizados nas previsões de procura de longo prazo são da responsabilidade da DGEG e constam do documento de pressupostos em anexo ao RMSA-G 2021, sendo iguais aos do RMSA-E 2021.

A crise de saúde pública que atravessamos desde 2020 gerada pela Covid-19, pela sua dimensão e alcance, tem um impacto socioeconómico muito expressivo, afetando todos os sectores de atividade, com implicações em todo o tecido produtivo, no emprego e nos rendimentos, mas igualmente nas áreas sociais. Esta crise constitui um desafio para a economia europeia e para ajudar à recuperação da recessão económica causada pela pandemia, os dirigentes da UE concordaram em elaborar um plano de recuperação para a Europa. Os dirigentes da UE chegaram a acordo sobre um orçamento global de 1,8 biliões de euros para o período 2021-2027 e será o maior pacote de medidas de estímulo alguma vez financiado pelo orçamento da UE. O pacote, que combina o Quadro Financeiro Plurianual (QFP) e um esforço extraordinário de recuperação, o instrumento Next Generation EU (NGEU), ajudará a UE a recuperar da pandemia da Covid-19 e apoiará o investimento nas transições ecológica e digital, permitindo que as economias dos países da EU se tornem mais sustentáveis e resilientes.

O novo QFP está dividido em sete rubricas e irá abranger o período compreendido entre 2021 e 2027 com vista a permitir reconstruir a Europa pós-Covid-19: mercado único, inovação e digitalização; coesão, resiliência e valores; recursos naturais e ambiente; migração e gestão das fronteiras; segurança e defesa; países vizinhos e resto do mundo; e administração pública europeia. Em fevereiro de 2021 o Conselho adotou o regulamento que cria o Mecanismo de Recuperação e Resiliência, que está no centro do instrumento de recuperação Next Generation EU. A fim de receber apoio deste mecanismo, os planos dos países da UE deverão estabelecer um pacote coerente de projetos, reformas e investimentos em seis domínios de intervenção: transição ecológica; transformação digital; crescimento e emprego inteligentes, sustentáveis e inclusivos; coesão social e territorial; saúde e resiliência; políticas para a próxima geração, incluindo em matéria de educação e competências. Adicionalmente, os Estados-membros da UE vão continuar a estar dispensados do cumprimento das regras do Pacto de Estabilidade e Crescimento que obrigam à prudência na elaboração dos orçamentos e que impõem a disciplina nas contas públicas, com tetos máximos para o défice e a dívida pública.

Também no plano interno, o Governo decidiu implementar um conjunto de medidas económicas e sociais para redução dos efeitos da pandemia. Contudo, e apesar de todas estas ações mitigadoras, os danos na economia e na sociedade são extensos e a conjuntura bastante desafiante. Ainda decorrente da pandemia, o adiamento das decisões de investimento e de consumo de serviços e bens duradouros irá perdurar no tempo com implicações gravosas na velocidade da retoma da economia. Deste modo, não se afigura uma tarefa fácil a previsão da evolução da atividade económica no futuro. Não obstante a incerteza ser grande e o ritmo de recuperação da economia uma incógnita, várias entidades publicaram cenários de evolução da economia para os próximos anos. Assim, as previsões do PIB e dos grandes agregados da despesa, para Portugal, configuram três hipóteses de evolução, de acordo com essas previsões de curto/médio prazo:

- **Cenário Superior:** cenário com condições mais favoráveis de crescimento económico baseado, até 2022, nas projeções do Banco de Portugal para o cenário favorável, publicadas em março de 2021. Taxas de evolução do PIB de 4,7% em 2021 e 5,4% em 2022. Para os outros anos foram assumidas taxas de crescimento do PIB de 2,9% em 2023 e de 2,0% deste ano em diante até 2040;
- **Cenário Central:** cenário com condições mais moderadas de crescimento económico baseado, até 2023, nas projeções do Conselho de Finanças Públicas, publicadas em março de 2021. Taxas de evolução do PIB de 3,3% em 2021, 4,9% em 2022 e 2,5% em 2023. Para os outros anos a taxa de crescimento prevista do PIB é de 1,7% até 2040;
- **Cenário Inferior:** cenário com condições menos favoráveis de crescimento económico baseado, até 2022, nas projeções do Banco de Portugal para o cenário adverso, publicadas em março de 2021. Taxas de evolução do PIB de 1,6% em 2021 e 3,2% em 2022. Para os outros anos foram assumidas taxas de crescimento do PIB de 2,0% em 2023 e de 1,5% deste ano em diante até 2040;

Para estabelecer os cenários do RDBF construiu-se um modelo econométrico que relaciona as taxas de crescimento do PIB e do RDBF. Dessa regressão resultou uma elasticidade de 0,88 e foi com base neste resultado que se construíram os cenários desta variável até 2040. Os cenários dos VAB setoriais foram construídos com base na evolução prevista do seu peso no PIB. As figuras seguintes ilustram os três cenários considerados para o PIB, para o RDBF e para os VAB setoriais.

FIGURA 15 – EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O PIB - CENÁRIOS DGEG 2021-2040

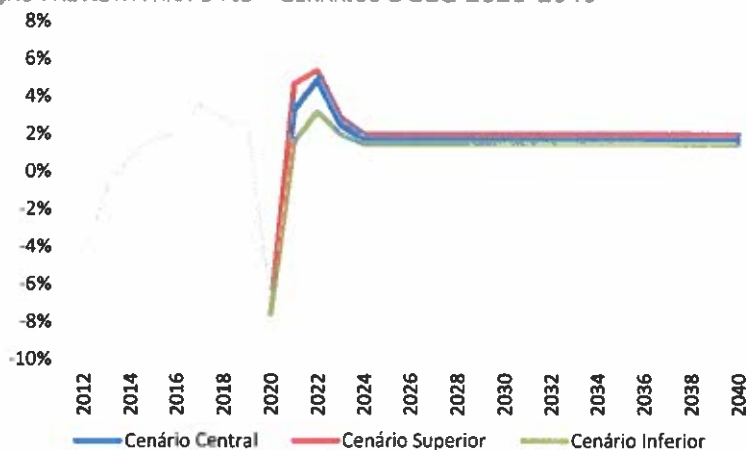


FIGURA 16 – EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O RDBF – COM BASE NOS CENÁRIOS DO PIB DGE 2021-2040

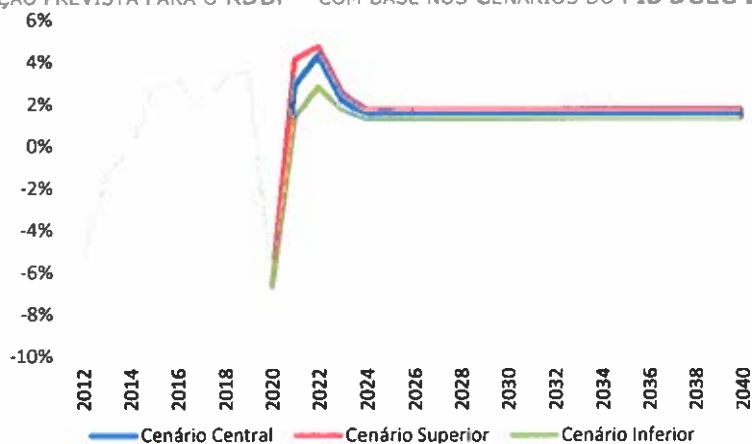


FIGURA 17 – EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O VAB DA AGRICULTURA, INDÚSTRIA E CONSTRUÇÃO – COM BASE NOS CENÁRIOS DO PIB DA DGE 2021-2040

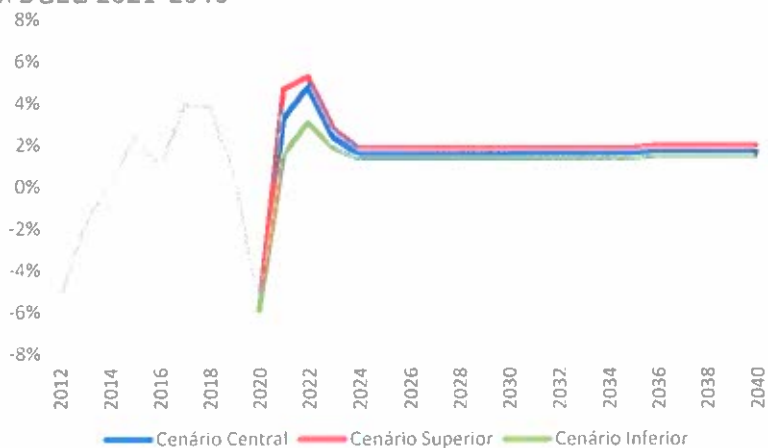
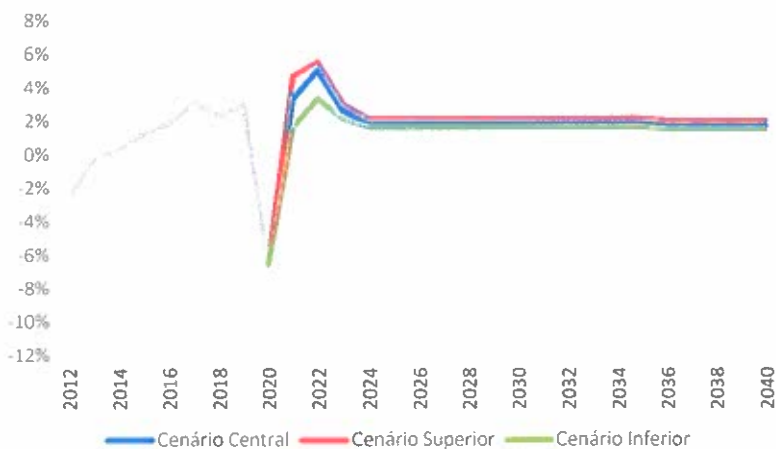


FIGURA 18 – EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O VAB DOS SERVIÇOS – COM BASE NOS CENÁRIOS DO PIB DA DGE 2021-2040



## 4. Previsão da Procura Anual

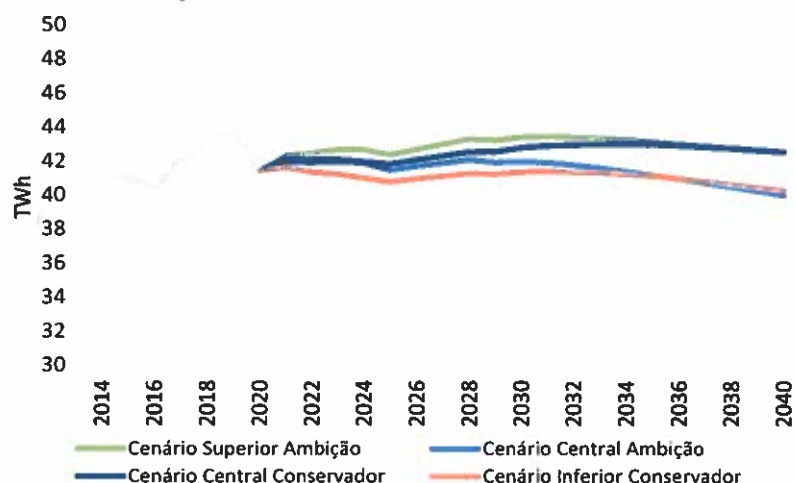
A previsão da procura anual de gás tem por base as previsões desagregadas pelos seguintes mercados:

- **Mercado Convencional (MC)**, que inclui a procura de gás nos sectores da Indústria, Cogeração, Residencial e Terciário; este mercado é ainda desagregado por Mercado Convencional sem GNL e Mercado de GNL (acrescido da UAG da Madeira);
- **Mercado de Eletricidade (ME)**, que inclui a procura de gás de centrais termoelétricas para produção de eletricidade em regime ordinário (PRO).

### 4.1 Mercado Convencional

Os cenários de evolução da procura de gás obtidos para o mercado convencional, são apresentados na Figura 19.

FIGURA 19 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DA PROCURA ANUAL DE GÁS NO MERCADO CONVENCIONAL



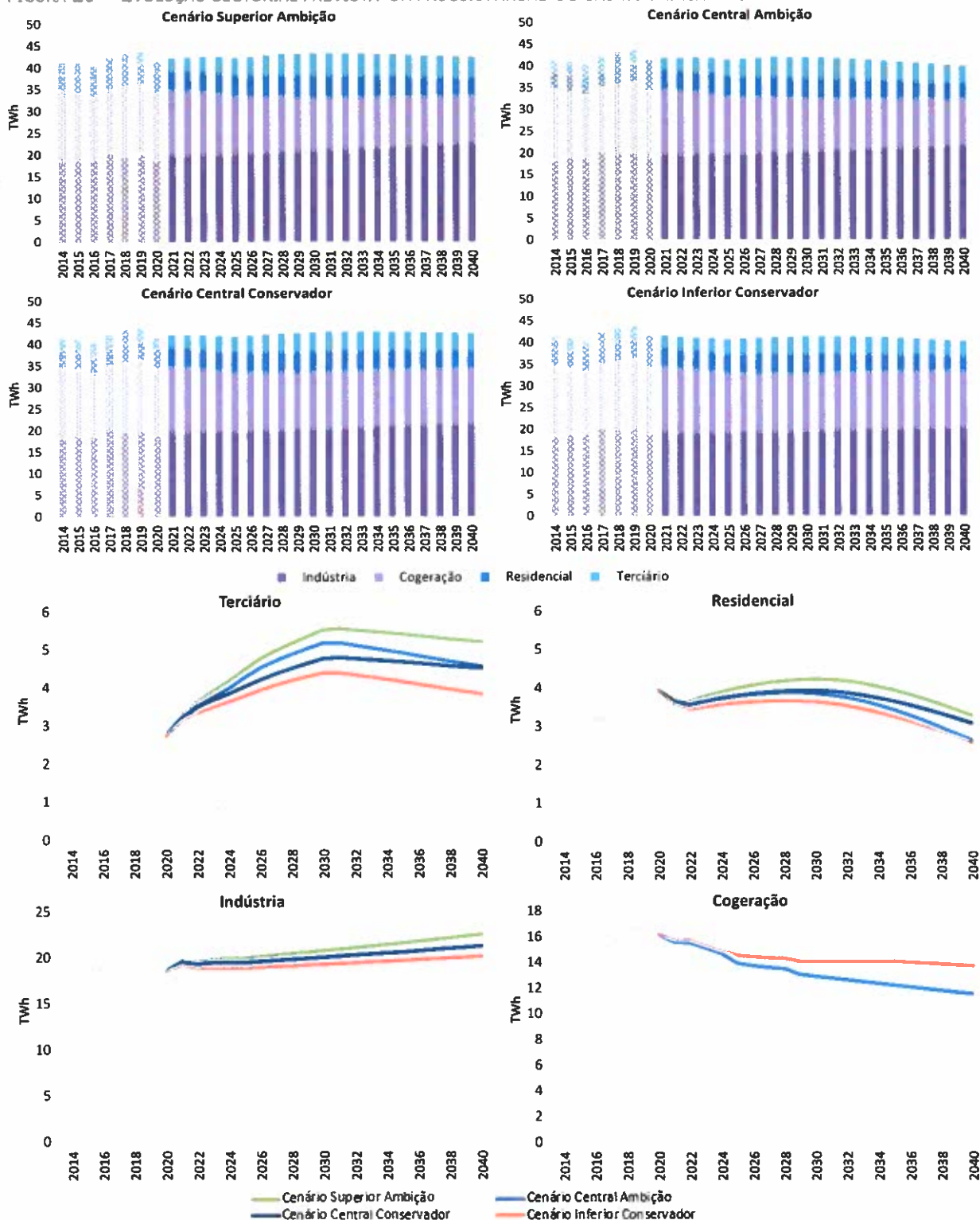
As previsões indicam que em 2030 a procura anual de gás poderá variar, consoante os cenários, entre 41 TWh e 43 TWh. Para o horizonte 2040 as previsões apontam para níveis entre cerca de 40 TWh e 43 TWh. Fazendo uma análise à tendência de evolução de longo prazo poder-se-á concluir que os cenários apresentados apontam para um pendor ligeiramente crescente até 2030 e decrescente até 2040.

Estes resultados e tendências de longo prazo advêm das diferentes trajetórias de crescimento económico que sustentam cada cenário e do nível de equilíbrio das taxas de crescimento do consumo de gás dos diferentes sectores, bem como das perspectivas de evolução da eficiência energética e da mobilidade a gás. A conjugação das diferentes perspectivas de evolução das dimensões económica, social e tecnológica resultam em cenários de evolução da procura de gás cujos limites superior e inferior não coincidem, no longo prazo, com os cenários Superior e Inferior.

Na Figura 20 apresenta-se a procura anual de gás prevista por sectores, para todos os cenários.



FIGURA 20 - EVOLUÇÃO SECTORIAL PREVISTA DA PROCURA ANUAL DE GÁS NO MERCADO CONVENCIONAL



De destacar a continuação da predominância dos sectores da Indústria e da Cogeração que se prevê possam representar entre 78% e 84% da procura anual do mercado convencional, ao longo do período de previsão. Prevê-se que o sector da Indústria continue a ser o setor de maior procura

de gás no mercado convencional. Contudo, o setor da Cogeração apresenta um decréscimo significativo na procura prevista de gás. Face aos valores ocorridos em 2020 esta redução atinge valores entre 13% e 20% em 2030 e entre 15% e 29% em 2040. A este respeito considera-se relevante destacar que pela primeira vez os cenários de evolução da potência instalada em cogeração não renovável (RMSA-E21) apresentam uma tendência decrescente ao longo do período de previsão, resultando no decréscimo da procura de gás neste setor. Importa ainda referir que esta tendência está a verificar-se no corrente ano, sendo que até julho de 2021 foram desclassificadas 5 centrais de cogeração a gás natural, num total de 8,5 MW, e as entregas de eletricidade à rede reduziram-se em cerca de 4,0%.

No mesmo sentido, o efeito da implementação das medidas de eficiência energética previstas na ELPRE para os setores Residencial e Serviços condicionam a trajetória de evolução da procura de gás nestes setores. No setor Residencial é mais visível o impacto das poupanças na segunda década de previsão. Quanto ao setor Terciário, para além do impacto da ELPRE nos Serviços, há, ainda, a assinalar o efeito oposto na procura decorrente do crescimento da mobilidade a gás no setor dos Transportes, embora caracterizada por um menor crescimento a partir de 2030 como se pode analisar na secção seguinte.

A Tabela 2 apresenta as taxas médias de crescimento anual, verificadas desde 2000 e previstas para o período em análise.

