



Direção Geral  
de Energia e Geologia

# **Plano Preventivo de Ação para o Sistema Nacional de Gás Natural (2018-2023)**

**Portugal, setembro de 2019**

# SUMÁRIO EXECUTIVO

## Enquadramento

Em cumprimento do disposto no artigo 8.º do Regulamento (UE) 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2017, doravante designado por Regulamento, foi desenvolvida uma proposta de Plano Preventivo de Ação, que teve em consideração os resultados obtidos na Avaliação dos Riscos do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) de 2018 e nas Avaliações Comuns dos Riscos, de cariz regional, relativas aos grupos de risco da Argélia e da Noruega (onde Portugal se insere, de acordo com o Anexo I do Regulamento), de acordo com o definido no artigo 7.º do Regulamento.

O Plano Preventivo de Ação pretende implementar as medidas adequadas para a eliminação ou atenuação dos riscos identificados nos cenários de risco da Avaliação dos Riscos do SNGN de 2018 e das Avaliações Comuns dos Riscos dos corredores de abastecimento da Argélia e da Noruega. Este Plano assenta no estabelecido no artigo 8.º (“Elaboração dos planos preventivos de ação e dos planos de emergência”) e no artigo 9.º (“Conteúdo dos planos preventivos de ação”) do Regulamento, onde se estipula a obrigatoriedade da elaboração e apresentação dos resultados da avaliação dos riscos, bem como as medidas corretivas e preventivas. Com base nos pressupostos enunciados no Regulamento, o Plano Preventivo de Ação deve basear-se em medidas de mercado tendo em consideração o impacto económico, a eficácia e a eficiência das medidas, os efeitos no funcionamento do mercado interno de energia e o impacto no ambiente e nos consumidores, e não deve sobrecarregar indevidamente as empresas de gás natural nem prejudicar o funcionamento do mercado interno de gás.

Do ponto de vista de enquadramento legislativo nacional, o Plano Preventivo de Ação teve em consideração o estabelecido no artigo 47.º-B do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na atual redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, que refere que a DGEG é responsável por elaborar, nos termos e de acordo com os procedimentos previstos no Regulamento, mediante proposta do operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN), a REN Gasodutos, S. A., um Plano Preventivo de Ação.

Este documento utilizou os estudos prospetivos efetuados em 2017 para o sector do gás natural no contexto do Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento para o período 2017-2030 (RMSA-GN 2016).

O Plano Preventivo de Ação inclui ainda dois capítulos de cariz regional, considerando os resultados das Avaliações Comuns dos Riscos efetuadas para os dois grupos de risco onde Portugal está inserido (tal como previsto no n.º 3 do artigo 8º do Regulamento), e procurou ainda incorporar as normas e as boas práticas internacionais.

O presente Plano é elaborado de acordo com o modelo definido no Anexo VI do Regulamento, procurando dar resposta ao definido no n.º 5 do artigo 8.º do referido Regulamento.

## A - Plano Preventivo de Ação - Âmbito Nacional

O Plano Preventivo de Ação estabelece linhas de ação que visam a redução dos riscos associados ao SNGN, sendo que esse objetivo se traduz na avaliação e tratamento dos cenários mais relevantes da matriz de risco da Avaliação Nacional dos Riscos de 2018, para o período 2018–2023, de modo a reduzir a sua probabilidade e/ou severidade, minimizando o impacto dos riscos no SNGN, através de medidas de prevenção e/ou proteção.

A abordagem efetuada neste Plano seguiu os seguintes passos:

- Avaliação do resultado da matriz de risco do relatório de Avaliação dos Riscos que afetam o aprovisionamento de Gás Natural em Portugal – Período 2018-2023 e do impacto dos cenários mais importantes, de acordo com a determinação do gás não fornecido por ano ou do recurso ao mercado SPOT por ano;

- Priorização dos cenários mais impactantes para o SNGN, através da quantificação decrescente do gás não fornecido ou do recurso ao mercado SPOT por ano, associado a cada um dos cenários;
- Construção do diagrama de melhoria de cenários, visando reduzir o risco associado a cada um dos cenários de risco;
- Redução de risco associado aos cenários de risco;
- Determinação do risco residual.

### Análise dos cenários de risco

Foram analisados os cenários com impacto direto ou potencial para o aprovisionamento de GN em Portugal e para o funcionamento adequado do SNGN e do Sistema Elétrico Nacional, que depende do abastecimento de gás natural.

A tabela seguinte apresenta os dezoito cenários de risco identificados, bem como a qualificação e quantificação de probabilidade e de severidade associada a cada um deles.

CENÁRIO	DESCRIÇÃO DO CENÁRIO DE RISCO	PROBABILIDADE		SEVERIDADE	
		QUALIFICAÇÃO	QUANTIFICAÇÃO [ocorrências/ano]	QUALIFICAÇÃO	QUANTIFICAÇÃO GN não fornecido [GWh] / Compras em mercado SPOT [GWh]
<b>1</b>	<b>Falha na infraestrutura do TGNL de Sines</b>				
1 a)	Indisponibilidade do cais de acostagem devido a condições meteorológicas adversas, com existências de GNL nos tanques	Muito Elevada	3	Muito Baixa	0 / 0
1 b)	Indisponibilidade do cais de acostagem devido a condições meteorológicas adversas, sem existências de GNL nos tanques	Elevada	1/7	Média	0 / 0
1 c)	Incidentes na infraestrutura de regaseificação do TGNL de Sines com duração máxima de 24 horas	Elevada	1/2	Baixa	0 / 0
1 d).1	Incidentes na infraestrutura de regaseificação do TGNL de Sines com duração de 90 dias (com 30% de stock do AS Carriço)	Baixa	1/621	Muito Elevada	2634 / 0
1 d).2	Incidentes na infraestrutura de regaseificação do TGNL de Sines com duração de 7 dias (com 30% de stock do AS Carriço)	Média	1/40	Elevada	390 / 0
1 e)	Indisponibilidade das baías de enchimento de camiões cisterna	Elevada	1/2	Baixa	0 / 0
<b>2</b>	<b>Falha na interligação de Campo Maior</b>	Média	1/84	Média	0 / 0
<b>3</b>	<b>Falha na interligação de Valença do Minho</b>	Média	1/96	Baixa	0 / 0
<b>4</b>	<b>Falha na infra-estrutura do AS do Carriço</b>				
4 a)	Indisponibilidade de movimentação de gás comercial por parte dos comercializadores do SNGN	Elevada	1/4	Baixa	0 / 0
4 b)	Indisponibilidade de movimentação das Reservas de Segurança a partir do AS do Carriço	Muito Baixa	1/4902	Muito Elevada	3839 / 0
<b>5</b>	<b>Perturbação no aprovisionamento pelos fornecedores de países terceiros</b>	Elevada	1/6	Média	0 / 2634
<b>6</b>	<b>Ruptura no gasoduto principal de transporte da RNTGN</b>				
6 a)	Cenário de ruptura em local que pela configuração de fluxos de transporte de gás na RNTGN não comprometem de modo relevante o abastecimento do SNGN	Média	1/21	Média	0 / 0
6 b)	Cenário de ruptura em locais críticos ou de potencial congestionamento da RNTGN	Média	1/53	Elevada	25 / 0
<b>7</b>	<b>Perturbação provocada por ciberataques às infraestruturas da RNTIAT</b>	Elevada	-	Média	-
<b>8</b>	<b>Cenários de riscos regionais (Península Ibérica)</b>				
8 a)	Falha no aprovisionamento de países terceiros que afectem a Península Ibérica	Média	-	Média	-
8 b)	Falha na interligação de Tarifa	Média	-	Média	-
8 c)	Rutura nos gasodutos Al Andalus ou Extremadura	Média	-	Média	-
8 d)	Falha da EC de Almdendralejo	Baixa	-	Média	-

### Priorização dos cenários de risco nacional

De acordo com a matriz de risco definida na Avaliação dos Riscos do SNGN de 2018, os cenários encontram-se todos na zona aceitável de risco, não tendo sido identificado qualquer cenário na zona de risco elevado/não aceitável. Considerou-se que os sete cenários que se encontram na zona de risco médio, assinalada a cor amarelo, são aqueles com impacto potencial significativo para o SNGN.

A análise dos resultados obtidos, assim como as conclusões a retirar em cada um dos cenários de risco analisados, foram efetuadas tendo por base o resultado do gás não fornecido ou a aquisição de GNL em mercado SPOT, por ano.

Tendo em conta a quantificação de probabilidade, de severidade e o impacto de risco no SNGN, a tabela seguinte apresenta a priorização dos sete cenários de risco nacional, estudados neste Plano Preventivo de Ação.

CENÁRIO	DESCRIÇÃO DO CENÁRIO DE RISCO	PROBABILIDADE		SEVERIDADE		IMPACTO DO CENÁRIO DE RISCO NO SNGN	
		QUALIFICAÇÃO	QUANTIFICAÇÃO [ocorrências/ano]	QUALIFICAÇÃO	QUANTIFICAÇÃO GN não fornecido [GWh] / Compras em mercado SPOT [GWh]	QUALIFICAÇÃO	QUANTIFICAÇÃO GN não fornecido [GWh] / Compras em mercado SPOT [GWh]
5	Perturbação no aprovisionamento pelos fornecedores de países terceiros	Elevada	1/6	Média	0 / 2634	Médio	0 / 439
1 d).2	Incidentes na infraestrutura de regaseificação do TGNL de Sines com duração de 7 dias (com 30% de stock do AS Carriço)	Média	1/40	Elevada	390 / 0	Médio	9,8 / 0
1 d).1	Incidentes na infraestrutura de regaseificação do TGNL de Sines com duração de 90 dias (com 30% de stock do AS Carriço)	Baixa	1/621	Muito Elevada	2634 / 0	Médio	4,2 / 0
4 b)	Indisponibilidade de movimentação das Reservas de Segurança a partir do AS do Carriço	Muito Baixa	1/4902	Muito Elevada	3839 / 0	Médio	0,8 / 0
6 b)	Cenário de ruptura em locais críticos ou de potencial congestionamento da RNTGN	Média	1/53	Elevada	25 / 0	Médio	0,5 / 0
1 b)	Indisponibilidade do cais de acostagem devido a condições meteorológicas adversas, sem existências de GNL nos tanques	Elevada	1/7	Média	0 / 0	Médio	0 / 0
7	Perturbação provocada por ciberataques às infraestruturas da RNTIAT	Elevada	-	Média	-	Médio	- / -

### Desenho das estratégias de redução de risco

As estratégias para reduzir o risco associado aos cenários identificados devem centrar-se em medidas de mercado e na implementação e aperfeiçoamento dos acordos existentes, mas também no desenvolvimento de novas infraestruturas e na melhoria das infraestruturas existentes.

As medidas de mercado incluem o acesso a novos contratos, a novos exportadores de GNL e/ou o acesso a novas rotas de GN, que por sua vez podem implicar a construção de novas infraestruturas e/ou o desenvolvimento de novos contratos comerciais.

As ações podem classificar-se como medidas de prevenção ou medidas de proteção. As medidas de prevenção têm por objetivo diminuir a probabilidade de ocorrência do cenário de risco, e podem significar a substituição de equipamentos por outros mais fiáveis, ou para criar sistemas redundantes. As medidas de proteção têm por objetivo a diminuição da severidade do cenário de risco e podem incluir a diversificação das fontes de GNL e das rotas de GN, bem como o desenvolvimento de instalações de armazenamento de GN.

As medidas de prevenção e proteção definidas no presente plano têm em consideração o horizonte temporal associado à sua atualização, a efetuar de acordo com o definido no n.º 11 do artigo 9.º do Regulamento

(necessidade de atualização de 4 em 4 anos a partir de 1 de março de 2019). No plano tenta-se, tanto quanto possível, definir uma calendarização ou uma data (indicativa) a partir da qual estarão implementadas as medidas nele definidas e se poderão ter em conta os respetivos efeitos na minimização/redução dos riscos associados.

De forma a reduzir o impacto do cenário de risco '5 - Perturbação no aprovisionamento pelos fornecedores de países terceiros', propõe-se a aplicação das seguintes medidas de proteção:

- Incentivar os comercializadores a diversificar as suas fontes de aprovisionamento, por forma a garantir que não existam fornecedores (de origem de GN ou GNL) com uma quota superior a 50% da sua carteira de clientes, medida prevista para o horizonte temporal associado à atualização do presente Plano.
- A eventual construção da estação de compressão do Carregado até ao final de 2027<sup>1</sup>, que irá permitir aumentar a capacidade de entrada com proveniência do TGNL de Sines, potenciando a diversificação das fontes de aprovisionamento de gás<sup>2</sup>.
- A eventual construção da 1.ª fase da 3.ª interligação com Espanha, até ao final de 2027, associada ao desenvolvimento do projeto MIDCAT/STEP (nova interligação entre Espanha e França), assumirá um contributo significativo na diversificação das vias de aprovisionamento de gás, já que possibilita que o SNGN venha a ser abastecido pelos terminais de GNL existentes no norte da Península Ibérica, e pelas fontes de GN que podem vir a abastecer o sistema espanhol, a partir de França.<sup>3</sup>
- A implementação do Mercado Ibérico de Gás Natural (MIBGAS) que irá integrar os mercados de Portugal e de Espanha;<sup>4</sup>
- A criação de um regime que permita a implementação e a operacionalização do serviço de interruptibilidade de gás no SNGN, que se prevê ocorrer no horizonte temporal associado à atualização do presente Plano. Apesar de não estar ainda criado esse quadro regulamentar, foi considerado um cenário de avaliação do critério N-1 que contempla a interruptibilidade das centrais a gás de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro e de Lares, através da redução voluntária do seu consumo de gás natural, em resposta a uma ordem de redução de consumo dada pelo gestor técnico global do sistema (GTS); e
- O desenvolvimento de um quadro legal que incentive o aumento da contribuição do AS Carriço para a contabilização das reservas de segurança, aumentando a flexibilidade de utilização do TGNL de Sines, medida prevista para o horizonte temporal associado à atualização do presente Plano.

O mercado SPOT e o mercado de curto prazo com contratos com duração inferior a 4 anos apresentaram um crescimento nos últimos anos, tendo registado no ano 2017 uma quota de 28% do mercado global de GNL. O mercado SPOT é suficientemente grande e líquido para fornecer volumes adicionais a Portugal, no entanto, num cenário de problemas em grandes produtores, verificar-se-ia escassez de GNL, fazendo o preço deste

---

<sup>1</sup> Horizonte temporal do último Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de Gás Natural de 2017 – PDIRGN 2018/2027.

<sup>2</sup> De acordo com o último PDIRGN (período 2018/2027), o projeto da estação de compressão do Carregado apresenta um impacto económico que se traduz num aumento tarifário quantificado em 0,03 €/MWh. A conjugação do projeto da estação de compressão do Carregado com a 3.ª interligação com Espanha permitiria uma melhoria dos indicadores de Integração de Mercados, Concorrência, Segurança de Abastecimento e Sustentabilidade.

<sup>3</sup> De acordo com o último PDIRGN (período 2018/2027), a 1.ª fase do projeto da 3.ª interligação com Espanha poderá apresentar um impacto económico que se traduz num aumento tarifário quantificado em 0,16 €/MWh. A conjugação do projeto da 3.ª interligação com Espanha com a estação de compressão do Carregado permitiria uma melhoria dos indicadores de Integração de Mercados, Concorrência, Segurança de Abastecimento e Sustentabilidade.

<sup>4</sup> O edifício legal do MIBGAS está praticamente concluído, faltando apenas a celebração de um tratado ao nível dos Estados de Portugal e Espanha. Prevê-se que a celebração deste tratado possa ocorrer no ano 2020.

subir, tornando a aquisição de cargas pontuais dispendiosas. Nestas condições os navios poderiam demorar cerca de uma semana a chegar a um terminal na Europa.

De forma a reduzir o impacto dos cenários de risco '1d).1 - Incidentes na infraestrutura de regaseificação do TGNL de Sines com duração superior a 90 dias (com 30% de capacidade do AS Carriço)' e '1d).2 - Incidentes na infraestrutura de regaseificação do TGNL de Sines com duração superior a 7 dias (com 30% de capacidade do AS Carriço)', propõe-se a aplicação das seguintes medidas de proteção:

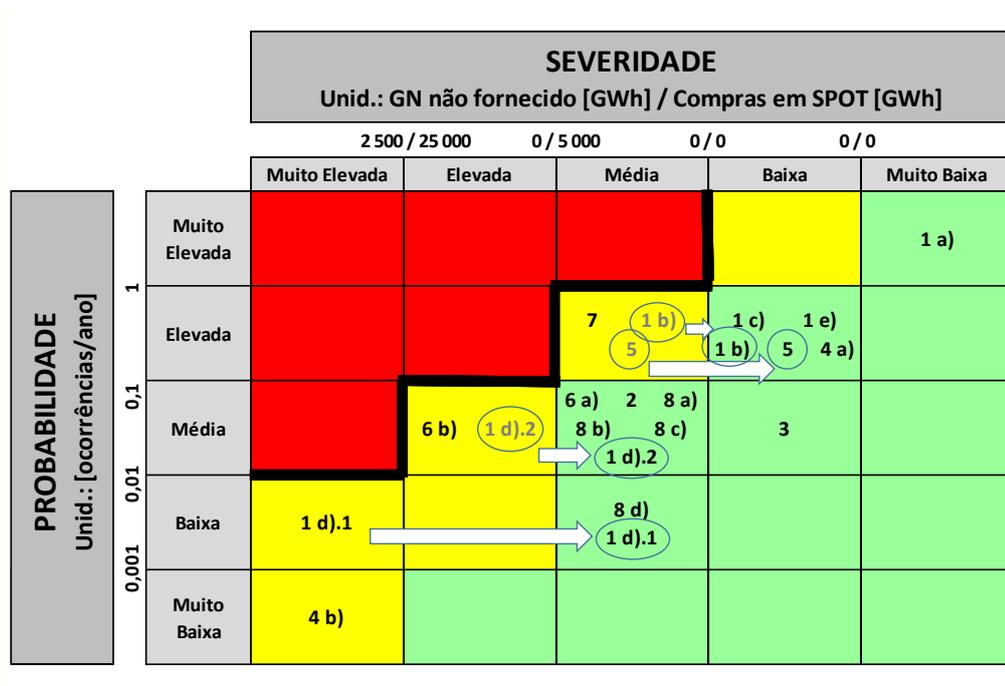
- A eventual construção da 1ª fase da 3ª interligação com Espanha, até ao final de 2027, associada ao desenvolvimento do projeto MIDCAT/STEP, assumirá um contributo significativo na diversificação das vias de aprovisionamento de gás, já que possibilita que o SNGN venha a ser abastecido pelos terminais de GNL existentes no norte da Península Ibérica, e pelas fontes de GN que podem vir a abastecer o sistema espanhol a partir de França;
- A possibilidade de desenvolver um protocolo entre os ORT português e espanhol, com a aprovação das respetivas Autoridades Competentes, complementar ao Acordo de Entajuda existente, que viabilize o recurso a descargas de GNL em terminais espanhóis em caso de situação de emergência operacional, identificando as condições subjacentes à respetiva ativação medida prevista para o horizonte temporal associado à atualização do presente Plano;
- A implementação do Mercado Ibérico de Gás Natural (MIBGAS) que irá integrar os mercados de Portugal e de Espanha;
- A criação de um regime que permita a implementação e a operacionalização do serviço de interruptibilidade de gás do SNGN; e
- O desenvolvimento de um quadro legal que incentive o aumento da contribuição do AS Carriço para a contabilização das reservas de segurança, aumentando a flexibilidade de utilização do TGNL de Sines.

Quatro das medidas propostas para os cenários 1d).1 e 1d).2 estão também incluídas nas medidas propostas para o cenário '5 - Perturbação no aprovisionamento pelos fornecedores de países terceiros'.

De forma a reduzir o impacto do cenário de risco '1b) - Indisponibilidade do cais de acostagem devido a condições meteorológicas adversas, sem existências de GNL nos tanques' propõe-se a adoção de uma medida de proteção que consiste na implementação de uma quantidade mínima de stock de GNL ou o aumento das reservas operacionais do sistema.

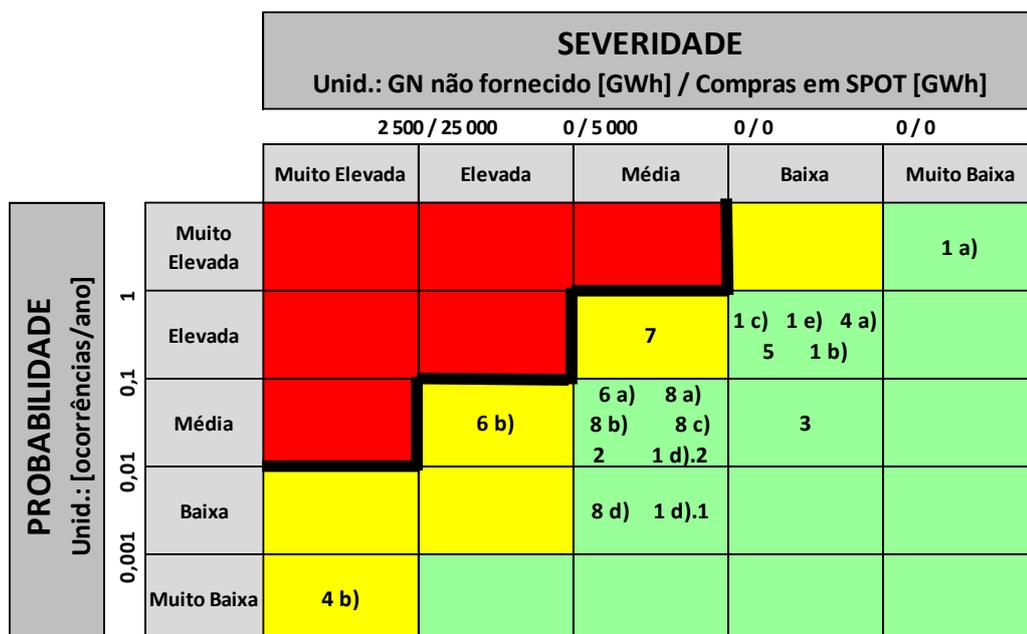
De modo a acautelar o impacto do cenário '7 - Perturbação provocada por ciberataques às infraestruturas da RNTIAT', o Operador da Rede de Transporte (ORT), a REN Gasodutos, e a Autoridade Competente, a Direção-Geral de Energia e Geologia, têm vindo a adaptar-se aos desafios decorrentes dos ciberataques e têm acompanhado a evolução e a aplicação das normas associadas a este assunto. Por se tratar de um tema relativamente recente e cuja estratégia nacional e europeia ainda se encontra em fase de desenvolvimento, decidiu-se manter este cenário de risco com a mesma qualificação de probabilidade e severidade no presente Plano Preventivo de Ação, não se propondo quaisquer medidas adicionais para a redução do risco deste cenário. No entanto, deve referir-se que o TSO (*Transmission System Operator*/Operador da Rede de Transporte) nacional utiliza na sua organização medidas preventivas de ciberataques à sua infraestrutura, das quais se destacam: uma política de utilização de *passwords* para períodos curtos de tempo, a formação e a consciencialização dos colaboradores para este cenário de risco, a compartimentação das ligações com o exterior, e a obrigatoriedade de utilização de ligações seguras para as manutenções de fornecedores efetuadas a partir do exterior.

De acordo com a aplicação das medidas propostas aos cenários 5, 1d).1, 1d).2 e 1 b), apresenta-se na figura seguinte o respetivo diagrama matriz de redução de risco do SNGN.



#### Risco Residual

Tendo em conta a eventual aplicação das medidas propostas aos cenários de risco, apresenta-se na figura seguinte o diagrama matriz de risco residual do SNGN para o horizonte temporal de aplicação das medidas.



#### Conclusões

O Plano Preventivo de Ação estabelece as linhas de ação que visam a redução dos riscos associados ao sistema nacional de gás, sendo que esse objetivo se traduz na avaliação e tratamento dos sete cenários mais relevantes da zona de risco médio da matriz de Avaliação de Riscos, de modo a reduzir a sua probabilidade e/ou severidade, minimizando o impacto no SNGN através de medidas de prevenção e/ou proteção, respetivamente.

Deste modo, as medidas propostas neste Plano Preventivo de Ação permitem a redução do risco associado aos cenários '5 - Perturbação no aprovisionamento pelos fornecedores de países terceiros', '1d).1 - Incidentes na infraestrutura de regaseificação do TGNL de Sines com duração de 90 dias (com 30% de capacidade do AS do Carriço)', '1d).2 - Incidentes na infraestrutura de regaseificação do TGNL de Sines com duração de 7 dias (com 30% de capacidade do AS do Carriço)', e '1b) - Indisponibilidade do cais de acostagem devido a condições meteorológicas adversas, sem existências de GNL nos tanques'.

Verifica-se que os cenários da matriz de risco residual encontram-se todos na zona aceitável da matriz de risco, não se identificando qualquer cenário na zona de Risco Elevado/não aceitável. Os cenários 1 a), 1 b), 1 c), 1 d).1, 1 d).2, 1 e), 2, 3, 4 a), 5, 6 a), 8 a), 8 b), 8 c) e 8 d) apresentam um risco reduzido, caracterizado pela zona da matriz de cor verde, e os cenários 4 b), 6 b) e 7 apresentam um risco médio, identificado pela zona da matriz de cor amarela.

Relativamente aos cenários '4 b) - Indisponibilidade de movimentação das reservas de segurança a partir do AS do Carriço' e '6.b) - Cenário de rutura em locais críticos ou de potencial congestionamento da RNTGN' não se apresentam medidas para redução de risco por se considerar que o operador da RNTGN atua em conformidade com os procedimentos e normas de segurança na operação das infraestruturas, respeitando as melhores práticas da indústria, a legislação e o normativo em vigor, tais como a utilização de um programa de manutenção e gestão do risco. Quanto ao cenário '7 - Perturbação provocada por ciberataques às infraestruturas da RNTIAT', decidiu-se manter este cenário de risco com a mesma qualificação de probabilidade e severidade no presente Plano Preventivo de Ação, por se considerar que se trata de um tema relativamente recente e cuja estratégia nacional e europeia ainda se encontra em fase de implementação e desenvolvimento. No próximo Plano Preventivo de Ação este cenário de risco será novamente reavaliado.

