RELATÓRIO DE MONITORIZAÇÃO DA SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS 2020, PERÍODO 2021-2040 (RMSA-G 2020)

CENÁRIOS E PRESSUPOSTOS

1. Horizonte

O estudo terá o horizonte 2021-2040, 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 é relativo a Portugal Continental.

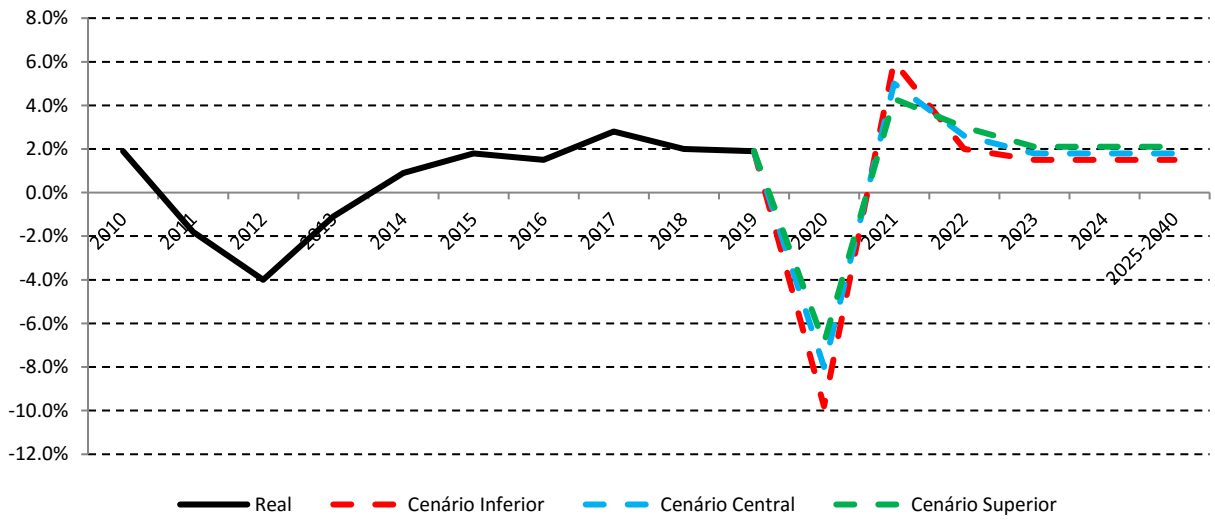
2. Cenário Macroeconómico

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)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025-2040
Cenário Inferior	-9,8%	6,0%	2,0%	1,5%	1,5%	1,5%
Cenário Central	-8,0%	5,0%	2,6%	1,8%	1,8%	1,8%
Cenário Superior	-6,9%	4,3%	3,0%	2,1%	2,1%	2,1%

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



Os cenários macroeconómicos propostos tiveram em conta as mais recentes previsões macroeconómicas para Portugal, 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:

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

	2020	**2021**	**2022**
Banco de Portugal (Boletim Económico, junho 2020) – Cenário Base	- 9,5%	5,2%	3,8%
Banco de Portugal (Boletim Económico, junho 2020) – Cenário Severo)	- 13,1%	1,7%	3,5%
Comissão Europeia (*European Economic Forecast, Summer 2020*, julho 2020)	-9,8%	6,0%	
OCDE (*Economic Outlook - Volume 2020 Issue 1*, junho 2020) – Cenário 1 vaga	-9,4%	6,3%	
OCDE (*Economic Outlook - Volume 2020 Issue 1*, junho 2020) – Cenário 2 vagas	-11,3%	4,8%	
FMI (*World Economic Outlook,* abril 2020)	-8,0%	5,0%	
Conselho das Finanças Públicas (Resumo de Projeções Macroeconómicas para a Economia Portuguesa, junho 2020) – Cenário Base	-7,5%	3,0%	2,6%
Conselho das Finanças Públicas (Resumo de Projeções Macroeconómicas para a Economia Portuguesa, junho 2020) – Cenário Severo	-11,8%	4.7%	3,2%
Ministério das Finanças (Programa de Estabilização Económica e Social, junho 2020 e Orçamento de Estado suplementar, julho 2020)	-6,9%	4,3%	