TABELA 2 - TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL IMPLÍCITAS NOS CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GÁS NO MERCADO CONVENCIONAL

	Residencial				Terciário				Indústria			
	Cenário Central Conservador	Cenário Central Ambição	Cenário Superior Ambição	Cenário Inferior Conservador	Cenário Central Conservador	Cenário Central Ambição	Cenário Superior Ambição	Cenário Inferior Conservador	Cenário Central Conservador	Cenário Central Ambição	Cenário Superior Ambição	Cenário Inferior Conservador
2000-2005		21,4%				8,3%				7,8%		
2005-2010		8,4%				8,2%				1,5%		
2010-2015		-2,5%				2,2%				5,4%		
2015-2020		3,0%				-2,9%				-0,1%		
2020-2025	-0,7%	-0,8%	0,3%	-1,7%	8,0%	9,2%	10,3%	6,7%	0,9%	0,9%	1,4%	0,3%
2025-2030	0,7%	0,4%	1,1%	0,1%	3,4%	3,9%	4,3%	3,0%	0,6%	0,6%	0,8%	0,4%
2030-2035	-1,5%	-2,4%	-1,4%	-2,2%	-0,4%	-1,0%	-0,4%	-1,1%	0,6%	0,6%	0,8%	0,4%
2035-2040	-3,3%	-5,1%	-3,6%	-4,5%	-0,7%	-1,5%	-0,8%	-1,6%	0,6%	0,6%	0,8%	0,5%
2020-2030	0,0%	-0,2%	0,7%	-0,8%	5,7%	6,5%	7,2%	4,8%	0,8%	0,8%	1,1%	0,4%
2030-2040	-2,4%	-3,7%	-2,5%	-3,3%	-0,5%	-1,3%	-0,6%	-1,4%	0,6%	0,6%	0,8%	0,4%

	Cogeração				MC			
	Cenário Central Conservador	Cenário Central Ambição	Cenário Superior Ambição	Cenário Inferior Conservador	Cenário Central Conservador	Cenário Central Ambição	Cenário Superior Ambição	Cenário Inferior Conservador
2000-2005		28,9%				13,0%		
2005-2010		16,5%				7,7%		
2010-2015		2,0%				3,0%		
2015-2020		0,4%				0,2%		
2020-2025	-2,1%	-2,9%	-2,9%	-2,1%	0,2%	0,0%	0,5%	-0,3%
2025-2030	-0,6%	-1,5%	-1,5%	-0,6%	0,5%	0,2%	0,5%	0,3%
2030-2035	0,0%	-1,1%	-1,1%	0,0%	0,1%	-0,4%	-0,1%	-0,1%
2035-2040	-0,5%	-1,2%	-1,2%	-0,5%	-0,2%	-0,6%	-0,3%	-0,4%
2020-2030	-1,4%	-2,2%	-2,2%	-1,4%	0,3%	0,1%	0,5%	0,0%
2030-2040	-0,2%	-1,1%	-1,1%	-0,2%	-0,1%	-0,5%	-0,2%	-0,3%

No mercado convencional a procura de gás entre 2030 e 2040 apresenta taxas de evolução negativas em todos os cenários. Como já mencionado, o setor Residencial apresenta taxas de evolução mais negativas entre 2030 e 2040 devido ao maior esforço na implementação de medidas de eficiência energética. De notar que no sector Terciário, que inclui a atividade de Transporte, na

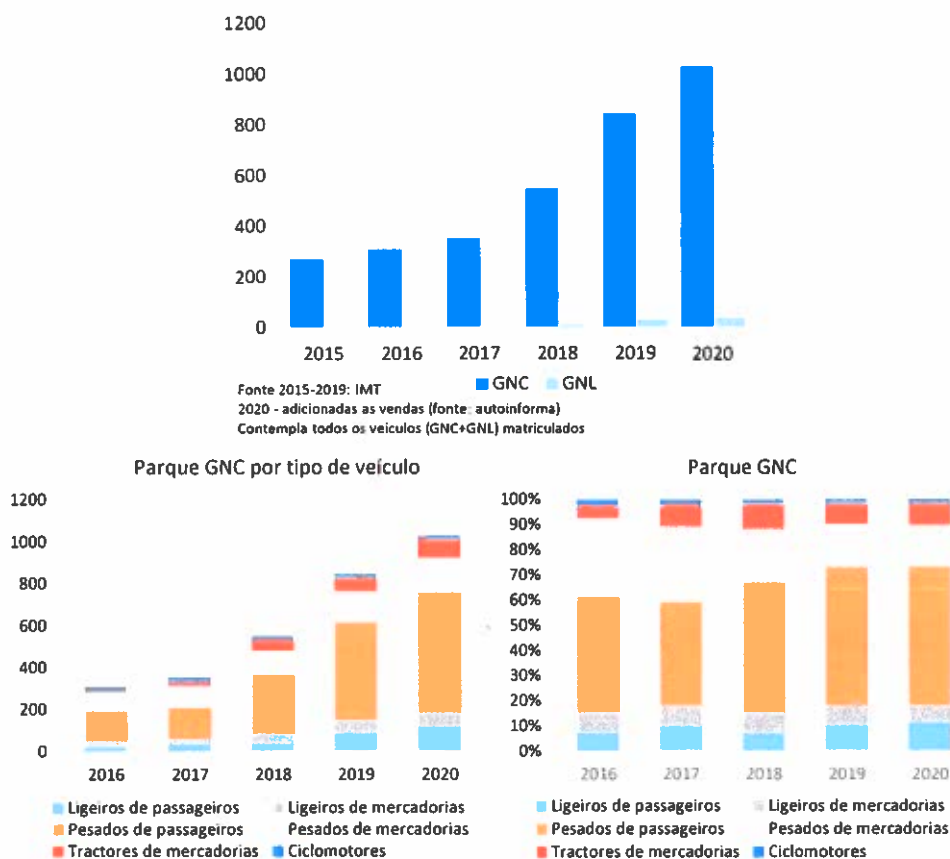
década 2020-2030 as taxas de crescimento são bastante mais elevadas que nos outros sectores em consequência do impacto da mobilidade na procura de gás, e apesar do efeito das poupanças no setor dos Serviços decorrentes da ELPRE. No setor da Cogeração destaque para o maior decréscimo da procura entre 2020 e 2030. No sector industrial será de esperar a constante prossecução de sistemas de produção cada vez mais eficientes, com consumos energéticos inferiores aos verificados em décadas anteriores.

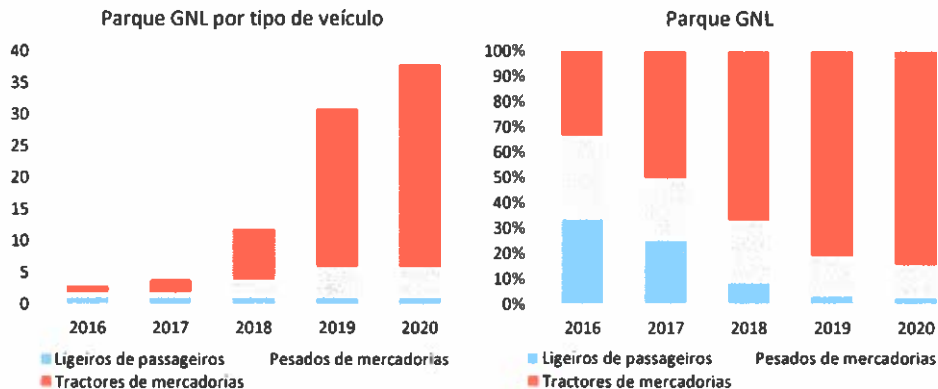
#### 4.1.1 Mobilidade a gás

No que diz respeito à mobilidade a gás, foram estudados os impactos sobre a procura de gás decorrente da penetração deste combustível no segmento rodoviário de pesados de passageiros e de pesados de mercadorias e no segmento do transporte marítimo. Para este efeito não foi considerado o segmento de veículos ligeiros, considerando-se a evolução da procura neste segmento despiciente quando comparada com os segmentos dos veículos pesados.

A Figura 21 ilustra a evolução do parque de veículos a GNC (gás natural comprimido) e GNL em Portugal nos últimos anos. A sua análise permite concluir que nos últimos anos se tem assistido a um crescimento na penetração deste tipo de veículos no parque automóvel, principalmente de veículos a GNC dinamizado pelo segmento dos pesados de passageiros que em 2020 representou cerca de 55% do parque a GNC. Os pesados de mercadorias (incluindo tratores) representaram no mesmo ano 26%.

FIGURA 21 – EVOLUÇÃO DO PARQUE DE VEÍCULOS A GNC E GNL EM PORTUGAL. PERÍODO 2015-2020



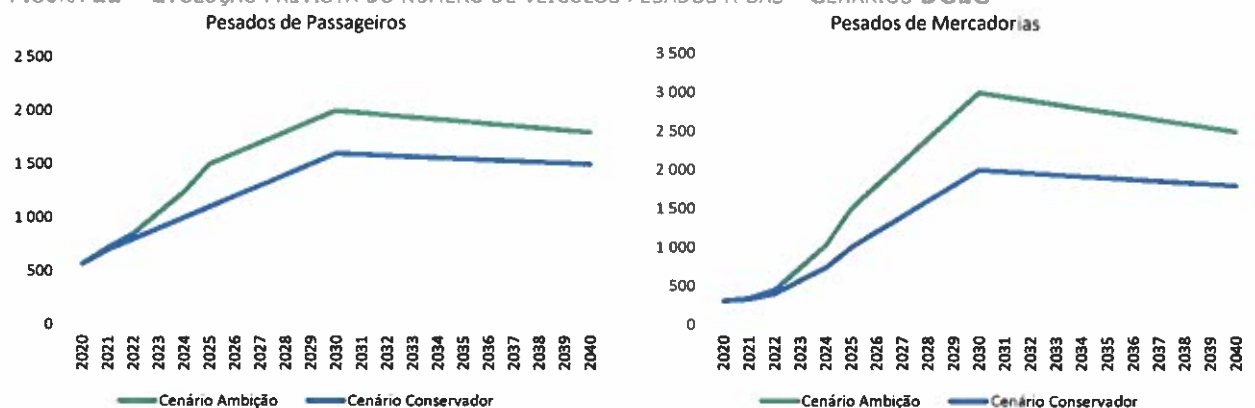


No vetor do GNL assistiu-se a um crescimento acentuado nos últimos dois anos, principalmente no segmento dos tratores de mercadorias.

A evolução prevista do número de veículos pesados a gás consta do documento de pressupostos da DGEG, sendo que o cenário Conservador prevê uma evolução mais conservadora da penetração de veículos a gás do que o cenário Ambição nos segmentos analisados. Em relação ao exercício anterior prevê-se uma menor penetração da mobilidade a gás, resultante da evolução da disponibilização de soluções elétricas a bateria por parte dos fabricantes de veículos pesados, sejam as soluções a H<sub>2</sub>.

A Figura 22 ilustra a evolução prevista do número de veículos pesados de passageiros e de mercadorias a gás até 2040.

FIGURA 22 – EVOLUÇÃO PREVISTA DO NÚMERO DE VEÍCULOS PESADOS A GÁS - CENÁRIOS DGEG

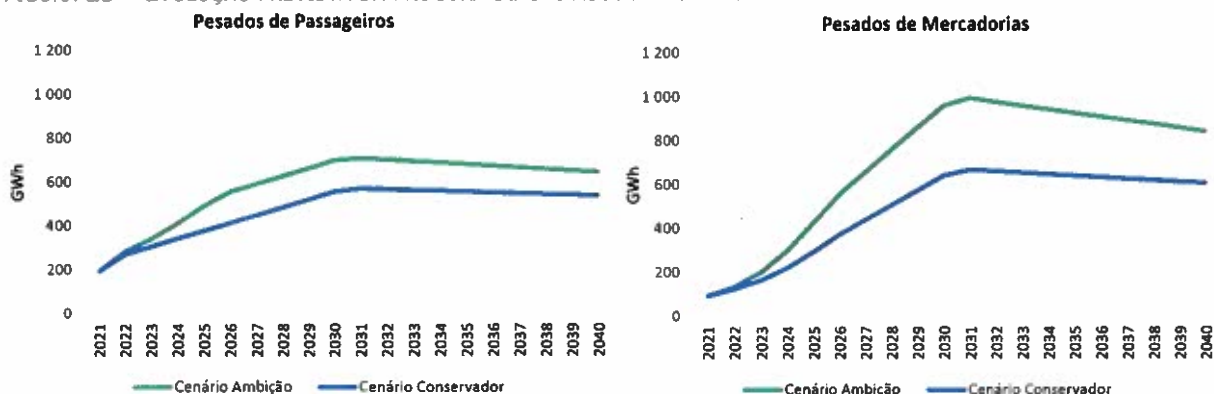


Na caracterização da procura de gás associado à mobilidade terrestre assumiram-se os seguintes dados técnicos:

- Pesados de passageiros: consumo específico de 55 m<sup>3</sup>N/100 km em todo o período de previsão; considera-se um total de 55 000 km percorridos por ano;
- Pesados de mercadorias: consumo específico de 38 m<sup>3</sup>N/100 km em todo o período de previsão; considera-se um total de 75 000 km percorridos por ano.

Destas assunções resulta a procura de gás ilustrada na Figura 23 para os cenários desenvolvidos.

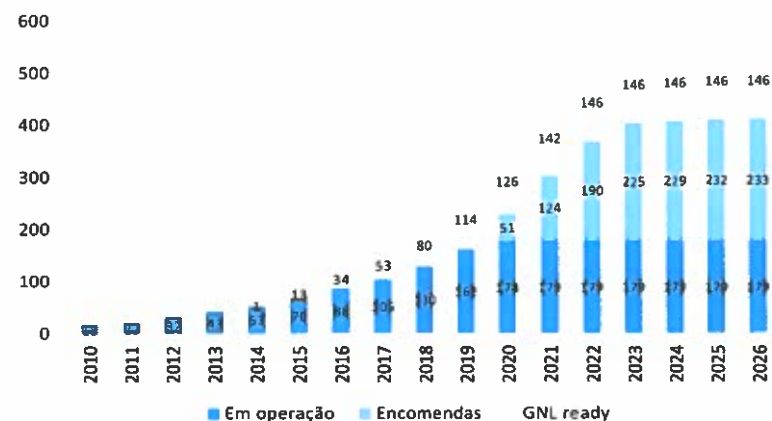
FIGURA 23 – EVOLUÇÃO PREVISTA DA PROCURA DE GÁS ASSOCIADO À MOBILIDADE TERRESTRE



Para o horizonte 2030 prevê-se, no segmento dos pesados, uma procura de cerca de 1 465 GWh para o cenário Ambição, em contraste com um valor de cerca de 1 000 GWh para o cenário Conservador. Em 2040 a procura prevista é de 1 290 GWh no cenário Ambição e 950 GWh no cenário Conservador.

Relativamente ao segmento do transporte marítimo, no mundo o número de encomendas de navios de cruzeiro e de mercadorias movidos a GNL já é expressivo, como demonstrado na Figura 24, sendo potenciado por regras mais restritivas impostas pela Organização Marítima Internacional a partir de 1 de janeiro de 2020 com a obrigatoriedade de utilização de combustíveis com um teor de enxofre inferior a 0,5%. O GNL é um combustível que cumpre com estas condições e, portanto, existe algum consenso de que o GNL é uma solução no médio/longo prazo.

FIGURA 24 – NAVIOS OPERADOS A GNL NO MUNDO



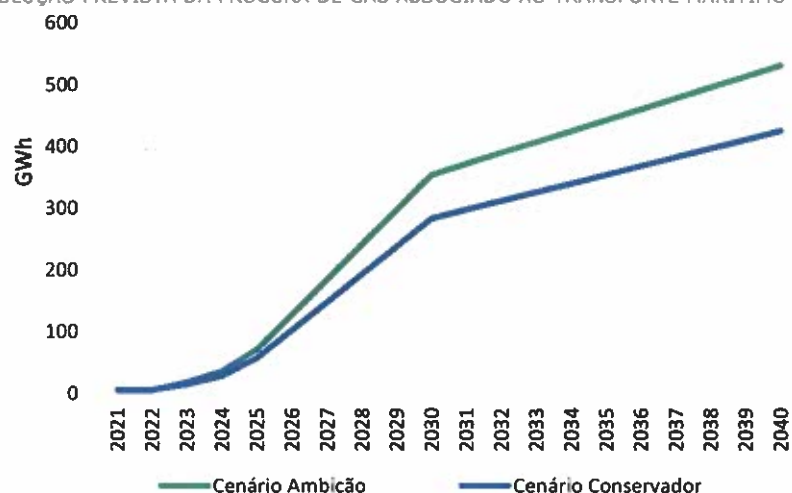
Fonte: Gasnam

Relativamente a este segmento, os cenários de evolução da procura de GNL incluídos nos pressupostos da DGEG têm em conta o previsível desenvolvimento de infraestruturas portuárias plasmado no Programa Nacional de Investimentos, como por exemplo, a implementação de infraestruturas de *bunkering* de GNL nos portos comerciais do Continente. Por outro lado, prevê-se numa fase inicial o abastecimento *truck to ship* e o desenvolvimento futuro através do abastecimento *ship to ship*, momento a partir do qual se garante um incremento das quantidades

fornecidas. Na elaboração desses cenários foi tida, ainda, em consideração a informação de um estudo da DNV "Maritime Forecast to 2050" e informação decorrente da consulta a stakeholders.

Assim, num contexto de grande limitação em termos de emissão de enxofre e outros gases, e tendo em vista a minimização dos custos afetos à solução GNL como combustível marítimo, impulsionando a adequação da frota existente e a consideração deste combustível em novas embarcações, valorizando, assim, a opção GNL face às demais alternativas, resulta a procura de gás ilustrada na Figura 25 para os cenários desenvolvidos.

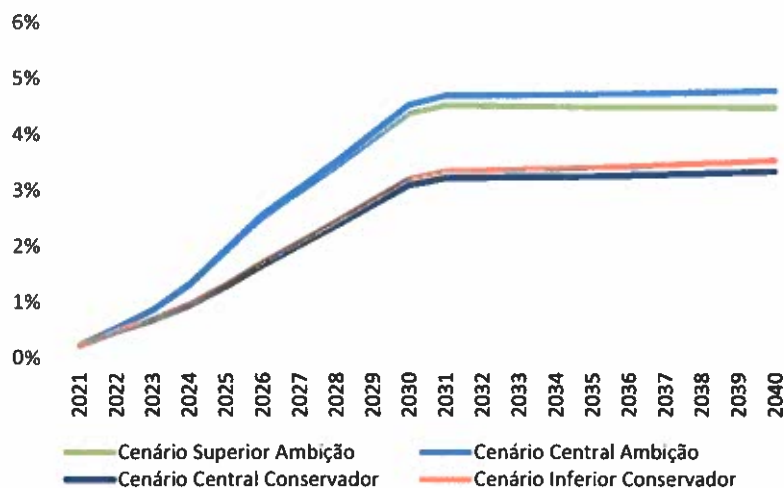
FIGURA 25 – EVOLUÇÃO PREVISTA DA PROCURA DE GÁS ASSOCIADO AO TRANSPORTE MARÍTIMO



Nos cenários ilustrados assume-se uma maior penetração do gás neste segmento até 2030. Para o cenário Ambição a procura prevista de gás no transporte marítimo é de cerca de 355 GWh em 2030 e cerca de 530 GWh em 2040. No cenário Conservador as previsões são de cerca de 280 GWh e 425 GWh, respetivamente, para os horizontes 2030 e 2040.

O impacto da procura de gás associado à mobilidade terrestre e marítima na procura prevista de gás no mercado convencional está evidenciado na Figura 26.

FIGURA 26 – IMPACTE DA MOBILIDADE NA PROCURA PREVISTA DE GÁS



Nos cenários Ambição o Impacte da procura de gás dos transportes na procura do mercado convencional varia entre 4,5% e 4,4% em 2030 e entre 4,8% e 4,5% em 2040. Em contrapartida, nos cenários Conservador esse impacte é inferior, resultando numa variação entre 3,2% e 3,1% em 2030 e entre 3,5% e 3,2% em 2040.

#### 4.1.2 Eficiência energética

Para o período de previsão, e pela primeira vez, foram estudados os impactos sobre a procura de gás da implementação de novas medidas de eficiência energética nos edifícios dos setores Residencial e dos Serviços. O cenário de evolução das poupanças de gás decorrentes destas novas medidas consta do documento dos pressupostos da DGEG.

No âmbito do Pacote Energia Limpa, a Diretiva (UE) 2018/844, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 30 de maio de 2018, que altera a Diretiva 2010/31/UE sobre o desempenho energético dos edifícios e a Diretiva 2012/27/UE sobre a eficiência energética, dá especial enfoque ao parque de edifícios devido aos seus elevados consumos energéticos e índices de emissão de CO<sub>2</sub>. Nesse sentido, com vista ao cumprimento dos objetivos europeus de eficiência energética e redução das emissões de GEE, o artigo 2.º-A da Diretiva 2010/31/UE, na sua redação atual, determina a obrigação de cada Estado-Membro estabelecer uma estratégia de longo prazo para apoiar a renovação, até 2050, do parque nacional de edifícios residenciais e não residenciais, públicos e privados, incluindo um roteiro com medidas e objetivos indicativos para os horizontes de 2030, 2040 e 2050.

Por conseguinte, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 8-A/2021, de 3 de fevereiro, aprova a ELPRE com o objetivo de promover a renovação energética do parque nacional de edifícios existentes, medida fundamental para o cumprimento dos objetivos nacionais em matéria de energia e clima, constantes do PNEC 2030 e do Roteiro para a Neutralidade Carbónica (RNC 2050), assim como para o cumprimento de outros objetivos estratégicos, designadamente o combate à pobreza energética e o relançamento da economia por força da situação epidemiológica causada pela doença COVID-19.