## **B - Plano Preventivo de Ação - Âmbito Regional**

Tendo em conta o contexto de cooperação regional do Regulamento, as Autoridades Competentes dos Estados-Membros procederam em conjunto à avaliação dos cenários de risco regional que estão identificados nas Avaliações Comuns dos Riscos dos grupos de risco para o aprovisionamento de gás da Argélia e da Noruega. Estas avaliações dos riscos originaram os capítulos de cariz regional, onde se identificam as respetivas medidas de prevenção e/ou proteção.

### Grupo de risco para o aprovisionamento de gás da Argélia

O grupo de risco para o aprovisionamento de gás da Argélia é constituído pelas Autoridades Competentes dos seguintes países: Grécia, Espanha, França, Croácia, Itália, Malta, Áustria, Portugal e Eslovénia.

Segundo a Avaliação Comum dos Riscos elaborada pelos países que constituem este grupo, não se prevê qualquer falha de abastecimento de gás nos quatro cenários estudados. No cenário mais exigente de falha total de gás argelino, o sistema espanhol consegue receber e regaseificar quantitativos de GNL suficientes, garantindo deste modo a segurança de abastecimento do grupo.

### Grupo de risco para o aprovisionamento de gás da Noruega

O grupo de risco para o aprovisionamento de gás da Noruega é constituído pelas Autoridades Competentes dos seguintes países: Bélgica, Dinamarca, Alemanha, Irlanda, Espanha, França, Itália, Luxemburgo, Países Baixos, Portugal, Suécia e Reino Unido.

A análise efetuada na Avaliação Comum dos Riscos deste grupo de risco demonstra que a infraestrutura de fornecimento de gás é resiliente a diversas combinações de falhas na oferta, verificando-se que não se prevê

qualquer falha de fornecimento de gás norueguês nos três cenários comuns de risco avaliados. No entanto, o declínio esperado da produção norueguesa, de um nível atual de cerca de 120 bcm/ano para cerca de 90 bcm/ano em 2030-2035, deve ser tido em conta na preparação de medidas relacionadas com a segurança de abastecimento de gás deste grupo de risco.

### Conclusões

No grupo de risco da Argélia não se prevê qualquer falha de abastecimento de gás nos quatro cenários estudados, uma vez que no cenário mais exigente o sistema espanhol consegue garantir a segurança de abastecimento do grupo.

Foi calculada a fórmula N-1 para a infraestrutura com maior capacidade a nível regional no grupo de risco da Argélia, a interligação entre a Áustria e a Eslováquia, através de *Baumgarten*, bem como para a maior infraestrutura que importa gás da Argélia, o gasoduto *Transmed*, através do ponto de entrada de *Mazara del Vallo*. Para ambos os casos, os resultados do critério N-1 estão significativamente acima de 100%.

Como referido no texto comum proposto pelas autoridades competentes do grupo de risco da Argélia (em fase de aprovação), o Sistema de Coordenação Regional para o Gás, o procedimento permanente de troca de informações relevantes entre autoridades competentes e os acordos de interligação constituem as medidas preventivas para este corredor de aprovisionamento.

No grupo de risco da Noruega também não se prevê qualquer falha de abastecimento de gás nos três cenários de risco avaliados. A análise efetuada demonstra que a infraestrutura de abastecimento de gás é resiliente a diversas combinações de falhas na oferta. No entanto, o declínio esperado da produção norueguesa, de um nível atual de cerca de 120 bcm/ano para cerca de 90 bcm/ano em 2030-2035, deve ser tido em conta na preparação de medidas relacionadas com a segurança de abastecimento de gás deste grupo de risco.

Para o cálculo da fórmula N-1, considerou-se a interrupção das maiores infraestruturas que fornecem gás norueguês, o terminal de *Emden* (da Noruega para o continente) e o gasoduto *Langeled* (da Noruega para o Reino Unido). Para ambos os casos, os resultados do critério N-1 estão significativamente acima de 100%.

# ÍNDICE

SUMÁRIO EXECUTIVO.....	i
1. Objetivos do Plano Preventivo de Ação .....	1
2. Características dos Sistemas de Gás Natural .....	1
2.1 Sistema de Gás Natural do grupo de risco para o aprovisionamento de gás da Argélia .....	1
2.2 Sistema de Gás Natural do grupo de risco para o aprovisionamento de gás da Noruega .....	3
2.3 Sistema Nacional de Gás Natural .....	5
2.3.1 Procura de gás natural .....	5
2.3.2 Oferta de gás natural .....	10
2.3.3 Infraestruturas relevantes para a segurança do aprovisionamento .....	13
2.3.4 Acordos Regionais entre Portugal e Espanha.....	15
3. Resumo das Avaliações dos Riscos.....	15
3.1 Resumo da Avaliação dos Riscos do grupo de risco para o aprovisionamento de gás da Argélia .....	15
3.2 Resumo da Avaliação dos Riscos do grupo de risco para o aprovisionamento de gás da Noruega.....	16
3.3 Resumo da Avaliação Nacional dos Riscos .....	16
4. Normas relativas às infraestruturas (Artigo 5º) .....	23
4.1 Normas relativas às infraestruturas do grupo de risco para o aprovisionamento de gás da Argélia .....	23
4.2 Normas relativas às infraestruturas do grupo de risco para o aprovisionamento de gás da Noruega .....	27
4.3 Normas relativas às infraestruturas a nível nacional .....	27
5. Conformidade com a norma de aprovisionamento (Artigo 6º) .....	30
6. Plano Preventivo de Ação - Âmbito Nacional .....	33
6.1 Identificação e priorização dos cenários de risco mais relevantes para o SNGN.....	34
6.1.1 Cenário 5) - Perturbação no aprovisionamento pelos fornecedores de países terceiros .....	34
6.1.2 Cenário 1.d)2 - Incidentes na infraestrutura de regaseificação do TGNL de Sines com duração de 7 dias (com 30% de capacidade no AS Carricho).....	35
6.1.3 Cenário 1.d)1 – Incidentes na infraestrutura de regaseificação do TGNL de Sines com duração de 90 dias (com 30% de capacidade no AS Carricho).....	35
6.1.4 Cenário 4.b) - Indisponibilidade de movimentação das Reservas de Segurança a partir do AS do Carricho .....	35
6.1.5 Cenário 6.b) - Cenário de rutura em locais críticos ou de potencial congestionamento da RNTGN .....	36
6.1.6 Cenário 1.b) - Indisponibilidade do cais de acostagem devido a condições meteorológicas adversas, sem existências de GNL nos tanques .....	36
6.1.7 Cenário 7) - Perturbação provocada por ciberataques às infraestruturas da RNTIAT .....	36
6.1.8 Priorização dos cenários 5, 1d).2, 1d).1, 4b), 6b), 1b) e 7) .....	36

6.2	Estratégias de Redução de Risco .....	37
6.3	Desenho da Estratégia de redução de Risco / Definição de Medidas .....	38
6.3.1	Cenário 5. - Perturbação no aprovisionamento pelos fornecedores de países terceiros.....	38
6.3.2	Cenários 1.d).2 e 1d).1 - Incidentes na infraestrutura de regaseificação do TGNL de Sines com duração superior a 7 e a 90 dias (com 30% de capacidade disponível no AS do Carriço) .....	40
6.3.3	Cenário 4.b) - Indisponibilidade de movimentação das Reservas de Segurança a partir do AS do Carriço .....	41
6.3.4	Cenário 6.b) - Cenário de rutura em locais críticos ou de potencial congestionamento da RNTGN .....	42
6.3.5	Cenário 1.b) - Indisponibilidade do cais de acostagem devido a condições meteorológicas adversas, sem existências de GNL nos tanques .....	42
6.3.6	Cenário 7) - Perturbação provocada por ciberataques às Infraestruturas da RNTIAT .....	43
6.4	Risco Residual .....	43
6.5	Conclusões.....	45
7.	Plano Preventivo de Ação - Âmbito Regional .....	47
7.1	Medidas de prevenção do grupo de risco para o aprovisionamento de gás da Argélia .....	47
7.2	Medidas de prevenção do grupo de risco para o aprovisionamento de gás da Noruega .....	48
7.3	Conclusões.....	48

ANEXO I - Projetos de infraestruturas (ponto 7 do Anexo VI do Regulamento)

ANEXO II - Obrigações de serviço público relacionadas com a segurança do aprovisionamento (ponto 8 do Anexo VI do Regulamento)

ANEXO III - Consultas ao EM vizinho e stakeholders (ponto 9 do Anexo VI do Regulamento)

GLOSSÁRIO

ÍNDICES DE TABELAS E FIGURAS

## **1. OBJETIVOS DO PLANO PREVENTIVO DE AÇÃO**

Em cumprimento do disposto nos artigos 8.º e 9.º do Regulamento (UE) 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2017, doravante designado por Regulamento, a DGEG, com a colaboração da REN Gasodutos, desenvolveu uma proposta de Plano Preventivo de Ação, que teve em consideração os resultados obtidos na “Avaliação dos Riscos que afetam o aprovisionamento de Gás Natural em Portugal” de 2018, para o período 2018-2023, e nas Avaliações Comuns dos Riscos dos grupos de risco regionais para o aprovisionamento de gás através das rotas do Norte de África (Argélia) e do Mar do Norte (Noruega), tal como definidos no Anexo I do Regulamento, que levaram à inclusão de dois capítulos de cariz regional.

O Plano Preventivo de Ação pretende identificar e implementar as medidas adequadas para a eliminação ou atenuação dos riscos identificados nos cenários de risco da última Avaliação Nacional dos Riscos do SNGN e da Avaliação Comum dos Riscos dos corredores de aprovisionamento do Norte de África (Argélia) e do Mar do Norte (Noruega). Este Plano assenta na obrigatoriedade de existência de procedimentos que visem harmonizar a intervenção, bem como a apresentação dos resultados da Avaliação dos Riscos, as medidas corretivas e preventivas, como estabelecido nos Artigos 8º e 9º, e no Anexo VI do Regulamento, e o risco residual.

Com base nos pressupostos enunciados no Regulamento, o Plano Preventivo de Ação deve basear-se essencialmente em medidas de mercado, tendo em consideração o impacto económico, a eficácia e a eficiência das medidas, os efeitos no funcionamento do mercado interno de energia e o impacto no ambiente e nos consumidores, e não deve sobrecarregar indevidamente as empresas de gás natural nem prejudicar o funcionamento do mercado interno de gás. De referir que o presente plano teve ainda em consideração o modelo de Plano Preventivo de Ação definido no Anexo VI do Regulamento.

Do ponto de vista de enquadramento legislativo nacional, o Plano Preventivo de Ação teve em consideração o que está estabelecido no artigo 47º-B do Decreto-Lei n.º 140/2006 na atual redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, que refere que a DGEG é responsável por elaborar, nos termos e de acordo com os procedimentos previstos no Regulamento, mediante proposta do operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN), um Plano Preventivo de Ação, definindo as medidas necessárias tendo em vista a eliminação ou atenuação dos riscos identificados na avaliação de riscos do aprovisionamento do SNGN.

Prevê-se ainda que este Plano seja atualizado de quatro em quatro anos, a menos que as circunstâncias imponham atualizações mais frequentes.

## **2. CARACTERÍSTICAS DOS SISTEMAS DE GÁS NATURAL**

Neste capítulo apresenta-se uma breve descrição dos sistemas de gás natural dos grupos de risco para o aprovisionamento de gás da Argélia e da Noruega, e do sistema nacional de gás natural em Portugal.

### **2.1 SISTEMA DE GÁS NATURAL DO GRUPO DE RISCO PARA O APROVISIONAMENTO DE GÁS DA ARGÉLIA**

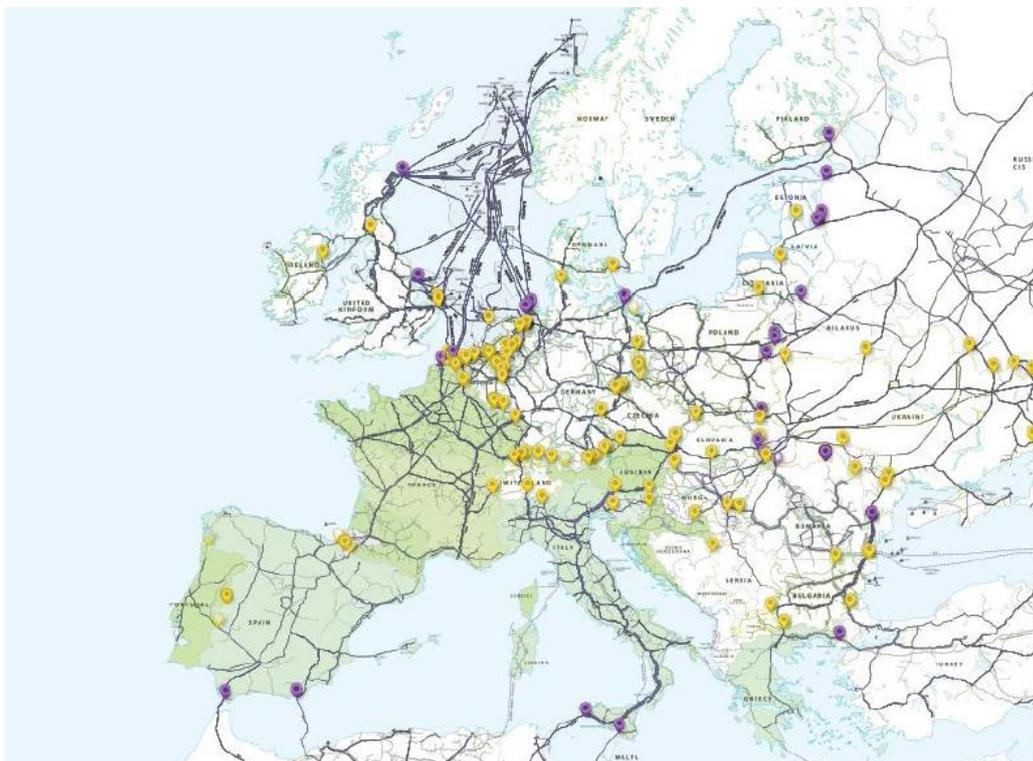
O grupo de risco para o aprovisionamento de gás da Argélia é constituído pelos seguintes países: Áustria, Croácia, Eslovénia, Espanha, França, Grécia, Itália, Malta e Portugal (figura 1).

FIGURA 1 – PAÍSES DO GRUPO DE RISCO DA ARGÉLIA E RESPECTIVAS REDES DE GÁS NATURAL



A área coberta pelo grupo de risco da Argélia inclui três interligações que importam gás argelino, duas em Espanha (*Tarifa* e *Almería*) e uma em Itália (*Mazara del Vallo*), com uma capacidade total de importação de 1 961 GWh/d. As referidas interligações podem ser observadas na figura seguinte.

FIGURA 2 – REDE DE GÁS EUROPEIA E PONTOS DE INTERLIGAÇÃO TRANSFRONTEIROS (A ROXO: PONTOS DE IMPORTAÇÃO; A LARANJA: PONTOS DE INTERLIGAÇÃO TRANSFRONTEIROS)



Adicionalmente, na área coberta pelo grupo de risco existem 16 instalações de regaseificação, nas quais foram recebidos, em 2016 e 2017, respetivamente 110 TWh e 90 TWh, de GNL proveniente da Argélia.

Em resumo, as importações de gás argelino para o grupo de risco corresponderam a 27% das importações totais em 2016 e 23% em 2017.

## **2.2 SISTEMA DE GÁS NATURAL DO GRUPO DE RISCO PARA O APROVISIONAMENTO DE GÁS DA NORUEGA**

O grupo de risco para o aprovisionamento de gás da Noruega é constituído pelos seguintes países: Alemanha, Bélgica, Dinamarca, Espanha, França, Irlanda, Itália, Holanda, Luxemburgo, Portugal, Reino Unido e Suécia.

Todo o gás natural da Noruega é produzido a partir da extração combinada de petróleo e gás. Após um período de crescimento constante registado a partir de meados da década de 1990, a produção de gás natural na Noruega estabilizou nos últimos anos, tendo atingido o valor mais elevado em 2017, com 124 bcm.

A atual previsão do *Norwegian Petroleum Directorate* (NPD) antevê um nível de produção relativamente estável para os próximos anos e uma diminuição a partir do início da década de 2020. A produção com origem em novos campos compensará parcialmente o declínio na produção de alguns dos campos existentes. A longo prazo, o nível de produção dependerá da ocorrência de novas descobertas, do seu desenvolvimento, e de alterações nos campos existentes. O abastecimento de gás da Noruega não deverá, portanto, aumentar para além dos níveis atuais.

Na Noruega, apenas 5% do gás produzido é consumido no país. A grande maioria do gás é exportada, principalmente para os países consumidores vizinhos na região do Mar do Norte. A Alemanha é o principal importador, representando 42% das exportações de gás da Noruega em 2015, seguido pelo Reino Unido (25%), França (15%) e Bélgica (12%). As exportações da Noruega cobrem mais de 20% da procura de gás na Europa.

O sistema norueguês de transporte de gás consiste numa rede com mais de 8 800 km de gasodutos e tem uma capacidade de 342 mcm/dia (cerca de 125 bcm/ano). Existem quatro terminais de recepção para o gás norueguês no continente, dois na Alemanha, um na Bélgica e um em França. Existem, ainda, dois terminais no Reino Unido.



## 2.3 SISTEMA NACIONAL DE GÁS NATURAL

Neste ponto identificam-se as infraestruturas e as principais características do mercado e os parâmetros do Sistema Nacional de Gás Natural Português (SNGN) que têm impacto direto no presente Plano Preventivo de Ação, procurando dar resposta ao ponto 1 do Anexo VI do Regulamento.

### 2.3.1 PROCURA DE GÁS NATURAL

#### Histórico da Procura 2014-2017

Na tabela seguinte apresenta-se o histórico de consumo anual dos mercados convencional, elétrico e total para o período compreendido, entre os anos 2014 e 2017<sup>1</sup>.

TABELA 1 - HISTÓRICO DE CONSUMO ANUAL DOS MERCADOS CONVENCIONAL, ELÉTRICO E TOTAL NO PERÍODO 2014-2017

	2014	2015	2016	2017
<b>Mercado Convencional</b>	<b>42,1</b>	<b>41,2</b>	<b>40,5</b>	<b>42,1</b>
Alta Pressão	17,4	16,6	15,5	16,5
Distribuição	24,7	24,6	24,9	25,6
<b>Mercado Elétrico</b>	<b>3,2</b>	<b>11,0</b>	<b>15,4</b>	<b>27,6</b>
<b>Mercado Total</b>	<b>45,3</b>	<b>52,2</b>	<b>55,8</b>	<b>69,7</b>

*Unid. TWh*

#### Estimativa da Procura 2018-2023

Os cenários de evolução de procura de gás natural são desagregados pelo Mercado Convencional, que inclui o consumo de GN nos setores da Indústria, cogeração, residencial e terciário, e o Mercado de Eletricidade, que inclui o consumo de GN nas centrais termoelétricas para produção de eletricidade.

Para o Mercado Convencional são considerados dois cenários de evolução dos consumos de GN: Cenário Base e Cenário Segurança de Abastecimento, tendo em conta previsões macroeconómicas/procura superior para o Cenário Segurança de Abastecimento e previsões macroeconómicas/procura intermédia/central para o Cenário Base.

No caso do Mercado de Eletricidade, são considerados três cenários, dos quais dois correspondem à desclassificação e à não desclassificação da central de Sines a carvão, considerando um Cenário Base de procura de eletricidade e um considera a desclassificação da central de Sines a carvão, na ocorrência do Cenário Segurança de Abastecimento de consumos de eletricidade, que apresenta uma previsão macroeconómica mais favorável (cenário de procura superior).

Nesta avaliação de riscos são considerados três cenários de procura, a saber:

- Cenário Base sem desclassificação da central de Sines a carvão, que corresponde ao cenário Central com a Trajetória A do RMSA-GN 2016;
- Cenário Base com desclassificação da central de Sines a carvão, que corresponde ao cenário Central com a Trajetória B do RMSA-GN 2016;
- Cenário Segurança de Abastecimento (considerando a desclassificação da central de Sines a carvão), que corresponde ao cenário Superior com a Trajetória B do RMSA-GN 2016.

De referir que não foi considerado o cenário Segurança de Abastecimento (considerando a não desclassificação da central de Sines a carvão), correspondente ao cenário Superior de procura em articulação com a Trajetória A, uma vez que este cenário não foi estudado no âmbito do RMSA-GN 2016. O estudo deste cenário será equacionado em futuras edições do RMSA-GN e consequentemente futuras revisões da avaliação de risco nacional.

Na tabela seguinte apresenta-se a estimativa de consumo anual dos cenários base e segurança de abastecimento dos mercados convencional, elétrico e total, para o período compreendido entre os anos 2018 e 2023<sup>5</sup>.

TABELA 2 - PREVISÃO DE CONSUMO ANUAL PARA O PERÍODO 2018-2023

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Cenário Segurança de Abastecimento - com desclassificação da central de Sines a carvão</b>						
<b>Mercado Convencional</b>	<b>42,2</b>	<b>42,6</b>	<b>43,1</b>	<b>43,5</b>	<b>43,9</b>	<b>44,3</b>
Residencial	3,5	3,7	3,8	3,8	3,9	4,0
Terciário	3,1	3,2	3,3	3,3	3,4	3,5
Indústria	18,5	18,8	19,1	19,4	19,6	19,9
Cogeração	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0
<b>Mercado Elétrico - Média Regimes</b>	<b>9,9</b>	<b>18,0</b>	<b>15,5</b>	<b>15,1</b>	<b>20,9</b>	<b>21,0</b>
<b>Mercado Total - Média Regimes</b>	<b>52,1</b>	<b>60,6</b>	<b>58,6</b>	<b>58,7</b>	<b>64,8</b>	<b>65,4</b>
<b>Cenário Base - sem desclassificação da central de Sines a carvão</b>						
<b>Mercado Convencional</b>	<b>41,2</b>	<b>41,6</b>	<b>41,9</b>	<b>42,2</b>	<b>42,5</b>	<b>42,8</b>
Residencial	3,5	3,6	3,7	3,7	3,8	3,8
Terciário	3,1	3,1	3,2	3,3	3,3	3,3
Indústria	18,4	18,6	18,8	19,0	19,2	19,4
Cogeração	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2
<b>Mercado Elétrico - Média Regimes</b>	<b>9,7</b>	<b>8,8</b>	<b>7,0</b>	<b>6,6</b>	<b>10,7</b>	<b>10,7</b>
<b>Mercado Total - Média Regimes</b>	<b>51,0</b>	<b>50,4</b>	<b>48,9</b>	<b>48,8</b>	<b>53,2</b>	<b>53,5</b>
<b>Cenário Base - com desclassificação da central de Sines a carvão</b>						
<b>Mercado Convencional</b>	<b>41,2</b>	<b>41,6</b>	<b>41,9</b>	<b>42,2</b>	<b>42,5</b>	<b>42,8</b>
Residencial	3,5	3,6	3,7	3,7	3,8	3,8
Terciário	3,1	3,1	3,2	3,3	3,3	3,3
Indústria	18,4	18,6	18,8	19,0	19,2	19,4
Cogeração	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2
<b>Mercado Elétrico - Média Regimes</b>	<b>9,7</b>	<b>17,3</b>	<b>14,8</b>	<b>14,2</b>	<b>19,7</b>	<b>19,6</b>
<b>Mercado Total - Média Regimes</b>	<b>50,9</b>	<b>58,9</b>	<b>56,7</b>	<b>56,4</b>	<b>62,2</b>	<b>62,4</b>

Unid. TWh

Dada a dimensão do mercado nacional, os valores apresentam-se em TWh. No caso de se querer converter os valores de procura para a unidade bcm (milhar de milhão de metro cúbico), devem dividir-se os valores apresentados na tabela por 11,9 (valor equivalente ao valor de PCS médio).

#### Histórico das Pontas de consumo 2014-2017

Na tabela seguinte apresenta-se o histórico de pontas de consumo dos mercados convencional, elétrico e total, e o fator de simultaneidade da ponta, para o período compreendido entre os anos 2014 e 2017<sup>1</sup>.

<sup>5</sup> Fonte: REN

TABELA 3 - HISTÓRICO DE PONTAS DE CONSUMO PARA O PERÍODO 2014-2017

	2014	2015	2016	2017
<b>Mercado Convencional</b>	<b>142</b>	<b>142</b>	<b>135</b>	<b>144</b>
<b>Mercado Elétrico</b>	<b>56</b>	<b>90</b>	<b>104</b>	<b>134</b>
<b>Mercado Total</b>	<b>184</b>	<b>207</b>	<b>222</b>	<b>263</b>
				<i>Unid. GWh/d</i>
<b>Fator de Simultaneidade</b>	<b>93%</b>	<b>89%</b>	<b>93%</b>	<b>94%</b>

### Estimativa das Pontas de consumo 2018-2023

Na tabela seguinte observa-se a estimativa para as pontas de consumo diário dos cenários central e segurança de abastecimento do mercado convencional, elétrico e total, relativa ao período compreendido entre os anos 2018 e 2023<sup>6</sup>.