3. Cenários de evolução da oferta (RNTIAT)

Os cenários de evolução da capacidade de oferta da RNTIAT a 1 de janeiro de cada estádio a analisar são os que constam nas tabelas 3 e 4:

Tabela 3 - Evolução expectável da capacidade de oferta da RNTIAT

	2020	2021	2022	2023	2024	2025- 2029	2030	2040
Capacidade de Oferta (GWh/d)	**373**	**373**	**373**	**373**	**373**	**535**	**535**	**535**
Terminal de GNL de Sines	229	229	229	229	229	321	321	321
Interligação de Campo Maior/Badajoz	134	134	134	134	134	134	134	134
Interligação de Valença do Minho/Tui	10	10	10	10	10	10	10	10
3ª interligação PT-ES (1.ª fase)	0	0	0	0	0	70	70	70
Capacidade de Armazenamento (GWh)	**6 408**	**6 408**	**6 408**	**6 408**	**6 408**	**6 408**	**6 408**	**6 408**
Armazenamento Subterrâneo do Carriço	3 839	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	2 569
Capacidade de Extração do Carriço (GWh/d) (Volume operacional superior a 60%)	**129**	**129**	**129**	**129**	**129**	**129**	**129**	**129**
Capacidade de Extração do Carriço (GWh/d) (Volume operacional inferior a 60%)	**71**	**71**	**71**	**71**	**71**	**71**	**71**	**71**

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 proposta para o período 2025-2029 no PDIRGN 2020-2029 e ainda sujeita a aprovação do concedente.
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.

Face à evolução apresentada na tabela anterior é de salientar que a capacidade prevista relativa à 3.ª interligação Portugal-Espanha corresponde apenas à 1.ª fase de um projeto que compreende 3 fases, sendo também de realçar que, tal como sucede com o projeto da Estação de Compressão do Carregado, a sua concretização está dependente da aprovação pelo Concedente, no âmbito do PDIRGN 2020-2029 (o qual está incluído na lista de "Projetos Complementares" com eventual concretização no quinquénio 2025-2029), e da realização do projeto *South Transit East Pyrenees* (STEP), que constitui a 1.ª fase do projeto *Midi-Catalonia* (MidCat) de interligação Espanha-França.

Para efeitos do "Teste de Stress", uma vez que não existe nova capacidade em construção ou cuja construção se inicie até final de 2020, considera-se que a atual oferta proporcionada pela RNTIAT se mantém constante ao longo de todo o período. Note-se que a evolução da capacidade de oferta da RNTIAT considerada no Teste de Stress difere da evolução expectável apresentada na tabela anterior apenas por não ter em conta a 1.ª fase da 3.ª interligação entre Portugal e Espanha, prevista nessa trajetória a partir de 2025, nem a construção da Estação de Compressão do Carregado, que permitiria aumentar a capacidade de oferta do Terminal de GNL de Sines, igualmente prevista na referida trajetória a partir de 2025.

Tabela 4 – Evolução da capacidade de oferta da RNTIAT considerada no Teste de Stress

	2020	2021-2040
Capacidade de Oferta (GWh/d)	**373**	**373**
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
Capacidade de Armazenamento (GWh)	**6 408**	**6 408**
Armazenamento Subterrâneo do Carriço	3 839	3 839
Terminal de GNL de Sines	2 569	2 569
Capacidade de Extração do Carriço (GWh/d) (Volume operacional superior a 60%)	**129**	**129**
Capacidade de Extração do Carriço (GWh/d) (Volume operacional inferior a 60%)	**71**	**71**

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.
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.

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, foram recentemente publicados a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2) e o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, ambos com potenciais futuros impactos ao nível da segurança de abastecimento.

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 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.

Assim, atento, por um lado, à maturidade tecnológica do sector de gases renováveis e, por outro lado, ao *timing* de execução e a ótica de segurança de abastecimento subjacente ao presente documento, este vetor do lado da oferta não está ainda considerado, sendo que esta dimensão será ponderada em futuros exercícios.

Complementarmente, estão a ser mapeados os investimentos necessários conducentes à materialização da EN-H2.