Em concreto, as medidas constantes da ELPRE compreendem a intervenção nas envolventes dos edifícios, a substituição dos sistemas existentes por sistemas mais eficientes, a promoção de energia de fontes renováveis, a adoção de soluções técnicas adequadas, mediante, entre outras medidas, a criação e/ou desenvolvimento de programas de financiamento para a renovação e de mobilização de investimento, público e privado, assim como o reforço das políticas de incentivo e monitorização do mercado.

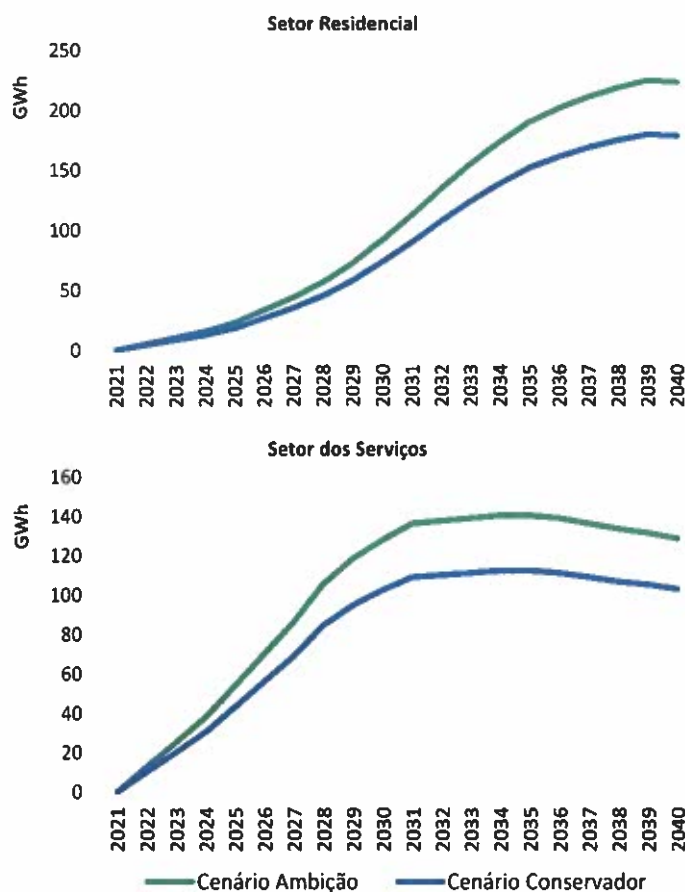
Essas medidas agrupam-se em sete eixos de atuação: renovação do edificado; edifícios inteligentes; certificação energética; formação e qualificação; combate à pobreza energética; informação e consciencialização; monitorização.

Assim, no que respeita à evolução prevista das poupanças de gás consideradas neste exercício de previsão, os setores Residencial e dos Serviços têm por base as metas definidas na ELPRE. Concretamente, o cenário Ambição encontra-se alinhado com os objetivos definidos para os horizontes de 2030 e 2040, com o sector dos Serviços a representar 64% e 42% destas poupanças nos períodos de 2021-2030 e 2031-2040, respetivamente. Quanto ao cenário Conservador a evolução das poupanças corresponde a 80% da execução dos objetivos traçados para o cenário Ambição:

- **Período 2021-2030:** 997 GWh para o cenário Ambição (355 GWh setor Residencial; 642 GWh setor dos Serviços) e 798 GWh para o cenário Conservador (284 GWh setor Residencial; 514 GWh setor dos Serviços);
- **Período 2031-2040:** 3 218 GWh para o cenário Ambição (1 852 GWh setor Residencial; 1 366 GWh setor dos Serviços) e 2 574 GWh para o cenário Conservador (1 481 GWh setor Residencial; 1 093 GWh setor dos Serviços);
- **Período 2021-2040:** 4 215 GWh para o cenário Ambição (2 207 GWh setor Residencial; 2 008 GWh setor dos Serviços) e 3 218 GWh para o cenário Conservador (1 766 GWh setor Residencial; 1 606 GWh setor dos Serviços).

Relativamente às poupanças anuais decorrentes das metas da ELPRE fixadas por década, considera-se uma repartição anual alicerçada num esforço progressivo, tendo em atenção as metas em causa. As figuras seguintes ilustram as poupanças anuais incrementais previstas para o período em análise para os setores Residencial e dos Serviços.

FIGURA 27 – EVOLUÇÃO PREVISTA DAS POUPANÇAS DE GÁS ANUAIS INCREMENTAIS

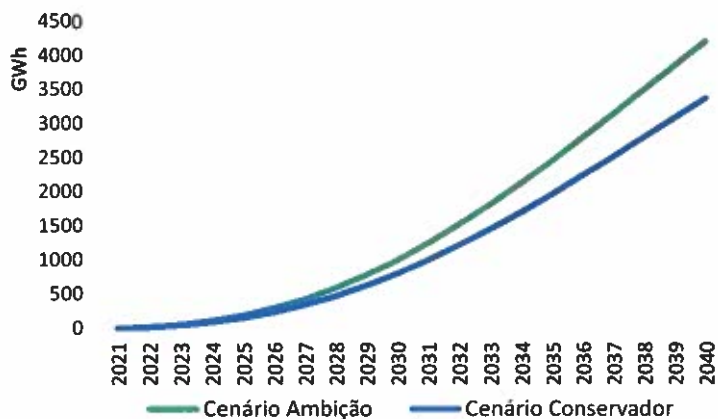


De destacar o maior esforço ou exigência em termos de poupanças previsto para a última década no setor Residencial face ao setor dos Serviços. Em termos acumulados, para todo o período de previsão, as poupanças de gás no cenário Ambição totalizam um valor previsto de 2 207 GWh no setor Residencial e 2 008 GWh no setor dos Serviços, totalizando 4 215 GWh. Como já



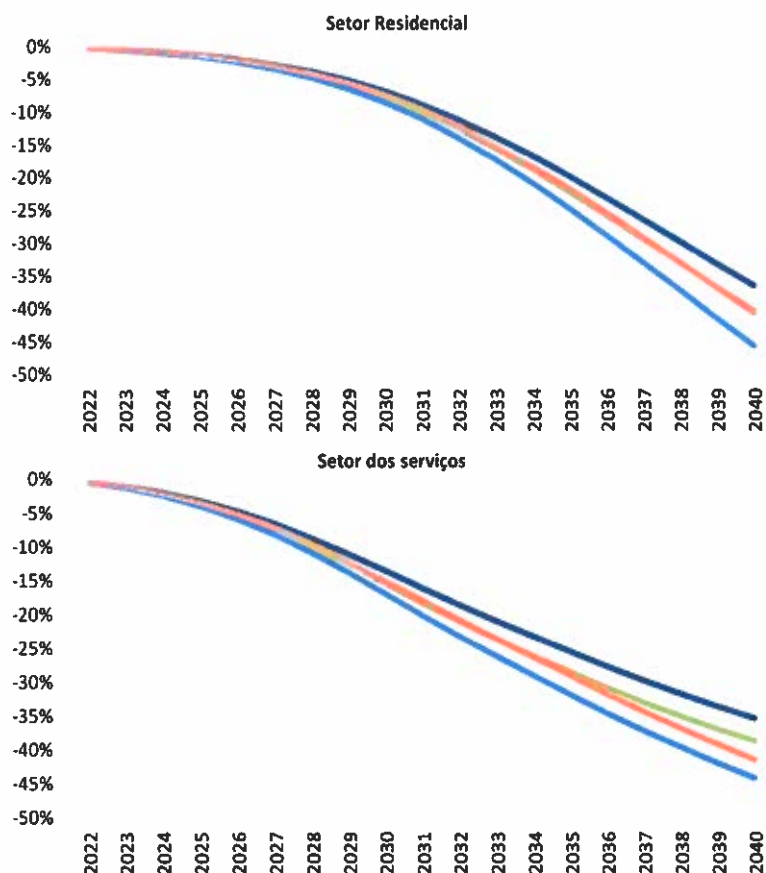
mencionado, as poupanças implícitas no cenário Conservador representam 80% das previstas no cenário Ambição.

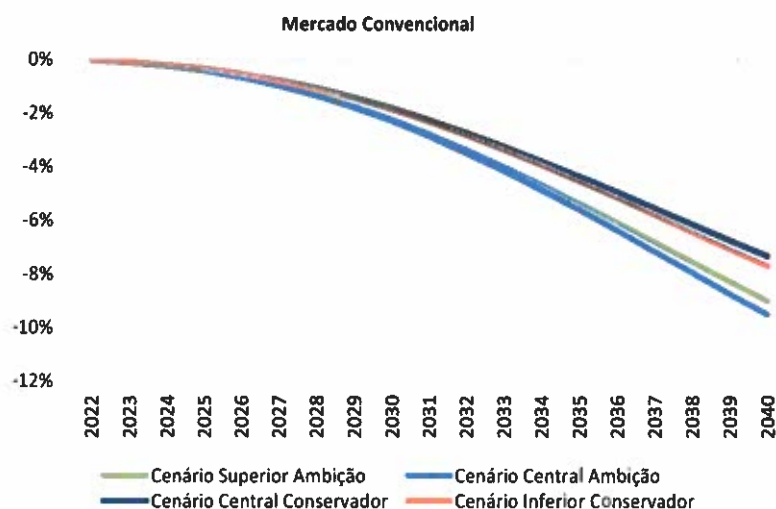
FIGURA 28 – EVOLUÇÃO PREVISTA DAS POUPANÇAS DE GÁS ACUMULADAS PARA O PERÍODO DE PREVISÃO



O impacto destas poupanças na procura de gás destes setores e no mercado convencional está evidenciado na Figura 29.

FIGURA 29 – IMPACTO DAS POUPANÇAS DE GÁS NA PROCURA PREVISTA



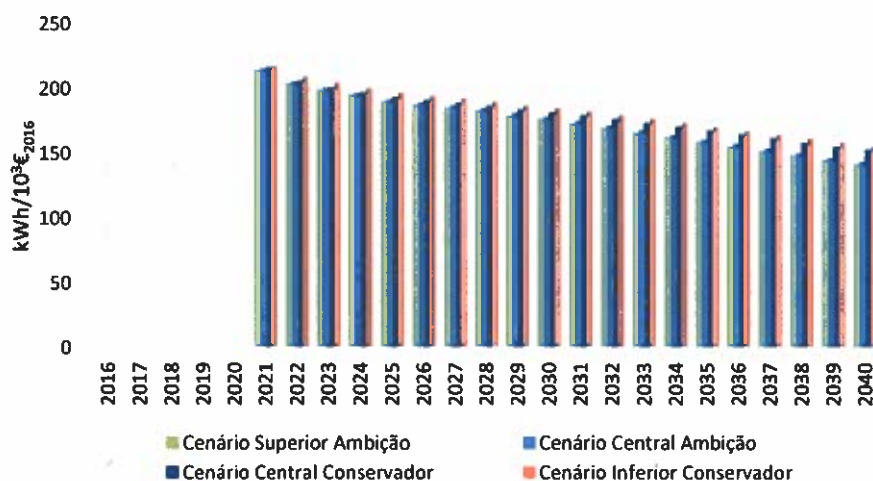


Consoante os cenários, o impacto das poupanças na procura de gás do setor residencial oscila entre -7% e -8% em 2030 e -36% e -46% em 2040. No setor dos Serviços varia entre -14% e -17% em 2030 e -35% e -44% em 2040. Contabilizando as poupanças previstas para os dois setores, o impacto na procura do mercado convencional atinge uma gama entre 1,8% e 2,3% em 2030 e 7,3% e 9,5% em 2040.

#### 4.1.3 Indicadores económico-energéticos

A Figura 30 mostra, para o mercado convencional, a evolução prevista da intensidade da procura de gás no PIB para o período em estudo.

FIGURA 30 – EVOLUÇÃO ANUAL PREVISTA DA INTENSIDADE DA PROCURA DE GÁS NO PIB NO MERCADO CONVENCIONAL



Da sua análise conclui-se que este indicador vai-se reduzindo ao longo do tempo. A Tabela 3 reflete as taxas médias de crescimento anual implícitas na intensidade da procura de gás no PIB, decorrente dos resultados obtidos.

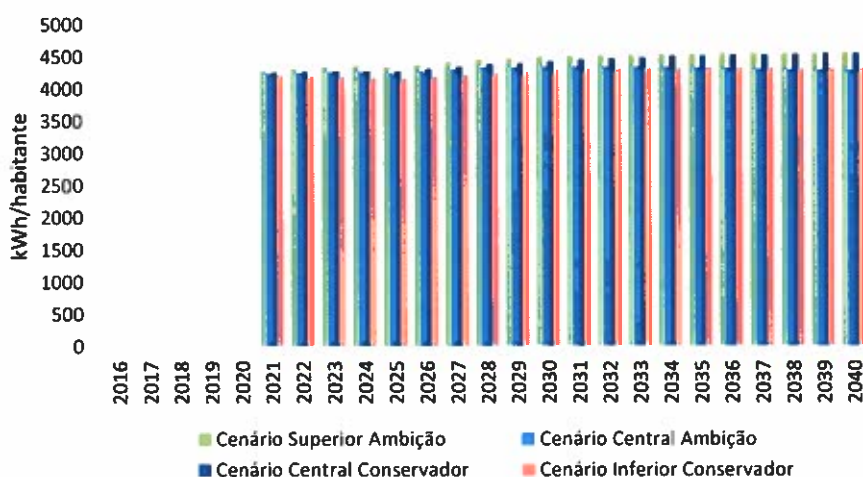
TABELA 3 – TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL PREVISTAS DA INTENSIDADE DA PROCURA DE GÁS NO PIB NO MERCADO CONVENCIONAL

Períodos	Cenário Superior Ambição	Cenário Central Ambição	Cenário Central Conservador	Cenário Inferior Conservador
2021-2040	-2,1%	-2,1%	-1,8%	-1,8%
2021-2030	-2,1%	-2,1%	-1,9%	-1,8%
2030-2040	-2,2%	-2,1%	-1,7%	-1,7%

Estas taxas apontam para uma evolução neste indicador inferior à verificada na última década (+1,7% ao ano, em média) e no último quinquénio (-0,4% ao ano, em média).

Relativamente à procura de gás *per capita*, a Figura 31 mostra a evolução prevista para o mercado convencional.

FIGURA 31 – EVOLUÇÃO ANUAL PREVISTA DA PROCURA DE GÁS *PER CAPITA* NO MERCADO CONVENCIONAL



Prevê-se que a procura de gás *per capita* cresça ligeiramente em quase todos os cenários desenvolvidos, em particular no cenário Superior Ambição e cenário Central Conservador.

A Tabela 4 mostra as taxas médias de crescimento anual implícitas na procura de gás *per capita*, resultante das previsões obtidas.

TABELA 4 – TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL PREVISTAS DA PROCURA DE GÁS *PER CAPITA* NO MERCADO CONVENCIONAL

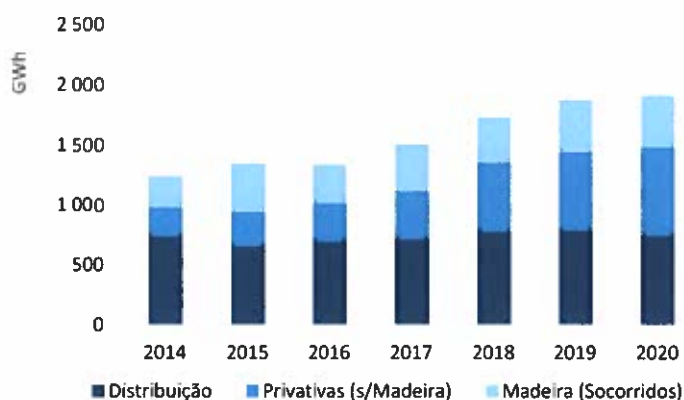
Períodos	Cenário Superior Ambição	Cenário Central Ambição	Cenário Central Conservador	Cenário Inferior Conservador
2021-2040	0,3%	0,0%	0,4%	0,1%
2021-2030	0,5%	0,3%	0,4%	0,2%
2030-2040	0,1%	-0,1%	0,3%	0,1%

Para o período 2021-2040 estas taxas apontam para um ritmo de crescimento entre 0,0% e 0,4% ao ano, em média, embora com ritmos um pouco diferenciados nas duas décadas analisadas. Comparativamente com o passado, estas taxas são inferiores às da última década (1,8% ao ano, em média) e enquadradas com as do último quinquénio (0,2% ao ano, em média).

#### 4.1.4 Mercado de GNL

Na Figura 32 apresenta-se a evolução da procura no mercado de GNL<sup>5</sup> (tipicamente por UAG para redes de distribuição, clientes individuais e mobilidade) nos segmentos distribuição, privadas (sem Madeira) e Madeira, para o período 2014-2020.

FIGURA 32 – EVOLUÇÃO DA PROCURA ANUAL NO MERCADO DE GNL (TIPICAMENTE UAG) NO PERÍODO 2014-2020



Da sua análise conclui-se que este mercado tem crescido consideravelmente nos últimos anos, em especial o segmento das UAG's privadas. No período 2015-2020 este foi o segmento que mais cresceu com uma taxa média de crescimento anual de 20,7%.

TABELA 5 – TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL DA PROCURA NO MERCADO DE GNL

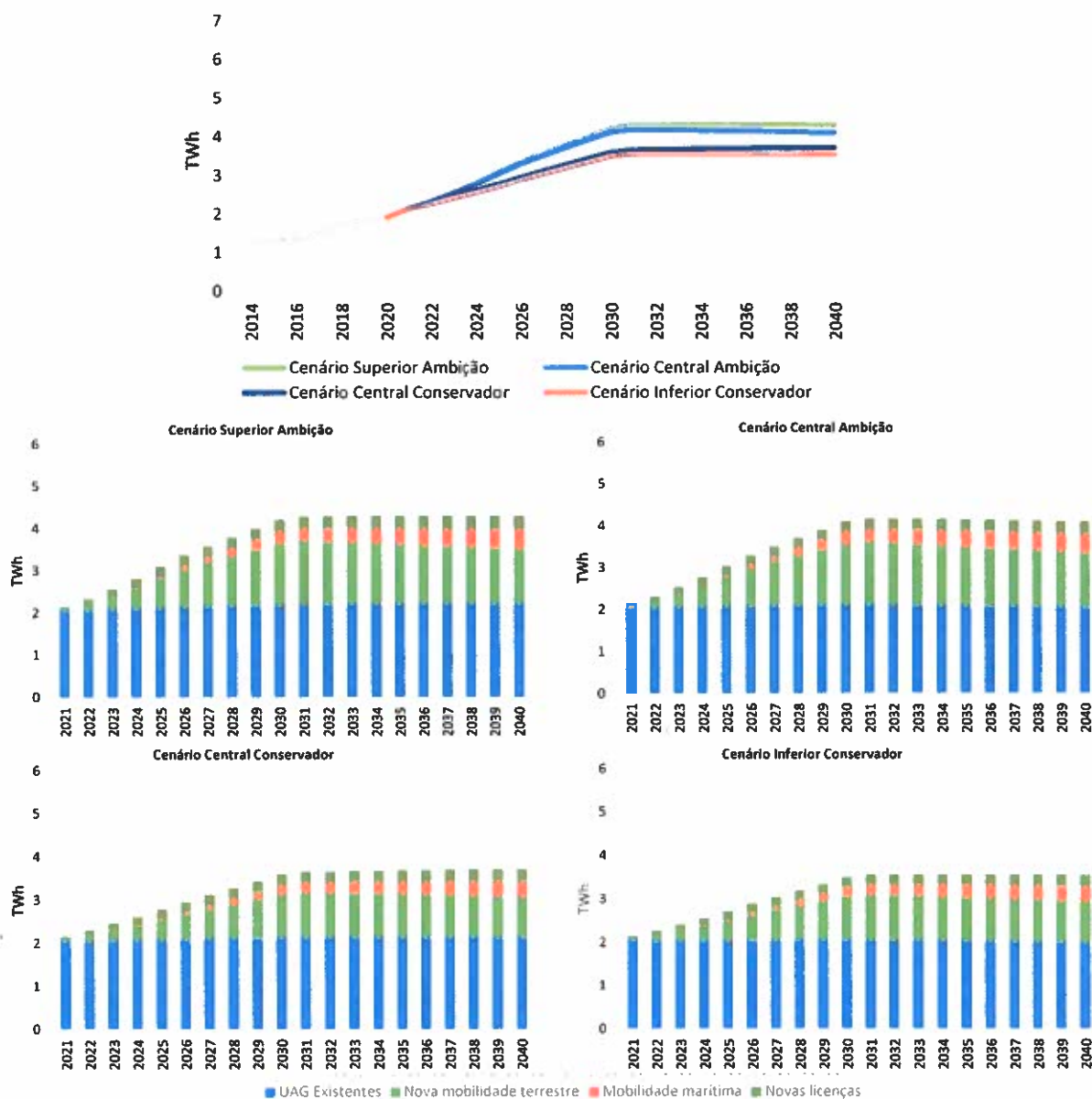
Períodos	Distribuição	Privativas (s/Madeira)	Madeira (Socorridos)	Total (c/Madeira)	Total (s/Madeira)
2015-2020	2,6%	20,7%	1,3%	7,3%	9,4%
2018-2020	-2,1%	12,7%	7,8%	5,2%	4,5%

O mercado de GNL cresceu, em média, no mesmo período, 7,3% e 9,4% ao ano com e sem a Madeira, respetivamente.