---

<sup>6</sup> Fonte: REN

TABELA 4 - PONTAS DE CONSUMO PARA O PERÍODO 2018-2023

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Mercado Convencional</b>						
<b>Cenário Base</b>						
Ponta provável	135	136	136	137	138	139
Ponta extrema	144	146	147	148	149	150
<b>Mercado Convencional</b>						
<b>Cenário Segurança de Abastecimento</b>						
Ponta provável	137	138	139	141	142	143
Ponta extrema	148	149	151	152	154	155
<i>Unid. GWh/d</i>						
<b>Mercado Elétrico</b>						
<b>Cenário Base (sem desclassificação da central de Sines a carvão)</b>						
Ponta provável	92	85	78	75	97	97
Ponta extrema	108	102	96	95	109	109
<b>Mercado Elétrico</b>						
<b>Cenário Base (com desclassificação da central de Sines a carvão)</b>						
Ponta provável	92	114	111	109	121	121
Ponta extrema	108	128	128	128	133	131
<b>Mercado Elétrico</b>						
<b>Cenário Segurança de Abastecimento (com desclassificação da central de Sines a carvão)</b>						
Ponta provável	93	115	114	113	123	123
Ponta extrema	109	128	128	128	133	137
<b>Mercado Elétrico</b>						
<b>Cenário Segurança de Abastecimento (com desclassificação da central de Sines a carvão), assumindo a interruptibilidade das Centrais CCGT da Turbogás e Lares</b>						
Ponta extrema	91	91	91	91	91	91
<i>Unid. GWh/d</i>						
<b>Mercado Total</b>						
<b>Cenário Base (sem desclassificação da central de Sines a carvão)</b>						
Ponta provável	227	221	214	212	234	236
Ponta extrema	252	247	243	243	258	258
<b>Mercado Total</b>						
<b>Cenário Base (com desclassificação da central de Sines a carvão)</b>						
Ponta provável	227	250	247	246	259	260
Ponta extrema	252	273	275	276	282	281
<b>Mercado Total</b>						
<b>Cenário Segurança de Abastecimento (com desclassificação da central de Sines a carvão)</b>						
Ponta provável	230	254	253	253	265	266
Ponta extrema	256	277	279	280	287	292
<b>Mercado Total</b>						
<b>Cenário Segurança de Abastecimento (com desclassificação da central de Sines a carvão), assumindo a interruptibilidade das Centrais CCGT da Turbogás e Lares</b>						
Ponta extrema	238	240	242	243	245	246
<i>Unid. GWh/d</i>						

Nota: O cenário Segurança de Abastecimento (com desclassificação da central de Sines a carvão) apresentado na tabela anterior corresponde ao cenário Superior + Trajetória B do RMSA 2017-2030. O cenário Base (sem desclassificação da central de Sines a carvão) apresentado na tabela anterior corresponde ao cenário Central + Trajetória A do RMSA 2017-2030. O cenário Base com desclassificação da central de Sines a carvão apresentado na tabela anterior corresponde ao cenário Central, com a Trajetória B do RMSA 2017-2030.

### Consumo dos Clientes Protegidos (Mercado Convencional)

Na tabela seguinte apresenta-se a estimativa de consumo dos clientes protegidos do mercado convencional, tendo em conta as condições referidas no artigo 2.º do Regulamento e no Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na atual redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro. Consideram-se clientes protegidos, os clientes domésticos ligados a uma rede de distribuição de gás, e ainda as e as pequenas e médias empresas, e os serviços sociais essenciais (que incluem os serviços de cuidados de saúde, de ajuda social essencial, de emergência, de segurança, de educação ou de administração pública).

Face ao definido no ponto 5 do Artigo 2.º do Regulamento, as pequenas e médias empresas, e os serviços sociais essenciais representam menos de 20% do consumo final total anual de gás.

TABELA 5 - CONSUMO DOS CLIENTES PROTEGIDOS DO MERCADO CONVENCIONAL (ART.8º DO REGULAMENTO)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Mercado Convencional - Cenário Base</b>						
Consumos protegidos	13087	13196	13306	13406	13491	13575
Consumo 7 dias	378	381	385	387	390	392
Consumo 30 dias máximo	1492	1504	1517	1528	1538	1548
Consumo 30 dias médio	1205	1215	1225	1235	1243	1250
<b>Mercado Convencional - Cenário Segurança de Abastecimento</b>						
Consumos protegidos	13382	13530	13679	13818	13944	14069
Consumo 7 dias	387	391	395	399	403	407
Consumo 30 dias máximo	1526	1542	1559	1575	1590	1604
Consumo 30 dias médio	1232	1246	1260	1273	1284	1296

*Unid. GWh*

### Consumo dos Clientes Protegidos por razões de solidariedade (Mercado Convencional)

Na tabela seguinte apresenta-se a estimativa de consumo dos clientes protegidos por razões de solidariedade, tendo em conta as condições referidas no artigo 2º do Regulamento. Os clientes protegidos por razões de solidariedade incluem os clientes domésticos ligados a uma rede de distribuição de gás e os serviços sociais essenciais com exceção dos serviços de educação e de administração pública.

TABELA 6 - CONSUMO DOS CLIENTES PROTEGIDOS POR RAZÕES DE SOLIDARIEDADE

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Cenário Base - Protegidos por razões de solidariedade</b>						
Serviço social essencial	1035	1051	1082	1098	1113	1129
Clientes domésticos	3513	3592	3673	3738	3778	3816
<b>Total</b>	<b>4548</b>	<b>4643</b>	<b>4755</b>	<b>4836</b>	<b>4891</b>	<b>4945</b>
<b>Cenário Segurança de Abastecimento - Protegidos por razões de solidariedade</b>						
Serviço social essencial	1035	1066	1098	1129	1145	1160
Clientes domésticos	3548	3651	3754	3841	3902	3960
<b>Total</b>	<b>4583</b>	<b>4718</b>	<b>4852</b>	<b>4970</b>	<b>5046</b>	<b>5121</b>

Unid. GWh

### Consumo do Mercado Elétrico não interruptível - 30 dias de consumo extremo

Na tabela seguinte apresenta-se a estimativa para o consumo do mercado elétrico não interruptível na ocorrência de 30 dias de procura excepcionalmente elevada.

TABELA 7 - CONSUMO EXTREMO DE 30 DIAS DO MERCADO ELECTRICO NÃO INTERRUPTIVEL

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Cenário Base (sem desclassificação da central de Sines a carvão)</b>	1310	1155	1051	1006	1552	1530
<b>Cenário Base (com desclassificação da central de Sines a carvão)</b>	1310	2089	1923	1929	2272	2362
<b>Cenário Segurança de Abastecimento (com desclassificação da central de Sines a carvão)</b>	1525	1987	2057	2033	2382	2388

Unid. GWh

### 2.3.2 OFERTA DE GÁS NATURAL

#### Produção

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

#### Cota de importação do maior importador do SNGN

O maior importador de gás natural a atuar em Portugal detém cerca de 65% da quantidade de entrada no SNGN (segundo dados de 2017).<sup>7</sup>

#### Repartição e fontes de Importação e Exportação de GN e GNL

Em 2016 e 2017, a repartição de entradas de gás na RNTIAT foi de 32% e 48% por Sines, respetivamente, maioritariamente GNL Nigeriano, e 67% e 52%, respetivamente, por gasoduto, maioritariamente GN proveniente da Argélia, através da interligação de Campo Maior.

Na tabela seguinte são apresentados os valores de energia aprovacionados, nos anos de 2016 e 2017, desagregados por GN e GNL, e por origem de aprovacionamento.

<sup>7</sup> Fonte: DGEG

A análise desta tabela permite concluir que, apesar da diversificação das origens de aprovisionamento potenciada pelo terminal de GNL de Sines, existem dois grandes países fornecedores de gás, a Argélia e a Nigéria, que totalizaram 64% em 2016 e 61% em 2017, da totalidade de gás aprovisionado a Portugal.

TABELA 8 - APROVISIONAMENTO - IMPORTAÇÃO DE GN E GNL EM 2016 E 2017<sup>8</sup>

	País de Origem	2016		2017	
		M m3(n)	%	M m3(n)	%
GN - Gasoduto	Argélia	2271	46%	1779	29%
	País não especificado	1066	22%	1380	23%
	<b>Total</b>	<b>3337</b>	<b>67%</b>	<b>3159</b>	<b>52%</b>
GNL - Camião Cisterna	Espanha	12	0%	8	0%
	<b>Total</b>	<b>12</b>	<b>0%</b>	<b>8</b>	<b>0%</b>
GNL - Navio	Argélia	191	4%	198	3%
	Catar	406	8%	298	5%
	Nigéria	901	18%	1934	32%
	Angola	0	0%	89	1%
	EUA	98	2%	364	6%
	<b>Total</b>	<b>1596</b>	<b>32%</b>	<b>2882</b>	<b>48%</b>
<b>Total Global</b>		<b>4945</b>	<b>100%</b>	<b>6050</b>	<b>100%</b>

Os valores de reexportação de GN e GNL são reduzidos, representando 5% em 2016 e 0,6% em 2017, relativamente aos valores de importação de gás. Na tabela seguinte são apresentados os valores de energia reexportada por gasoduto e por navio.

<sup>8</sup> Fonte: DGEG

TABELA 9 - REEXPORTAÇÃO DE GN E GNL EM 2016 E 2017<sup>9</sup>

	País de Destino	2016		2017	
		M m3(n)	%	M m3(n)	%
GN - Gasoduto	Espanha	1	0%	0	1%
	<b>Total</b>	<b>1</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>1%</b>
GNL - Camião Cisterna	Espanha	0	0%	0	0%
	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>
GNL - Navio	Espanha	0	0%	9	25%
	França	0	0%	27	70%
	Egipto	153	65%	0	0%
	India	80	34%	0	0%
	Pais não especificado	0	0%	1	4%
	<b>Total</b>	<b>234</b>	<b>100%</b>	<b>38</b>	<b>99%</b>
<b>Total Global</b>		<b>234</b>	<b>100%</b>	<b>38</b>	<b>100%</b>

### Contratos de Longo Prazo

A estratégia de aprovisionamento do principal importador a atuar em Portugal visa satisfazer a procura através da celebração de contratos de longo prazo com a Argélia para fornecimento de GN, com a Nigéria para fornecimento de GNL, e também através de compras em mercado SPOT. Na tabela seguinte apresentam-se os contratos de longo prazo existentes para aprovisionamento do mercado nacional.

TABELA 10 - CONTRATOS DE LONGO PRAZO DO MAIOR IMPORTADOR A OPERAR EM PORTUGAL

Contrato	País de origem	Quantidade* (Mm <sup>3</sup> /ano)	Duração do contrato (anos)	Data de início do contrato	Data de fim do contrato
NLG I (GNL)	Nigéria	340	23	1998	2021
NLG II (GNL)	Nigéria	975	24	1999	2023
NLG + (GNL)	Nigéria	1 951	25	2002	2027
Sonatrach (GN)	Argélia	2 293	26	1994	2020

\* Conversão: 1 Nm<sup>3</sup> = 11,9 kWh

Além dos contratos referidos anteriormente, o mercado nacional é abastecido por outras empresas importadoras de gás natural, que dispõem de contratos de abastecimento de GN 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 de Riscos de 2018.

<sup>9</sup> Fonte: DGEG

### 2.3.3 INFRAESTRUTURAS RELEVANTES PARA A SEGURANÇA DO APROVISIONAMENTO

#### Rede Nacional de Transporte de Gás Natural

A Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN) é a infraestrutura utilizada para efetuar a receção, o transporte e a entrega de gás natural em alta pressão em Portugal. Para o desempenho destas atividades, fazem parte da RNTGN os seguintes equipamentos principais:

- 1375 Km de gasoduto principal de transporte e ramais de alta pressão com diâmetros compreendidos entre 150 a 800 mm, destinados ao transporte de gás natural;
- 85 Estações de regulação e medição de gás nos pontos de entrega (GRMS), que se destinam à regulação da pressão e posterior medição do gás natural entregue às redes de distribuição e aos clientes em alta pressão (AP);
- 66 Estações de junção para derivação (JCT), que se destinam ao seccionamento do gasoduto principal de transporte e/ou do respetivo ramal de derivação;
- 45 Estações de válvula de seccionamento (BV - *Block valve station*), destinadas ao seccionamento do gasoduto principal de transporte;
- 2 Estações de Interligação em Campo Maior e Valença do Minho, destinadas à medição e à transferência de custódia com a rede interligada de Espanha.

#### Terminal de GNL de Sines

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

- Receção e descarga de navios metaneiros  
A instalação portuária inclui um cais de acostagem para navios, braços articulados de descarga e linhas de descarga, recirculação e retorno de vapor de GNL. A capacidade de descarga é de 10 000 m<sup>3</sup>/h de GNL para navios metaneiros com volumes entre 40 000 e 216 000 m<sup>3</sup> de GNL.
- Armazenamento de GNL  
Depois de descarregado, o GNL é armazenado em tanques onde é mantido a uma temperatura de -160°C e a uma pressão próxima da pressão atmosférica. A capacidade de armazenagem é de 2 569 GWh, correspondente a dois tanques de 120 000 m<sup>3</sup> de GNL e um tanque de 150 000 m<sup>3</sup> de GNL.
- Regaseificação para a RNTGN  
A regaseificação é um processo físico de vaporização de GNL que recorre à permuta térmica do gás com água do mar em vaporizadores atmosféricos. Para o desempenho deste processo a infraestrutura possui sete vaporizadores atmosféricos com uma capacidade unitária de 64 GWh/d (equivalente a 225 000 m<sup>3</sup>(n)/h). A capacidade de emissão nominal é de 321 GWh/d (equivalente a 1 125 000 m<sup>3</sup>(n)/h), com uma capacidade de ponta horária de 1 350 000 m<sup>3</sup>(n)/h.
- Baías de enchimento de GNL  
O TGNL de Sines permite o carregamento de camiões cisterna de GNL, possibilitando o abastecimento às unidades autónomas de regaseificação (UAG) situadas em zonas de Portugal que não podem ser abastecidas pela rede de gás natural de alta pressão. Para esta atividade, o TGNL dispõe de três baías de enchimento, com uma capacidade total de 195 m<sup>3</sup>/h de GNL.
- Carregamento de navios metaneiros  
A infraestrutura do TGNL possibilita também o carregamento total ou parcial de navios metaneiros, utilizando-se a mesma instalação portuária e o equipamento de descarga dos navios.

## Armazenamento Subterrâneo do Carriço

Nas instalações de armazenamento subterrâneo do Carriço o gás natural é armazenado em alta pressão nas cavidades criadas no interior de um maciço salino, a profundidades superiores a mil metros, tratando-se de uma infraestrutura de armazenamento de gás com grande importância para a segurança do aprovisionamento. Encontram-se em operação seis cavidades da REN Armazenagem, com uma capacidade total de armazenamento de 3839 GWh (323 Mm<sup>3</sup>). As seis cavidades utilizam a mesma estação de gás de superfície, que permite a movimentação bidirecional de fluxo, ou seja, a injeção de gás da rede de transporte para as cavidades, e a extração de gás das cavidades para a rede de transporte. A capacidade de injeção é de 24 GWh/d (equivalente a 83000 m<sup>3</sup>(n)/h) e a capacidade de extração é de 129 GWh/d (equivalente a 450000 m<sup>3</sup>(n)/h) para as situações em que o volume operacional de GN nas cavidades é superior a 60% da capacidade do AS Carriço. Nas situações de volume operacional inferior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carriço, a capacidade de extração corresponde a 71 GWh/d (equivalente a 250000 m<sup>3</sup>(n)/h).

### Capacidades atuais dos pontos relevantes da RNTGN (incluindo bidireccionalidade de fluxo)

A tabela seguinte apresenta as capacidades atuais dos pontos relevantes da RNTGN na sua fronteira com os pontos de oferta e de procura.

TABELA 11 - CAPACIDADES ATUAIS DAS INFRAESTRUTURAS RELEVANTES DA RNTGN

Pontos relevantes	Capacidade
<b>TGNL de Sines</b>	Capacidade de regaseificação: 229 GWh/d, equivalente a 800000 m <sup>3</sup> (n)/h
<b>AS do Carriço</b>	Capacidade técnica de saída (injeção no AS): 24 GWh/d, equivalentes a 83000 m <sup>3</sup> (n)/h Capacidade técnica de entrada (extração do AS para a RNTGN): 129 GWh/d, equivalente a 450000 m <sup>3</sup> (n)/h, com volume operacional de GN nas cavidades superior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carriço Capacidade técnica de entrada (extração do AS para a RNTGN): 71 GWh/d, equivalente a 250000 m <sup>3</sup> (n)/h, com volume operacional de GN nas cavidades inferior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carriço
<b>Interligação de Campo Maior</b>	Capacidade entrada: 134 GWh/d, equivalente a 470000 m <sup>3</sup> (n)/h Capacidade de saída: 55 GWh/d, equivalente a 193000 m <sup>3</sup> (n)/h, encontrando-se este valor dependente das condições de operação da rede de transporte portuguesa (podendo verificar-se uma capacidade de 35 GWh/d, equivalente a 123000 m <sup>3</sup> (n)/h, em situações de procura extrema no mercado nacional de gás natural)
<b>Interligação de Valença do Minho</b>	Capacidade entrada: 10 GWh/d, equivalente a 35000 m <sup>3</sup> (n)/h Capacidade saída: 25 GWh/d, equivalente a 88000 m <sup>3</sup> (n)/h

\*A capacidade agregada do VIP (*Virtual Interconnection Point*: Campo Maior + Valença do Minho) apresenta um valor de importação de 144 GWh/d e de exportação de 80 GWh/d., assumido até setembro de 2023.

#### 2.3.4 ACORDOS REGIONAIS ENTRE PORTUGAL E ESPANHA

##### Acordo de Assistência Mútua, Acordo de Operação Conjunta e Acordo de Interligação

Em conformidade com o artigo 194.º do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia e de acordo com o artigo 6.º da Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de julho de 2009 que estabelecem regras comuns para o mercado interno de gás natural, e de acordo com o artigo 12º do Regulamento 715/2009, a cooperação regional dos TSOs reflete o espírito de solidariedade e constitui um dos pilares em que se baseia o Regulamento (UE) 2017/1938, que tem por objetivo o reforço da segurança do aprovisionamento de gás e a integridade do mercado europeu de energia.

Neste sentido, a REN Gasodutos e a Enagas anteciparam-se à regulação europeia, tendo alcançado o primeiro Acordo de Assistência Mútua em setembro de 2006, que foi atualizado anualmente até ao ano 2010.

Em 2011, a REN e a Enagas alcançaram um Acordo de Operação Conjunta para as duas interligações entre Portugal e Espanha, com vigência indefinida. Este acordo contempla, entre outros aspetos, e dando cumprimento à legislação em vigor em Portugal e em Espanha, um protocolo para aplicação em caso de ocorrências excecionais de emergência, nomeadamente: i) diminuição da capacidade técnica disponível; ii) falha no aprovisionamento de gás com risco de incumprimento da satisfação da procura; iii) redução de pressão devido a um aumento de procura na sequência de condições meteorológicas severas; iv) outras situações que possam ter impacto na segurança do aprovisionamento.

O Acordo de Operação Conjunta, atualmente designado Acordo de Interligação, prevê ainda a cedência mútua entre os TSOs, de um OBA (*operational balancing agreement*) até 280 GWh. Caso se antecipe a necessidade de quantidades de GN superiores a 280 GWh, deve ser elaborado um plano conjunto com os agentes de mercado afetados para que sejam realizadas as nomeações necessárias para a resolução da incidência.

### 3. RESUMO DAS AVALIAÇÕES DOS RISCOS

Este capítulo descreve sucintamente os resultados das avaliações comuns e nacional dos riscos efetuadas em conformidade com o Artigo 7º do Regulamento.

#### 3.1 RESUMO DA AVALIAÇÃO DOS RISCOS DO GRUPO DE RISCO PARA O APROVISIONAMENTO DE GÁS DA ARGÉLIA

O grupo de risco para o aprovisionamento de gás da Argélia é constituído pelas Autoridades Competentes dos seguintes países: Grécia, Espanha, França, Croácia, Itália, Malta, Áustria, Portugal e Eslovénia.

No âmbito da Avaliação Comum dos Riscos foram considerados quatro cenários de risco regional que poderão afetar os países do corredor de abastecimento da rota de gás da Argélia, a saber:

- Falha total de abastecimento de gás natural a partir da Argélia durante um período de dois meses (de 1 de janeiro a 28 de fevereiro);
- Falha do gasoduto do Magreb durante um período de dois meses (de 1 de janeiro a 28 de fevereiro);
- Falha do gasoduto Transmed durante um período de dois meses (de 1 de janeiro a 28 de fevereiro);
- Falha total da estação de liquefação de GNL de Arzew durante um período de dois meses (de 1 de janeiro a 28 de fevereiro);

Não se prevê qualquer falha de abastecimento de gás nos quatro cenários estudados. No cenário mais exigente de falha total de gás argelino, o sistema espanhol consegue receber e regaseificar quantitativos de GNL suficientes, garantindo deste modo a segurança de abastecimento do grupo.

A infraestrutura com maior capacidade a nível regional no Grupo de Risco da Argélia é a interligação entre a Áustria e a Eslováquia, através de *Baumgarten*, com uma capacidade firme de entrada de 2 306 GWh/d. Assim, esta infraestrutura foi considerada para o cálculo da fórmula N-1 a nível regional.

A constituição deste grupo de risco é baseada na importância do fornecimento de gás da Argélia na região, por isso, um cálculo análogo da fórmula N-1, considerando a maior infraestrutura que importa gás da Argélia, foi também realizado. Esta infraestrutura é o gasoduto *Transmed*, através do ponto de entrada de *Mazara del Vallo* em Itália: 1 203,3 GWh/d. Para ambos os casos, os resultados do critério N-1 estão significativamente acima de 100%.

### 3.2 RESUMO DA AVALIAÇÃO DOS RISCOS DO GRUPO DE RISCO PARA O APROVISIONAMENTO DE GÁS DA NORUEGA

O grupo de risco para o aprovisionamento de gás da Noruega é constituído pelas Autoridades Competentes dos seguintes países: Alemanha, Bélgica, Dinamarca, Espanha, França, Irlanda, Itália, Holanda, Luxemburgo, Portugal, Reino Unido e Suécia.

A *Norwegian Petroleum Directorate* (NPD) prevê uma redução de um nível atual de cerca de 120 Bcm/ano para um nível de 90 bcm/ano em 2030-2035.

O sistema de gasodutos norueguês está bem conectado ao Reino Unido e ao continente. Com base na previsão do nível de produção, o fator limitante deverá ser a produção total.

Para o cálculo da fórmula N-1, considerou-se a interrupção das maiores infraestruturas que fornecem gás norueguês:

- Terminal de Emden (da Noruega para o continente);
- Gasoduto de Langeled (da Noruega para o Reino Unido).

Em ambos os casos, os resultados do critério N-1 estão significativamente acima de 100%.

No que diz respeito à questão do trânsito através da Suíça, os resultados do critério N-1 para a Itália, por um lado, e para os restantes Estados-Membros do grupo de risco, por outro, estão também acima de 100%.

A ENTSO-G realizou simulações de uma potencial interrupção do fornecimento de gás da Noruega e avaliou o impacto que poderá ter na satisfação da procura. Os seguintes cenários foram considerados:

- Interrupção da maior infraestrutura *offshore* para o Reino Unido (gasoduto de Langeled) durante 2 meses (de 1 de janeiro a 28 de fevereiro);
- Interrupção da maior infraestrutura *offshore* para a Europa continental (EUROPIPE II) durante 2 meses (de 1 de janeiro a 28 de fevereiro);
- Interrupção da maior infraestrutura terrestre da Noruega (estação de Emden) durante 2 semanas (de 15 de fevereiro a 28 de fevereiro).

Nas simulações efetuadas, a infraestrutura é suficientemente resiliente para compensar a interrupção, nomeadamente através de:

- Reorganização de fluxos desde a Noruega;
- Extração adicional de instalações de armazenamento;
- Envios adicionais de terminais de GNL.

Embora estes meios previnam limitações do lado da procura, um aumento no preço do gás poderá ser necessário para possibilitar a sua utilização.

A análise efetuada na Avaliação Comum dos Riscos demonstra que a infraestrutura de abastecimento de gás da Noruega é resiliente a todas as combinações de disrupção da oferta, exceto as mais improváveis.

### 3.3 RESUMO DA AVALIAÇÃO NACIONAL DOS RISCOS

De acordo com o Artigo 7.º do Regulamento, a autoridade competente de cada Estado-Membro procede à avaliação nacional dos riscos, que deve abranger todos os riscos relevantes que afetem a segurança de aprovisionamento de gás. A avaliação nacional dos riscos teve em consideração as circunstâncias nacionais pertinentes, como seja a dimensão do

mercado, a configuração da rede, os fluxos de entrada e saída do Estado-Membro, a presença de armazenamento e o papel do gás no cabaz energético, em particular no que se refere à produção de eletricidade e ao funcionamento da indústria.

Para esta avaliação, foram elaborados cenários com procura excecionalmente elevada e contextos de perturbação do aprovisionamento de gás decorrentes da falha das principais infraestruturas de oferta.

As normas relativas às infraestruturas (Artigo 5º) determinam que deverão ser tomadas todas as medidas necessárias para que, caso se verifique uma interrupção da maior infraestrutura de gás (critério N-1), as restantes infraestruturas possam 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 (1/20).

Apesar de não existir atualmente em Portugal um quadro regulamentar que permita a aplicação de medidas de atuação do lado da procura, foi considerado um cenário de avaliação do critério N-1 que contempla a interruptibilidade das centrais a gás de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro e de Lares através da redução voluntária, em particular pelas centrais termoelétricas (caso das centrais da Tapada do Outeiro e de Lares), do seu consumo de gás natural, em resposta a uma ordem de redução de consumo dada pelo gestor técnico global do sistema (GTS).

As normas de aprovisionamento de gás (Artigo 6º) descrevem um conjunto de casos extremos de referência em que deverá ser salvaguardado o aprovisionamento de gás natural a um conjunto de clientes considerados particularmente vulneráveis, denominados de clientes protegidos.

De acordo com o Regulamento, os clientes protegidos incluem os clientes domésticos ligados a uma rede de distribuição de gás, podendo ser acrescidos das pequenas e médias empresas e dos serviços sociais essenciais, desde que estes não representem mais do que 20% do consumo final total anual de gás. A DGEG, Autoridade Competente, notificou à Comissão Europeia, no âmbito do n.º 1 do Artigo 6.º do Regulamento, considerar como clientes protegidos, além dos clientes domésticos, as pequenas e médias empresas e os serviços sociais essenciais. Os clientes protegidos por razões de solidariedade incluem os clientes domésticos e os serviços sociais essenciais, com exceção dos serviços de educação e de administração pública.