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 dos consumos de gás natural decorrentes dos cenários macroeconómicos assumidos – Central, Superior e Inferior – combinados com dois cenários de evolução do consumo de gás natural associados aos veículos pesados (passageiros e mercadorias) e ao transporte marítimo – Ambição e Continuidade.

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 2020 alicerçadas em duas trajetórias:

- Trajetória Continuidade - assumindo o Cenário Central Continuidade da procura e o Cenário Continuidade da oferta, incluindo, nomeadamente, o descomissionamento da central a carvão de Sines até final do primeiro trimestre de 2021, 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 Continuidade;

- Trajetória Ambição - assumindo o Cenário Central Ambição da procura e Cenário Ambição da oferta incluindo, nomeadamente, o descomissionamento da central a carvão de Sines até final de 2020, 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 de procura consideraram-se, ainda, as Unidades Autónomas de Gás (UAG) de rede, existindo atualmente 49 UAG ativas e estando prevista a construção de 39 novas UAG no âmbito dos Planos de Desenvolvimento e Investimento da Redes de Distribuição mais recentes (PDIRD-GN 2021-2025). De referir igualmente a existência de 55 UAG privativas atualmente em serviço, e ainda de 22 postos de enchimento de gás natural veicular em operação[1].

Foram, então, considerados quatro cenários de evolução do consumo de gás natural:

- Cenário Central Continuidade
- Cenário Central Ambição
- Cenário Superior Ambição
- Cenário Inferior Continuidade

[1] 12 em regime publico (3 GNC+1GNL+8GNL+GNC) e 10 em regime privativo (9GNC+1GNL), encontrando-se em licenciamento mais 8 postos de GNV

4.1 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 5 e 6. 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 5 - 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 Continuidade	Cenário Ambição	Cenário Continuidade
2020	585	585	255	255
2021	750	650	300	285
2025	1500	1100	1900	1000
2030	2400	1800	3500	2300
2040	2300	1800	3100	2400

Tabela 6 - Previsão de evolução de utilização de energia para navios a gás natural em Portugal

Anos	Navios (transporte marítimo) (GWh)	
	Cenário Ambição	Cenário Continuidade
2020	1	1
2021	1	1
2025	71	57
2030	354	283
2040	531	425

Nota: os dados apresentados nas tabelas 5 e 6 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 6 foram ainda considerados dados da modelação efetuada para o 1.º Relatório sobre a aplicação do Quadro de Ação Nacional.

O cenário Continuidade prevê uma evolução mais conservadora 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 tida em consideração a informação de um estudo da DNV "*Maritime Forecast to 2050*" e da consulta a *stakeholders*.

4.2 Evolução da procura

A progressiva implementação de uma visão holística na gestão dos sistemas de gás e eletricidade, traduzida no anglicismo *sector coupling*, alcança neste RMSA-G uma significativa expressão, 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 7 apresenta a evolução da procura total de gás natural para o período 2020-2040 para os diferentes cenários.