A Figura 33 apresenta a evolução da procura de GNL para o período 2021-2040, para os diferentes cenários. Nestas previsões inclui-se a procura de gás decorrente da mobilidade terrestre e marítima e dos novos polos de consumo cujas licenças foram atribuídas nos últimos anos.

<sup>5</sup> Este mercado, sem a UAG da Madeira, está incluído no mercado convencional.

FIGURA 33 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DA PROCURA ANUAL NO MERCADO DE GNL (TÍPICAMENTE UAG)



Nota: estes cenários incluem a procura de gás da UAG da Ilha da Madeira (não incluída no MC) dado que o seu abastecimento é feito a partir do TGNL de Sines.

Nos cenários Ambição prevê-se que em 2030 a procura de GNL duplique face aos valores atuais. A amplitude entre os cenários que delimitam as previsões é de 620 GWh em 2030 e 750 GWh em 2040.

A mobilidade, terrestre e marítima, representa um peso no mercado de GNL entre 36% e 44% no horizonte 2030, mantendo-se praticamente constante até ao horizonte 2040. Quanto à procura dos novos polos decorrente das novas licenças, o seu peso no mercado de GNL varia entre 5,2% e 6,0% no horizonte 2030 e entre 6,1% e 6,7% no horizonte 2040. De notar, ainda, que a procura dos novos polos estimada para 2021, já com os dados verificados até agosto, representa apenas cerca de 14% do consumo potencial deste ano apresentado pela Sonorgás no concurso de atribuição de licenças.

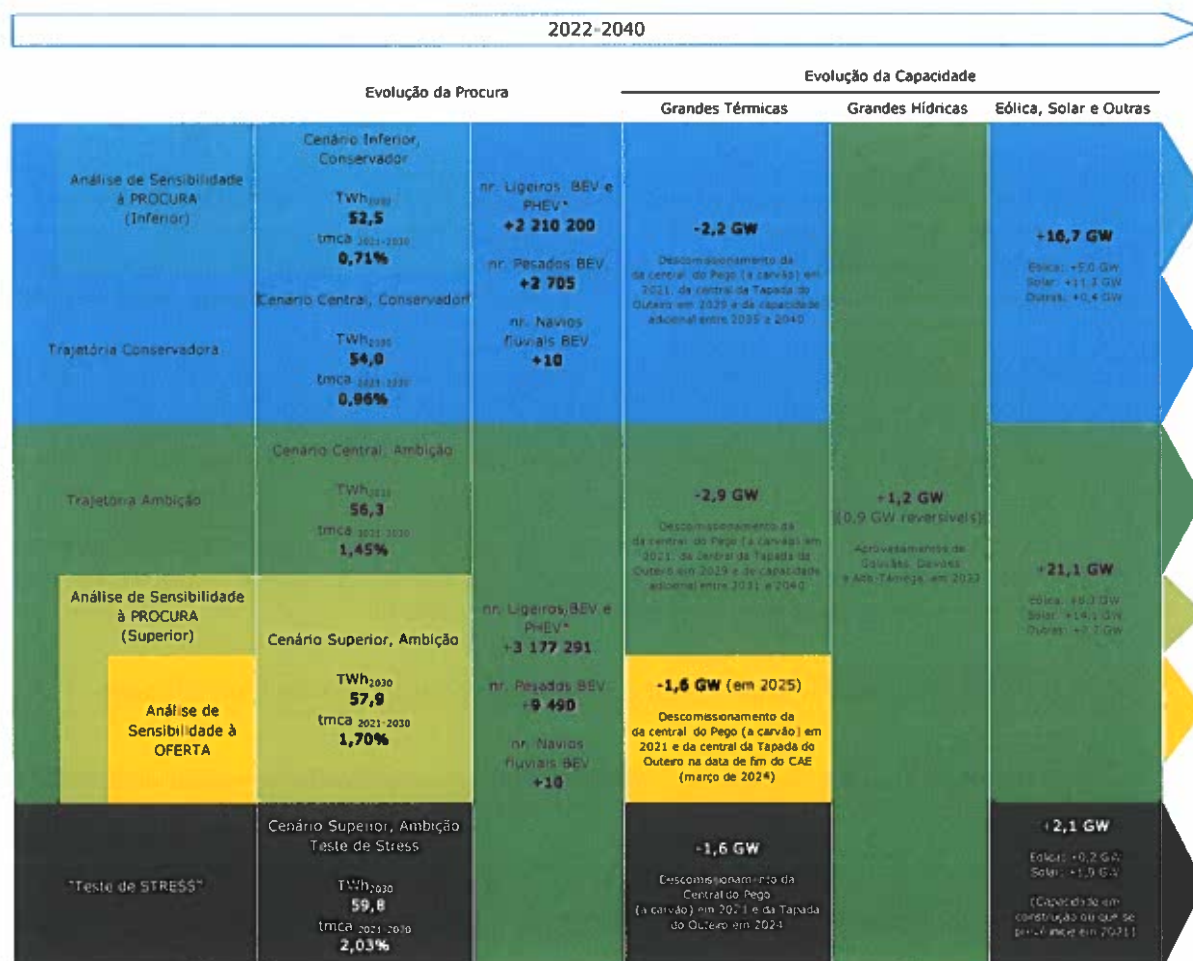
## 4.2 Mercado de Eletricidade

Os cenários de evolução da procura de gás no mercado de eletricidade (correspondente à produção em regime ordinário do sector Elétrico) têm por base os estudos desenvolvidos no contexto do RMSA-E 2021. Os estudos de segurança de abastecimento e evolução do SEN, em particular do sistema electroprodutor, incidiram sobre as seguintes trajetórias definidas pela DGEG: Trajetória Conservadora; Trajetória Ambição e Teste de Stress.

As análises apresentadas no RMSA-E 2021 têm por base a evolução do SEN, os cenários de evolução da procura de eletricidade e os restantes elementos prospetivos indicados pela DGEG. O estudo foi efetuado para o horizonte 2022-2040, com detalhe anual nos anos definidos no n.º 2 da alínea a) do artigo 4.º do Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática (2022, 2025 e 2027), bem como 2030 e 2040.

A Figura 34 resume a evolução do SEN para cada uma das diferentes trajetórias no horizonte em estudo, sublinhando as principais diferenças entre elas.

FIGURA 34 - CARACTERIZAÇÃO RESUMIDA DAS DIFERENTES TRAJETÓRIAS AVALIADAS



\* Battery Electric Vehicle (BEV) e Plug-in Hybrid Electric Vehicle (PHEV)

Para efeitos deste relatório são considerados apenas os resultados decorrentes das trajetórias Conservadora e Ambição, para a média dos regimes hidrológicos. O consumo de gás apresentado para o ano de 2035 resulta de interpolação linear entre os valores obtidos para os anos de 2030 e 2040.

A Figura 35 mostra a evolução prevista da procura de gás no mercado de eletricidade decorrente das taxas de utilização previstas para os grupos a gás em ciclo combinado, para cada cenário estudado.

FIGURA 35 - CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DA PROCURA ANUAL DE GÁS NO MERCADO DE ELECTRICIDADE



Este mercado é fortemente influenciado pela evolução considerável das Fontes de Energias Renováveis (FER) previstas no RMSA-E 2021. Neste sentido, no longo prazo todos cenários são caracterizados por uma substancial redução na procura de gás, induzida pela menor utilização das centrais a ciclo combinado, devido ao forte incremento das FER para produção de eletricidade.

Para o horizonte 2030 as previsões indicam uma procura de gás entre 4,9 TWh e 6,5 TWh, sendo que para 2040 a banda prevista varia entre 1,5 TWh e 3,1 TWh. Pelas razões já expostas, a partir de 2022 o cenário Central Conservador corresponde ao limite superior dos cenários e o cenário Central Ambição ao limite inferior.

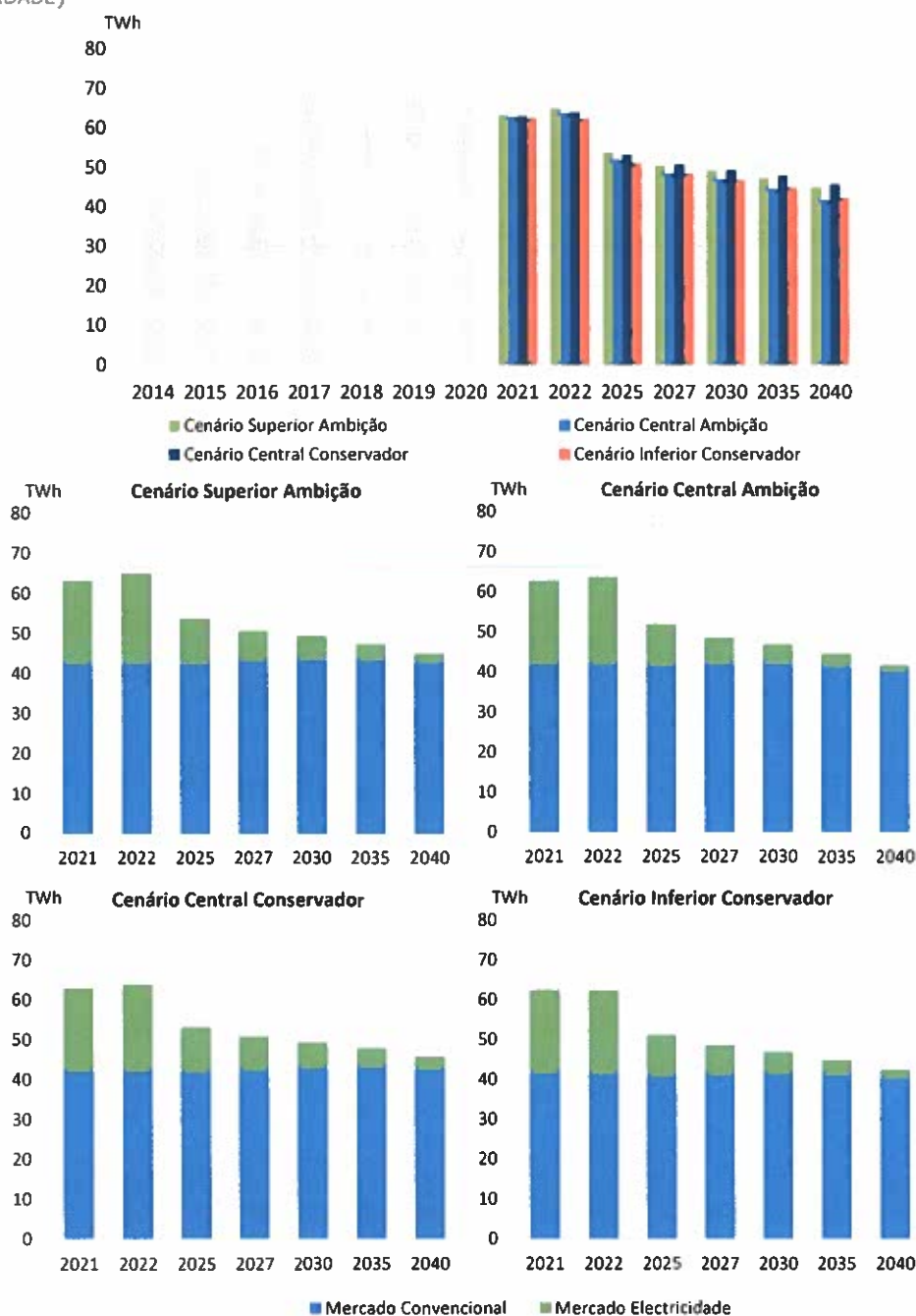
A procura de gás neste mercado também está dependente da hidrologia, sendo que os resultados aqui apresentados são para a média de regimes. Para um regime húmido, a procura de gás seria inferior ao representado e para um regime seco seria superior.

### 4.3 Mercado Agregado (Mercado Convencional e Mercado de Eletricidade)

As previsões agregadas da procura de gás resultam do somatório das previsões obtidos para o mercado convencional com as do mercado de eletricidade.

Na Figura 36 apresenta-se a evolução expectável da procura anual de gás agregado e por mercado, para os quatro cenários desenvolvidos.

FIGURA 36 – EVOLUÇÃO PREVISTA DA PROCURA ANUAL DE GÁS (MERCADO CONVENCIONAL E MERCADO ELECTRICIDADE)



A progressiva implementação de uma visão integrada na gestão dos sistemas de Gás e Eletricidade alcança considerável relevância, uma vez que atualmente uma parte da expectável procura de gás se destina ao mercado de eletricidade, fortemente influenciado pela evolução considerável das FER previstas no RMSA-E. Já no mercado convencional o impacto da implementação de medidas de eficiência energética decorrentes da ELPRE e a maior penetração do gás nos transportes, conduzem a efeitos contrários nos vários cenários, mais evidenciados no cenário Ambição.



Em virtude do referido, a partir de 2025 é o cenário Central Conservador a delimitar superiormente a procura prevista de gás e o cenário Central Ambição a delimitar inferiormente a procura prevista de gás.

Função dos cenários, prevê-se que a procura de gás varie entre 47 TWh e 49 TWh em 2030 e entre 42 TWh e 46 TWh em 2040. As previsões indicam que o mercado convencional continuará a manter a predominância ao nível da procura.

Na Tabela 6 mostram-se as taxas médias de crescimento anual da procura prevista de gás para os períodos 2021-2040, 2021-2030 e 2030-2040.

TABELA 6 - TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL IMPLÍCITAS NA PROCURA PREVISTA DE GÁS (MERCADO CONVENCIONAL E MERCADO ELECTRICIDADE)

	MC	ME	Total
<b>Cenário Superior Ambição</b>			
2021-2040	0,0%	-10,8%	-1,8%
2021-2030	0,3%	-13,2%	-2,7%
2030-2040	-0,2%	-8,6%	-0,9%
<b>Cenário Central Ambição</b>			
2021-2040	0,2%	-12,8%	-2,1%
2021-2030	0,0%	-14,9%	-3,2%
2030-2040	-0,5%	-10,9%	-1,2%
<b>Cenário Central Conservador</b>			
2021-2040	0,1%	-9,5%	-1,7%
2021-2030	0,2%	-12,2%	-2,7%
2030-2040	-0,1%	-7,1%	-0,8%
<b>Cenário Inferior Conservador</b>			
2021-2040	-0,2%	-11,6%	-2,0%
2021-2030	-0,1%	-13,8%	-3,1%
2030-2040	-0,3%	-9,5%	-1,0%

Face ao evidenciado nas figuras anteriores, no período em análise prevêem-se taxas médias de crescimento anual negativas para a procura de gás decorrente da evolução prevista na procura do mercado de electricidade, mas também em alguns cenários do mercado convencional.

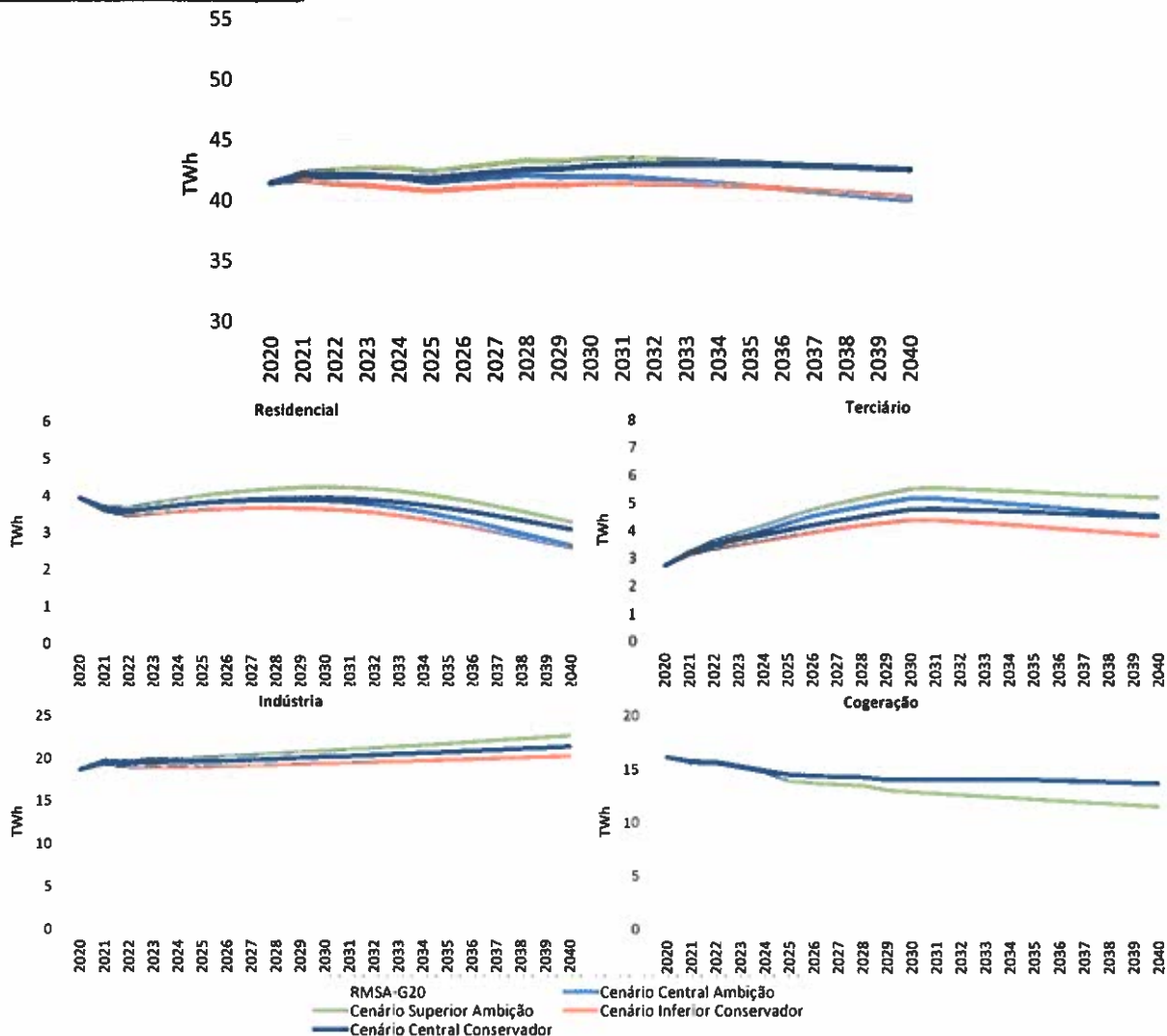
#### 4.4 Comparação com as previsões realizadas para o RMSA-G 2020

Nesta secção apresenta-se a análise comparativa entre as previsões da procura anual de gás obtidas neste estudo e as realizadas no ano passado no âmbito do RMSA-G 2020.