Não obstante os casos genéricos indicados no Regulamento, os Estados-Membros podem adotar normas adicionais de reforço do aprovisionamento, bem como outras obrigações adicionais baseadas na avaliação de risco. Tendo em vista a utilização das reservas de segurança, ou seja, o gás natural armazenado com o fim de ser libertado para consumo, em situações de perturbação do abastecimento, mediante decisão do Governo, tal como previsto no artigo 52.º do Decreto-Lei n.º 140/2006 na atual redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, considerou-se ainda que para proteção do sistema electroprodutor nacional face às necessidades efetivas de consumo devem ser consideradas reservas de 30 dias de consumo em condições extremas das centrais electroprodutoras do regime ordinário alimentadas a gás natural já descontados dos consumos interruptíveis assentes em contratos de aprovisionamento garantido de combustível alternativo.

### **Critérios de risco**

Para o estabelecimento dos critérios de risco, identificaram-se os principais cenários de perturbação do aprovisionamento de gás, cujos pressupostos assentam essencialmente na falha da principal infraestrutura de oferta em Portugal (Terminal GNL de Sines), definida no Artigo 5.º do Regulamento, e nos cenários de procura excecionalmente elevada dos clientes protegidos, de acordo com o Artigo 6.º.

### **Identificação dos riscos**

Identificaram-se e sistematizaram-se os riscos com impacto potencial para o aprovisionamento do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN).

Os riscos podem ser classificados em riscos tecnológicos, políticos e sociais, económicos, e naturais, podendo resultar de situações acidentais ou de atos intencionais.

### **Escala de Probabilidade**

- Probabilidade muito baixa - É extremamente improvável que este cenário ocorra. Este nível considera uma frequência inferior ou igual a  $1 \times 10^{-3}$  ocorrência por ano;
- Probabilidade baixa - É improvável que este cenário ocorra; cenário pouco experienciado no sector do gás natural. Este nível considera uma frequência superior a  $1 \times 10^{-3}$  e inferior ou igual a  $1 \times 10^{-2}$  ocorrência por ano;
- Probabilidade média - É um cenário provável; cenários similares foram reportados no sector do gás natural. Este nível considera uma frequência superior a  $1 \times 10^{-2}$  e inferior ou igual a 0,1 ocorrência por ano;
- Probabilidade elevada - É muito provável que aconteça; cenário experienciado em muitos sistemas do sector do gás natural. Este nível considera uma frequência superior a 0,1 e inferior ou igual a 1 ocorrência por ano;
- Probabilidade muito elevada - Cenário quase certo; irá acontecer num futuro próximo. Este nível considera uma frequência superior a 1 ocorrência por ano.

### Escala de Severidade

- Severidade muito baixa - Cenário com impacto insignificante no sistema; O impacto na operação da RNTGN não é relevante. Este nível considera quantidades nulas de GN não fornecido, ou de recurso ao mercado SPOT de GNL, ou seja, não existe necessidade de interrupção de fornecimento aos clientes ou de aquisição de GNL no mercado SPOT;
- Severidade baixa - Cenário com impacto reduzido na operação da RNTGN. No entanto, existe uma intensificação da atividade de Gestão Técnica Global e dos serviços de sistema, com a possibilidade de acionar o acordo de assistência mútua entre os operadores REN e Enagas. Este nível considera quantidades nulas de GN não fornecido ou de recurso ao mercado SPOT de GNL, ou seja, não existe necessidade de interrupção de fornecimento aos clientes ou de aquisição de GNL no mercado SPOT;
- Severidade média - Cenário com impacto significativo na operação da RNTGN. Não é necessário tomar medidas de atuação do lado da procura, havendo, no entanto, a necessidade de reconfiguração dos fluxos na RNTGN com intervenção dos agentes de mercado e comercializadores do SNGN; Este nível considera uma previsão de recurso ao mercado SPOT de GNL igual ou inferior a 5000 GWh. Este nível considera quantidades nulas de GN não fornecido;
- Severidade elevada - Cenário com impacto severo na operação da RNTGN. Apesar do abastecimento aos clientes protegidos não ser afetado, poderá haver necessidade de tomar medidas de atuação do lado da procura, designadamente procedendo à interrupção de parte do mercado Elétrico e/ou Industrial; Este nível considera uma quantidade de GN não fornecido igual ou inferior a 2500 GWh, ou uma previsão de recurso ao mercado SPOT de GNL igual ou inferior a 25000 GWh e superior a 5000 GWh;
- Severidade muito elevada - Cenário com impacto muito grave ou catastrófico. O abastecimento dos clientes protegidos poderá ser afetado. Este nível considera uma quantidade de GN não fornecido superior a 2500 GWh, ou uma previsão de recurso ao mercado SPOT de GNL superior a 25000 GWh.

### Análise dos cenários de risco

Analisaram-se os cenários com impacto direto ou potencial para o aprovisionamento de GN em Portugal e para o funcionamento adequado do SNGN e do Sistema Elétrico Nacional que depende do abastecimento de gás natural, quer sejam resultado de acidentes ou atos intencionais, que ocorram em Portugal ou em países terceiros fornecedores ou transportadores de GN.

Na tabela seguinte apresentam-se os dezoito cenários de risco identificados, bem como a qualificação e quantificação de probabilidade e de severidade associada a cada um deles.

TABELA 12 - QUALIFICAÇÃO E QUANTIFICAÇÃO DE PROBABILIDADE E DE SEVERIDADE DOS CENÁRIOS DE RISCO

CENÁRIO	DESCRIÇÃO DO CENÁRIO DE RISCO	PROBABILIDADE		SEVERIDADE	
		QUALIFICAÇÃO	QUANTIFICAÇÃO [ocorrências/ano]	QUALIFICAÇÃO	QUANTIFICAÇÃO GN não fornecido [GWh] / Compras em mercado SPOT [GWh]
<b>1</b>	<b>Falha na infraestrutura do TGNL de Sines</b>				
1 a)	Indisponibilidade do cais de acostagem devido a condições meteorológicas adversas, com existências de GNL nos tanques	Muito Elevada	3	Muito Baixa	0 / 0
1 b)	Indisponibilidade do cais de acostagem devido a condições meteorológicas adversas, sem existências de GNL nos tanques	Elevada	1/7	Média	0 / 0
1 c)	Incidentes na infraestrutura de regaseificação do TGNL de Sines com duração máxima de 24 horas	Elevada	1/2	Baixa	0 / 0
1 d).1	Incidentes na infraestrutura de regaseificação do TGNL de Sines com duração de 90 dias (com 30% de stock do AS Carricho)	Baixa	1/621	Muito Elevada	2634 / 0
1 d).2	Incidentes na infraestrutura de regaseificação do TGNL de Sines com duração de 7 dias (com 30% de stock do AS Carricho)	Média	1/40	Elevada	390 / 0
1 e)	Indisponibilidade das baías de enchimento de camiões cisterna	Elevada	1/2	Baixa	0 / 0
<b>2</b>	<b>Falha na interligação de Campo Maior</b>	Média	1/84	Média	0 / 0
<b>3</b>	<b>Falha na interligação de Valença do Minho</b>	Média	1/96	Baixa	0 / 0
<b>4</b>	<b>Falha na infra-estrutura do AS do Carricho</b>				
4 a)	Indisponibilidade de movimentação de gás comercial por parte dos comercializadores do SNGN	Elevada	1/4	Baixa	0 / 0
4 b)	Indisponibilidade de movimentação das Reservas de Segurança a partir do AS do Carricho	Muito Baixa	1/4902	Muito Elevada	3839 / 0
<b>5</b>	<b>Perturbação no aprovisionamento pelos fornecedores de países terceiros</b>	Elevada	1/6	Média	0 / 2634
<b>6</b>	<b>Ruptura no gasoduto principal de transporte da RNTGN</b>				
6 a)	Cenário de ruptura em local que pela configuração de fluxos de transporte de gás na RNTGN não comprometem de modo relevante o abastecimento do SNGN	Média	1/21	Média	0 / 0
6 b)	Cenário de ruptura em locais críticos ou de potencial congestionamento da RNTGN	Média	1/53	Elevada	25 / 0
<b>7</b>	<b>Perturbação provocada por ciberataques às infraestruturas da RNTIAT</b>	Elevada	-	Média	-
<b>8</b>	<b>Cenários de riscos regionais (Península Ibérica)</b>				
8 a)	Falha no aprovisionamento de países terceiros que afectem a Península Ibérica	Média	-	Média	-
8 b)	Falha na interligação de Tarifa	Média	-	Média	-
8 c)	Rutura nos gasodutos Al Andalus ou Extremadura	Média	-	Média	-
8 d)	Falha da EC de Almendralejo	Baixa	-	Média	-

### Avaliação dos cenários de risco

Os cenários de risco são considerados aceitáveis quando se encontram inseridos na zona colorida a amarelo e a verde na matriz de análise de risco, correspondendo respetivamente a Riscos Médios e a Riscos Reduzidos. São riscos que, pela sua correlação de probabilidade e severidade não comprometem o fornecimento de GN ao SNGN.

Por outro lado, os riscos identificados são considerados inaceitáveis quando se encontram classificados na zona colorida a vermelho na matriz de análise de risco. São riscos que, pela sua correlação de probabilidade e de severidade comprometem o fornecimento de GN ao SNGN, obrigando a medidas de atuação do lado da procura, designadamente recorrendo à interrupção de parte dos consumos do SNGN.

Na figura seguinte apresenta-se o diagrama matriz de cenários de risco na qual são enquadradas as zonas de Risco Elevado, Risco Médio e Risco Reduzido, bem como a zona de fronteira de aceitabilidade dos cenários de risco para o SNGN.

FIGURA 4 - DIAGRAMA MATRIZ DE AVALIAÇÃO DOS RISCOS IDENTIFICADOS PARA O SNGN

		SEVERIDADE				
		Unid.: GN não fornecido [GWh] / Compras em SPOT [GWh]				
		2 500 / 25 000	0 / 5 000	0 / 0	0 / 0	
		Muito Elevada	Elevada	Média	Baixa	Muito Baixa
PROBABILIDADE Unid.: [ocorrências/ano]	1	Muito Elevada				1 a)
	0,1	Elevada		5 1 b) 7	1 c) 1 e) 4 a)	
	0,01	Média	6 b) 1 d).2	6 a) 2 8 a) 8 b) 8 c)	3	
	0,001	Baixa	1 d).1	8 d)		
	Muito Baixa	4 b)				

Verifica-se que os cenários de risco analisados encontram-se todos na zona aceitável da matriz de risco, não tendo sido identificado qualquer cenário na zona de risco elevado/não aceitável. Os cenários 1 a), 1 c), 1 e), 2, 3, 4 a), 6 a), 8 a), 8 b), 8 c) e 8 d) apresentam um risco reduzido (zona a cor verde) e os cenários 1 b), 1 d).1, 1d).2, 4 b), 5 e 6 b) e 7 apresentam um risco médio (zona a cor amarela).

A tabela seguinte apresenta a qualificação e a quantificação do impacto associado a cada um dos cenários de risco.

TABELA 13 - QUANTIFICAÇÃO E QUALIFICAÇÃO DO IMPACTO DOS CENÁRIOS DE RISCO

CENÁRIO	DESCRIÇÃO DO CENÁRIO DE RISCO	IMPACTO DO CENÁRIO DE RISCO NO SNGN	
		QUALIFICAÇÃO	QUANTIFICAÇÃO GN não fornecido [GWh] / Compras em mercado SPOT [GWh]
<b>1</b>	<b>Falha na infraestrutura do TGNL de Sines</b>		
1 a)	Indisponibilidade do cais de acostagem devido a condições meteorológicas adversas, com existências de GNL nos tanques	Reduzido	0 / 0
1 b)	Indisponibilidade do cais de acostagem devido a condições meteorológicas adversas, sem existências de GNL nos tanques	Médio	0 / 0
1 c)	Incidentes na infraestrutura de regaseificação do TGNL de Sines com duração máxima de 24 horas	Reduzido	0 / 0
1 d).1	Incidentes na infraestrutura de regaseificação do TGNL de Sines com duração de 90 dias (com 30% de stock do AS Carriço)	Médio	4,2 / 0
1 d).2	Incidentes na infraestrutura de regaseificação do TGNL de Sines com duração de 7 dias (com 30% de stock do AS Carriço)	Médio	9,8 / 0
1 e)	Indisponibilidade das baías de enchimento de camiões cisterna	Reduzido	0 / 0
<b>2</b>	<b>Falha na interligação de Campo Maior</b>	Reduzido	0 / 0
<b>3</b>	<b>Falha na interligação de Valença do Minho</b>	Reduzido	0 / 0
<b>4</b>	<b>Falha na infra-estrutura do AS do Carriço</b>		
4 a)	Indisponibilidade de movimentação de gás comercial por parte dos comercializadores do SNGN	Reduzido	0 / 0
4 b)	Indisponibilidade de movimentação das Reservas de Segurança a partir do AS do Carriço	Médio	0,8 / 0
<b>5</b>	<b>Perturbação no aprovisionamento pelos fornecedores de países terceiros</b>	Médio	0 / 439
<b>6</b>	<b>Ruptura no gasoduto principal de transporte da RNTGN</b>		
6 a)	Cenário de ruptura em local que pela configuração de fluxos de transporte de gás na RNTGN não comprometem de modo relevante o abastecimento do SNGN	Reduzido	0 / 0
6 b)	Cenário de ruptura em locais críticos ou de potencial congestionamento da RNTGN	Médio	0,5 / 0
<b>7</b>	<b>Perturbação provocada por ciberataques às infraestruturas da RNTIAT</b>	Médio	- / -
<b>8</b>	<b>Cenários de riscos regionais (Península Ibérica)</b>		
8 a)	Falha no aprovisionamento de países terceiros que afectem a Península Ibérica	Reduzido	- / -
8 b)	Falha na interligação de Tarifa	Reduzido	- / -
8 c)	Rutura nos gasodutos Al Andalus ou Extremadura	Reduzido	- / -
8 d)	Falha da EC de Almendralejo	Reduzido	- / -

### Conclusões da Avaliação Nacional de Riscos

Da avaliação nacional dos riscos que podem afetar o abastecimento de GN em Portugal conclui-se que, do ponto de vista das infraestruturas de oferta de GN, a avaliação do critério N-1 do Artigo 5.º do Regulamento (UE) 2017/1938 apresenta os seguintes resultados:

- Nos cenários Segurança de Abastecimento, com desclassificação da central térmica de Sines a carvão, com e sem interruptibilidade das centrais térmicas de Ciclo Combinado a gás natural da Tapada do Outeiro e de Lares, e com um volume operacional de 30% no AS Carriço, o critério N-1 não será cumprido no período compreendido entre 2018 e 2023;

- No cenário Segurança de Abastecimento, com desclassificação da central térmica de Sines a carvão, sem interruptibilidade das centrais térmicas de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro e de Lares, e com um volume operacional de 100% no AS Carriço, o critério N-1 é cumprido no ano 2018, mas verificam-se saldos deficitários de capacidade no período compreendido entre 2019 e 2023;
- No cenário Segurança de Abastecimento, com desclassificação da central de carvão de Sines, assumindo a interruptibilidade das centrais térmicas de Ciclo Combinado a gás natural da Tapada do Outeiro e de Lares, e com um volume operacional de 100% da capacidade no AS Carriço, verifica-se que a capacidade da RNTIAT é suficiente para garantir o cumprimento do critério N-1 em todo o período em análise, compreendido entre 2018 e 2023;
- No cenário Base sem desclassificação da central térmica de Sines a carvão, e com um volume operacional de 30% no AS Carriço, o critério N-1 não é cumprido em todo o período compreendido entre 2018 e 2023; Neste cenário, com um volume operacional de 100% da capacidade no AS Carriço, verifica-se que a capacidade da RNTIAT é suficiente para garantir o cumprimento do critério N-1 em todo o período em análise, compreendido entre 2018 e 2023;
- No cenário Base com desclassificação da central térmica de Sines a carvão, e com um volume operacional de 30% no AS Carriço, o critério N-1 não é cumprido em todo o período compreendido entre 2018 e 2023; No cenário Base com desclassificação da central térmica de Sines a carvão, e com um volume operacional de 100% no AS Carriço, a capacidade atual da RNTIAT é suficiente para garantir o cumprimento do critério N-1 nos anos 2018 e 2019, mas ligeiramente insuficiente para garantir o critério N-1 no período 2020-2023.

Na observância da suficiência da RNTIAT para fazer face aos requisitos propostos para o aprovisionamento de GN aos clientes protegidos e ao Sistema Elétrico Nacional, constata-se que a capacidade de armazenamento das cavidades subterrâneas de gás no complexo do Carriço é suficiente para que, no prazo em análise deste relatório (2018-2023), o SNGN seja capaz de superar eventuais situações críticas prolongadas no tempo, garantindo o cumprimento do artigo 6º do Regulamento no cenário Base, sem desclassificação da central térmica de Sines a carvão. No cenário Segurança de Abastecimento o AS do Carriço terá uma capacidade de armazenamento suficiente para a constituição da totalidade das reservas de segurança no período compreendido entre os anos 2018 e 2021, mas no período compreendido entre 2022 e 2023 existe a necessidade de se recorrer ao armazenamento do TGNL de Sines em quantitativos que oscilam entre 133 GWh e 153 GWh. No cenário Base, com desclassificação da central térmica de Sines a carvão, o AS do Carriço terá uma capacidade de armazenamento suficiente para a constituição da totalidade das reservas de segurança no período compreendido entre os anos 2018 e 2022, mas no ano 2023 existe a necessidade de se recorrer ao armazenamento do TGNL de Sines num quantitativo de 70 GWh.

A Autoridade Competente (DGEG) notificou à Comissão Europeia, no âmbito do n.º 1 do artigo 6.º do Regulamento, considerar como clientes protegidos além dos clientes domésticos, as pequenas e médias empresas e os serviços sociais essenciais (que incluem os serviços de cuidados de saúde, de ajuda social essencial, de emergência, de segurança, de educação ou de administração pública), até ao limite de 20% do consumo final total anual de gás.

Nesta avaliação dos riscos foi também considerado um novo cenário de risco associado à perturbação provocada por ciberataques às infraestruturas da RNTIAT.

A avaliação nacional dos riscos realizada com base nos impactos potenciais dos cenários identificados e no histórico dos principais incidentes verificados no SNGN, desde a introdução do gás natural em Portugal, permite concluir que, os dezoito cenários avaliados assumem níveis de severidade e de probabilidade de ocorrência que se traduzem em riscos de nível médio e reduzido, isto é, dentro da zona aceitável do diagrama matriz de risco.

As medidas a tomar no curto prazo, e até à próxima revisão da avaliação de risco, constam na proposta de Plano Preventivo de Ação, e as medidas de atuação na ocorrência de um incidente constarão na proposta de Plano de Emergência.

## 4. NORMAS RELATIVAS ÀS INFRAESTRUTURAS (ARTIGO 5º)

Este capítulo descreve a forma como é cumprida a norma das infraestruturas a nível regional e a nível nacional.

### 4.1 NORMAS RELATIVAS ÀS INFRAESTRUTURAS DO GRUPO DE RISCO PARA O APROVISIONAMENTO DE GÁS DA ARGÉLIA

Apresenta-se neste ponto a proposta sobre as normas relativas às infraestruturas do grupo de risco da Argélia, que foi recebido pelas autoridades competentes dos Estados-Membros do grupo de risco, mas que não foi ainda aprovada.

A infraestrutura com maior capacidade a nível regional é a interligação entre a Áustria e a Eslováquia, através de *Baumgarten*, com uma capacidade firme de entrada de 2 306 GWh/d. Assim, esta infraestrutura foi considerada para o cálculo da fórmula N-1 a nível regional.

A constituição do grupo de risco é baseada na importância do fornecimento de gás da Argélia na região, por isso, um cálculo análogo da fórmula N-1, considerando a maior infraestrutura que importa gás da Argélia, foi também realizado. Esta infraestrutura é o gasoduto *Transmed*, através do ponto de entrada de *Mazara del Vallo* em Itália: 1 203,3 GWh/d.

Os valores de capacidade das infraestruturas foram obtidos a partir das informações fornecidas por cada Estado-Membro no modelo de recolha de dados ("*Data gathering template*") e, nos casos em que não foram recolhidos por essa via, utilizando dados da ENTSOG, com a confirmação do Estado-Membro envolvido.

Ambas as fórmulas N-1 foram calculadas tendo em consideração diferentes pontos da curva de capacidade de extração dos armazenamentos subterrâneos, para diferentes níveis de enchimento. Consequentemente, diferentes resultados foram obtidos para cada uma das infraestruturas.

O cálculo não teve em consideração a perda de capacidade do sistema do gasoduto *TENP* (reduzida para atividades de inspeção devido a fenómenos de corrosão) que afeta os fluxos em direção a sul da Alemanha para a Itália através da Suíça.

Os resultados do critério N-1 estão significativamente acima de 100%.

Os principais parâmetros utilizados no cálculo da fórmula N-1 são mostrados nas Tabelas 14 e 15.

TABELA 14 - PARÂMETROS UTILIZADOS NO CÁLCULO DA FÓRMULA N-1 PARA A FALHA NA INTERLIGAÇÃO DE BAUMGARTEN

	winter 2018-2019		winter 2019-2020		winter 2020-2021		winter 2021-2022	
	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d
<b>Epm</b>	<b>8.026</b>	<b>690</b>	<b>8.080</b>	<b>695</b>	<b>8.080</b>	<b>695</b>	<b>8.080</b>	<b>695</b>
Tarifa (Spain)	444	38	444	38	444	38	444	38
Almería (Spain)	290	25	290	25	290	25	290	25
Mazara del Vallo (Italy)	1.227	106	1.227	106	1.227	106	1.227	106
Gela (Italy)	546	47	546	47	546	47	546	47
Passo Gries (Italy)	695	60	695	60	695	60	695	60
Baumgarten (Austria)	2.306	198	2.306	198	2.306	198	2.306	198
Oberkappel (Austria)	362	31	362	31	362	31	362	31
Kulata (BG) / Sidirokastron (Greece)	121	10	121	10	121	10	121	10
Kipi (Greece)	48	4	48	4	48	4	48	4
Interconnect between TAP and DESFA	0	0	54	5	54	5	54	5
Dravaszerdahely (Croatia)	77	7	77	7	77	7	77	7
Obergailbach (France)	570	49	570	49	570	49	570	49
Taisnières (France)	770	66	770	66	770	66	770	66
Dunkerque (France)	570	49	570	49	570	49	570	49
<b>Pm</b>	<b>325</b>	<b>28</b>	<b>325</b>	<b>28</b>	<b>325</b>	<b>28</b>	<b>325</b>	<b>28</b>
Austria	44	4	44	4	44	4	44	4
Croatia	108	9	108	9	108	9	108	9
France	0	0	0	0	0	0	0	0
Greece	0	0	0	0	0	0	0	0
Italy	169	15	169	15	169	15	169	15
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	0
Spain	4	0,4	4	0,4	4	0,4	4	0,4
Slovenia	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Sm (30 % filled)</b>	<b>4.726</b>	<b>406</b>	<b>4.731</b>	<b>407</b>	<b>4.735</b>	<b>407</b>	<b>4.738</b>	<b>407</b>
Austria	926	80	926	80	926	80	926	80
Croatia	39	3	39	3	39	3	39	3
France	1.669	143	1.669	143	1.669	143	1.669	143
Greece	0	0	0	0	0	0	0	0
Italy	1.877	161	1.877	161	1.877	161	1.877	161
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	71	6	71	6	71	6	71	6
Spain	143	12	148	13	152	13	155	13
Slovenia	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>LNGm</b>	<b>4.377</b>	<b>376</b>	<b>4.377</b>	<b>376</b>	<b>4.377</b>	<b>376</b>	<b>4.377</b>	<b>376</b>
Dunkerque LNG Terminal (France)	520	45	520	45	520	45	520	45
Fos Tonkin LNG Terminal (France)	410	35	410	35	410	35	410	35
Fos Cavaou LNG Terminal (France)								
Montoir de Bretagne LNG Terminal (France)	337	29	337	29	337	29	337	29
Revythoussa LNG Terminal (Greece)	230	20	230	20	230	20	230	20
Adriatic LNG Terminal (Italy)	290	25	290	25	290	25	290	25
Panagaglia LNG Terminal (Italy)	118	10	118	10	118	10	118	10
FSRU OLT Offshore LNG Toscana (Italy)	168	14	168	14	168	14	168	14
Delimara LNG Terminal (Malta)	165	14	165	14	165	14	165	14
Sines LNG Terminal (Portugal)	229	20	229	20	229	20	229	20
Bilbao LNG Terminal (Spain)	223	19	223	19	223	19	223	19
Barcelona LNG Terminal (Spain)	543	47	543	47	543	47	543	47
Cartagena LNG Terminal (Spain)	376	32	376	32	376	32	376	32
Huelva LNG Terminal (Spain)	376	32	376	32	376	32	376	32
Mugardos LNG Terminal (Spain)	115	10	115	10	115	10	115	10
Sagunto LNG Terminal (Spain)	278	24	278	24	278	24	278	24
<b>Im (Baumgarten)</b>	<b>2.306</b>	<b>198</b>	<b>2.306</b>	<b>198</b>	<b>2.306</b>	<b>198</b>	<b>2.306</b>	<b>198</b>
<b>Dmax</b>	<b>12.145</b>	<b>1.044</b>	<b>12.334</b>	<b>1.060</b>	<b>12.415</b>	<b>1.067</b>	<b>12.465</b>	<b>1.072</b>
Austria	501	43	501	43	501	43	501	43
Croatia	188	16	191	16	205	18	211	18
France	4.020	346	4.020	346	4.020	346	4.020	346
Greece	231	20	248	21	270	23	265	23
Italy	4.916	423	4.983	428	4.999	430	5.009	431
Malta	13	1	13	1	13	1	13	1
Portugal	252	22	247	21	243	21	243	21
Spain	1.975	170	2.079	179	2.111	182	2.150	185
Slovenia	50	4	51	4	52	4	53	5
<b>Deff</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>% N-1</b>	<b>125%</b>		<b>123%</b>		<b>123%</b>		<b>122%</b>	