Tabela 7 - Cenários de evolução da procura total de gás natural

Cenário	Setor	Unid.	2020	2022	2025	2027	2030	2040
Cenário Central Continuidade	Mercado Convencional	TWh	**41,8**	**42,9**	**43,9**	**44,7**	**45,9**	**47,9**
	Residencial	TWh	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	4,2
	Terciário	TWh	3,3	3,6	4,3	4,8	5,5	6,1
	Indústria	TWh	18,8	19,4	19,5	19,8	20,2	21,5
	Cogeração	TWh	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1
	Mercado de Eletricidade	TWh	**24,1**	**20,7**	**10,1**	**8,2**	**9,6**	**11,5**
	Consumo Total de GN	TWh	**65,9**	**63,7**	**54,0**	**53,0**	**55,6**	**59,4**
Cenário Central Ambição	Mercado Convencional	TWh	**42,3**	**43,5**	**44,8**	**45,8**	**47,2**	**49,0**
	Residencial	TWh	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	4,2
	Terciário	TWh	3,3	3,7	4,7	5,3	6,3	6,7
	Indústria	TWh	18,8	19,4	19,5	19,8	20,2	21,5
	Cogeração	TWh	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6
	Mercado de Eletricidade	TWh	**24,1**	**19,3**	**7,4**	**4,7**	**3,9**	**1,4**
	Consumo Total de GN	TWh	**66,5**	**62,9**	**52,2**	**50,5**	**51,1**	**50,4**
Cenário Superior Ambição	Mercado Convencional	TWh	**42,5**	**43,8**	**45,3**	**46,4**	**48,1**	**50,9**
	Residencial	TWh	3,7	3,8	4,0	4,1	4,3	4,6
	Terciário	TWh	3,3	3,8	4,9	5,5	6,6	7,2
	Indústria	TWh	18,9	19,5	19,8	20,1	20,7	22,4
	Cogeração	TWh	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6
	Mercado de Eletricidade	TWh	**24,1**	**19,9**	**8,1**	**5,3**	**4,8**	**2,3**
	Consumo Total de GN	TWh	**66,6**	**63,6**	**53,4**	**51,7**	**52,9**	**53,1**
Cenário Inferior Continuidade	Mercado Convencional	TWh	**41,6**	**42,7**	**43,4**	**44,0**	**45,0**	**46,1**
	Residencial	TWh	3,6	3,7	3,8	3,8	3,9	4,0
	Terciário	TWh	3,3	3,5	4,1	4,5	5,2	5,5
	Indústria	TWh	18,6	19,3	19,3	19,5	19,8	20,6
	Cogeração	TWh	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1
	Mercado de Eletricidade	TWh	**24,1**	**20,4**	**9,4**	**7,5**	**8,4**	**9,4**
	Consumo Total de GN	TWh	**65,8**	**63,0**	**52,7**	**51,5**	**53,4**	**55,5**

Nota: o consumo de gás natural associado à mobilidade está incluído na atividade de Transportes que faz parte do sector Terciário

Na tabela 8 apresenta-se a evolução da procura de GNL (tipicamente por UAG) para o período 2020-2040 para os diferentes cenários.

Tabela 8 - Cenários de evolução da procura de GNL – Gás Natural Liquefeito[2]

Cenário	Unid.	2020	2025	2030	2040
Cenário Central Continuidade	TWh	2,0	2,9	3,9	4,3
Cenário Central Ambição	TWh	2,0	3,2	4,7	4,9
Cenário Superior Ambição	TWh	2,0	3,2	4,7	5,0
Cenário Inferior Continuidade	TWh	2,0	2,8	3,8	4,2

Nas tabelas 9 e 10, 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 9 - Cenários de consumo máximo diário[3] – ponta anual (mercado convencional sem GNL+ mercado de eletricidade)

Cenário	Setor	Unid.	2020	2022	2025	2027	2030	2040
Cenário Central Continuidade	Ponta Provável	GWh/d	**261,4**	**258,6**	**236,8**	**240,6**	**240,9**	**270,4**
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	143,6	139,7	140,9	142,3	144,2	149,8
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	136,5	119,0	95,9	98,3	96,7	120,6
	Ponta Extrema	GWh/d	**267,1**	**281,4**	**263,1**	**264,6**	**266,7**	**292,0**
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	149,6	153,0	154,4	155,9	158,0	164,1
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	136,5	128,3	108,7	108,7	108,7	127,9
Cenário Central Ambição	Ponta Provável	GWh/d	**261,4**	**258,3**	**228,3**	**224,2**	**222,9**	**206,7**
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	143,6	141,4	142,7	144,1	146,0	151,6
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	136,5	116,9	85,6	80,1	76,9	55,2
	Ponta Extrema	GWh/d	**268,9**	**282,8**	**265,0**	**262,1**	**267,7**	**261,8**
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	151,6	154,9	156,3	157,8	159,9	166,1
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	136,5	127,9	108,7	104,3	107,8	95,7
Cenário Superior Ambição	Ponta Provável	GWh/d	**261,7**	**260,1**	**232,6**	**232,1**	**229,8**	**229,8**
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	143,9	142,2	144,3	146,2	148,9	157,6
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	136,5	117,9	88,3	85,9	80,8	72,3
	Ponta Extrema	GWh/d	**269,4**	**283,7**	**266,8**	**268,8**	**271,8**	**281,0**
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	152,2	155,8	158,1	160,2	163,2	172,6
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	136,5	127,9	108,7	108,7	108,6	108,4
Cenário Inferior Continuidade	Ponta Provável	GWh/d	**261,4**	**256,4**	**233,1**	**234,9**	**235,3**	**261,7**
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	143,6	138,8	139,2	140,1	141,2	144,1
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	136,5	117,7	93,9	94,8	94,0	117,6
	Ponta Extrema	GWh/d	**266,5**	**279,9**	**261,2**	**262,2**	**263,4**	**285,7**
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	149,0	152,0	152,5	153,5	154,7	157,8
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	136,5	127,9	108,7	108,7	108,7	127,9