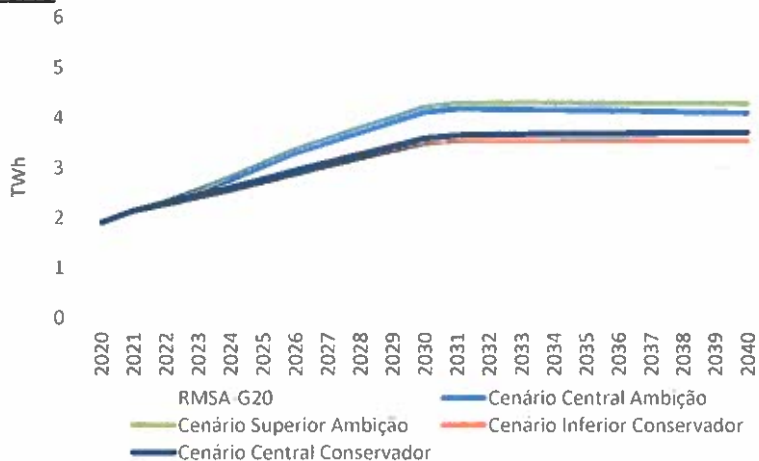
As previsões de ambos os estudos estão ilustradas na Figura 37, para o mercado convencional, mercado de GNL, mercado de electricidade e mercado agregado.

FIGURA 37 – COMPARAÇÃO DOS CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DA PROCURA ANUAL DE GÁS, POR MERCADOS. RMSA-G21 vs RMSA-G20

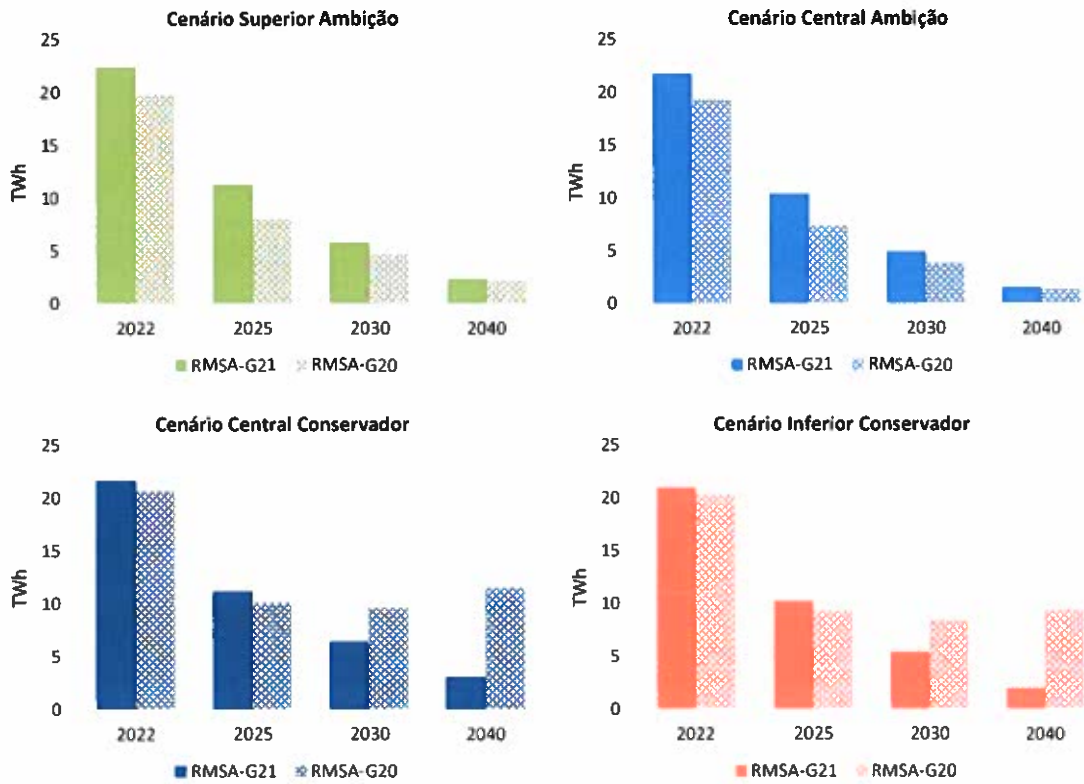
**Mercado Convencional (MC)**



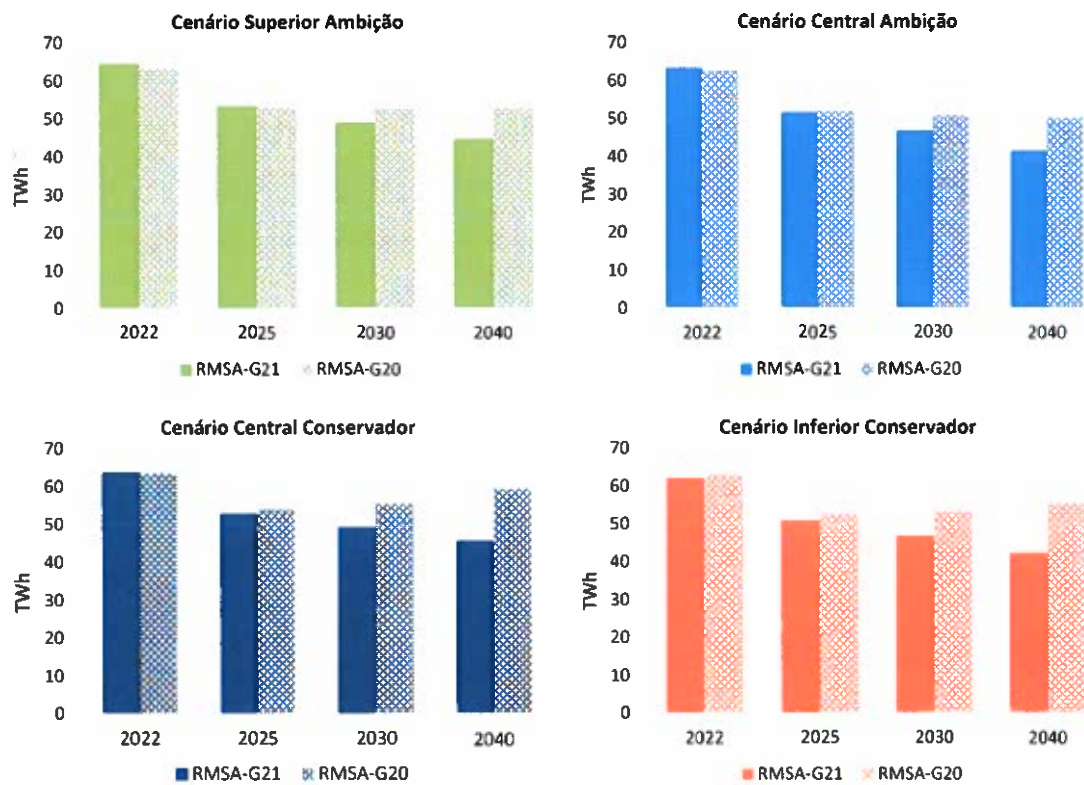
**Mercado de GNL/UAG**



**Mercado de Eletricidade (ME)**



**Mercado Agregado (MC e ME)**



Como se pode observar, as previsões atuais são bastante inferiores às do estudo anterior. No mercado convencional as distintas perspetivas de evolução futura da economia, os diferentes pressupostos na estimação dos coeficientes dos modelos estruturais, a tendência decrescente da evolução da capacidade instalada em unidades de cogeração a gás, a menor penetração prevista para a mobilidade a gás e o impacto da implementação de medidas de eficiência energética decorrentes da ELPRE, considerada pela primeira vez neste exercício de previsão, estão na base dos diferenciais encontrados. Já no mercado de eletricidade, as diferentes perspetivas de evolução da procura de eletricidade, bem como a composição do sistema eletroprodutor, nomeadamente no que se refere à evolução das FER, e as taxas de utilização das centrais a ciclo combinado, justificam as diferenças entre os dois exercícios de previsão.

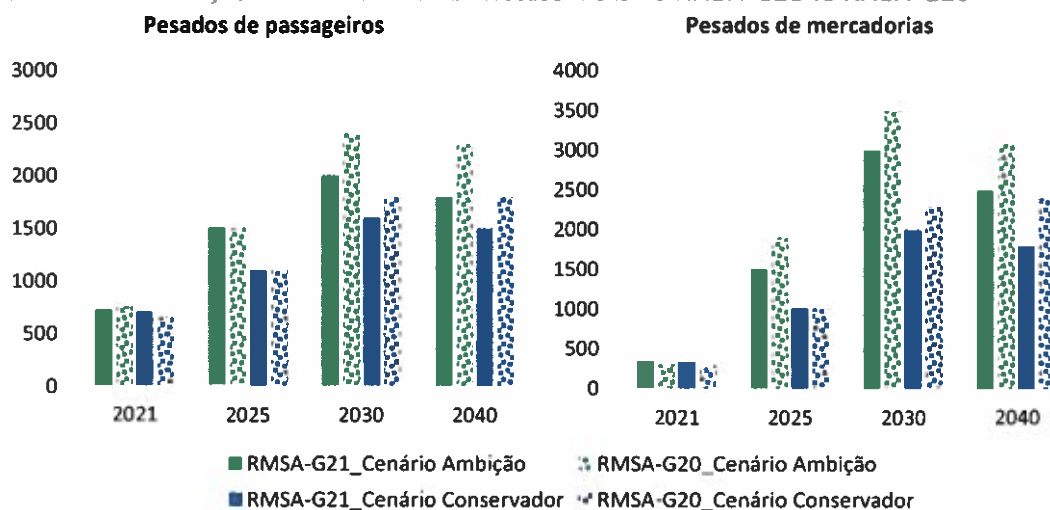
Comparativamente aos valores do ano passado, os valores da procura de gás do mercado agregado variam entre -7% e -12% em 2030 e -15% e -24% em 2040 consoante os cenários. No que se refere ao mercado convencional, o diferencial face ao estudo anterior varia entre -3,1 e -5,2 TWh em 2030 e -5,4 e -9,0 TWh em 2040, sendo que todos os cenários estão abaixo da envolvente dos cenários do RMSA-G20 em todo o período de previsão. Em particular destaca-se o impacto do decréscimo da potência instalada no setor da Cogeração cujo impacto na procura varia entre -2,1 e -3,8 TWh em 2030 e -2,4 e -5,1 TWh em 2040.

Como já referido, há vários fatores económicos e tecnológicos que contribuem para a diferenciação dos cenários, sendo que alguns deles se destacam a seguir. Cabe ainda reforçar que a implementação de medidas de eficiência energética nos edifícios decorrente da ELPRE é uma vertente com considerável impacto nos consumos de gás e que foi considerada apenas no atual exercício de previsão.

### Mobilidade a gás

Em relação ao exercício anterior prevê-se uma menor penetração da mobilidade a gás no futuro resultante dos desafios que enfrenta, nomeadamente com a expectável penetração de soluções alternativas aos combustíveis fósseis, no prosseguimento dos objetivos de neutralidade carbónica da economia.

FIGURA 38 – COMPARAÇÃO ENTRE O NÚMERO DE VEÍCULOS A GÁS NO RMSA-G21 vs RMSA-G20

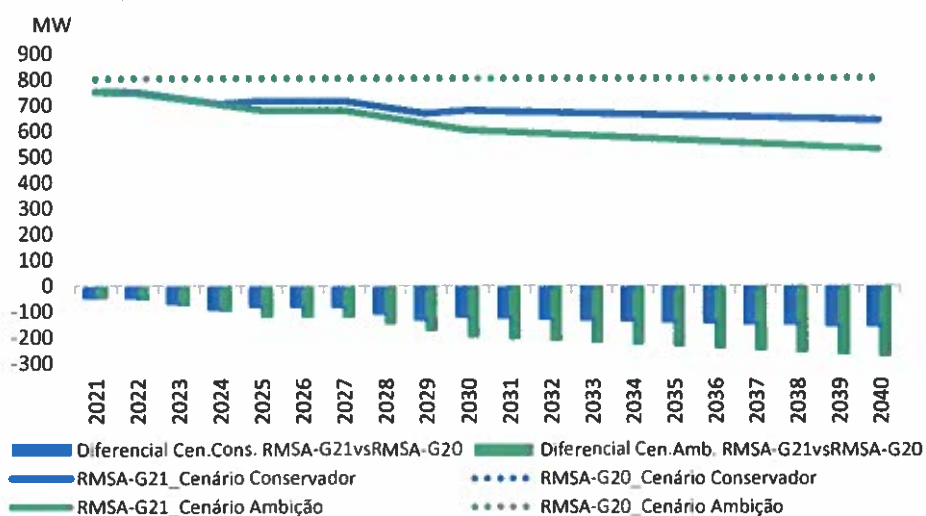


### Potência disponível da cogeração a gás

Pela primeira vez os cenários de evolução da potência instalada em cogeração não renovável (RMSA-E21) apresentam uma tendência decrescente ao longo do período de previsão. Como já mencionado anteriormente, esta tendência tem impacto significativo no consumo de gás no médio e longo prazo como se pode observar pelos diferenciais entre os dois estudos apresentados anteriormente.

Relativamente à potência instalada prevista, o diferencial entre os dois estudos atinge valores entre -128 e -207 MW em 2030 e entre -162 e -275 MW em 2040.

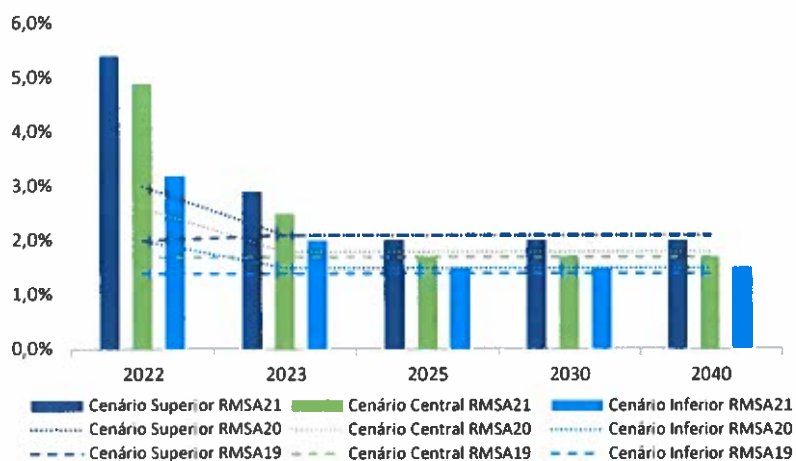
FIGURA 39 – COMPARAÇÃO ENTRE A POTÊNCIA DISPONÍVEL DA COGERAÇÃO NO RMSA-G21 vs RMSA-G20



### Evolução do PIB

Finalmente, outro fator de extrema importância são os cenários macroeconómicos, nomeadamente a evolução do PIB.

FIGURA 40 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DO PIB. RMSA-G21 vs RMSA-G20 e RMSA-GN19



Pelas razões já apresentadas, as previsões do PIB para os dois próximos anos assentam em níveis com uma ordem de grandeza completamente diferente dos cenários anteriores. Após 2023 há uma convergência, sendo, contudo, de assinalar que em relação ao RMSA-G20 o cenário Central e o cenário Superior apresentam uma previsão inferior em 0,1 p.p. e o cenário Inferior mantém-se igual ao do ano passado.

## 5. Previsão das Pontas da Procura Diária

As pontas da procura de gás apresentadas neste relatório correspondem à procura diária máxima que poderá ocorrer num determinado ano. Alternativamente poderia ter sido considerado a procura máxima horária, mas a experiência operacional obtida ao longo dos anos permite constatar que a capacidade de armazenamento da RNTG é suficiente para acomodar as variações intradiárias da procura, isto é, permite, com segurança e numa ótica de análise de capacidade de longo prazo, prescindir da procura máxima horária e utilizar a procura máxima diária. Aliás, é esta a metodologia seguida pela grande maioria dos TSO congéneres europeus.

No contexto das análises de adequação das infraestruturas a efetuar no âmbito do relatório de monitorização da segurança de abastecimento, torna-se necessária a desagregação das pontas diárias máximas do mercado convencional em mercado convencional sem GNL e mercado de GNL, sendo o GNL transportado tipicamente por camiões-cisternas para abastecimento das UAG. Assim, para cada segmento, e para cada cenário de evolução da procura anual, foram desenvolvidos os seguintes cenários de evolução das pontas:

- ❖ Mercado Convencional
  - Mercado convencional sem GNL: Ponta Provável; Ponta Extrema
  - Mercado de GNL (tipicamente UAG): Ponta Provável; Ponta Extrema
- ❖ Mercado de Eletricidade: Ponta Provável; Ponta Extrema

### 5.1 Mercado Convencional

De forma muito sucinta faz-se a descrição da metodologia utilizada na estimativa das pontas diárias da procura de gás previstas para o mercado convencional.

#### Metodologia

As previsões da Ponta Provável para o mercado convencional sem GNL baseiam-se num modelo de redes neuronais que calcula a procura diária ajustada com base nas temperaturas médias históricas de cada um dos dias do ano. O objetivo é expurgar as variações da procura do efeito de temperatura e assim calcular a relação entre os dias de maior procura e a procura anual que seja válido numa previsão em que se assume a ocorrência de temperaturas médias. Para tal estimou-se um modelo de redes neuronais que utiliza as temperaturas médias e variáveis de calendário para explicar a série da procura (expurgada de tendência). Comparando o ajustamento das pontas anuais destes modelos – considerando condições médias de temperatura – com a procura anual (histórica) calcularam-se os pesos que as pontas ajustadas têm em relação à procura anual

verificada. Observa-se que essa relação é relativamente estável sendo, em condições normais de temperatura, de 0,35%.

A determinação da Ponta Provável para o mercado de GNL é calculada na ótica das cargas de gás dos camiões-cisterna no TGNL de Sines e não na ótica do consumo, por razões relacionadas com os estudos de segurança de abastecimento deste mercado. Assim, as pontas previstas para este segmento são calculadas com base numa média, para o período 2015-2020, do rácio anual entre um valor máximo diário e as cargas anuais verificadas, sendo o valor máximo em cada ano resultante da média dos 20 casos mais gravosos da média móvel de 2 dias (média entre o próprio dia e o dia anterior) das cargas de cisternas no TGNL de Sines. Com esta metodologia pretende-se, de alguma forma, captar a flexibilidade existente no enchimento dos camiões-cisterna, que depende não só da capacidade de enchimento do TGNL, e do tempo necessário para o fazer, mas em grande medida das estratégias de carregamento dos agentes, que em situações de constrangimentos previsíveis podem antecipar cargas, conseguindo, assim, adequar o fornecimento de gás às necessidades das UAG.

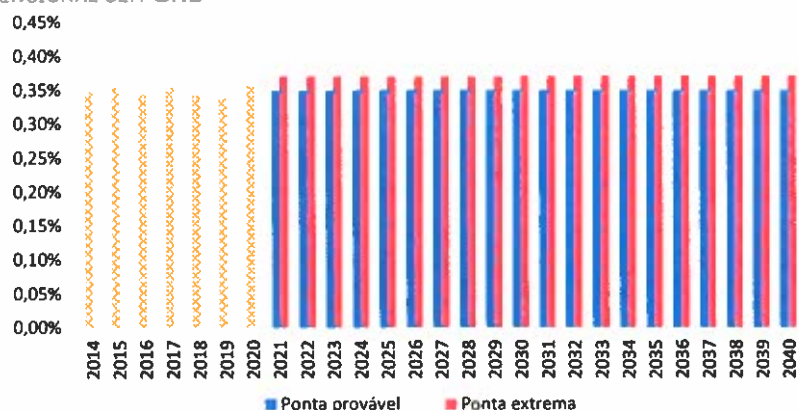
Em virtude do referido, as pontas de procura diária neste mercado têm implícito um efeito de alisamento alicerçado na flexibilidade de operação existente no TGNL no que respeita à componente de enchimento de camiões-cisternas. O valor do rácio resultante desta metodologia é ainda corrigido do efeito de temperatura, à semelhança do que acontece no mercado convencional sem GNL.