	winter 2018-2019		winter 2019-2020		winter 2020-2021		winter 2021-2022	
	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d
<b>Epm</b>	<b>8.026</b>	<b>690</b>	<b>8.080</b>	<b>695</b>	<b>8.080</b>	<b>695</b>	<b>8.080</b>	<b>695</b>
Tarifa (Spain)	444	38	444	38	444	38	444	38
Almeria (Spain)	290	25	290	25	290	25	290	25
Mazara del Vallo (Italy)	1.227	106	1.227	106	1.227	106	1.227	106
Gela (Italy)	546	47	546	47	546	47	546	47
Passo Gries (Italy)	695	60	695	60	695	60	695	60
Baumgarten (Austria)	2.306	198	2.306	198	2.306	198	2.306	198
Oberkappel (Austria)	362	31	362	31	362	31	362	31
Kulata (BG) / Sidirokastron (Greece)	121	10	121	10	121	10	121	10
Kipi (Greece)	48	4	48	4	48	4	48	4
Interconnection between TAP and DESFA	0	0	54	5	54	5	54	5
Dravaszerdahely (Croatia)	77	7	77	7	77	7	77	7
Obergailbach (France)	570	49	570	49	570	49	570	49
Taisnières (France)	770	66	770	66	770	66	770	66
Dunkerque (France)	570	49	570	49	570	49	570	49
<b>Pm</b>	<b>325</b>	<b>28</b>	<b>325</b>	<b>28</b>	<b>325</b>	<b>28</b>	<b>325</b>	<b>28</b>
Austria	44	4	44	4	44	4	44	4
Croatia	108	9	108	9	108	9	108	9
France	0	0	0	0	0	0	0	0
Greece	0	0	0	0	0	0	0	0
Italy	169	15	169	15	169	15	169	15
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	0
Spain	4	0,4	4	0,4	4	0,4	4	0,4
Slovenia	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Sm (100 % filled)</b>	<b>6.700</b>	<b>576</b>	<b>6.720</b>	<b>578</b>	<b>6.732</b>	<b>579</b>	<b>6.744</b>	<b>580</b>
Austria	1.038	89	1.038	89	1.038	89	1.038	89
Croatia	61	5	61	5	61	5	61	5
France	2.389	205	2.389	205	2.389	205	2.389	205
Greece	0	0	0	0	0	0	0	0
Italy	2.868	247	2.868	247	2.868	247	2.868	247
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	129	11	129	11	129	11	129	11
Spain	215	18	235	20	247	21	259	22
Slovenia	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>LNGm</b>	<b>4.377</b>	<b>376</b>	<b>4.377</b>	<b>376</b>	<b>4.377</b>	<b>376</b>	<b>4.377</b>	<b>376</b>
Dunkerque LNG Terminal (France)	520	45	520	45	520	45	520	45
Fos Tonkin LNG Terminal (France)	410	35	410	35	410	35	410	35
Fos Cavaou LNG Terminal (France)	337	29	337	29	337	29	337	29
Montoir de Bretagne LNG Terminal (France)	230	20	230	20	230	20	230	20
Revythoussa LNG Terminal (Greece)	230	20	230	20	230	20	230	20
Adriatic LNG Terminal (Italy)	290	25	290	25	290	25	290	25
Panigaglia LNG Terminal (Italy)	118	10	118	10	118	10	118	10
FSRU OLT Offshore LNG Toscana (Italy)	168	14	168	14	168	14	168	14
Delimara LNG Terminal (Malta)	165	14	165	14	165	14	165	14
Sines LNG Terminal (Portugal)	229	20	229	20	229	20	229	20
Bilbao LNG Terminal (Spain)	223	19	223	19	223	19	223	19
Barcelona LNG Terminal (Spain)	543	47	543	47	543	47	543	47
Cartagena LNG Terminal (Spain)	376	32	376	32	376	32	376	32
Huelva LNG Terminal (Spain)	376	32	376	32	376	32	376	32
Mugardos LNG Terminal (Spain)	115	10	115	10	115	10	115	10
Sagunto LNG Terminal (Spain)	278	24	278	24	278	24	278	24
<b>Im (Baumgarten)</b>	<b>2.306</b>	<b>198</b>	<b>2.306</b>	<b>198</b>	<b>2.306</b>	<b>198</b>	<b>2.306</b>	<b>198</b>
<b>Dmax</b>	<b>12.145</b>	<b>1.044</b>	<b>12.334</b>	<b>1.060</b>	<b>12.415</b>	<b>1.067</b>	<b>12.465</b>	<b>1.072</b>
Austria	501	43	501	43	501	43	501	43
Croatia	188	16	191	16	205	18	211	18
France	4.020	346	4.020	346	4.020	346	4.020	346
Greece	231	20	248	21	270	23	265	23
Italy	4.916	423	4.983	428	4.999	430	5.009	431
Malta	13	1	13	1	13	1	13	1
Portugal	252	22	247	21	243	21	243	21
Spain	1.975	170	2.079	179	2.111	182	2.150	185
Slovenia	50	4	51	4	52	4	53	5
<b>Deff</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>% N-1</b>	<b>141%</b>		<b>139%</b>		<b>139%</b>		<b>138%</b>	

TABELA 15 - PARÂMETROS UTILIZADOS NO CÁLCULO DA FÓRMULA N-1 PARA A FALHA NA INTERLIGAÇÃO DE MAZARA DEL VALLO

	winter 2018-2019		winter 2019-2020		winter 2020-2021		winter 2021-2022	
	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d
<b>Epm</b>	<b>8.026</b>	<b>690</b>	<b>8.080</b>	<b>695</b>	<b>8.080</b>	<b>695</b>	<b>8.080</b>	<b>695</b>
Tarifa (Spain)	444	38	444	38	444	38	444	38
Almeria (Spain)	290	25	290	25	290	25	290	25
Mazara del Vallo (Italy)	1.227	106	1.227	106	1.227	106	1.227	106
Gela (Italy)	546	47	546	47	546	47	546	47
Passo Gries (Italy)	695	60	695	60	695	60	695	60
Baumgarten (Austria)	2.306	198	2.306	198	2.306	198	2.306	198
Oberkappel (Austria)	362	31	362	31	362	31	362	31
Kulata (BG) / Sidirokastron (Greece)	121	10	121	10	121	10	121	10
Kipi (Greece)	48	4	48	4	48	4	48	4
Interconnection between TAP and DESFA	0	0	54	5	54	5	54	5
Dravaszerdahely (Croatia)	77	7	77	7	77	7	77	7
Obergailbach (France)	570	49	570	49	570	49	570	49
Taisnières (France)	770	66	770	66	770	66	770	66
Dunkerque (France)	570	49	570	49	570	49	570	49
<b>Pm</b>	<b>325</b>	<b>28</b>	<b>325</b>	<b>28</b>	<b>325</b>	<b>28</b>	<b>325</b>	<b>28</b>
Austria	44	4	44	4	44	4	44	4
Croatia	108	9	108	9	108	9	108	9
France	0	0	0	0	0	0	0	0
Greece	0	0	0	0	0	0	0	0
Italy	169	15	169	15	169	15	169	15
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	0
Spain	4	0,4	4	0,4	4	0,4	4	0,4
Slovenia	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Sm (100 % filled)</b>	<b>6.700</b>	<b>576</b>	<b>6.720</b>	<b>578</b>	<b>6.732</b>	<b>579</b>	<b>6.744</b>	<b>580</b>
Austria	1.038	89	1.038	89	1.038	89	1.038	89
Croatia	61	5	61	5	61	5	61	5
France	2.389	205	2.389	205	2.389	205	2.389	205
Greece	0	0	0	0	0	0	0	0
Italy	2.868	247	2.868	247	2.868	247	2.868	247
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	129	11	129	11	129	11	129	11
Spain	215	18	235	20	247	21	259	22
Slovenia	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>LNGm</b>	<b>4.377</b>	<b>376</b>	<b>4.377</b>	<b>376</b>	<b>4.377</b>	<b>376</b>	<b>4.377</b>	<b>376</b>
Dunkerque LNG Terminal (France)	520	45	520	45	520	45	520	45
Fos Tonkin LNG Terminal (France)	410	35	410	35	410	35	410	35
Fos Cavaou LNG Terminal (France)	337	29	337	29	337	29	337	29
Montoir de Bretagne LNG Terminal (France)	230	20	230	20	230	20	230	20
Reythoussa LNG Terminal (Greece)	290	25	290	25	290	25	290	25
Adriatic LNG Terminal (Italy)	118	10	118	10	118	10	118	10
Panigaglia LNG Terminal (Italy)	168	14	168	14	168	14	168	14
FSRU OLT Offshore LNG Toscana (Italy)	165	14	165	14	165	14	165	14
Delimara LNG Terminal (Malta)	229	20	229	20	229	20	229	20
Sines LNG Terminal (Portugal)	223	19	223	19	223	19	223	19
Bilbao LNG Terminal (Spain)	543	47	543	47	543	47	543	47
Barcelona LNG Terminal (Spain)	376	32	376	32	376	32	376	32
Huelva LNG Terminal (Spain)	376	32	376	32	376	32	376	32
Mugardos LNG Terminal (Spain)	115	10	115	10	115	10	115	10
Sagunto LNG Terminal (Spain)	278	24	278	24	278	24	278	24
<b>Im (Mazara)</b>	<b>1.227</b>	<b>198</b>	<b>1.227</b>	<b>198</b>	<b>1.227</b>	<b>198</b>	<b>1.227</b>	<b>198</b>
<b>Dmax</b>	<b>12.145</b>	<b>1.044</b>	<b>12.334</b>	<b>1.060</b>	<b>12.415</b>	<b>1.067</b>	<b>12.465</b>	<b>1.072</b>
Austria	501	43	501	43	501	43	501	43
Croatia	188	16	191	16	205	18	211	18
France	4.020	346	4.020	346	4.020	346	4.020	346
Greece	231	20	248	21	270	23	265	23
Italy	4.916	423	4.983	428	4.999	430	5.009	431
Malta	13	1	13	1	13	1	13	1
Portugal	252	22	247	21	243	21	243	21
Spain	1.975	170	2.079	179	2.111	182	2.150	185
Slovenia	50	4	51	4	52	4	53	5
<b>Deff</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>% N-1</b>	<b>150%</b>		<b>148%</b>		<b>147%</b>		<b>147%</b>	

## 4.2 NORMAS RELATIVAS ÀS INFRAESTRUTURAS DO GRUPO DE RISCO PARA O APROVISIONAMENTO DE GÁS DA NORUEGA

Apresenta-se neste ponto a proposta sobre as normas relativas às infraestruturas do grupo de risco da Noruega, que foi recebido pelas autoridades competentes dos Estados-Membros do grupo de risco, mas que não foi ainda aprovada.

Para o cálculo da fórmula N-1, considerou-se a interrupção das maiores infraestruturas que fornecem gás norueguês:

- Terminal de Emden (da Noruega para o continente);
- Gasoduto de Langeled (da Noruega para o Reino Unido).

No caso da capacidade técnica das interligações ( $EP_m$ ), não foram consideradas as interligações entre Estados-Membros do grupo de risco, nem a interligação com a Suíça.

O cálculo não teve em consideração a perda de capacidade do sistema do gasoduto *TENP* que afeta os fluxos em direção a sul para a Itália através da Suíça.

Foram realizados cálculos adicionais considerando apenas os Estados-Membros diretamente ligados.

Em ambos os casos, os resultados do critério N-1 estão significativamente acima de 100%, como pode ser verificado na seguinte tabela.

TABELA 16 - PARÂMETROS UTILIZADOS NO CÁLCULO DA FÓRMULA N-1 PARA A O GRUPO DE RISCO DA NORUEGA

	Projected Data					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	GWh/d	GWh/d	GWh/d	GWh/d	GWh/d	GWh/d
Technical capacity of entry points ( $EP_m$ )*	11 696	11 637	11 372	11 445	11 445	11 445
Maximal technical production capacity ( $P_m$ )	4 845	4 153	4 168	4 198	3 942	3 593
Maximal technical storage deliverability ( $S_m$ )	16 096	16 096	15 848	16 046	16 090	16 108
Maximal technical LNG facility capacity ( $LNG_m$ )	5 978	6 497	6 508	6 447	6 447	6 447
1 in 20 gas demand ( $D_{max}$ )	26 709	26 637	27 127	27 198	27 208	27 362
Market-based demand side response ( $Deff$ )	5	5	5	35	35	35

\* only entry point from outside the risk group

Technical capacity largest gas infrastructures (lm)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
DE/NL Norway Emden EPT	989	989	989	989	989	989
UK Norway Langeled	770	770	770	836	836	836

N-1 for region	Historical Data			Projected Data		
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	GWh/d	GWh/d	GWh/d	GWh/d	GWh/d	GWh/d
Emden EPT	141%	140%	136%	137%	136%	134%
Langeled	142%	141%	137%	137%	136%	135%

No que diz respeito à questão do trânsito através da Suíça, os resultados do critério N-1 para a Itália, por um lado, e para os restantes Estados-Membros do grupo de risco, por outro, estão também acima de 100%.

## 4.3 NORMAS RELATIVAS ÀS INFRAESTRUTURAS A NÍVEL NACIONAL

De modo a avaliar a suficiência da RNTIAT para assegurar o abastecimento da procura na ocorrência de uma falha do Terminal GNL de Sines, que constitui a maior componente de oferta, foi calculado o balanço de capacidade para a ponta extrema de consumos dos cenários Segurança de Abastecimento e cenário Base. No lado da oferta, foram consideradas as capacidades máximas diárias de cada uma das componentes, com exceção da capacidade da maior infraestrutura individual de gás (TGNL de Sines) no cenário N-1. De acordo com o ponto 4 do Artigo 7.º do Regulamento, considerou-se a extração do Armazenamento Subterrâneo do Carriço para as situações de volume máximo de serviço de 30% e de 100%.

A fórmula N-1 avalia a capacidade técnica das infraestruturas de gás para satisfazer a procura total de gás na zona de cálculo em caso de perturbação da maior infraestrutura individual de gás durante um dia de procura de gás

excecionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos, de acordo com o cálculo seguinte:

$$N - 1 [\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max}} \times 100, N - 1 \geq 100 \%$$

A fórmula N-1 apresenta as seguintes variáveis:

$EP_m$  : Refere-se à capacidade técnica das Interligações.

No caso português, a interligação do VIP apresenta uma capacidade de entrada de 144 GWh/d, incluindo a capacidade disponível nas interligações de Campo Maior e de Valença do Minho.

$P_m$  : Corresponde à capacidade técnica de produção de gás natural.

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

$S_m$  : Refere-se à capacidade técnica máxima dos volumes que as instalações de armazenamento subterrâneo podem fornecer diariamente nos pontos de entrada na zona de cálculo, tendo em conta as respetivas características físicas.

O AS do Carriço oferece uma capacidade técnica de extração para a RNTGN de 129 GWh/d, equivalente a 450000 m<sup>3</sup>(n)/h, com um volume operacional de GN nas cavidades superior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carriço. A capacidade técnica de extração do AS para a RNTGN é de 71 GWh/d, equivalente a 250000 m<sup>3</sup>(n)/h, quando se verifica um volume operacional de GN nas cavidades inferior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carriço.

$LNG_m$  : Corresponde à capacidade técnica máxima das instalações de GNL na zona de cálculo, tendo em conta elementos críticos como a descarga, os serviços auxiliares, o armazenamento temporário e a regaseificação do GNL, bem como a capacidade técnica de regaseificação para a rede.

O TGNL de Sines apresenta uma capacidade de regaseificação de 229 GWh/d, equivalente a 800000 m<sup>3</sup>(n)/h.

$I_m$  : Capacidade técnica da maior infraestrutura individual de gás, caracterizada pela maior capacidade de aprovisionar a zona de cálculo.

No caso português a capacidade técnica da maior infraestrutura individual de gás está associada à capacidade de regaseificação do TGNL de Sines.

$D_{max}$  : Procura diária total de gás da zona de cálculo durante um dia de procura de gás excecionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos.

Os valores de ponta diária previstos para o horizonte temporal em análise encontram-se identificados na Tabela 11 deste documento.

Apresentam-se na tabela seguinte os balanços de capacidade relativos à fórmula N-1, para o cenário Segurança de Abastecimento e cenário Base de procura. Efetuou-se também um balanço de capacidade para o cenário Segurança de Abastecimento, assumindo a interruptibilidade das centrais térmicas a gás de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro e de Lares.

TABELA 17 - EVOLUÇÃO DO CRITÉRIO N-1 PARA A PONTA 1/20 DOS CENÁRIOS BASE E CENÁRIO SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

Avaliação do Artº 5º - Normas relativas às IE	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Dmax - Procura diária excepcionalmente elevada (1/20) - Cenário Segurança de Abastecimento</b>	<b>256</b>	<b>277</b>	<b>279</b>	<b>280</b>	<b>287</b>	<b>292</b>
Mercado convencional - Cenário Segurança de Abastecimento	148	149	151	152	154	155
Sector eléctrico - Com desclassificação da central de Sines a carvão	109	128	128	128	133	137
<b>Dmax - Procura diária excepcionalmente elevada (1/20) - Cenário Segurança de Abastecimento, assumindo a interruptibilidade das CT da Tapada do Outeiro e Lares</b>	<b>238</b>	<b>240</b>	<b>242</b>	<b>243</b>	<b>245</b>	<b>246</b>
Mercado convencional - Cenário Segurança de Abastecimento	148	149	151	152	154	155
Sector eléctrico - Com desclassificação da central de Sines a carvão	91	91	91	91	91	91
<b>Dmax - Procura diária excepcionalmente elevada (1/20) - Cenário Base, sem desclassificação da central de Sines a carvão</b>	<b>252</b>	<b>247</b>	<b>243</b>	<b>243</b>	<b>258</b>	<b>258</b>
Mercado convencional - Cenário Base	144	146	147	148	149	150
Sector eléctrico - Sem desclassificação da central de Sines a carvão	108	102	96	95	109	109
<b>Dmax - Procura diária excepcionalmente elevada (1/20) - Cenário Base, com desclassificação da central de Sines a carvão</b>	<b>252</b>	<b>273</b>	<b>275</b>	<b>276</b>	<b>282</b>	<b>281</b>
Mercado convencional - Cenário Base	144	146	147	148	149	150
Sector eléctrico - Com desclassificação da central de Sines a carvão	108	128	128	128	133	131
<b>Capacidade de oferta</b>						
Terminal GNL de Sines	229	229	229	229	229	229
Interligação de Campo Maior/Badajoz	134	134	134	134	134	134
Interligação de Valença do Minho/Tui	10	10	10	10	10	10
Extração do Armazenamento Subterrâneo (Carriço) com volume operacional de 30%	71	71	71	71	71	71
Extração do Armazenamento Subterrâneo (Carriço) com volume operacional de 100%	129	129	129	129	129	129
<b>Cenário N-1 com falha do TGNL de Sines - Cenário Segurança de Abastecimento</b>						
Capacidade indisponível: Terminal GNL Sines	229	229	229	229	229	229
Saldo de capacidade (volume operacional AS Carriço de 30%)	-41	-62	-63	-65	-71	-77
Saldo de capacidade (volume operacional AS Carriço de 100%)	17	-4	-6	-8	-14	-20
<b>N-1 com falha do TGNL de Sines - Índice de Cobertura (volume operacional AS Carriço de 30%)</b>	<b>84%</b>	<b>78%</b>	<b>77%</b>	<b>77%</b>	<b>75%</b>	<b>74%</b>
<b>N-1 com falha do TGNL de Sines - Índice de Cobertura (volume operacional AS Carriço de 100%)</b>	<b>106%</b>	<b>98%</b>	<b>98%</b>	<b>97%</b>	<b>95%</b>	<b>93%</b>
<b>Cenário N-1 com falha do TGNL de Sines - Cenário Segurança de Abastecimento, assumindo a interruptibilidade das CT da Tapada do Outeiro e Lares</b>						
Capacidade indisponível: Terminal GNL Sines	229	229	229	229	229	229
Saldo de capacidade (volume operacional AS Carriço de 30%)	-23	-25	-26	-28	-29	-30
Saldo de capacidade (volume operacional AS Carriço de 100%)	34	33	31	29	28	27
<b>N-1 com falha do TGNL de Sines - Índice de Cobertura (volume operacional AS Carriço de 30%)</b>	<b>90%</b>	<b>90%</b>	<b>89%</b>	<b>89%</b>	<b>88%</b>	<b>88%</b>
<b>N-1 com falha do TGNL de Sines - Índice de Cobertura (volume operacional AS Carriço de 100%)</b>	<b>114%</b>	<b>114%</b>	<b>113%</b>	<b>112%</b>	<b>111%</b>	<b>111%</b>
<b>Cenário N-1 com falha do TGNL de Sines - Cenário Base, sem desclassificação da central de Sines a carvão</b>						
Capacidade indisponível: Terminal GNL Sines	229	229	229	229	229	229
Saldo de capacidade (volume operacional AS Carriço de 30%)	-37	-31	-28	-27	-42	-43
Saldo de capacidade (volume operacional AS Carriço de 100%)	21	26	30	30	15	14
<b>N-1 com falha do TGNL de Sines - Índice de Cobertura (volume operacional AS Carriço de 30%)</b>	<b>85%</b>	<b>87%</b>	<b>89%</b>	<b>89%</b>	<b>84%</b>	<b>83%</b>
<b>N-1 com falha do TGNL de Sines - Índice de Cobertura (volume operacional AS Carriço de 100%)</b>	<b>108%</b>	<b>110%</b>	<b>112%</b>	<b>112%</b>	<b>106%</b>	<b>106%</b>
<b>Cenário N-1 com falha do TGNL de Sines - Cenário Base, com desclassificação da central de Sines a carvão</b>						
Capacidade indisponível: Terminal GNL Sines	229	229	229	229	229	229
Saldo de capacidade (volume operacional AS Carriço de 30%)	-37	-58	-59	-60	-66	-65
Saldo de capacidade (volume operacional AS Carriço de 100%)	21	-1	-2	-3	-9	-8
<b>N-1 com falha do TGNL de Sines - Índice de Cobertura (volume operacional AS Carriço de 30%)</b>	<b>85%</b>	<b>79%</b>	<b>78%</b>	<b>78%</b>	<b>76%</b>	<b>77%</b>
<b>N-1 com falha do TGNL de Sines - Índice de Cobertura (volume operacional AS Carriço de 100%)</b>	<b>108%</b>	<b>100%</b>	<b>99%</b>	<b>99%</b>	<b>97%</b>	<b>97%</b>

Unid. GWh/d

Da análise da tabela anterior, conclui-se o seguinte:

- No cenário Segurança de Abastecimento (que considera a desclassificação da central térmica de Sines a carvão e com um volume operacional de 100% da capacidade do AS Carriço, a capacidade atual existente na RNTIAT é suficiente para garantir o cumprimento do critério N-1 no ano 2018, verificando-se um saldo de capacidade positivo de 17 GWh/d e uma margem de cobertura de 106%. No entanto, verifica-se ser insuficiente para garantir o cumprimento do critério N-1 no período compreendido entre 2019 e 2023 caso ocorra simultaneamente uma falha do Terminal de GNL com uma ponta de consumos excecionalmente elevada, verificando-se saldos de capacidade deficitário entre 4 GWh/d e 20 GWh/d. Estes valores equivalem a uma margem de cobertura de 98% em 2019 e 2020, 97% em 2021, 95% em 2022 e 93% em 2023;
- No cenário Segurança de Abastecimento, com um volume operacional de 30% da capacidade no AS Carriço, a capacidade atual existente na RNTIAT é insuficiente para garantir o cumprimento do critério N-1 em todo o

período compreendido entre 2018 e 2023 caso ocorra simultaneamente uma falha do Terminal de GNL com uma ponta de consumos excecionalmente elevada, verificando-se saldos de capacidade deficitário entre 41 GWh/d e 77 GWh/d. Estes valores equivalem a uma margem de cobertura de 84% em 2018, 78% em 2019, 77% em 2020 e 2021, 75% em 2022 e 74% em 2023;

- No cenário Segurança de Abastecimento, assumindo a interruptibilidade das centrais térmicas de Ciclo Combinado a gás natural da Tapada do Outeiro e de Lares, e com um volume operacional de 30% da capacidade no AS Carriço, a capacidade atual existente na RNTIAT é insuficiente para garantir o cumprimento do critério N-1 no período compreendido entre 2018 e 2023, verificando-se saldos de capacidade deficitário entre 23 GWh/d e 30 GWh/d. Estes valores equivalem a uma margem de cobertura de 90% em 2018 e 2019, 89% em 2020 e 2021, e 88% em 2022 e 2023. No entanto, neste cenário e com um volume operacional de 100% da capacidade no AS Carriço, a capacidade atual existente na RNTIAT é suficiente para garantir o cumprimento do critério N-1 no período 2018-2023, originando um saldo de capacidade excedentário que oscila entre 27 GWh/d e 34 GWh/d, equivalente a uma margem de cobertura de 114% em 2018 e 2019, 113% em 2020, 112% em 2021, e 111% em 2022 e 2023;
- No cenário Base, sem desclassificação da central térmica de Sines a carvão e com um volume operacional de 100% no AS Carriço, a capacidade atual existente na RNTIAT é suficiente para garantir o cumprimento do critério N-1 no período 2018-2023, decorrente da eventual falha do Terminal GNL em simultâneo com uma ponta de consumos excecionalmente elevada, originando um saldo de capacidade excedentário que oscila entre 14 GWh/d e 30 GWh/d, equivalente a uma margem de cobertura de 108% em 2018, 110% em 2019, 112% em 2020 e 2021, e 106% em 2022 e 2023. No entanto, para este cenário, com um volume operacional de 30% no AS Carriço, a capacidade atual existente na RNTIAT é insuficiente para garantir o cumprimento do critério N-1 no período compreendido entre 2018 e 2023 caso ocorra simultaneamente uma falha do Terminal de GNL com uma ponta de consumos excecionalmente elevada, verificando-se um saldo de capacidade deficitário de 37 GWh/d em 2018, 31 GWh/d em 2019, 31 GWh/d em 2019, 28 GWh/d em 2020, 27 GWh/d em 2021, 42 GWh/d em 2022, e 43 GWh/d em 2023. Estes valores equivalem a uma margem de cobertura de 85% em 2018, 87% em 2019, 89% em 2020 e 2021, 84% em 2022, e 83% em 2023.
- No cenário Base, com desclassificação da central térmica de Sines a carvão e com um volume operacional de 100% no AS Carriço, a capacidade atual existente na RNTIAT é suficiente para garantir o cumprimento do critério N-1 nos anos 2018 e 2019. No entanto, no mesmo cenário, a capacidade atual existente na RNTIAT é ligeiramente insuficiente para garantir o cumprimento do critério N-1 no período compreendido entre 2020 e 2023, verificando-se saldos de capacidade deficitário entre 2 GWh/d e 9 GWh/d. Estes valores equivalem a uma margem de cobertura de 99% em 2020 e 2021, e 97% em 2022 e 2023;
- No cenário Base, com desclassificação da central térmica de Sines a carvão e com um volume operacional de 30% no AS Carriço, a capacidade atual existente na RNTIAT é insuficiente para garantir o cumprimento do critério N-1 no período compreendido entre 2018 e 2023 caso ocorra simultaneamente uma falha do Terminal de GNL com uma ponta de consumos excecionalmente elevada, verificando-se um saldo de capacidade deficitário de 37 GWh/d em 2018, 58 GWh/d em 2019, 59 GWh/d em 2020, 60 GWh/d em 2021, 66 GWh/d em 2022, e 65 GWh/d em 2023. Estes valores equivalem a uma margem de cobertura de 85% em 2018, 79% em 2019, 78% em 2020 e 2021, 76% em 2022, e 77% em 2023.