[2] Estes cenários incluem a UAG da Ilha da Madeira dado que o seu abastecimento é feito a partir do terminal de Sines.

[3] No cálculo das pontas agregadas considera-se um fator de simultaneidade das pontas de ambos os mercados igual a 1, exceto no ano de 2020. Neste ano a ponta agregada é afetada do fator de simultaneidade correspondente à média dos últimos 4 anos. Ainda para este ano, e para ambos os mercados, a ponta provável corresponde ao valor verificado até à data.

Tabela 10 - Cenários de consumo máximo diário – ponta anual do mercado de GNL

Cenário	Setor	Unid.	2020	2025	2030	2040
Cenário Central Continuidade	Ponta Provável	GWh/d	9,0	12,8	17,4	19,0
	Ponta Extrema	GWh/d	9,8	14,0	19,1	20,9
Cenário Central Ambição	Ponta Provável	GWh/d	9,0	14,4	20,9	21,7
	Ponta Extrema	GWh/d	9,8	15,7	22,9	23,8
Cenário Superior Ambição	Ponta Provável	GWh/d	9,0	14,5	21,2	22,2
	Ponta Extrema	GWh/d	9,8	15,9	23,2	24,3
Cenário Inferior Continuidade	Ponta Provável	GWh/d	9,0	12,6	17,1	18,6
	Ponta Extrema	GWh/d	9,8	13,8	18,8	20,4

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 de gás natural), nas seguintes condições:

- Interrupção no funcionamento da maior infraestrutura nacional de aprovisionamento de gás em condições invernais 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 2020:

- Trajetória Continuidade - assumindo a evolução expetável da capacidade de oferta da RNTIAT e o cenário Central Continuidade da procura que, no caso do Mercado de Eletricidade, corresponde à trajetória do RMSA-E 2020 que considera o descomissionamento da central a carvão de Sines até final do primeiro trimestre de 2021, 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 do RMSA-E 2019 que considera o descomissionamento da central a carvão de Sines até final de 2020, 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 central Continuidade da procura que corresponde à situação mais exigente[4] do ponto de vista de segurança de abastecimento.
- Duas sensibilidades considerando: (i) a evolução expectável da oferta e o cenário ambição superior da procura; e (ii) sistema existente na oferta e o cenário ambição superior da procura.

As análises/trajetórias a realizar estão descritas no seguinte quadro resumo:

	CENÁRIOS DA PROCURA		
CENÁRIOS DE OFERTA	**Central Continuidade** [a)]	**Central Ambição** [b)]	**Superior Ambição** [c)]
Evolução expectável	Trajetória Continuidade	Trajetória Ambição	Sensibilidade
Sistema existente	Teste de Stress		Sensibilidade

a) A procura do Mercado de Eletricidade resulta da Trajetória Continuidade do RMSA-E 2020 que considera o descomissionamento da central a carvão de Sines até final do primeiro trimestre de 2021, 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 2020 que considera o descomissionamento da central a carvão de Sines até final de 2020, 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) Análises de sensibilidade considerando o cenário superior ambição da procura.

[4] Não obstante no cenário da procura Superior Ambição tenha sido considerado um cenário macroeconómico mais favorável com impacte no Mercado Convencional, a par de um crescimento mais otimista da utilização de gás natural na mobilidade, o decréscimo progressivo do consumo do Mercado de Eletricidade da Trajetória Ambição do RMSA-E 2020 determina que o correspondente total de gás natural não supere o previsto no cenário Central Continuidade.

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.