A Ponta Extrema é calculada de acordo com as normas relativas às infraestruturas (nº1 do artigo 5º) do Regulamento (UE) 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. A metodologia de cálculo desta ponta está explicitada na secção 6.2. A ponta extrema do mercado de GNL é calculada mantendo a mesma relação entre ponta provável e ponta extrema do mercado convencional sem GNL.

### Cenários de pontas de procura diária

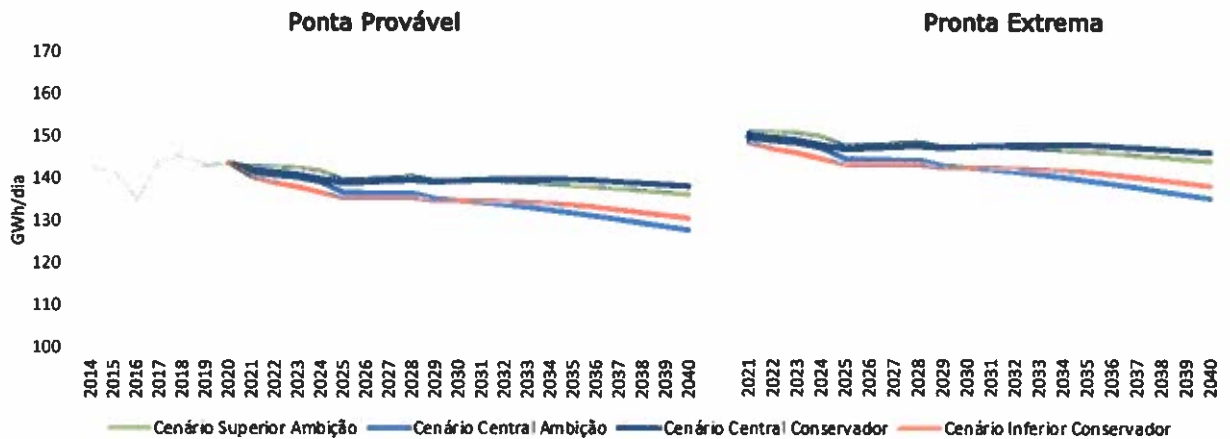
A Figura 41 mostra a evolução da relação entre a procura diária máxima e a procura anual no mercado convencional sem GNL, para a ponta provável, que decorre do modelo de redes neuronais para temperaturas médias, e para a ponta extrema, que resulta da aplicação da metodologia preconizada no regulamento europeu.

FIGURA 41 – EVOLUÇÃO PREVISTA DA RELAÇÃO ENTRE A PROCURA DIÁRIA MÁXIMA E A PROCURA ANUAL NO MERCADO CONVENCIONAL SEM GNL



Na Figura 42 apresentam-se os valores previstos das pontas da procura de gás para cada ano no mercado convencional sem GNL.

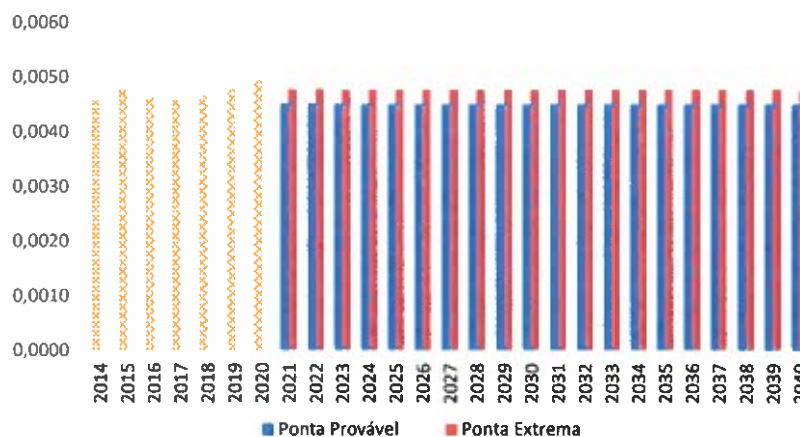
FIGURA 42 – EVOLUÇÃO PREVISTA DAS PONTAS DA PROCURA DIÁRIA DE GÁS NO MERCADO CONVENCIONAL SEM GNL



Para o período 2021-2040, as previsões apontam para um crescimento médio anual, quer da ponta provável quer da ponta extrema entre -0,5% e -0,1%. Dependendo dos cenários, prevê-se que as pontas diárias prováveis variem entre 135 e 139 GWh/dia em 2030 e entre 128 e 138 GWh/dia em 2040. As pontas extremas variam entre 143 e 148 GWh/dia em 2030 e entre 135 e 146 GWh/dia em 2040.

Quanto ao mercado de GNL a relação entre a procura diária máxima e a procura anual, calculada de acordo com a metodologia acima descrita, prevê-se que evolua conforme ilustrado na Figura 43.

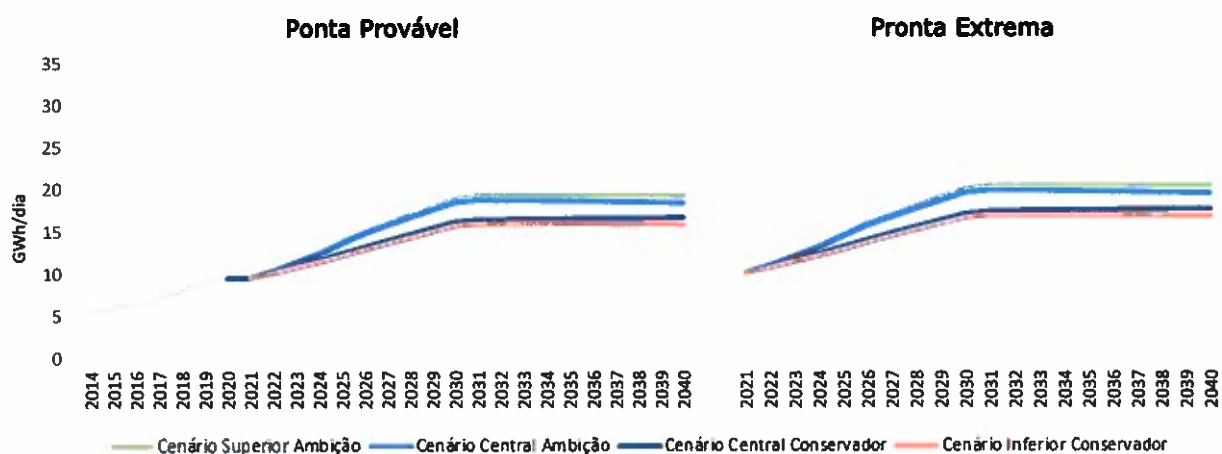
FIGURA 43 – EVOLUÇÃO PREVISTA DA RELAÇÃO ENTRE A PROCURA DIÁRIA MÁXIMA E A PROCURA ANUAL NO MERCADO DE GNL



A Figura 44 mostra a evolução prevista das pontas diárias no mercado de GNL, resultantes da aplicação desta relação.



FIGURA 44 – EVOLUÇÃO PREVISTA DAS PONTAS DA PROCURA DIÁRIA DE GÁS NO MERCADO DE GNL



Como seria expectável, com o crescente impacto da mobilidade na procura de gás, prevê-se que as pontas do mercado de GNL, na ótica das cargas dos camiões-cisternas no TGNL de Sines, cresça a um ritmo significativo. Em 2020 o valor foi de 9,6 GWh/dia, atingindo no horizonte 2025, função dos cenários, um valor entre 12 e 14 GWh/dia na ponta provável e entre 13 e 15 GWh/dia na ponta extrema. Em 2030 a gama de variação dos cenários atinge valores entre 16 e 19 GWh/dia na ponta provável e entre 17 e 20 GWh/dia na ponta extrema.

De realçar que devido à metodologia de cálculo adotada, estas pontas têm implícito um efeito de alisamento que pretende traduzir a flexibilidade que existe neste tipo de operações, dependente não só da capacidade de enchimento existente no TGNL de Sines, e do tempo necessário para o fazer, mas sobretudo das estratégias dos agentes.

De realçar, ainda, que no período 2015-2020 as pontas deste mercado cresceram em média cerca de 8,6% ao ano, ou seja, é um mercado marcado por um crescimento acentuado nos últimos anos e que se espera continue a crescer no futuro.

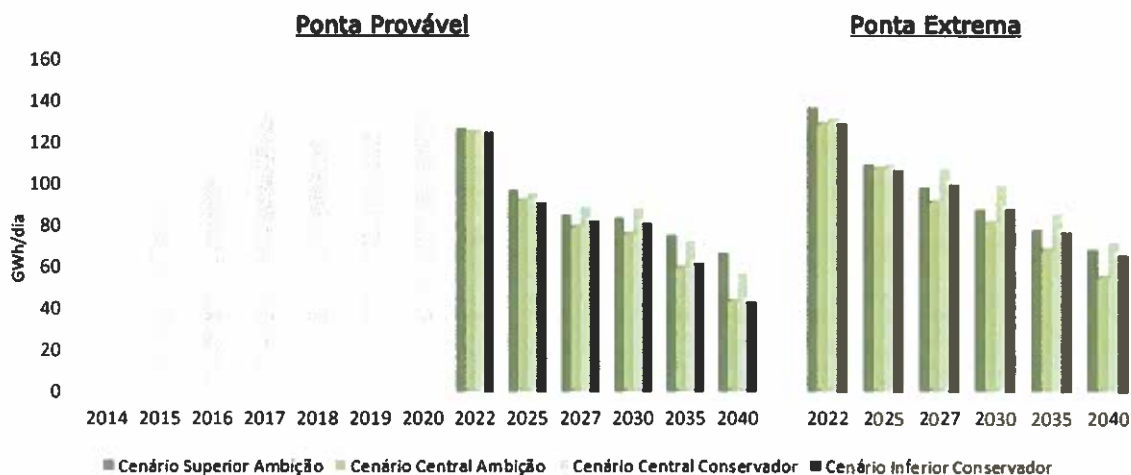
## 5.2 Mercado de Eletricidade

Relativamente ao mercado de eletricidade, a ponta provável e a ponta extrema da procura de gás são determinadas com base nas simulações do sistema elétrico efetuadas no âmbito do RMSA-E 2021 e para os seguintes critérios:

- **Ponta Provável:** correspondente ao dia de maior procura de gás com probabilidade de ser excedido de 5%
- **Ponta Extrema:** considerou-se a procura de gás máxima horária resultante em cada estádio analisado, com probabilidade de ser excedido em 5%, combinado com um fator de carga da procura de gás 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 a procura de gás pelas CCGT nas respetivas pontas prováveis apontou, desde logo, para valores superiores a 85%.

A aplicação destes critérios permite avaliar as necessidades de gás no dia de ponta pelo lado da segurança. Os resultados obtidos estão ilustrados na Figura 45.

FIGURA 45 – EVOLUÇÃO PREVISTA DAS PONTAS DA PROCURA DIÁRIA DE GÁS NO MERCADO DE ELECTRICIDADE

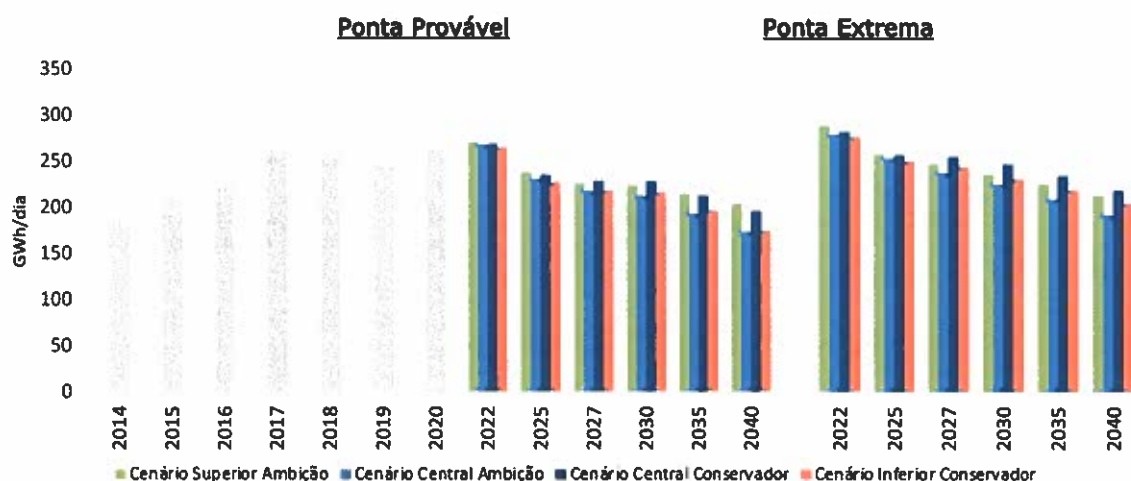


### 5.3 Mercado Agregado (Mercado Convencional, sem GNL, e Mercado de Electricidade)

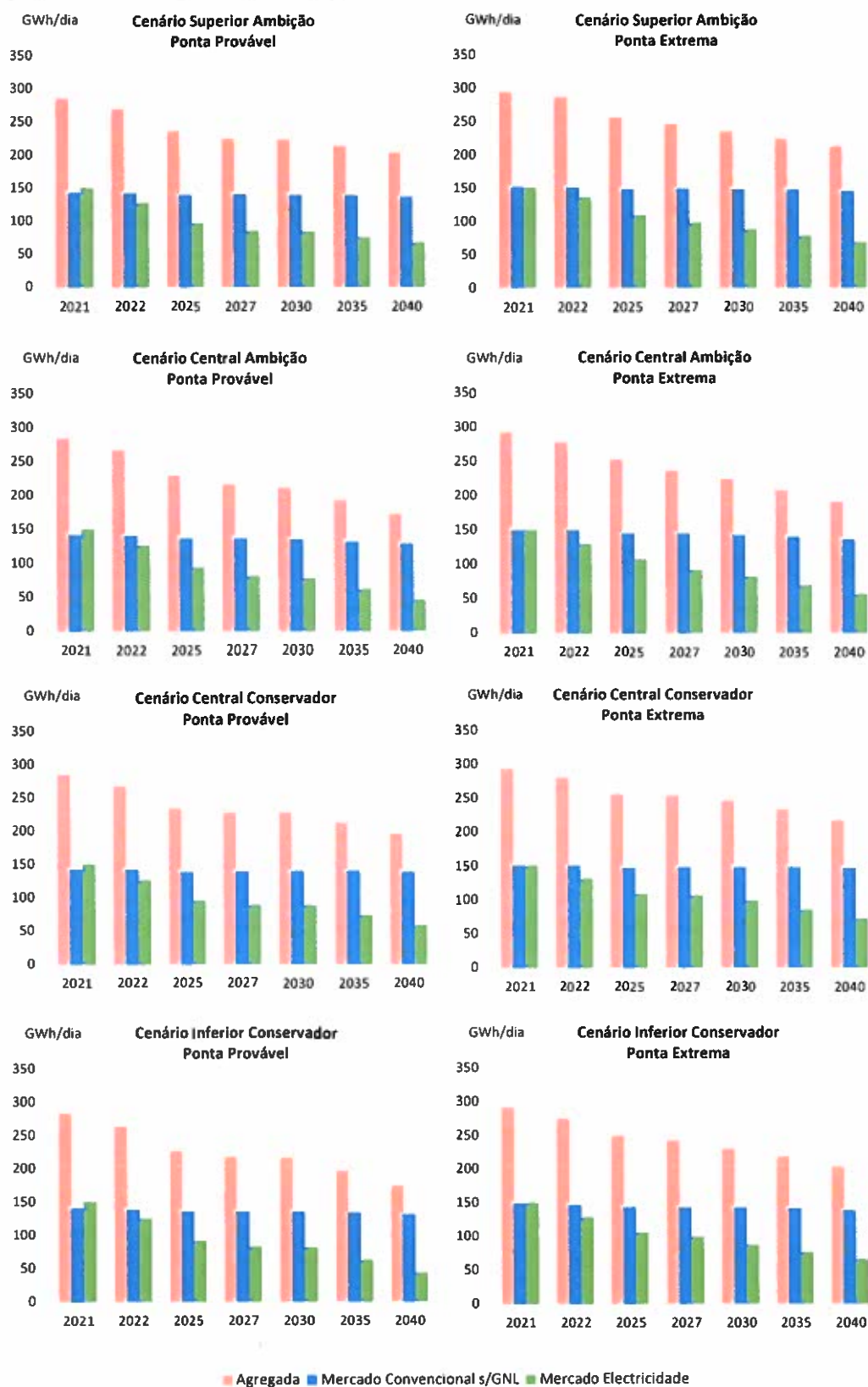
As pontas da procura agregadas previstas resultam da soma da procura máxima diária de gás prevista para o mercado convencional sem GNL com a procura máxima diária prevista para o mercado da electricidade, assumindo um fator de simultaneidade igual a um.

Na Figura 46 apresentam-se as pontas da procura de gás previstas para o período 2021-2040.

FIGURA 46 – EVOLUÇÃO PREVISTA DAS PONTAS DA PROCURA DIÁRIA DE GÁS AGREGADAS (MC SEM GNL + ME) (factor de simultaneidade 1)



**Desagregação por cenários e por mercados**



Tal como acontece com a previsão da procura anual, no médio/longo prazo não é o cenário Superior Ambição a delimitar superiormente as pontas da procura, mas sim o cenário Central Conservador, com exceção da ponta provável em 2040. O cenário Central Ambição delimita inferiormente as pontas, quer prováveis, quer extremas.

Função dos cenários, prevê-se que as pontas diárias prováveis oscilem entre 212 e 228 GWh/dia em 2030 e 172 e 203 GWh/dia em 2040. As pontas extremas variam entre 225 e 246 GWh/dia em 2030 e entre 191 e 218 GWh/dia em 2040.

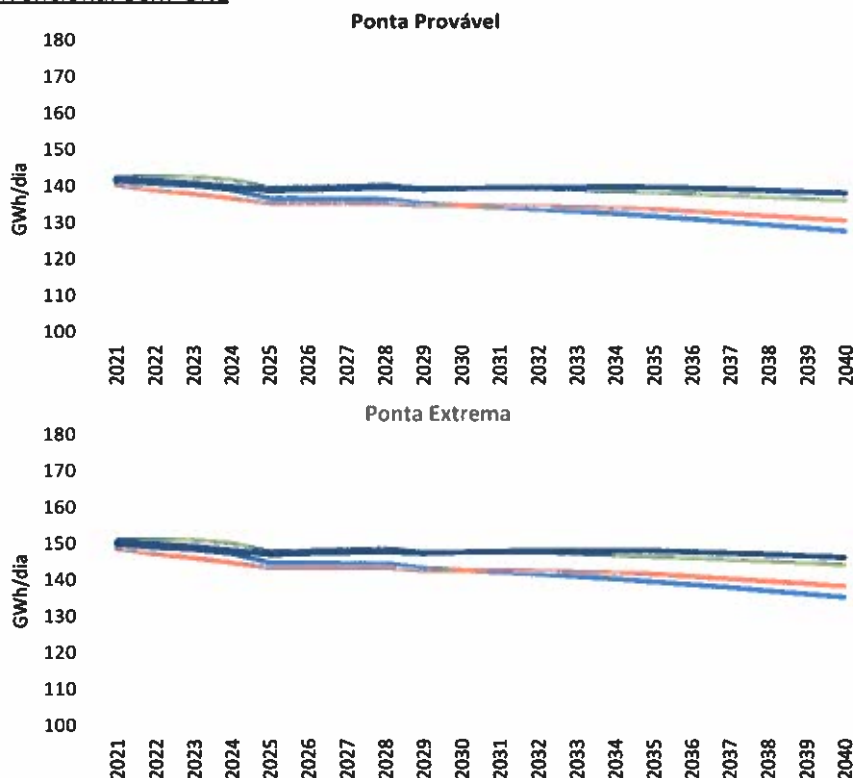
#### 5.4 Comparação com as previsões realizadas para o RMSA-G 2020

Nesta secção apresenta-se a análise comparativa entre as previsões das pontas da procura diária obtidas neste estudo e as realizadas no ano passado no âmbito do RMSA-G 2020. As previsões de ambos os estudos estão ilustradas na Figura 47, por mercados.