As medidas necessárias para satisfazer as normas relativas às infraestruturas encontram-se identificadas no capítulo 6. Plano Preventivo de Ação - Âmbito nacional.

## **5. CONFORMIDADE COM A NORMA DE APROVISIONAMENTO (ARTIGO 6º)**

Este capítulo descreve a forma como é cumprida a norma de aprovisionamento a nível nacional.

De acordo com o Artigo 6º, a autoridade competente deve solicitar às empresas de gás natural que tomem medidas para garantir o aprovisionamento de gás aos clientes protegidos do Estado-Membro para os casos seguintes:

- Temperaturas extremas durante um período de pico de 7 dias, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos;
- Um período de 30 dias de procura de gás excepcionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos; e
- Um período de 30 dias em caso de perturbação na maior infraestrutura individual de aprovisionamento de gás em condições inverniais médias.

No caso das normas de aprovisionamento de gás, avaliou-se a evolução da procura do cenário Segurança de Abastecimento e do cenário Base, através da determinação das necessidades de capacidade de armazenamento, para um período de 30 dias de procura de gás excepcionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja de uma vez em 20 anos (1/20) dos clientes protegidos (ponto 1b), dado tratar-se do caso mais exigente dos três casos supra identificados, relativos ao ponto 1 do Artigo 6.º do Regulamento.<sup>10</sup>

O consumo dos clientes protegidos e do mercado elétrico não interruptível encontra-se identificado nas tabelas 5 e 7 do capítulo 2.

Na tabela seguinte apresenta-se a avaliação do cenário de 30 dias de procura excepcionalmente elevada do cenário Segurança do Abastecimento e do cenário Base (1/20 anos).

---

<sup>10</sup> Os pontos 1a) e 1c) do Artigo 6.º do Regulamento apresentam necessidades de aprovisionamento mais reduzidas quando comparados com as necessidades do ponto 1b) do mesmo artigo.

TABELA 18 - AVALIAÇÃO DO CENÁRIO DE 30 DIAS DE PROCURA EXCEPCIONALMENTE ELEVADA NOS CENÁRIOS BASE E SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO (1/20 ANOS) ARTIGO 6º NORMAS DE APROVISIONAMENTO

Avaliação do Artº 6º - Normas de aprovisionamento de gás	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Necessidades de Reservas de Segurança</b>						
<b>30 dias de procura excepcionalmente elevada - Cenário Segurança de Abastecimento</b>	<b>3051</b>	<b>3530</b>	<b>3616</b>	<b>3608</b>	<b>3972</b>	<b>3992</b>
Clientes protegidos do mercado convencional	1526	1542	1559	1575	1590	1604
Mercado eletricidade (s/ Tapada do Outeiro e s/ Lares) c/ desclassificação da central de Sines a carvão	1525	1987	2057	2033	2382	2388
<b>30 dias de procura excepcionalmente elevada - Cenário Base, sem desclassificação da central de Sines a carvão</b>	<b>2802</b>	<b>2659</b>	<b>2568</b>	<b>2535</b>	<b>3090</b>	<b>3078</b>
Clientes protegidos do mercado convencional	1492	1504	1517	1528	1538	1548
Mercado eletricidade (s/ Tapada do Outeiro e s/ Lares) sem desclassificação da central de Sines a carvão	1310	1155	1051	1006	1552	1530
<b>30 dias de procura excepcionalmente elevada - Cenário Base, com desclassificação da central de Sines a carvão</b>	<b>2802</b>	<b>3594</b>	<b>3440</b>	<b>3458</b>	<b>3810</b>	<b>3909</b>
Clientes protegidos do mercado convencional	1492	1504	1517	1528	1538	1548
Mercado eletricidade (s/ Tapada do Outeiro e s/ Lares) com desclassificação da central de Sines a carvão	1310	2089	1923	1929	2272	2362
<b>Capacidade de armazenamento</b>	<b>6408</b>	<b>6408</b>	<b>6408</b>	<b>6408</b>	<b>6408</b>	<b>6408</b>
Terminal GNL de Sines	2569	2569	2569	2569	2569	2569
Armazenamento Subterrâneo do Carriço	3839	3839	3839	3839	3839	3839
<b>Saldo de armazenamento do AS do Carriço - Cenário Segurança de Abastecimento</b>	<b>789</b>	<b>310</b>	<b>223</b>	<b>231</b>	<b>-133</b>	<b>-153</b>
<b>Saldo de armazenamento da RNTIAT - Cenário Segurança de Abastecimento</b>	<b>3358</b>	<b>2879</b>	<b>2792</b>	<b>2800</b>	<b>2436</b>	<b>2416</b>
<b>Saldo de armazenamento do AS do Carriço - Cenário Base, sem desclassificação da central de Sines a carvão</b>	<b>1037</b>	<b>1180</b>	<b>1271</b>	<b>1305</b>	<b>750</b>	<b>761</b>
<b>Saldo de armazenamento da RNTIAT - Cenário Base, sem desclassificação da central de Sines a carvão</b>	<b>3606</b>	<b>3749</b>	<b>3840</b>	<b>3874</b>	<b>3319</b>	<b>3330</b>
<b>Saldo de armazenamento do AS do Carriço - Cenário Base, com desclassificação da central de Sines a carvão</b>	<b>1037</b>	<b>246</b>	<b>400</b>	<b>382</b>	<b>30</b>	<b>-70</b>
<b>Saldo de armazenamento da RNTIAT - Cenário Base, com desclassificação da central de Sines a carvão</b>	<b>3606</b>	<b>2815</b>	<b>2969</b>	<b>2951</b>	<b>2599</b>	<b>2499</b>
<b>Necessidades de Armazenamento no TGNL de Sines, para o Cenário Segurança de Abastecimento</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>133</b>	<b>153</b>
<b>Necessidades de Armazenamento no TGNL de Sines em % da capacidade, para o Cenário Segurança de Abastecimento</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>5%</b>	<b>6%</b>

Unid. GWh

Da análise da tabela anterior, constata-se que:

- Durante o período em análise (2018-2023) a RNTIAT estará dotada de capacidade de armazenamento suficiente para a constituição da totalidade das necessidades de reservas de segurança tanto no cenário Base como no cenário Segurança de Abastecimento;
- No cenário Segurança de Abastecimento, com desclassificação da central térmica de Sines a carvão, o AS do Carriço terá uma capacidade de armazenamento suficiente para a constituição da totalidade das reservas de segurança no período compreendido entre os anos 2018 e 2021. Neste cenário, no período compreendido entre 2022 e 2023 existe a necessidade de se recorrer ao armazenamento do TGNL de Sines em quantitativos que oscilam entre 133 GWh e 153 GWh;
- No período compreendido entre os anos 2018 e 2025, o AS do Carriço terá uma capacidade de armazenamento suficiente para a constituição da totalidade das reservas de segurança no cenário Base, sem desclassificação da central de Sines a carvão, o que significa que não existe necessidade de se recorrer à capacidade disponível no TGNL de Sines para constituição destas reservas.
- No cenário Base, com desclassificação da central de Sines a carvão, o AS do Carriço terá uma capacidade de armazenamento suficiente para a constituição da totalidade das reservas de segurança no período compreendido entre os anos 2018 e 2022. Neste cenário, no ano 2023 existe a necessidade de se recorrer ao armazenamento do TGNL de Sines num quantitativo de 70 GWh;

- Para além da capacidade necessária para o armazenamento da totalidade das reservas de segurança de gás natural no período 2018-2021, no cenário Segurança de Abastecimento o AS do Carriço disponibilizará ainda, uma capacidade de armazenamento adicional para uso comercial no Cenário Segurança de Abastecimento entre 223 GWh e 789 GWh. No cenário Base sem desclassificação da central de Sines a carvão, o AS do Carriço disponibilizará uma capacidade de armazenamento adicional ao longo de todo o período 2018-2023, com valores que variam entre 750 GWh e 1 305 GWh. No Cenário Base com desclassificação da central de Sines a Carvão, o AS do Carriço apresenta, entre 2018 e 2022, uma capacidade de armazenamento adicional para uso comercial entre 30 GWh e 1 037 GWh.

Deste modo, a capacidade de armazenamento disponível na RNTIAT é suficiente para garantir o armazenamento das Reservas de Segurança dos clientes protegidos, em todo o período 2018-2023 e para todos os cenários analisados, cumprindo o disposto na norma relativa ao aprovisionamento (artigo 6º do Regulamento).

## 6. PLANO PREVENTIVO DE AÇÃO - ÂMBITO NACIONAL

O Plano Preventivo de Ação Nacional estabelece as linhas de ação que visam reduzir a probabilidade e/ou a severidade dos cenários de risco mais relevantes, minimizando o seu impacto no SNGN. Estas linhas de ação são constituídas por medidas de prevenção e/ou de proteção, e devem incidir prioritariamente sobre os cenários de risco mais impactantes e que foram objeto de avaliação no relatório de Avaliação Nacional dos Riscos.

O artigo 9º do Regulamento estipula que o Plano Preventivo de Ação deve detalhar os seguintes conteúdos:

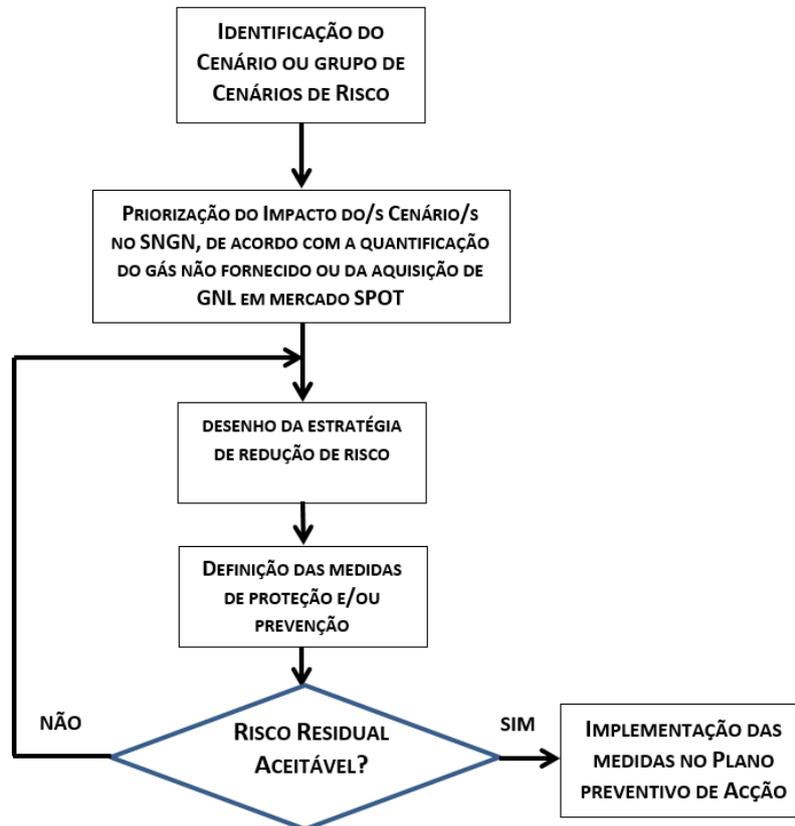
- O resultado da Avaliação dos Riscos e um resumo dos cenários tidos em conta, desenvolvido no capítulo 3;
- A definição de clientes protegidos e os volumes de gás necessários;
- As medidas, os volumes, as capacidades e os prazos necessários para satisfazer as normas relativas às infraestruturas e ao aprovisionamento, nos termos dos artigos 5.º e 6.º;
- As obrigações impostas às empresas de gás natural e eletricidade, e a outros organismos pertinentes;
- Outras medidas preventivas, como o reforço das interligações entre estados membros vizinhos, a melhoria da eficiência energética, a redução da procura de gás, e a possibilidade de diversificar as vias e fontes de aprovisionamento de gás;
- A descrição dos efeitos das medidas constantes do plano no funcionamento do mercado interno da energia, bem como dos mercados nacionais;
- Os mecanismos a utilizar na cooperação com outros estados membros;
- A informação sobre interligações atuais e futuras, incluindo as que permitam o acesso à rede de gás da União, sobre os fluxos transfronteiriços, sobre o acesso transfronteiriço a instalações de armazenamento e sobre a capacidade física bidirecional;
- Informação sobre as obrigações do serviço público relacionadas com a segurança do aprovisionamento de gás;
- Deve ter em consideração o plano decenal de desenvolvimento da rede à escala da União (TYNDP elaborado pelo ENTSOG).

A abordagem efetuada no Plano seguiu os passos descritos em baixo e que se encontram esquematizados na figura 4:

- Caracterização dos resultados da matriz de risco da Avaliação Nacional dos Riscos. O impacto dos cenários no SNGN resultam da determinação do gás não fornecido ou do gás adquirido em mercado SPOT, por ano;
- Ordenação dos cenários mais impactantes do SNGN, através da qualificação/quantificação decrescente do gás não fornecido por ano ou do gás adquirido em mercado SPOT, em cada um dos cenários;
- Construção do diagrama da melhoria de cenários, por onde passará cada um, visando reduzir o seu risco.

O diagrama de melhoria de cenários de risco da figura seguinte evidencia a metodologia de redução dos riscos associados aos cenários com maior impacto potencial para o SNGN. Trata-se de uma sistematização gráfica, que representa a priorização dos cenários, o desenho da estratégia, incluindo as medidas de prevenção e de proteção, identificando-se ainda o risco residual resultante da análise efetuada no diagrama.

FIGURA 5 - DIAGRAMA DE REDUÇÃO DE RISCO DOS CENÁRIOS AVALIADOS



## 6.1 IDENTIFICAÇÃO E PRIORIZAÇÃO DOS CENÁRIOS DE RISCO MAIS RELEVANTES PARA O SNGN

De acordo com a matriz de avaliação de riscos do ponto 3. Resultados da Avaliação Nacional dos Riscos do SNGN', os cenários encontram-se todos na zona aceitável da matriz de risco, não tendo sido identificado qualquer cenário na zona de risco elevado/não aceitável. Considerou-se que os sete cenários que se encontram na zona de risco médio, assinalada a cor amarelo, são aqueles com algum impacto potencial para o SNGN.

A análise dos resultados obtidos, assim como as conclusões a retirar em cada um dos cenários de risco analisados, foram efetuadas tendo por base o resultado da qualificação do risco, do gás não fornecido, ou da aquisição de GNL em mercado SPOT, por ano.

### 6.1.1 CENÁRIO 5) - PERTURBAÇÃO NO APROVISIONAMENTO PELOS FORNECEDORES DE PAÍSES TERCEIROS

A importância atribuída a este cenário decorre do facto de estarmos perante a possibilidade de falta de GNL no TGNL de Sines, e conseqüente ausência de capacidade de emissão de GN para a RNTGN. No caso de perturbações nos fornecedores de GNL, existe uma grande dependência relativamente às condições do mercado SPOT, nomeadamente do preço e da liquidez no momento da ocorrência. Os contratos de fornecimento de GNL com a Nigeria LNG (Nigéria) representam uma quantidade de gás superior ao contrato de fornecimento com a Sonatrach (Argélia). Deve assinalar-se também, que a capacidade de regaseificação disponível no TGNL de Sines é superior ao somatório da capacidade de entrada das interligações de Campo Maior/Badajoz e Valença do Minho/Tuy. Deste modo, para a simulação do cenário 5) - Perturbação no aprovisionamento pelos fornecedores de países terceiros, foi escolhida a perturbação no aprovisionamento com origem na Nigéria.

A Avaliação Nacional dos Riscos de 2018 identificou os seguintes quantitativos de probabilidade, severidade e impacto deste cenário:

**Probabilidade:** 1/6 ocorrências/ano.

**Severidade:** Aquisição de 2634 GWh de GNL no mercado SPOT de curto prazo.

**Previsão de GNL adquirido no mercado global de curto prazo SPOT por ano:** 439 GWh de GNL/ano.

#### **6.1.2 CENÁRIO 1.D)2 - INCIDENTES NA INFRAESTRUTURA DE REGASEIFICAÇÃO DO TGNL DE SINES COM DURAÇÃO DE 7 DIAS (COM 30% DE CAPACIDADE NO AS CARRIÇO)**

As instalações de GNL apresentam um excelente registo histórico de segurança. Foram adotadas medidas de controlo e mitigação de riscos estabelecidas pelos padrões internacionais da indústria, quer em instalações de liquefação e armazenamento de GN, quer em instalações de armazenamento e regaseificação de GNL.

Para a determinação das quantidades de gás não fornecido, associadas a este cenário de risco de probabilidade de ocorrência baixa, foi considerada uma indisponibilidade de 7 dias.

A Avaliação Nacional de Riscos de 2018 identificou os seguintes quantitativos de probabilidade, severidade e impacto deste cenário:

**Probabilidade:** 1/40 ocorrências por ano.

**Severidade:** 390 GWh não fornecido.

**Previsão de GN não fornecido por ano:** 9,8 GWh/ano

#### **6.1.3 CENÁRIO 1.D)1 – INCIDENTES NA INFRAESTRUTURA DE REGASEIFICAÇÃO DO TGNL DE SINES COM DURAÇÃO DE 90 DIAS (COM 30% DE CAPACIDADE NO AS CARRIÇO)**

Para a determinação das quantidades de gás não fornecido, associadas a este cenário de risco de probabilidade de ocorrência baixa, foi considerada uma indisponibilidade teórica prolongada do terminal, para um período correspondente a 90 dias.

A Avaliação Nacional de Riscos de 2018 identificou os seguintes quantitativos de probabilidade, severidade e impacto deste cenário:

**Probabilidade:** 1/621 ocorrências por ano.

**Severidade:** 2634 GWh não fornecido.

**Previsão de GN não fornecido por ano:** 4,2 GWh/ano

#### **6.1.4 CENÁRIO 4.B) - INDISPONIBILIDADE DE MOVIMENTAÇÃO DAS RESERVAS DE SEGURANÇA A PARTIR DO AS DO CARRIÇO**

Nas instalações de armazenamento subterrâneo do Carriço o gás natural é armazenado em alta pressão em cavidades criadas no interior de um maciço salino. Esta é a infraestrutura preferencial para a constituição das Reservas de Segurança obrigatórias de acordo com o disposto no Decreto-Lei n.º 140/2006 na atual redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 231/2012. O AS do Carriço dispõe ainda de uma instalação de superfície, com o equipamento necessário para a movimentação bidirecional de gás natural entre a RNTGN e o interior das cavidades.

Este cenário considerou a situação de indisponibilidade total de movimentação de gás a partir do AS do Carriço.

A Avaliação Nacional de Riscos de 2018 determinou os seguintes quantitativos de probabilidade, severidade e impacto deste cenário:

**Probabilidade:** 1/4902 ocorrências por ano.

**Severidade:** 3839 GWh não fornecido.

**Previsão de GN não fornecido por ano:** 0,8 GWh/ano.

#### **6.1.5 CENÁRIO 6.B) - CENÁRIO DE RUTURA EM LOCAIS CRÍTICOS OU DE POTENCIAL CONGESTIONAMENTO DA RNTGN**

Este cenário considera a situação de rutura em zonas do gasoduto de transporte que, pela sua configuração, podem não permitir satisfazer a totalidade da procura a jusante do ponto de rutura.

A Avaliação de Riscos de 2016 determinou os seguintes quantitativos de probabilidade, severidade e impacto deste cenário:

**Probabilidade:** 1/53 ocorrências por ano.

**Severidade:** 25 GWh não fornecido.

**Previsão de GN não fornecido por ano:** 0,5 GWh/ano.

#### **6.1.6 CENÁRIO 1.B) - INDISPONIBILIDADE DO CAIS DE ACOSTAGEM DEVIDO A CONDIÇÕES METEOROLÓGICAS ADVERSAS, SEM EXISTÊNCIAS DE GNL NOS TANQUES**

Este cenário considera a simultaneidade de indisponibilidade do cais devido a mau tempo, e da ocorrência de um stock inferior a 200 GWh, nos tanques do TGNL de Sines.

**Probabilidade:** 1/7 ocorrências por ano.

**Severidade:** 0 GWh não fornecido.

**Previsão de GN não fornecido por ano:** 0 GWh/ano.

#### **6.1.7 CENÁRIO 7) - PERTURBAÇÃO PROVOCADA POR CIBERATAQUES ÀS INFRAESTRUTURAS DA RNTIAT**

Este cenário considera o risco associado a um ataque cibernético às infraestruturas da RNTIAT.

**Probabilidade** (qualitativa): Elevada

**Severidade** (qualitativa): Média

**Impacto do cenário de risco** (qualitativo): Risco Médio

#### **6.1.8 PRIORIZAÇÃO DOS CENÁRIOS 5, 1D).2, 1D).1, 4B), 6B), 1B) E 7)**

Tendo em conta a quantificação/qualificação de probabilidade, severidade e impacto dos cenários de risco no SNGN identificada nos pontos anteriores, a tabela seguinte apresenta a priorização dos sete cenários de risco, estudados neste Plano Preventivo de Ação.

TABELA 19 - PRIORIZAÇÃO DOS CENÁRIOS DE RISCO MÉDIO

CENÁRIO	DESCRIÇÃO DO CENÁRIO DE RISCO	PROBABILIDADE		SEVERIDADE		IMPACTO DO CENÁRIO DE RISCO NO SNGN	
		QUALIFICAÇÃO	QUANTIFICAÇÃO [ocorrências/ano]	QUALIFICAÇÃO	QUANTIFICAÇÃO GN não fornecido [GWh] / Compras em mercado SPOT [GWh]	QUALIFICAÇÃO	QUANTIFICAÇÃO GN não fornecido [GWh] / Compras em mercado SPOT [GWh]
5	Perturbação no aprovisionamento pelos fornecedores de países terceiros	Elevada	1/6	Média	0 / 2634	Médio	0 / 439
1 d).2	Incidentes na infraestrutura de regaseificação do TGNL de Sines com duração de 7 dias (com 30% de stock do AS Carriço)	Média	1/40	Elevada	390 / 0	Médio	9,8 / 0
1 d).1	Incidentes na infraestrutura de regaseificação do TGNL de Sines com duração de 90 dias (com 30% de stock do AS Carriço)	Baixa	1/621	Muito Elevada	2634 / 0	Médio	4,2 / 0
4 b)	Indisponibilidade de movimentação das Reservas de Segurança a partir do AS do Carriço	Muito Baixa	1/4902	Muito Elevada	3839 / 0	Médio	0,8 / 0
6 b)	Cenário de ruptura em locais críticos ou de potencial congestionamento da RNTGN	Média	1/53	Elevada	25 / 0	Médio	0,5 / 0
1 b)	Indisponibilidade do cais de acostagem devido a condições meteorológicas adversas, sem existências de GNL nos tanques	Elevada	1/7	Média	0 / 0	Médio	0 / 0
7	Perturbação provocada por ciberataques às infraestruturas da RNTIAT	Elevada	-	Média	-	Médio	- / -

De acordo com a priorização efetuada na tabela anterior, considerou-se que o cenário 5 é aquele que apresenta uma importância maior, seguido pelos cenários 1d).2, 1d).1, 4b), 6b), 1b) e 7).

## 6.2 ESTRATÉGIAS DE REDUÇÃO DE RISCO

As estratégias para reduzir o risco associado aos cenários identificados, devem centrar-se em medidas de mercado e na implementação e aperfeiçoamento dos acordos existentes, mas também na melhoria das infraestruturas existentes e no desenvolvimento de novas infraestruturas.

As medidas de mercado incluem o acesso a novos contratos, a novos exportadores de GNL e/ou o acesso a novas rotas de GN, que por sua vez podem implicar a construção de novas infraestruturas, e/ou o desenvolvimento de novos contratos comerciais.

A implementação de novas infraestruturas implica a construção de novos gasodutos, novas instalações de armazenamento subterrâneo de gás, e/ou de novos terminais de GNL.

A melhoria das infraestruturas existentes compreende o aumento da capacidade ou a introdução da capacidade bidirecional, o aumento da fiabilidade dos equipamentos através da instalação de redundâncias, e a substituição por equipamentos com tecnologias mais recentes.

Classificam-se estas ações como medidas de prevenção ou medidas de proteção. As medidas de prevenção têm por objetivo diminuir a probabilidade de ocorrência do cenário de risco, e podem significar a substituição de equipamentos por outros mais fiáveis, ou para criar sistemas redundantes. As medidas de proteção têm por objetivo a diminuição da severidade do cenário de risco e podem incluir a diversificação das fontes das rotas de gás, bem como o desenvolvimento de instalações de armazenamento.

As estratégias a desenvolver devem contemplar a combinação dos diversos tipos de ações anteriormente descritas e contribuir para a redução de risco de mais de um cenário.

Deste modo, identificaram-se as estratégias, definiram-se as medidas de proteção e/ou prevenção adequadas e procedeu-se ao cálculo do risco residual dos cenários de risco mais impactantes para o SNGN.

### 6.3 DESENHO DA ESTRATÉGIA DE REDUÇÃO DE RISCO / DEFINIÇÃO DE MEDIDAS

Dada a priorização apresentada no ponto 6.1.8, considera-se que o cenário “5. - Perturbação no aprovisionamento pelos fornecedores de países terceiros” pode ter um impacto, considerado como o mais significativo no SNGN, com uma previsão de recurso ao mercado SPOT de até 439 GWh/ano.

Os restantes seis cenários, são avaliados de acordo com a ordem definida na priorização do ponto 6.1.8, sendo que os cenários 1.d).2, 1.d).1, 4.b) e 6.b) apresentam valores de gás natural não fornecido (ordenação/priorização tendo por base os quantitativos de gás não fornecido). O cenário 1.b) não apresenta gás natural não fornecido. O cenário 7) apresenta apenas uma qualificação do risco.

As medidas de prevenção e proteção definidas no presente plano têm em consideração o horizonte temporal associado à sua atualização, a efetuar de acordo com o definido no n.º 11 do artigo 9.º do Regulamento (necessidade de atualização de 4 em 4 anos a partir de 1 de março de 2019). Neste ponto do plano tenta-se, tanto quanto possível, definir uma calendarização ou uma data (indicativa) a partir da qual estarão implementadas as medidas nele definidas e se poderão ter em conta os respetivos efeitos na minimização/redução dos riscos associados.

#### 6.3.1 CENÁRIO 5. - PERTURBAÇÃO NO APROVISIONAMENTO PELOS FORNECEDORES DE PAÍSES TERCEIROS

A ‘Perturbação no aprovisionamento pelos fornecedores de países terceiros’ é um cenário de risco com impacto potencial significativo para o SNGN, apresentando uma previsão de recurso ao mercado SPOT de GNL de até 439 GWh/ano.

##### Desenho da estratégia de redução de risco

A estratégia de redução de risco do cenário de perturbação no aprovisionamento pelos fornecedores de países terceiros deve assentar na utilização de fontes alternativas de GNL, de rotas alternativas de GN, no estudo da profundidade e da liquidez do mercado SPOT de GNL, no desenvolvimento do MIBGAS, na criação de um quadro legal que operacionalize a interruptibilidade e que incentive o aumento da contribuição do AS Carriço para a contabilização das reservas de segurança.

##### Medidas de prevenção e/ou proteção

##### Medidas existentes aplicadas no passado

Ao longo dos últimos anos foram implementadas medidas para aumentar a flexibilidade na importação de gás natural para o SNGN. No início do abastecimento do SNGN em 1997, o sistema contava apenas com um único ponto de importação de gás natural em Campo Maior, sendo o SNGN abastecido a 100% pelo gás natural proveniente da Argélia. Em 2004, com a entrada em operação do TGNL de Sines, o SNGN passou a dispor de um segundo ponto de entrada, permitindo o abastecimento de gás natural proveniente da Nigéria. Mais recentemente, em 31 de dezembro de 2010, por via do cessamento dos contratos das Sociedades de Transporte Campo Maior – Leiria – Braga e Braga – Tuy, foi possível que o ponto de Valença do Minho / Tuy se assumisse como um terceiro ponto de entrada no SNGN para importação de gás natural. A conclusão do projeto de expansão do TGNL de Sines dotou esta infraestrutura de um terceiro tanque de armazenamento de GNL, que constitui uma peça fundamental para o aumento da flexibilidade das fontes de importação de GNL, para além de uma melhoria da fiabilidade e de um aumento das redundâncias da infraestrutura.

Além dos contratos de fornecimento de longo prazo do principal importador identificados na Avaliação Nacional dos Riscos, o mercado nacional é abastecido por outras empresas importadoras de gás natural, que dispõem de contratos de abastecimento de GN por gasoduto e de GNL por navio, totalizando uma quantidade anual potencial de 6,5 bcm, de acordo com a informação prestada à DGEG no âmbito da Avaliação de Riscos de 2018.

##### Medidas de prevenção e proteção a aplicar

Para reduzir o impacto deste cenário de risco propõe-se a aplicação das seguintes medidas de proteção:

- Estudar formas de incentivar os comercializadores a diversificar as suas fontes de aprovisionamento, por forma a garantir que não existam fornecedores (de origem de GN ou GNL) com uma cota superior a 50% da sua carteira de clientes, medida prevista para o horizonte temporal associado à atualização do presente Plano.
- A eventual construção da estação de compressão do Carregado até ao final de 2027<sup>11</sup>, que irá permitir aumentar a capacidade de entrada com proveniência do TGNL de Sines, potenciando a diversificação das fontes de aprovisionamento de gás<sup>12</sup>.
- A eventual construção da 1ª fase da 3ª interligação com Espanha, até ao final de 2027<sup>11</sup>, associada ao desenvolvimento do projeto MIDCAT/STEP (nova interligação entre Espanha e França), assumirá um contributo significativo na diversificação das vias de aprovisionamento de gás, já que possibilita que o SNGN venha a ser abastecido pelos terminais de GNL existentes no norte da Península Ibérica, e pelas fontes de GN que podem vir a abastecer o sistema espanhol, a partir de França<sup>13</sup>.
- A implementação do Mercado Ibérico de Gás Natural (MIBGAS) que irá integrar os mercados de Portugal e de Espanha<sup>14</sup>;
- A criação de um regime que permita a implementação e a operacionalização do serviço de interruptibilidade de gás no SNGN, que se prevê ocorrer no horizonte temporal associado à atualização do presente Plano. Apesar de não estar ainda criado esse quadro regulamentar, foi considerado um cenário de avaliação do critério N-1 que contempla a interruptibilidade das centrais a gás de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro e de Lares, através da redução voluntária do seu consumo de gás natural, em resposta a uma ordem de redução de consumo dada pelo gestor técnico global do sistema (GTS); e
- O desenvolvimento de um quadro legal que incentive o aumento da contribuição do AS Carriço para a contabilização das reservas de segurança, aumentando a flexibilidade de utilização do TGNL de Sines, medida prevista para o horizonte temporal associado à atualização do presente Plano.

O mercado SPOT e o mercado de curto prazo com contratos com duração inferior a 4 anos apresentaram um crescimento significativo nos últimos anos, tendo registado no ano 2017 uma cota de aproximadamente 28% do mercado global de GNL. O mercado SPOT é suficientemente grande e líquido para fornecer volumes adicionais a Portugal, no entanto, num cenário de problemas em grandes produtores, verificar-se-ia escassez de GNL, fazendo o preço deste subir, tornando a aquisição de cargas pontuais dispendiosas. Os navios poderiam demorar cerca de 1 semana a chegar a um terminal na Europa.

### Risco Residual

A diversificação de fontes e rotas permitirá reduzir significativamente ou mesmo anular o impacto deste cenário. Considerou-se que as seis medidas propostas permitem reduzir o risco associado a este cenário, estimando-se que a sua aplicação de forma agregada irá diminuir a severidade para este cenário, ou seja, a quantidade de recurso ao mercado SPOT de GNL passará a ser nula, deslocando-se este cenário de risco para a zona de severidade baixa e de impacto de risco reduzido da matriz, identificada com cor verde.

---

<sup>11</sup> Horizonte temporal do último Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de Gás Natural de 2017 – PDIRGN 2018/2027

<sup>12</sup> De acordo com o último PDIRGN (período 2018/2027), o projeto da estação de compressão do Carregado apresenta um impacto económico que se traduz num aumento tarifário quantificado em 0,03 €/MWh. A conjugação do projeto da estação de compressão do Carregado com a 3.ª interligação com Espanha permitiria uma melhoria dos indicadores de Integração de Mercados, Concorrência, Segurança de Abastecimento e Sustentabilidade.

<sup>13</sup> De acordo com o último PDIRGN (período 2018/2027), a 1.ª fase do projeto da 3.ª interligação com Espanha poderá apresentar um impacto económico que se traduz num aumento tarifário, quantificado em 0,16 €/MWh. A conjugação do projeto da 3.ª interligação com Espanha com a estação de compressão do Carregado permitiria uma melhoria dos indicadores de Integração de Mercados, Concorrência, Segurança de Abastecimento e Sustentabilidade.

<sup>14</sup> O edifício legal do MIBGAS está praticamente concluído, faltando apenas a celebração de um tratado ao nível dos estados de Portugal e Espanha. Prevê-se que a celebração deste tratado possa ocorrer no ano 2020.

**Probabilidade:** Considerou-se que a probabilidade de ocorrência deste cenário se mantém igual à probabilidade determinada antes de aplicadas as medidas, porque as medidas propostas não reduzem a probabilidade de ocorrência do cenário em análise.

**Severidade:** Tendo em conta as medidas propostas, a nova estimativa de recurso ao mercado SPOT passa a ser nula, deslocando este cenário para a zona de severidade baixa (recurso a medidas de proteção) e consequentemente de impacto de risco reduzido da matriz, identificada com cor verde.

**Reavaliação:** A nova previsão anual de recurso ao mercado SPOT passa a ser nula.

### **6.3.2 CENÁRIOS 1.d).2 E 1d).1 - INCIDENTES NA INFRAESTRUTURA DE REGASEIFICAÇÃO DO TGNL DE SINES COM DURAÇÃO SUPERIOR A 7 E A 90 DIAS (COM 30% DE CAPACIDADE DISPONÍVEL NO AS DO CARRIÇO)**

O Cenário '1.d).2 - Incidentes na infraestrutura de regaseificação do TGNL de Sines com duração superior a 7 dias (com 30% de capacidade do AS do Carriço)' apresenta uma previsão de GN não fornecido de 9,8 GWh/ano.

O Cenário '1.d).1 - Incidentes na infraestrutura de regaseificação do TGNL de Sines com duração superior a 90 dias (com 30% de capacidade do AS do Carriço)' apresenta uma previsão de GN não fornecido de 4,2 GWh/ano.

#### Desenho da estratégia de redução de risco

A estratégia de redução de risco dos cenários 'Incidentes na infraestrutura de regaseificação do TGNL de Sines com duração superior a 24 horas (com 30% de capacidade do AS do Carriço)' assenta na utilização de fontes e de rotas alternativas de GN através da 3ª interligação PT-ES, na possibilidade de utilização dos terminais espanhóis para descarga de GNL, e na criação de um quadro legal que operacionalize o serviço de interruptibilidade e que incentive a contribuição do AS Carriço para a contabilização das reservas de segurança.

#### **Medidas de prevenção e/ou proteção**

##### Medidas existentes aplicadas no passado

A REN atua em cumprimento com os procedimentos e normas internacionais de segurança na operação das infraestruturas de GNL, e respeita as melhores práticas da indústria.

O ponto de Valença do Minho / Tuy assumiu-se como um terceiro ponto de entrada no SNGN, e oferece uma capacidade adicional de importação, melhorando o resultado da norma relativa às infraestruturas (Art.5º do Regulamento / formula N-1), contribuindo assim para a redução da severidade do cenário.

As capacidades de armazenamento e de movimentação de gás do complexo do Carriço aumentaram nos últimos anos, oferecendo uma melhoria das condições de segurança de abastecimento.

##### Medidas de prevenção e proteção a aplicar

Para reduzir o impacto deste cenário de risco propõe-se a aplicação das seguintes medidas de proteção:

- A eventual construção da 1ª fase da 3ª interligação com Espanha, até ao final de 2027, associada ao desenvolvimento do projeto MIDCAT/STEP (nova interligação entre Espanha e França), assumirá um contributo significativo na diversificação das vias de aprovisionamento de gás, já que possibilita que o

SNGN venha a ser abastecido pelos terminais de GNL existentes no norte da Península Ibérica, e pelas fontes de GN que podem vir a abastecer o sistema espanhol, a partir de França.

- Possibilidade de desenvolver um protocolo entre os ORT português e espanhol, com a aprovação das respetivas Autoridades Competentes, complementar ao Acordo de Entajuda existente, que viabilize o recurso a descargas de GNL em terminais espanhóis em caso de situação de emergência operacional, identificando as condições subjacentes à respetiva ativação, medida prevista para o horizonte temporal associado à atualização do presente Plano. ;
- A implementação do Mercado Ibérico de Gás Natural (MIBGAS) que irá integrar os mercados de Portugal e de Espanha;
- A criação de um regime que permita a implementação e a operacionalização do serviço de interruptibilidade de gás no SNGN; e
- O desenvolvimento de um quadro legal que incentive o aumento da contribuição do AS Carriço para a contabilização das reservas de segurança, aumentando a flexibilidade de utilização do TGNL de Sines.

Quatro das medidas propostas para este cenário estão também incluídas nas medidas sugeridas para o cenário 5 - Perturbação no aprovisionamento pelos fornecedores de países terceiros.

#### Risco Residual

O desenvolvimento de um incentivo a descargas de GNL em terminais espanhóis e do MIBGAS e a criação de um quadro legal que operacionalize o serviço de interruptibilidade e que incentive a contribuição do AS Carriço para a contabilização das reservas de segurança apresentam-se como medidas de mercado, e desse modo não apresentam custos significativos para o SNGN, devendo até aumentar a competitividade do mercado de gás natural em Portugal.

Prevê-se que a eventual construção da 1ª fase da 3ª interligação com Espanha, até ao final de 2027, possa corrigir a situação deficitária associada ao não cumprimento do critério N-1 do Artigo 5º do Regulamento, identificada no relatório de Avaliação dos Riscos, com impacto negativo a partir do ano de 2018 na situação de volume operacional de 30% no AS do Carriço em alguns dos cenários.

Considerou-se que as medidas propostas permitem reduzir o risco associado a este cenário, estimando-se que a sua aplicação de forma agregada deva anular a severidade associada a este cenário, ou seja, a quantidade de gás não fornecido passará a ser nula, deslocando-se este risco para a zona de severidade média, e de impacto de risco reduzido da matriz, identificada com cor verde.

**Probabilidade:** Considerou-se que as probabilidades de ocorrência destes cenários se mantêm iguais às probabilidades determinadas antes de aplicadas as medidas.

**Severidade:** A nova estimativa de gás não fornecido para estes cenários passa a ser nula, deslocando estes cenários para a zona de severidade média (recurso a medidas de proteção) e consequentemente de impacto de risco reduzido da matriz, identificada com cor verde.

**Reavaliação:** Com a implementação das medidas propostas, passará a ser possível cumprir o critério N-1 na ausência da capacidade de regaseificação do TGNL de Sines. Deste modo, a nova a previsão anual de gás não fornecido passa a ser nula.

#### **6.3.3 CENÁRIO 4.B) - INDISPONIBILIDADE DE MOVIMENTAÇÃO DAS RESERVAS DE SEGURANÇA A PARTIR DO AS DO CARRIÇO**

A 'Indisponibilidade de movimentação das Reservas de Segurança a partir do AS do Carriço' apresenta uma previsão de GN não fornecido de 0,8 GWh /ano.

#### Desenho da estratégia de redução de risco

Está a decorrer o projeto de otimização da estação de gás do AS Carriço, que contempla o upgrade dos sistemas de compressão e controlo, e a colocação de novos filtros e válvulas, mais eficientes, que vão oferecer uma maior fiabilidade à instalação.

Estima-se que o AS do Carriço tenha uma probabilidade muito reduzida de ocorrência de incidentes, sendo a infraestrutura de eleição para o armazenamento de reservas de segurança, em particular para os comercializadores que não atuam no TGNL de Sines.

Atendendo às características desta infraestrutura e ao resultado do cenário de risco, não se propõe a tomada de quaisquer medidas adicionais de proteção ou prevenção para aplicação a este cenário, devendo, ainda assim, a REN continuar a determinar o risco potencial de gás não fornecido associado à indisponibilidade de movimentação das Reservas de Segurança a partir do AS do Carriço, com o objetivo de monitorizar e melhorar a segurança de abastecimento.

#### **6.3.4 CENÁRIO 6.B) - CENÁRIO DE RUTURA EM LOCAIS CRÍTICOS OU DE POTENCIAL CONGESTIONAMENTO DA RNTGN**

O Cenário '6.b) - Rutura em locais críticos ou de potencial congestionamento da RNTGN' apresenta uma previsão de GN não fornecido de 0,5 GWh/ano.

##### Desenho da estratégia de redução de risco

Este cenário considerou os troços de gasoduto localizados em ramais de entrega em alta pressão da RNTGN, e um troço do Lote 2, onde o gasoduto não apresenta redundância.

A metodologia usada na determinação da probabilidade de rutura assentou no histórico do EGIG, grupo que inclui os maiores TSO da Europa, e que conta com uma base de dados atualizada desde 1970. Foi determinada a severidade, numa situação de interrupção do abastecimento da procura durante 5 dias, tendo em conta um caudal médio circulante no agregado das zonas afetadas.

A REN atua em conformidade com os procedimentos e normas de segurança na operação das infraestruturas, respeitando as melhores práticas da indústria, a legislação e o normativo em vigor, tais como a utilização de um programa de manutenção e gestão de risco, e a utilização de ferramentas de inspeção interna da rede de gasodutos de transporte.

Desse modo, não se propõem medidas adicionais de proteção ou prevenção para aplicação ao âmbito geral deste cenário, devendo ainda assim, a REN continuar a determinar o risco potencial de gás não fornecido associado às ruturas em zonas críticas da RNTGN, com o objetivo de monitorizar e melhorar a segurança de abastecimento.

#### **6.3.5 CENÁRIO 1.B) - INDISPONIBILIDADE DO CAIS DE ACOSTAGEM DEVIDO A CONDIÇÕES METEOROLÓGICAS ADVERSAS, SEM EXISTÊNCIAS DE GNL NOS TANQUES**

##### Desenho da estratégia de redução de risco e medidas existentes aplicadas no passado

A programação das descargas de GNL nos tanques é efetuada pelos comercializadores de gás do SNGN. No entanto e atendendo ao impacto potencial deste cenário, o gestor do sistema acompanha a previsão das condições meteorológicas de modo a evitar a simultaneidade de ocorrência dos eventos de meteorologia adversa e nível baixo nos três tanques de GNL.

##### **Medidas de proteção e de prevenção**

##### Medidas de proteção e de prevenção a aplicar

Para reduzir o impacto deste cenário propõe-se a adoção de uma medida de proteção que consiste na implementação de uma quantidade mínima de stock de GNL ou o aumento das reservas operacionais do sistema.

##### Risco Residual

Na Avaliação de Riscos considerou-se que a severidade média associada a este cenário não afeta o abastecimento de gás aos clientes, na medida em que se trata de um cenário de curto prazo, durante o qual a capacidade nos restantes pontos de entrada da rede compensará a indisponibilidade de regaseificação para a rede, designadamente recorrendo à capacidade de extração do AS do Carriço, para além de ser possível a sua compensação no dia seguinte.

**Probabilidade:** A aplicação da medida proposta permite minimizar a situação de risco associada a meteorologia adversa e ao stock reduzido nos tanques de GNL, considerando-se que a probabilidade de ocorrência do cenário reduz-se para uma probabilidade inferior, a determinar de acordo com o novo quantitativo de stock de GNL (a definir). No entanto, considera-se que o qualitativo de probabilidade se deverá manter no nível Elevado.

**Severidade:** A severidade desloca-se da zona Média para a zona Baixa da matriz (recurso a medidas de proteção). No entanto, a estimativa de gás não fornecido para o cenário em análise não é alterada com a aplicação da medida de prevenção e proteção proposta.

**Reavaliação:** A previsão anual de gás não fornecido para o cenário em análise continua a ser nula depois de implementada a medida proposta. No entanto, este cenário passa a apresentar um risco final mais reduzido, na medida em que a implementação de um stock mínimo superior contribuirá para a redução de risco associado a este cenário.

Assim, a nova estimativa de risco associado a este cenário será mais reduzida, dado que o cenário se afasta da zona de risco médio da matriz, assinalada a cor amarela.

### 6.3.6 CENÁRIO 7) - PERTURBAÇÃO PROVOCADA POR CIBERATAQUES ÀS INFRAESTRUTURAS DA RNTIAT

Este cenário considera o risco associado a um ataque cibernético às infraestruturas da RNTIAT.

#### Desenho da estratégia de acompanhamento de risco

A Comissão Europeia adotou em setembro de 2017 o Pacote de Segurança Cibernética, como proposta para um futuro Regulamento Europeu, acompanhando deste modo a estratégia de segurança cibernética da UE de 2013 e a Diretiva NIS de 2015. Este novo pacote de Segurança Cibernética forneceu informações adicionais com o objetivo de incrementar a resiliência da União Europeia e a melhoria da segurança do ciberespaço.

A DGEG e a REN Gasodutos têm vindo a adaptar-se aos desafios decorrentes dos ciberataques e têm acompanhado a evolução e a aplicação das normas associadas a este assunto. Por se tratar de um tema relativamente recente, e cuja estratégia nacional e europeia ainda se encontra em fase de implementação e desenvolvimento, decidiu-se manter este cenário de risco com a mesma qualificação de probabilidade e severidade no presente Plano Preventivo de Ação, não se propondo quaisquer medidas adicionais para a redução do risco deste cenário. No próximo Plano Preventivo de Ação este cenário de risco será novamente reavaliado.

No entanto, deve referir-se que o ORT utiliza na sua organização medidas preventivas de ciberataques à sua infraestrutura, das quais se destacam: uma política de utilização de passwords para períodos curtos de tempo, a formação e a consciencialização dos colaboradores para este cenário de risco, e a obrigatoriedade de utilização de ligações seguras para as manutenções de fornecedores efetuadas a partir do exterior.

## 6.4 RISCO RESIDUAL

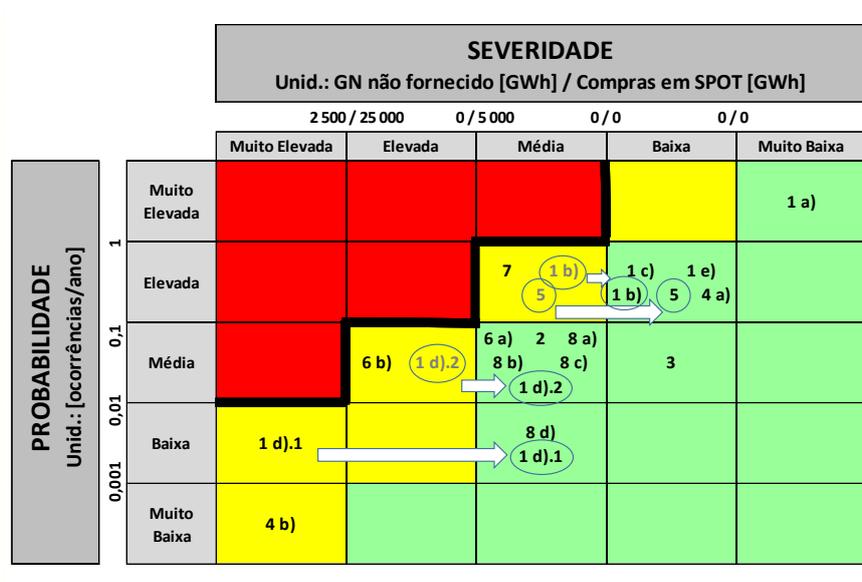
De acordo com a aplicação das medidas propostas aos cenários '5 - Perturbação no aprovisionamento pelos fornecedores de países terceiros', '1d) - Incidentes na infraestrutura de regaseificação do TGNL de Sines com duração superior a 24 horas (com 30% de capacidade do AS do Carriço)' e '1.b) - Indisponibilidade do cais de acostagem devido a condições meteorológicas adversas, sem existências de GNL nos tanques', apresenta-se na tabela seguinte o resultado da quantificação e da qualificação de probabilidade, severidade e impacto destes cenários de risco no SNGN.

TABELA 20 - RESULTADO DA APLICAÇÃO DAS MEDIDAS PROPOSTAS

RESULTADO DA APLICAÇÃO DAS MEDIDAS PROPOSTAS							
CENÁRIO	DESCRIÇÃO DO CENÁRIO DE RISCO	PROBABILIDADE		SEVERIDADE		IMPACTO DO CENÁRIO DE RISCO NO SNGN	
		QUALIFICAÇÃO	QUANTIFICAÇÃO [ocorrências/ano]	QUALIFICAÇÃO	QUANTIFICAÇÃO GN não fornecido [GWh] / Compras em mercado SPOT [GWh]	QUALIFICAÇÃO	QUANTIFICAÇÃO GN não fornecido [GWh] / Compras em mercado SPOT [GWh]
5	Perturbação no aprovisionamento pelos fornecedores de países terceiros	Elevada	1/6	Média	0 / 2634	Médio	0 / 439
		Elevada	1/6	Baixa	0 / 0	Reduzido	0 / 0
1 d).2	Incidentes na infraestrutura de regaseificação do TGNL de Sines com duração de 7 dias (com 30% de capacidade do AS Carriço)	Média	1/40	Elevada	390 / 0	Médio	9,8 / 0
		Média	1/40	Média	0 / 0	Reduzido	0 / 0
1 d).1	Incidentes na infraestrutura de regaseificação do TGNL de Sines com duração de 90 dias (com 30% de capacidade do AS Carriço)	Baixa	1/621	Elevada	2634 / 0	Médio	4,2 / 0
		Baixa	1/621	Média	0 / 0	Reduzido	0 / 0
1 b)	Indisponibilidade do cais de acostagem devido a condições meteorológicas adversas, sem existências de GNL nos tanques	Elevada	1/7	Média	0 / 0	Médio	0 / 0
		Elevada	1/7	Baixa	0 / 0	Reduzido	0 / 0

A figura seguinte apresenta o respetivo diagrama matriz de risco residual do SNGN para o horizonte temporal de aplicação das medidas.