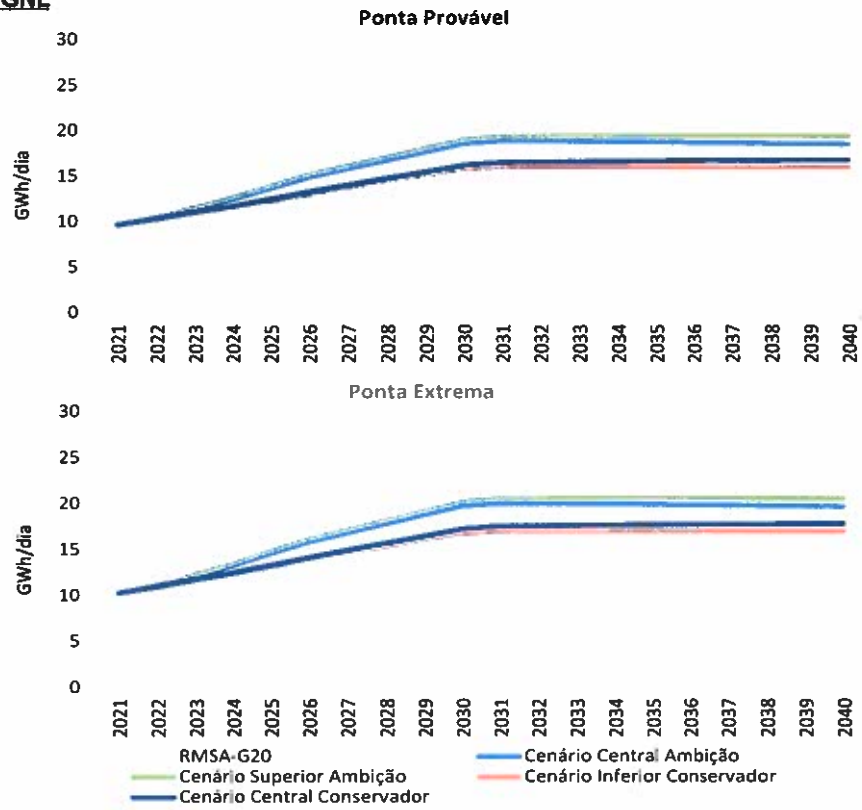
Da comparação efetuada conclui-se, pelas razões já elencadas, que as previsões atuais para o mercado convencional são inferiores às do estudo anterior, quer no mercado convencional sem GNL, quer no mercado de GNL, embora neste último com uma redução menos acentuada. Quanto ao mercado de eletricidade, as previsões atuais também são inferiores na maior parte dos cenários e dos anos representados.

FIGURA 47 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DAS PONTAS DA PROCURA DIÁRIA, POR MERCADOS. RMSA-G21 vs RMSA-G20

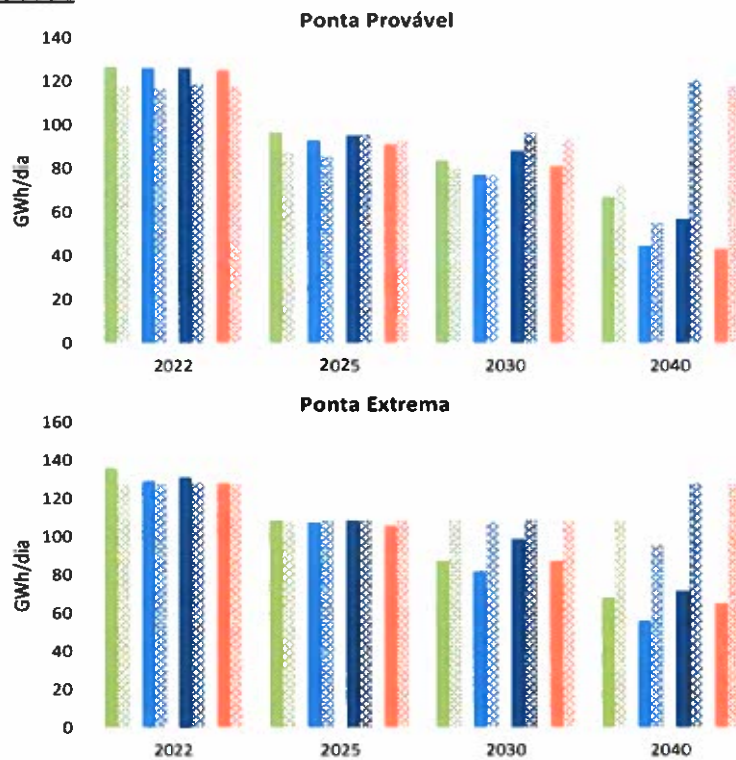
##### Mercado Convencional sem GNL



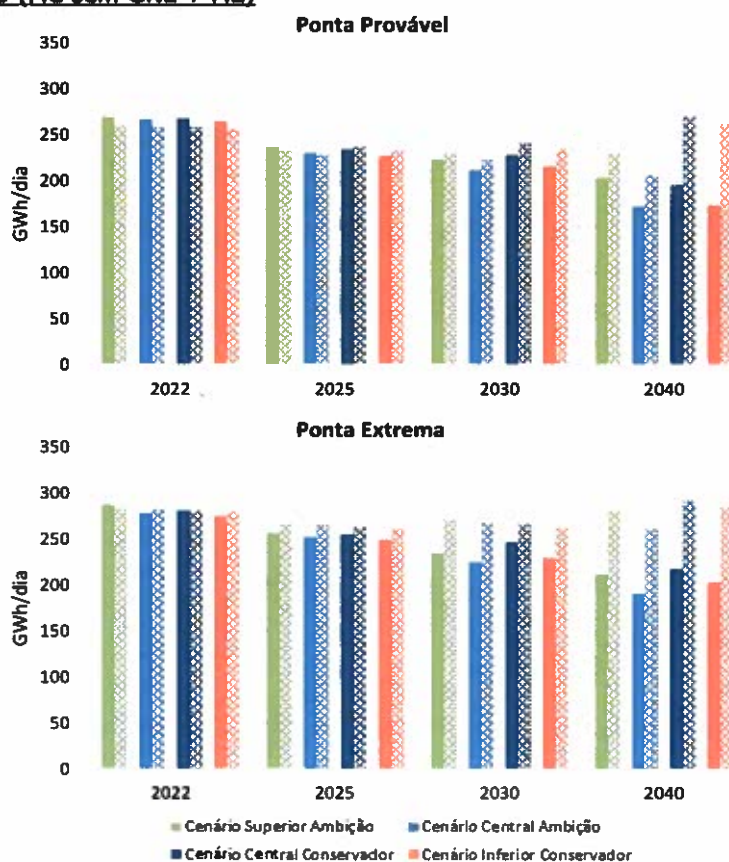
**Mercado de GNL**



**Mercado de Eletricidade**



### Mercado Agregado (MC sem GNL + ME)



## 6. Procura para Aplicação do Regulamento (UE) 2017/1938

Os critérios estabelecidos no Regulamento (EU) 2017/1938 do Conselho e Parlamento Europeu impõem a previsão da procura de gás em condições excecionalmente elevadas de procura e temperatura bem como em condições médias invernais para períodos distintos. As soluções encontradas passam pela análise estatística da procura e condições de temperatura e pela elaboração de modelos de previsão de redes neuronais e realização de análises de sensibilidade.

### 6.1 Normas do Aprovisionamento

De acordo com o nº 1 do artigo 6º do referido regulamento,

*«A autoridade competente solicita às empresas de gás natural por si identificadas que tomem medidas para garantir o aprovisionamento de gás aos clientes protegidos do Estado-Membro em cada um dos seguintes casos:*

- a) Temperaturas extremas durante um período de pico de 7 dias, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos;*
- b) Um período de 30 dias de procura de gás excecionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos;*
- c) Um período de 30 dias em caso de perturbação na maior infraestrutura individual de aprovisionamento de gás em condições invernais médias.»*

Ainda de acordo com o nº 1 do artigo 6º os Estados-Membros notificam à CE a sua definição de clientes protegidos, os volumes da procura anual de gás dos clientes protegidos e a percentagem que esses volumes representam na procura total final de gás desse Estado-Membro.

De acordo com o n.º 5 do artigo 2º do regulamento, entendem-se por clientes protegidos todos os clientes domésticos, podendo também incluir, se o Estado-Membro assim o decidir, as pequenas e médias empresas e os serviços essenciais de carácter social desde que estes clientes adicionais não representem mais de 20% da procura final total anual de gás.

Baseados nos dados da procura de 2016 a notificação de Portugal à CE assentou nos seguintes valores:

<i>Protected Customers</i>	<i>Consumption (bcm)</i>	<i>% of total consumption</i>
<i>Households</i>	0,28	5,9
<i>Essential social services</i>	0,13	2,7
<i>Small and medium sized enterprises</i>	0,66	13,9
<i>Subtotal (Essential social services + Small and medium sized enterprises)</i>	0,79	16,6
<i>Total - Protected Customers</i>	1,07	22,4
<b>Total</b>	4,75	-

Fonte: DGEG

A procura dos clientes protegidos totalizou, em 2016, um valor de 1,07 mil milhões de m<sup>3</sup>.

Com base nesta informação foi então calculada a procura prevista dos clientes protegidos, mantendo a desagregação entre clientes protegidos associados ao mercado convencional sem GNL e clientes protegidos do mercado de GNL. A metodologia utilizada é a seguinte, mantendo como ponto de partida a procura relativa ao ano de 2016:

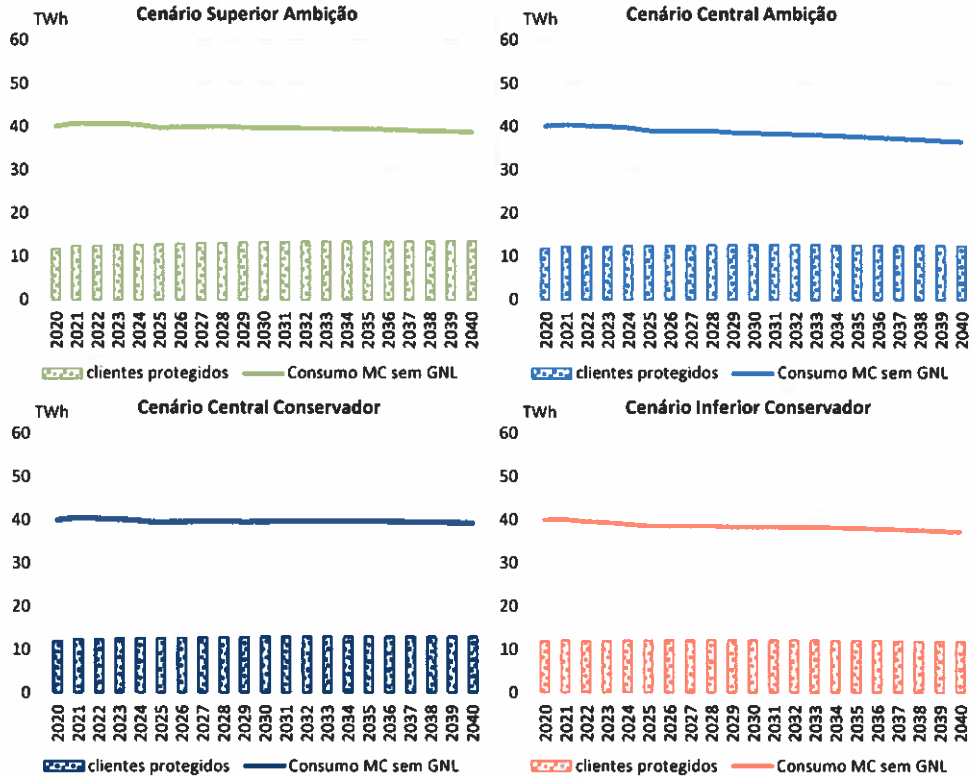
- **Mercado Convencional sem GNL:** para 2016 a procura dos clientes protegidos deste mercado corresponde à procura do sector residencial (deduzida da procura estimada do sector residencial abastecido por UAG) acrescido de 16,6% da procura total de gás sem GNL, que representa o peso da procura dos outros clientes protegidos. Assume-se que a procura dos clientes protegidos deste mercado evolui no tempo com base nas taxas de crescimento anual previstas no mercado convencional sem GNL e sem o sector da cogeração;
- **Mercado de GNL:** para 2016, e na falta de dados concretos sobre a procura do sector residencial abastecido por UAG, assumiu-se que 50% da procura das UAG's das distribuidoras (excluindo, portanto, as UAG's privadas) corresponde ao sector residencial. A procura dos outros clientes protegidos é aferida pela aplicação do peso de 16,6% sobre a procura total de GNL. Assume-se que a procura dos clientes protegidos deste mercado evolui no tempo pela aplicação das taxas de crescimento anual, até 2020, da procura das UAG's das distribuidoras e após 2020 da procura das UAG's existentes (sem Madeira), adicionadas da procura prevista nos novos polos de consumo.

Em 2016 o somatório da procura dos clientes protegidos destes dois segmentos totaliza a procura total dos clientes protegidos notificado à CE.

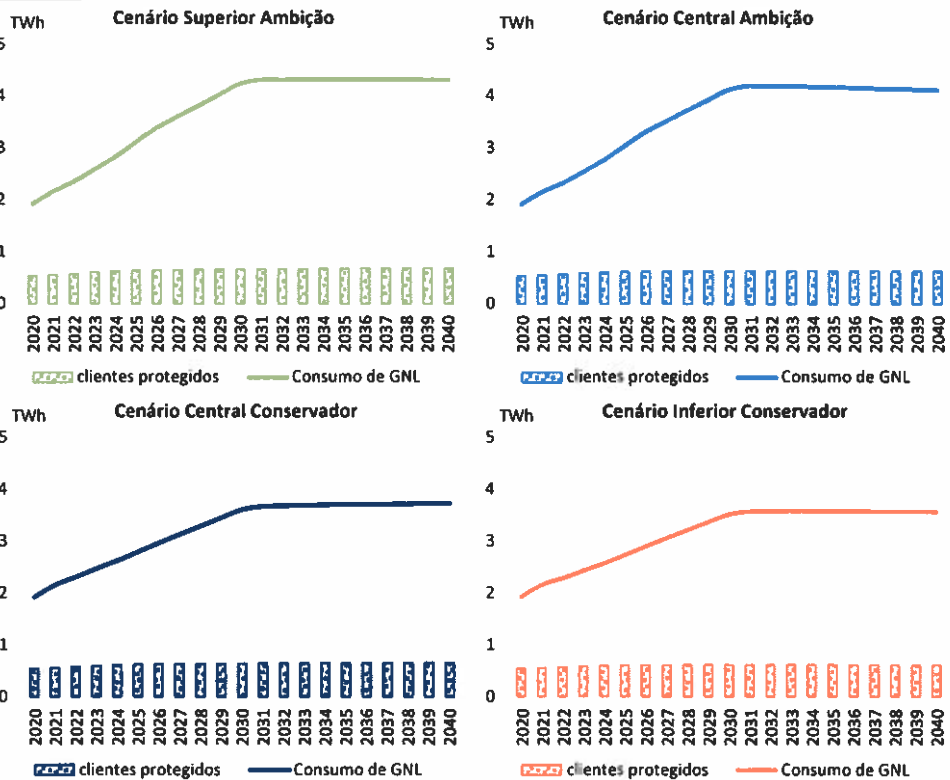
A Figura 48 mostra a evolução prevista da procura dos clientes protegidos para os cenários desenvolvidos.

FIGURA 48 – EVOLUÇÃO PREVISTA DA PROCURA ANUAL ASSOCIADA AOS CLIENTES PROTEGIDOS

**Mercado Convencional sem GNL**



**Mercado de GNL**





### Alínea a) artigo 6º

A implementação de um método de estimação de um pico de procura originado por um período de temperaturas muito baixas implica, em primeiro lugar, estudar o comportamento das temperaturas a fim de se determinar as propriedades estatísticas a ela associadas.

O primeiro passo foi a recolha das séries de temperaturas médias diárias disponíveis na REN e que remontam a 1941. A partir desta série calculou-se a média móvel de sete dias seguindo a seguinte formulação:

$$MM_t = \frac{\sum_{i=0}^6 Temp_{t-i}}{7}$$

Uma vez que o objetivo inicial é obter uma estatística de temperaturas extremamente baixas, para cada ano determinou-se o mínimo da série de médias móveis.

A partir da série dos mínimos anuais, calculou-se a média e desvio-padrão e que são 6,75°C e 1,34°C respetivamente. De modo a saber se é possível realizar inferência estatística com base na distribuição normal testou-se a hipótese de esta série apresentar a referida distribuição com recurso ao software estatístico GiveWin/PcGive que dispõe do teste de normalidade proposto em Doornik e Hansen (1994). A estatística de teste calculada foi de 6,5 o que, a um nível de significância de 10%, indica que não é possível rejeitar a hipótese de a série seguir uma distribuição normal. Uma vez que o regulamento preconiza a identificação da janela de temperaturas baixa que só ocorra uma vez em cada 20 anos isso equivale a encontrar o valor abaixo do qual a função de distribuição acumulada seja de 5%. No caso da série dos mínimos anuais da média móvel de temperaturas com uma janela de 7 dias esse valor situa-se nos 4,11°C. Dito de outra maneira, a probabilidade de, num determinado ano, ocorrer uma média móvel de 7 dias igual ou inferior a 4,11°C é de uma vez em cada 20 anos.

Para avaliar o impacto de uma série de 7 dias com temperaturas extremamente frias é necessário construir um modelo de previsão que permita simular a ocorrência dessas condições e depois calcular o seu impacto expresso em função da procura anual total. Para modelizar a evolução da procura diária de gás optou-se por um modelo de redes neuronais. A série modelizada foi a da procura do mercado convencional pois assemelha-se ao conceito de "clientes protegidos" definido no regulamento. A amostra inicia-se em 2000 e não em 1997, pois só a partir de 2000 é que o seu padrão e tendência se tornaram mais estáveis e próximos do comportamento atual da série.

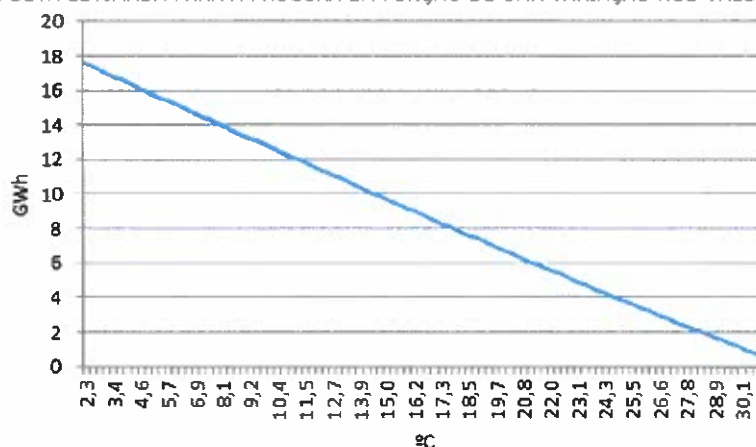
Os modelos de redes neuronais têm dificuldade em lidar com séries não estacionárias. Como tal, foi necessário retirar a componente de tendência a esta série. Para tal recorreu-se ao software estatístico STAMP e, após algum trabalho de exploração, assumiu-se uma tendência quadrática com quebra de estrutura no nível da série a partir de 2010 e 2013. A série filtrada de tendência mais não é do que a série das diferenças entre a série e a tendência estimada.

Esta série já pode, então, ser modelizada através de redes neuronais. As variáveis que irão tentar explicar o padrão desta série relacionam-se com o calendário (Ano, dia da semana, presença ou não de feriados, pós-feriados e épocas festivas), temperatura média diária (considerada até ao 7º desfasamento) e horas de sol (nº de horas em que o sol se situa acima da linha do horizonte em cada dia). Estas variáveis visam explicar as variações diárias, mensais e anuais da série da procura filtrada de tendência. O modelo de redes neuronais foi estimado tendo como variável target a série filtrada e como inputs as variáveis explicativas. A tipologia adotada para a rede é do tipo *feed-forward backpropagation*, com uma camada de nós escondidos e o algoritmo de aprendizagem é o

*bayesian regulation backpropagation*. Uma análise de sensibilidade do modelo a algumas variáveis de input permitiu concluir que este responde de acordo com o esperado a priori, mas importa aqui salientar a resposta à temperatura apresentada pelo modelo.

A Figura 49 representa a resposta da procura a diferentes temperaturas, assumindo médias para as restantes variáveis.

FIGURA 49 – RESPOSTA ESTIMADA PARA A PROCURA EM FUNÇÃO DE UMA VARIAÇÃO NOS VALORES DA TEMPERATURA



A resposta da procura à variável de temperatura é praticamente linear e inversamente proporcional. Logo, o estudo da resposta da procura a temperaturas extremas apenas deverá incidir sobre as situações de frio.

Para estimar o impacto de um conjunto de 7 dias de frio com uma média de 4,11°C na procura de gás há que realizar análises de sensibilidade em que se compara a procura ajustada em condições verificadas com aquela que teria ocorrido se as temperaturas fossem na ordem dos 4,11°C por um período de 7 dias, mantendo tudo o resto constante. A questão está agora em determinar, em cada ano, em que dias executar esta análise de sensibilidade. A opção recaiu em simular as condições extremas na altura do ano em que o seu impacto é maior. Esta análise insere-se numa lógica de *Worst Case Scenario* (WCS), ou seja, tenta-se simular o pior pico de procura possível concentrando, nesse período de 7 dias, as condições mais potenciadoras de procura ao nível de todas as variáveis explicativas consideradas. Assim, para que o efeito de a série de dias extremamente frios seja máximo este terá de ocorrer numa altura em que:

- i. O número de Horas de Sol seja mínimo;
- ii. Seja quinta-feira. Isto porque o efeito da temperatura é cumulativo e, portanto, a variação relativa da procura verificada numa série de 7 dias tenderá a ser maior nos últimos dias. Se os últimos dias forem terça-feira, quarta-feira e quinta-feira o impacto na procura é maximizado uma vez que são esses os dias em que tipicamente a procura é maior ao longo da semana;
- iii. Não coincidir com qualquer feriado, pós-feriado ou época festiva;

Definiu-se como regra realizar, para cada ano, uma sensibilidade a 7 dias de frio extremo que termine na última quinta-feira antes de 22 de Dezembro. A análise é feita assumindo que, com a

exceção das temperaturas do referido período de frio extremo, as variáveis assumem os valores efetivamente verificados entre 2000 e 2018. Comparando os valores ajustados para condições extremas de temperatura com os valores ajustados pelo modelo em condições verificadas, obtêm-se fatores de majoração. Estes servem para converter a procura verificada de clientes protegidos em procura sob condições de temperatura extrema.

A série de procura de clientes protegidos não é retirada diretamente das bases de dados, mas resulta de uma aproximação feita a partir da procura anual do sector residencial mais 16,6% da procura total. Essa procura anual é distribuída para que apresente um padrão diário idêntico ao da procura do mercado convencional em cada ano. Aplicando os fatores de majoração a cada um dos 7 dias da procura dos clientes protegidos obtém-se a procura estimada para condições extremas. A partir desta é possível calcular o peso da procura total desses 7 dias sobre a procura anual de clientes protegidos. O resultado final encontra-se representado na Figura 50.

FIGURA 50 – PESO ANUAL DOS 7 DIAS DE MAIOR PROCURA NA SIMULAÇÃO DE CONDIÇÕES EXTREMAS



O peso da procura tem apresentado uma ligeira tendência decrescente. Uma análise do peso das pontas anuais ocorridas na procura total mostra uma queda abrupta entre 2011 e 2016, tendo subido significativamente nos dois anos subsequentes, algo que não é patente na evolução dos períodos de 7 dias. Esta evidência mostra que a tendência de abrandamento observada no início da década deixou de se verificar e poderemos vir a experienciar uma inversão da mesma. Uma vez que o espírito do regulamento vai no sentido de assegurar a segurança do aprovisionamento é aconselhável uma postura mais conservadora e considerar, no futuro, que a procura gerada por temperaturas extremamente baixas possa ter um impacto igual ao máximo verificado no período analisado e que no caso do conjunto dos 7 dias seria de 2,68% da procura anual.

Em termos previsionais bastará aplicar esta percentagem à procura anual prevista dos clientes protegidos.

#### Alínea b) artigo 6º

Para o cumprimento da obrigação de garantia de abastecimento de 30 dias de procura excepcionalmente elevado aos clientes protegidos, decidiu-se realizar uma análise estatística das temperaturas médias em períodos de 30 dias observadas em cada ano entre 1941 e 2018.

Os testes de normalidade não rejeitam a hipótese de esta série seguir uma distribuição normal pelo que poderá ser feita inferência estatística com base nesta distribuição. Para determinar qual o peso

máximo com probabilidade de ocorrência de uma vez em 20 anos, basta calcular o valor para o qual a função densidade de distribuição apresente uma probabilidade de 95% (ou seja, a probabilidade de encontrar um valor igual ou inferior é de 5%). O valor encontrado foi de 7,1°C.

A avaliação do impacto de condições de temperatura extremas durante um período de 30 dias é feita de forma análoga ao já realizado no ponto anterior. Desta feita, identificaram-se os períodos de 30 dias com maior procura entre 2000 e 2018 e compararam-se as simulações, com base no modelo de redes neuronais, considerando ora as condições verificadas nesses períodos, ora considerando um período com temperatura média de 7,1°C. Obtidos os fatores de majoração, estes são aplicados à série da procura dos clientes protegidos ocorridos, resultando daí diversos grupos de 30 dias de procura em condições extremas. Seguidamente calcularam-se os pesos, na procura anual total, de cada um desses grupos.

Os valores máximos anuais dos somatórios de 30 dias de procura de clientes protegidos encontram-se representados na Figura 51.

FIGURA 51 - PESO ANUAL DOS 30 DIAS DE MAIOR PROCURA DOS CLIENTES PROTEGIDOS



O peso destes grupos de 30 dias tem vindo a decrescer ao longo do tempo. Seguindo a mesma lógica adotada no caso dos períodos de 7 dias de temperaturas extremamente baixas, optou-se por considerar que, no futuro, a procura gerada por temperaturas extremamente baixas possa ter um impacto igual ao máximo verificado, o que no caso dos períodos de 30 dias agora analisados é de 11,84%.

Em termos previsionais bastará, igualmente, aplicar esta percentagem à procura anual prevista dos clientes protegidos.

#### **Alínea c) artigo 6º**

Para garantir o aprovisionamento de gás aos clientes protegidos num período de pelo menos 30 dias em condições inverniais médias, é necessário determinar quais são essas condições inverniais médias. Para isso recorreu-se novamente às séries de temperaturas médias diárias entre 1941 e 2018 e sumarizou-se a informação dos meses de Dezembro a Fevereiro em termos das suas médias. Uma vez que as temperaturas médias anuais seguem uma distribuição normal é possível, conhecendo as médias e desvios-padrão, estabelecer intervalos de confiança dentro dos quais se possa considerar condições inverniais médias. Esse intervalo deverá ser de 95%. Dito de outro

modo, estabeleceu-se um intervalo de confiança de modo a que a probabilidade de ocorrência de temperaturas médias não contidas nele ocorra apenas uma vez em 20 anos.

TABELA 7 - ESTATÍSTICAS RELATIVAS ÀS TEMPERATURAS MÉDIAS ANUAIS NOS MESES DE INVERNO

Mês	Média (°C)	Desvio-Padrão	Int. Confiança (95%)
Dez	10,62	1,22	2,4
Jan	9,94	1,11	2,2
Fev	10,75	1,21	2,4

De seguida, para cada ano (de 2000 a 2018) e nos meses entre Dezembro e Fevereiro, recolheu-se o maior valor da procura ocorrida num período de 30 dias, sujeito a que o mês onde essa procura ocorra (ou a maioria dos dias) tenha registado uma temperatura média compreendida dentro do intervalo de confiança. Concluiu-se que o peso médio da procura destes períodos de 30 dias, ocorridos em condições Invernais médias, sobre a procura anual é de 9,22%.

#### Procura para os requisitos mínimos das normas de aprovisionamento

Os pesos da procura anual obtidos para os diferentes períodos estão ilustrados na Tabela 8.

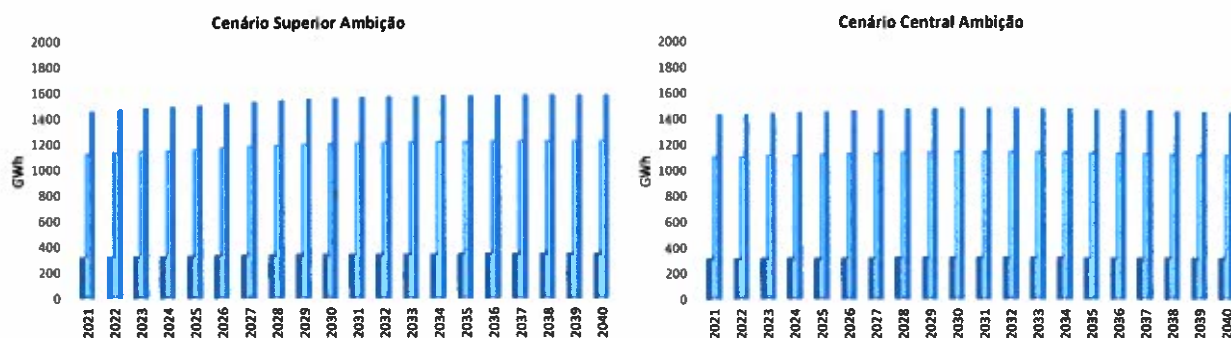
TABELA 8 – PESOS DA PROCURA ANUAL OBTIDOS PARA OS DIFERENTES PERÍODOS E CONDIÇÕES DE TEMPERATURA, A APLICAR AOS CLIENTES PROTEGIDOS

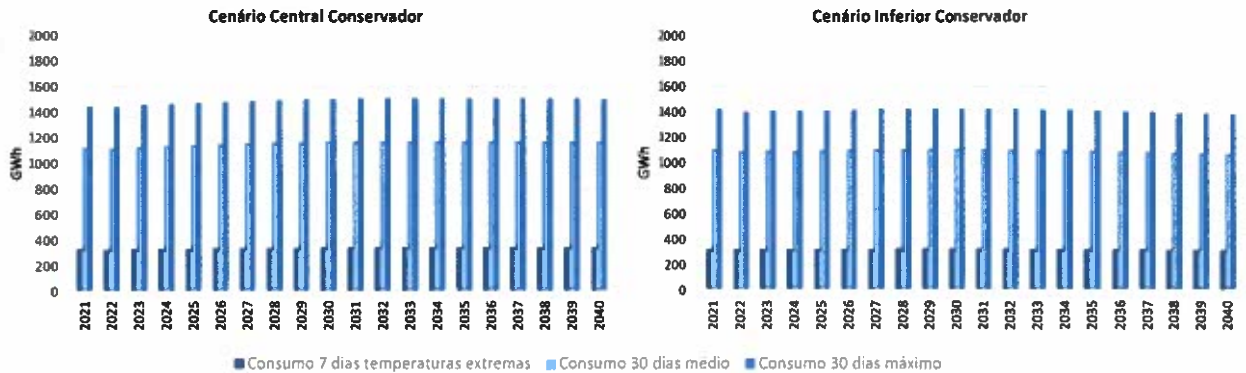
Condições impostas pelo artigo 6º	Pesos
7 dias em condições de temperatura extrema	2,68%
30 dias em condições de temperatura extrema	11,84%
30 dias em condições invernais médias	9,22%

A partir dos pesos obtidos e dos cenários da procura para os clientes protegidos, obtém-se a evolução anual prevista da procura para os requisitos mínimos das normas de aprovisionamento. Os resultados são apresentados na Figura 52 para todos os cenários.

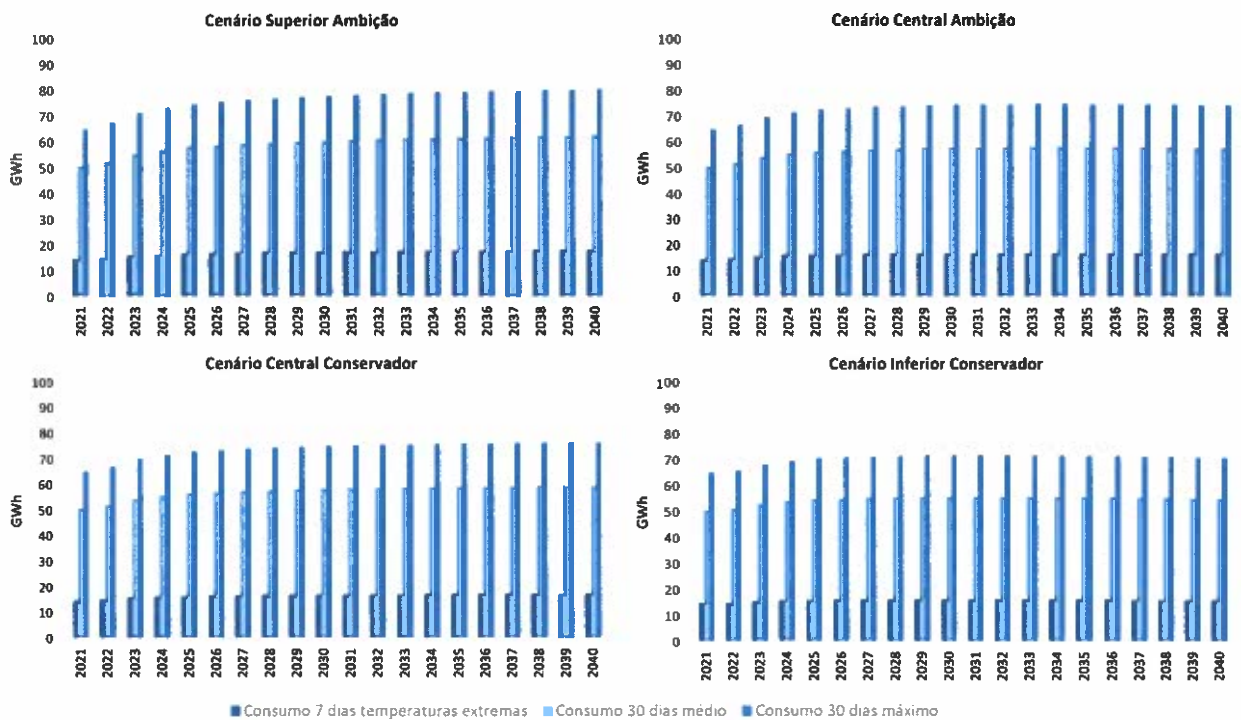
FIGURA 52 – EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GÁS PARA OS REQUISITOS MÍNIMOS DAS NORMAS DE APROVISIONAMENTO DO REGULAMENTO (EU) 2017/1938

#### Mercado Convencional sem GNL





### Mercado de GNL



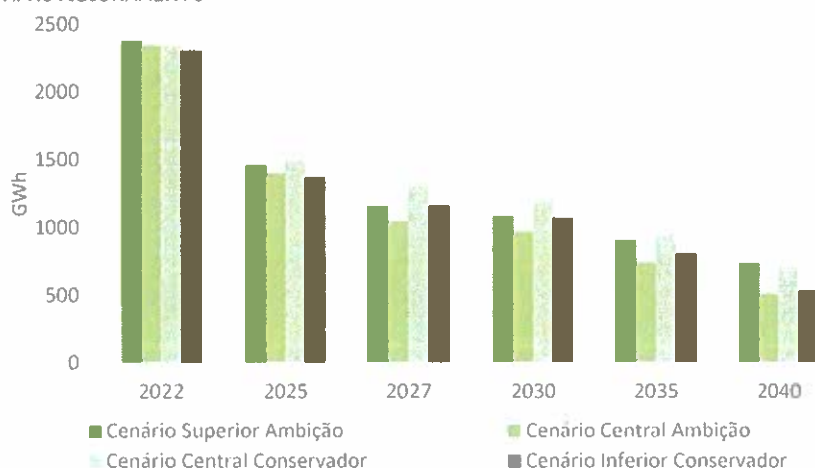
### Obrigações adicionais para aprovisionamento de gás aos centros electroprodutores

De acordo com o art.º 50.º-A do DL 231/2012, além dos clientes protegidos previstos no regulamento europeu, devem ser igualmente considerados para efeitos de constituição e manutenção de reservas de segurança todos os consumos não interruptíveis dos centros electroprodutores em regime ordinário.

O caso extremo previsto no regulamento que se afigura mais exigente do ponto de vista de aprovisionamento ao mercado de eletricidade é configurado pela ocorrência de 30 dias de procura de gás exceccionalmente elevada, com probabilidade de ocorrência de uma vez em 20 anos (ou seja, com 5% de probabilidade de ocorrência).

Com base nos resultados dos estudos prospetivos sobre a evolução do sistema electroprodutor é efetuada a análise estatística da procura de gás resultantes das trajetórias Conservador e Ambição. Para cada estágio simulado, é calculado o volume de gás correspondente a 30 dias de procura no mês de Inverno com maior utilização das centrais de ciclo combinado (não interruptíveis), com uma probabilidade de excedência de 5%.

FIGURA 53 – EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GÁS NO MERCADO DE ELECTRICIDADE PARA DEFINIÇÃO DAS OBRIGAÇÕES ADICIONAIS DE APROVISIONAMENTO



## 6.2 Norma das Infraestruturas

De acordo com o nº1 do artigo 5º do Regulamento (EU) 2017/1938

*“Os Estados-Membros [...] asseguram que sejam tomadas as medidas necessárias para que, caso se verifique uma interrupção da maior infraestrutura individual de gás, a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1 [...] possa [...] satisfazer a procura total de gás da zona de cálculo durante um dia de procura de gás excepcionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos.”*

Para o mercado convencional, e para se determinar o peso a atribuir a um dia de procura de gás tal como definido no artigo 5º, recorreu-se a uma abordagem semelhante à efetuada para determinar o peso da procura resultante de um período de 7 dias de frio, numa lógica de WCS.

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 entre 2000 e 2018, os períodos de 7 dias com procura mais elevada efetivamente ocorridas em cada ano. Dentro desses períodos de 7 dias, simularam-se as condições extremas de temperatura, ou seja, considerou-se a ocorrência de uma temperatura média de 4,11°C que segue o mesmo padrão das temperaturas efetivamente ocorridas.

É calculado o peso de cada dia do período de 7 dias sobre a procura ajustada pelo modelo em condições verificadas.

FIGURA 54 - PESO ANUAL DA PROCURA DO MERCADO CONVENCIONAL NA SIMULAÇÃO DE CONDIÇÕES EXTREMAS DE TEMPERATURA NO PERÍODO DE 7 DIAS



A média dos valores estimados para cada ano é de cerca de 0,37% e é este o valor usado na previsão da ponta extrema ao abrigo do artigo 5º do regulamento, no mercado convencional.

Colocou-se a hipótese de adotar os resultados do WCS para este caso. No entanto, concluiu-se que tal não seria correto uma vez que violaria o pressuposto expresso no regulamento da probabilidade de ocorrência de um pico de procura excepcionalmente elevado de 5%. Aplicando o WCS estaríamos implicitamente a assumir uma probabilidade inferior a 5% uma vez que teríamos de multiplicar probabilidade de ocorrência de períodos de temperaturas baixas (5%) pela probabilidade de esse facto ocorrer no período mais crítico.

Desta feita, optou-se por construir um método de trabalho que associasse a probabilidade de ocorrência da ponta à probabilidade de ocorrência de condições de temperatura extremas.

Relativamente ao mercado de eletricidade, na identificação da procura diária de gás excepcionalmente elevada cuja probabilidade de ocorrência seja de uma vez em 20 anos, considera-se a procura de gás máxima horária resultante em cada estádio analisado, com probabilidade de ser excedido em 5%, combinado com um fator de carga da procura de gás das CCGT representativo dos dias de ponta anual históricos verificados, correspondente a 85%. Não obstante, face à evolução do sistema elétrico nacional, aplicou-se um fator de carga de 100% sempre que a procura de gás pelas CCGT nas respetivas pontas prováveis apontou, desde logo, para valores superiores a 85%.