FIGURA 6 - DIAGRAMA MATRIZ DE AVALIAÇÃO DO RISCO RESIDUAL (RESULTANTE DA APLICAÇÃO DAS MEDIDAS PROPOSTAS)



Da análise da tabela e figura anteriores, verifica-se o seguinte:

- O cenário 5 mantém o quantitativo de probabilidade, mas desloca-se para uma área de risco mais reduzido da matriz, passando a apresentar:
  - Uma Severidade Baixa, caracterizada por uma quantidade nula de recurso ao mercado SPOT de GNL;
  - Um Risco Reduzido, identificado a cor verde na matriz de risco;
- Os cenários 1d).1 e 1d).2 mantêm o quantitativo de probabilidade, mas deslocam-se para uma área de risco mais reduzido da matriz, passando a apresentar:
  - Uma Severidade Média, caracterizada por uma quantidade nula de GN não fornecido;
  - Um Risco Reduzido, identificado a cor verde na matriz de risco.
- O cenário 1b) reduz o quantitativo de probabilidade e o qualitativo de severidade, deslocando-se para uma área de risco mais reduzido da matriz, passando a apresentar:
  - Uma Severidade Baixa, caracterizada por uma quantidade nula de recurso ao mercado SPOT de GNL;
  - Um Risco Reduzido, identificado a cor verde na matriz de risco;

## 6.5 CONCLUSÕES

Da avaliação nacional dos riscos que podem afetar o abastecimento de GN em Portugal conclui-se que, do ponto de vista das infraestruturas de oferta de GN, o critério N-1 do Artigo 5.º do Regulamento (UE) 2017/1938 não será cumprido no período compreendido entre 2018 e 2023 para o Cenário de Segurança de Abastecimento, com desclassificação da central térmica de Sines a carvão, com e sem interruptibilidade das centrais térmicas a gás da Tapada do Outeiro e Lares, e com um volume operacional de 30% no AS Carriço. No Cenário Base, sem desclassificação da central de carvão de Sines e com um volume operacional de 100% da capacidade no AS Carriço, verifica-se que a capacidade da RNTIAT é suficiente para garantir o cumprimento do critério N-1 em todo o período em análise, compreendido entre 2018 e 2023. No cenário de Segurança de Abastecimento, com desclassificação da central térmica de Sines a carvão, sem interruptibilidade das centrais térmicas a gás da Tapada do Outeiro e de Lares, e com um volume operacional de 100% no AS Carriço, o critério N-1 é cumprido no ano 2018, mas verificam-se saldos deficitários de capacidade no período compreendido entre 2019 e 2023. No cenário Segurança de Abastecimento, com desclassificação da central de carvão de Sines, assumindo a interruptibilidade das centrais térmicas a gás da Tapada do Outeiro e Lares, e com um volume operacional de 100% da capacidade no AS Carriço, verifica-se que a capacidade da RNTIAT é suficiente para garantir o cumprimento do critério N-1 em todo o período em análise, compreendido entre 2018 e 2023. No cenário Base, com e sem desclassificação da central térmica de Sines a carvão, e com um volume operacional de 30% no AS Carriço, o critério N-1 não é cumprido em todo o período compreendido entre 2018 e 2023. No cenário Base, com desclassificação da central térmica de Sines a carvão, e com um volume de 100% no AS Carriço, a capacidade da RNTIAT é suficiente nos anos 2018 e 2019, mas é ligeiramente insuficiente para garantir o critério N-1 no período 2020-2023.

Na observância da suficiência da RNTIAT para fazer face aos requisitos propostos para o aprovisionamento de GN aos clientes protegidos e ao Sistema Elétrico Nacional, constata-se que a capacidade de armazenamento das cavidades subterrâneas de gás no complexo do Carriço é suficiente para que, no prazo em análise deste relatório (2018-2023), o SNGN seja capaz de superar eventuais situações críticas prolongadas no tempo, garantindo o cumprimento do artigo 6º do Regulamento no cenário Base, sem desclassificação da central térmica de Sines a carvão. No cenário Segurança de Abastecimento o AS do Carriço terá uma capacidade de armazenamento suficiente para a constituição da totalidade das reservas de segurança no período compreendido entre os anos 2018 e 2021, mas no período compreendido entre 2022 e 2023 existe a necessidade de se recorrer ao armazenamento do TGNL de Sines em quantitativos que oscilam entre 133 GWh e 153 GWh. No cenário Base, com desclassificação da central térmica de Sines a carvão, o AS do Carriço terá uma capacidade de armazenamento suficiente para a constituição da totalidade das reservas de segurança no período compreendido entre os anos 2018 e 2022, mas no ano 2023 existe a necessidade de se recorrer ao armazenamento do TGNL de Sines num quantitativo de 70 GWh.

A avaliação nacional dos riscos realizada com base nos impactos potenciais dos cenários identificados e no histórico dos principais incidentes verificados no SNGN, desde a introdução do gás natural em Portugal, permite concluir que, os

dezoito cenários avaliados assumem níveis de severidade e de probabilidade de ocorrência que se traduzem em riscos de nível médio e reduzido, isto é, dentro da zona aceitável do diagrama matriz de risco.

O Plano Preventivo de Ação estabeleceu as linhas de ação que visam a redução dos riscos associados ao sistema nacional de gás, sendo que esse objetivo se traduziu na avaliação e tratamento dos cenários mais relevantes da zona de risco médio da matriz de Avaliação de Riscos, de modo a reduzir a sua probabilidade e/ou severidade, minimizando o impacto no SNGN através de medidas de prevenção e/ou proteção.

Deste modo, as medidas propostas neste Plano Preventivo de Ação permitem a redução do risco associado aos cenários '5 - Perturbação no aprovisionamento pelos fornecedores de países terceiros', '1d).1 - Incidentes na infraestrutura de regaseificação do TGNL de Sines com duração de 90 dias (com 30% de capacidade do AS do Carricho)', '1d).2 - Incidentes na infraestrutura de regaseificação do TGNL de Sines com duração de 7 dias (com 30% de capacidade do AS do Carricho)' e '1b) - Indisponibilidade do cais de acostagem devido a condições meteorológicas adversas, sem existências de GNL nos tanques', de acordo com a matriz de avaliação de risco apresentada infra.

Relativamente aos cenários '4 - Indisponibilidade de movimentação das reservas de segurança a partir do AS do Carricho' e '6.b) - Cenário de rutura em locais críticos ou de potencial congestionamento da RNTGN' não se apresentam medidas para redução de risco por se considerar que a REN atua em conformidade com os procedimentos e normas de segurança na operação das infraestruturas, respeitando as melhores práticas da indústria, a legislação e o normativo em vigor, tais como a utilização de um programa de manutenção e gestão do risco. Quanto ao '7 - Perturbação provocada por ciberataques às infraestruturas da RNTIAT', decidiu-se manter este cenário de risco com a mesma qualificação de probabilidade e severidade no presente Plano Preventivo de Ação, por se considerar que se trata de um tema relativamente recente e cuja estratégia nacional e europeia ainda se encontra em fase de implementação e desenvolvimento. No próximo Plano Preventivo de Ação este cenário de risco será novamente reavaliado.

FIGURA 7 - DIAGRAMA MATRIZ DE AVALIAÇÃO DE RISCO RESIDUAL RESULTANTE DO PLANO PREVENTIVO DE AÇÃO

		SEVERIDADE				
		Unid.: GN não fornecido [GWh] / Compras em SPOT [GWh]				
		2 500 / 25 000	0 / 5 000	0 / 0	0 / 0	
		Muito Elevada	Elevada	Média	Baixa	Muito Baixa
PROBABILIDADE Unid.: [ocorrências/ano]	1	Muito Elevada				1 a)
	0,1	Elevada		7	1 c) 1 e) 4 a) 5 1 b)	
	0,01	Média		6 a) 8 a) 8 b) 8 c) 2 1 d).2	3	
	0,001	Baixa		8 d) 1 d).1		
	Muito Baixa	4 b)				

Verifica-se que os cenários da matriz de risco residual encontram-se todos na zona aceitável da matriz de risco, não se identificando qualquer cenário na zona de Risco Elevado/não aceitável. Os cenários 1 a), 1 b), 1 c), 1 d).1, 1 d).2, 1 e), 2, 3, 4 a), 5, 6 a), 8 a), 8 b), 8 c) e 8 d) apresentam um risco reduzido, caracterizado pela zona da matriz de cor verde, e os cenários 4 b), 6 b) e 7 apresentam um risco médio, identificado pela zona da matriz de cor amarela.

## 7. PLANO PREVENTIVO DE AÇÃO - ÂMBITO REGIONAL

Tendo em conta o contexto de cooperação regional do Regulamento, as Autoridades Competentes procederam em conjunto à avaliação dos cenários de risco regional que estão identificados nas Avaliações Regionais dos Riscos dos corredores de aprovisionamento da Argélia e da Noruega.

### 7.1 MEDIDAS DE PREVENÇÃO DO GRUPO DE RISCO PARA O APROVISIONAMENTO DE GÁS DA ARGÉLIA

Apresentam-se neste ponto as medidas de prevenção e/ou proteção constantes no texto comum acordado por todos os países do grupo regional da Argélia, que foi recebido pelas autoridades competentes dos Estados-Membros do grupo de risco.

#### Sistema de Coordenação Regional para o Gás:

O ponto 6 do artigo 3.º do Regulamento destaca o papel do Sistema de Coordenação Regional para o Gás (SCRG), estabelecido pela ENTSOG e composto por grupos de peritos permanentes, para a cooperação e troca de informações entre ORT em caso de emergência a nível regional ou a nível da UE.

Existem três equipas de Coordenação Regional: Noroeste, Leste e Sul. A maioria dos membros do Grupo de Risco da Argélia está incluída na equipa de Coordenação Regional do Sul (Portugal, Espanha, França, Itália, Áustria, Eslovénia). No entanto, a Áustria e a Eslovénia estão também incluídas na equipa de Leste.

O principal objetivo das equipas de Coordenação Regional é estabelecer um canal preexistente para troca de informações entre ORT, aprovar procedimentos comuns a serem usados em caso de emergência, organizar exercícios de emergência para testar a resiliência do fluxograma de comunicação e explorar como melhorá-los. Consequentemente, a existência das equipas de Coordenação Regional constitui uma medida preventiva, embora todos os seus procedimentos operacionais possam ser considerados medidas de emergência.

#### Procedimento permanente de troca de informações relevantes entre autoridades competentes dentro do grupo de risco:

Nos termos do artigo 11.º do Regulamento, quando uma autoridade competente declara um dos níveis de crise, deverá informar imediatamente a Comissão, bem como as autoridades competentes dos Estados-Membros aos quais o Estado-Membro dessa autoridade competente está diretamente ligado.

Para além disso, quando a autoridade competente declara uma emergência, deverá seguir as ações predefinidas no seu plano de emergência e informar imediatamente as autoridades competentes do grupo de risco, bem como as autoridades competentes dos Estados-Membros com as quais está diretamente ligada, em particular das ações que tenciona pôr em prática.

Conforme descrito acima, uma autoridade competente apenas deverá informar o resto do grupo de risco quando o nível de emergência for declarado. Contudo, a fim de melhorar a coordenação, se uma autoridade competente do grupo de risco declarar qualquer um dos níveis de crise, o resto dos membros será informado ao mesmo tempo que a Comissão.

Além disso, se uma autoridade competente do grupo de risco identificar uma potencial perturbação que afecte o aprovisionamento de gás da Argélia, as restantes autoridades competentes serão informadas o mais rapidamente possível antes de qualquer nível de crise. Uma lista não exaustiva dos riscos que poderão desencadear essa ação é a seguinte:

- Indisponibilidade de gasodutos de importação (*Transmed, GME, Medgaz*);
- Cancelamento em larga escala de cargas de GNL nos portos da Argélia ou desvios em larga escala das entregas de GNL nos terminais da UE a partir da Argélia;

- Indisponibilidade, parcial ou total, das instalações de liquefação argelinas.

Uma lista de contactos de autoridades competentes será atualizada anualmente pela autoridade competente que atua como facilitadora do grupo de risco, bem como por qualquer autoridade competente cujos detalhes de contactos sejam alterados.

#### Acordos de interligação:

A regulamentação dos acordos de interligação entre ORT contíguos é estabelecida pelo Capítulo II do Regulamento (UE) 2015/703 da Comissão, de 30 de abril de 2015, que institui um código de rede para a interoperabilidade e regras de intercâmbio de dados. O artigo 3.º estabelece os pontos que deverão necessariamente ser abrangidos por um acordo de interligação.

Em geral, os conteúdos abrangidos pelos acordos de interligação são os seguintes:

- a) Disposições gerais;
- b) Glossário: termos utilizados no texto, incluindo convenções, como por exemplo a programação do dia de gás em qualquer sistema;
- c) Referencial comum:
  - Unidades (pressão, temperatura, volume, poder calorífico superior, energia, índice de *Wobbe*).
  - Códigos de “*shipper*” para facilitar a identificação nos processos de *matching*.
- d) Previsões: as previsões mensais e semanais incluem as quantidades a serem transportadas através do ponto de interligação para o mês/semana seguinte. A manutenção planeada desempenha um papel significativo na gestão da interligação e um plano anual é aprovado, independentemente de atualizações específicas, uma semana antes da ação de manutenção ter lugar.
- e) Nomeações: são acordados detalhes dos ciclos de nomeação e renomeação.
- f) Procedimento de *matching*: para obter as quantidades confirmadas (QC) que serão entregues no ponto de interligação por cada “*shipper*”, evitando qualquer discrepância nas nomeações.
- g) Atribuição: assim que as quantidades medidas (QM) são confirmadas, os ORT calculam a diferença entre QM e QC para obter os Desvios Diários (DD). Os DD serão atribuídos a uma conta de desvio conhecida como Conta de Desvios Operacionais Acumulados.
- h) Situação de Evento Excepcional: analisada no Plano de Emergência.

Os acordos de interligação fornecem uma linguagem unificada para trocar informações e procedimentos para detectar desequilíbrios e variáveis de controlo inválidas.

## **7.2 MEDIDAS DE PREVENÇÃO DO GRUPO DE RISCO PARA O APROVISIONAMENTO DE GÁS DA NORUEGA**

NOTA: Este ponto deverá ser complementado com um texto comum acordado por todos os países do grupo regional da Noruega, com as medidas de prevenção, que não se encontra ainda disponível.

## **7.3 CONCLUSÕES**

Segundo a Avaliação Comum dos Riscos do grupo de risco para o aprovisionamento de gás da Argélia, não se prevê qualquer falha de abastecimento de gás nos quatro cenários analisados. No cenário mais exigente de falha total de gás argelino, o sistema espanhol consegue receber e regaseificar quantitativos de GNL suficientes, garantindo deste modo a segurança de abastecimento do corredor.

Foi calculada a fórmula N-1 para a infraestrutura com maior capacidade a nível regional no Grupo de Risco da Argélia, a interligação entre a Áustria e a Eslováquia, através de *Baumgarten*, bem como para a maior infraestrutura que importa gás da Argélia, o gasoduto *Transmed*, através do ponto de entrada de *Mazara del Vallo*. Para ambos os casos, os resultados do critério N-1 estão significativamente acima de 100%.

O Sistema de Coordenação Regional para o Gás, o procedimento permanente de troca de informações relevantes entre autoridades competentes e os acordos de interligação constituem medidas preventivas para este corredor de aprovisionamento.

A análise efetuada na Avaliação Comum dos Riscos do grupo de risco para o aprovisionamento de gás da Noruega demonstra que a infraestrutura de fornecimento de gás é resiliente a diversas combinações de falhas na oferta, verificando-se que não se prevê qualquer falha de fornecimento de gás norueguês nos três cenários de risco avaliados. No entanto, o declínio esperado da produção norueguesa, de um nível atual de 120 bcm/ano para cerca de 90 bcm/ano em 2030-2035, deve ser tido em conta na preparação de medidas relacionadas com a segurança de abastecimento de gás deste corredor.

Para o cálculo da fórmula N-1, considerou-se a interrupção das maiores infraestruturas que fornecem gás norueguês, o terminal de *Emden* e o gasoduto de *Langeled*. Em ambos os casos, os resultados do critério N-1 estão significativamente acima de 100%. No que diz respeito à questão do trânsito através da Suíça, os resultados do critério N-1 para a Itália, por um lado, e para os restantes Estados-Membros do grupo de risco, por outro, estão também acima de 100%.

# ANEXOS

Anexo I - Projetos de infraestruturas (ponto 7 do Anexo VI do Regulamento)

Anexo II - Obrigações de serviço público relacionadas com a segurança do aprovisionamento (ponto 8 do Anexo VI do Regulamento)

Anexo III - Consultas ao EM vizinho e stakeholders (ponto 9 do Anexo VI do Regulamento)

# ANEXO I

## Projetos de infraestruturas

(ponto 7 do Anexo VI do Regulamento)

### **3.ª interligação entre Portugal e Espanha**

Tal como definido no Regulamento Delegado da Comissão (UE) 2018/540, de 23 de novembro de 2017, publicado no Jornal Oficial da União Europeia de 6 de abril de 2018, onde consta a 3.ª lista de Projetos de Interesse Comum (PIC) da União, que (re)publica o Anexo do Regulamento (UE) n.º 347/2013 (relativo às Redes Transeuropeias de Energia – Regulamento TEN-E), no sector do gás natural encontra-se definido um projeto para Portugal, a 3.ª Interligação entre Portugal e Espanha (PIC 5.4), que corresponde à construção de um gasoduto (28'' - DN700) que irá ligar Celorico da Beira a Zamora.

De referir que este projeto se encontra dividido em duas fases, sendo que a 1.ª fase, que corresponde ao PIC 5.4.1, disponibilizará bidirecionalidade de fluxo de gás, com uma capacidade de importação e de exportação de 70,0 GWh/dia, e a 2.ª fase do projeto, que corresponde ao PIC 5.4.2, uma capacidade de importação de 69 GWh/d e de exportação de 56 GWh/d.

Em termos de calendarização do projeto, a sua 1.ª fase está prevista ser comissionada até final de 2027 no entanto encontra-se dependente da concretização do projeto MIDCAT/STEP, que corresponde à 1.ª fase da nova interligação entre Espanha e França (PIC 5.5.1).

## ANEXO II

Obrigações de serviço público relacionadas com a segurança do  
aprovisionamento

(ponto 8 do Anexo VI do Regulamento)

De acordo com o artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, que estabelece as bases gerais da organização e do funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), os intervenientes no SNGN devem cumprir as seguintes obrigações de serviço público:

- Garantir a segurança, a regularidade e a qualidade do abastecimento;
- Garantir de ligação dos clientes às redes nos termos previstos nos contratos de concessão ou nos títulos das licenças;
- Proteger os consumidores, designadamente quanto a tarifas e preços;
- Promover a eficiência energética e a utilização racional dos recursos e proteger o ambiente.

De acordo com o artigo 14.º do mencionado diploma legal são intervenientes no SNGN:

- a) Os operadores das redes de transporte de gás natural;
- b) Os operadores de terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL;
- c) Os operadores de armazenamento subterrâneo de gás natural;
- d) Os operadores das redes de distribuição de gás natural;
- e) Os comercializadores de gás natural;
- f) Os operadores de mercados organizados de gás natural;
- g) O operador logístico da mudança de comercializador de gás natural;
- h) Os consumidores de gás natural.

As referidas obrigações de serviço público encontram-se consubstanciadas em legislação complementar e regulamentos, nomeadamente:

- Decreto-Lei n.º 374/89, de 25 de outubro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 8/2000, de 8 de fevereiro – Define o regime do exercício das atividades de transporte e importação de gás natural, no estado gasoso ou liquefeito, e de distribuição de gás natural e dos seus gases de substituição. Este diploma prevê que as mencionadas atividades são exercidas mediante a atribuição de concessão ou licença;
- Decreto -Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro - estabelece os regimes jurídicos aplicáveis às atividades de transporte, de armazenamento subterrâneo de gás natural, de receção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) e de distribuição de gás natural, incluindo as respetivas bases das concessões, bem como de comercialização de gás natural e de organização dos respetivos mercados. As mencionadas bases definem, por tipologia de concessão, as obrigações de serviço público a serem asseguradas pelas entidades concessionárias ou licenciadas;
- Regulamento de Operação das Infraestruturas (ROI), aprovado pelo Regulamento n.º 417/2016, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 83, de 29 de abril - Tem como finalidade regulamentar o funcionamento do SNGN, com enfoque na operação coordenada das redes e infraestruturas da rede pública de gás natural;
- Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARII), aprovado pelo Regulamento n.º 435/2016, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 89, de 9 de maio - Tem por objeto estabelecer, segundo critérios objetivos, transparentes e não discriminatórios, as condições técnicas e comerciais segundo as quais se processa o acesso às redes de transporte e de distribuição, às instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural, aos terminais de GNL e às interligações
- Regulamento Tarifário (RT) aprovado pelo Regulamento n.º 225/2018, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 74, de 16 de abril - Estabelece os critérios e métodos para a formulação das tarifas, o cálculo dos

proveitos permitidos das atividades reguladas, os procedimentos a adotar para a fixação das tarifas, sua alteração e publicitação, bem como as obrigações em matéria de prestação de informação;

- Regulamento das Relações Comerciais (RRC), aprovado pelo Regulamento n.º 416/2016, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 83, de 29 de abril de 2016 - Estabelece as regras aplicáveis às relações comerciais entre os vários sujeitos intervenientes no SNGN;
- Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural (RQS), aprovado pelo Regulamento n.º 629/2017, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 243, de 20 de dezembro de 2017 - Tem por objeto estabelecer os padrões de qualidade de serviço de natureza técnica e comercial a que devem obedecer os serviços prestados no âmbito do SNGN.

Todos os regulamentos da ERSE têm já em devida consideração as disposições estabelecidas nos vários códigos aplicáveis às redes europeias de transporte de gás natural.

## ANEXO III

Consultas ao EM vizinho e *stakeholders*

(ponto 9 do Anexo VI do Regulamento)

De acordo com o ponto 6 do artigo 8.º do Regulamento, foi realizada uma consulta ao Governo de Espanha (*Ministerio para la Transición Ecológica*), cuja resposta foi recebida pela DGEG a 26 de fevereiro de 2019, tendo os comentários sido tidos em conta no PPA.

Como previsto no ponto 2 do artigo 8.º do Regulamento, foram solicitados, contributos à entidade reguladora nacional (ERSE). O *draft* do PPA foi, ainda, submetido a consulta pública no site da DGEG, entre 15 de fevereiro e 1 de março de 2019, para eventuais comentários das empresas de gás, das organizações representantes dos interesses dos clientes domésticos e das organizações relevantes representantes dos interesses dos clientes industriais de gás, incluindo os produtores de eletricidade, tendo sido obtidos diversos contributos que foram considerados, quando justificado, neste PPA.

## GLOSSÁRIO

## SIGLAS E ABREVIATURAS

AR	Avaliação de Riscos
bcm	<i>billion cubic meter</i> (milhar de milhão de metro cubico)
CE	Comissão Europeia
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
Dmax	Procura diária excecionalmente elevada - Procura diária total de gás durante um dia de procura de gás excecionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos, de acordo com o Regulamento N° 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro de 2010
EGIG	European Gas pipeline incident Data Group
ENTSOG	<i>European Network of Transmission System Operators for Gas</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito
MIBGAS	Mercado Ibérico de Gás Natural
MIDCAT/STEP	Gasoduto <i>Midi-Catalonia</i> / Primeira fase da nova interligação Espanha-França, na zona dos Pirenéus
PCS	Poder Calorífico Superior
REN	Redes Energéticas Nacionais
Regulamento	Regulamento (EU)2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho
RNTGN	Rede Nacional de Transporte de Gás Natural
RNTIAT	Rede nacional de transporte de gás, infraestruturas de armazenamento de gás e terminais de GNL
S-GRI	Iniciativa Regional do Sul
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SNGN	Sistema Nacional de Gás Natural
SPOT	Mercado de curto prazo de GNL
TSO	<i>Transmission System Operator</i> /Operadores das Redes de Transporte de Gás Natural
TYNDP	<i>Ten Year Network Development Plan</i>
UE	União Europeia
VIP	<i>Virtual Interconnection Point</i> (Ponto de interligação virtual)



## ÍNDICES DE TABELAS E FIGURAS

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Histórico de consumo anual dos mercados convencional, elétrico e total no período 2014-2017.....	5
Tabela 2 - Previsão de consumo anual para o período 2018-2023 .....	6
Tabela 3 - Histórico de pontas de consumo para o período 2014-2017 .....	7
Tabela 4 - Pontas de consumo para o período 2018-2023 .....	8
Tabela 5 - Consumo dos clientes protegidos do mercado convencional (Art.8º do Regulamento).....	9
Tabela 6 - Consumo dos clientes protegidos por razões de solidariedade .....	10
Tabela 7 - Consumo extremo de 30 dias do mercado eléctrico não interruptível .....	10
Tabela 8 - Aprovisionamento - Importação de GN e GNL em 2016 e 2017 .....	11
Tabela 9 - Reexportação de GN e GNL em 2016 E 2017 .....	12
Tabela 10 - Contratos de longo prazo do maior importador a operar em Portugal .....	12
Tabela 11 - Capacidades atuais das infraestruturas relevantes da RNTGN.....	14
Tabela 12 - Qualificação e quantificação de probabilidade e de severidade dos cenários de risco.....	19
Tabela 13 - Quantificação e qualificação do impacto dos cenários de risco .....	21
Tabela 14 - Parâmetros utilizados no cálculo da fórmula N-1 para a falha na interligação de Baumgarten.....	24
Tabela 15 - Parâmetros utilizados no cálculo da fórmula N-1 para a falha na interligação de Mazara del Vallo .....	26
TABELA 16 - Parâmetros utilizados no cálculo da fórmula N-1 para a o grupo de risco da Noruega .....	27
Tabela 17 - Evolução do critério N-1 para a ponta 1/20 dos cenários base e cenário segurança de abastecimento ....	29
Tabela 18 - Avaliação do cenário de 30 dias de procura excepcionalmente elevada nos cenários base e segurança de abastecimento (1/20 anos) Artigo 6º normas de aprovisionamento .....	32
Tabela 19 - Priorização dos cenários de risco médio .....	37
Tabela 20 - Resultado da aplicação das medidas propostas .....	44

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Países do Grupo de Risco da Argélia e respetivas redes de gás natural .....	2
Figura 2 – Rede de gás europeia e pontos de interligação transfronteiriços (a roxo: pontos de importação; a laranja: pontos de interligação transfronteiriços) .....	2
Figura 3 – Gasodutos da plataforma continental norueguesa .....	4
Figura 4 - Diagrama matriz de avaliação dos riscos identificados para o SNGN.....	20
Figura 5 - Diagrama de redução de Risco dos Cenários avaliados .....	34
Figura 6 - Diagrama Matriz de Avaliação do Risco Residual .....	44
Figura 7 - Diagrama Matriz de Avaliação de Risco residual resultante do Plano Preventivo de Ação .....	46