

**COMENTÁRIOS DA ERSE À PROPOSTA DE
RELATÓRIO EM CONSULTA PÚBLICA
SOBRE “AVALIAÇÃO DOS RISCOS QUE
AFETAM O APROVISIONAMENTO DE GÁS
NATURAL EM PORTUGAL, PERÍODO DE
2017-2025”**

Abril 2017

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

O Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, que procede à terceira alteração do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, estabelece no n.º 1 do artigo 47.º-A que a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) é a entidade responsável pela avaliação integral dos riscos que afetam a segurança do aprovisionamento do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN).

Nos termos do mesmo artigo, esta avaliação, bem como as revisões previstas no n.º 2, serão concretizadas com a colaboração do operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN) e dão corpo ao estabelecido no artigo 9.º do Regulamento (UE) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, (Regulamento de Segurança do Aprovisionamento) relativamente à avaliação integral dos riscos que afetam a segurança do aprovisionamento de gás natural em Portugal.

Nessa medida, a 17 de março de 2017, a DGEG submeteu a consulta pública a proposta de Relatório de “Avaliação dos Riscos que afetam o aprovisionamento de Gás Natural em Portugal, período 2017-2025” (a seguir abreviadamente designado como “proposta de Relatório de Avaliação dos Riscos”) tendo solicitado à ERSE os seus comentários.

Tal como estabelecido no n.º 1 do artigo n.º 9 do Regulamento de Segurança do Aprovisionamento, a proposta de Relatório de Avaliação dos Riscos debruça-se sobre três aspetos principais: (1) a avaliação das situações de cumprimento da fórmula N-1 prevista no artigo 6.º do Regulamento de Segurança do Aprovisionamento¹; (2) a observância da norma relativa ao aprovisionamento do artigo 8.º do Regulamento de Segurança do Aprovisionamento²; e (3) a apresentação de cenários de risco identificados, bem como a quantificação da probabilidade e da severidade associada a cada um deles.

Na sequência da referida solicitação, a ERSE considera importante transmitir os seguintes comentários e conclusões:

¹ A norma relativa às infraestruturas (artigo 6.º do Regulamento de Segurança do Aprovisionamento) determina que deverão ser tomadas todas as medidas necessárias para que, caso se verifique uma interrupção da maior infraestrutura de gás de acordo com a fórmula N-1, as restantes infraestruturas possam garantir o abastecimento da procura total de gás durante um dia de procura excepcionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos.

² A norma relativa ao aprovisionamento (artigo 8.º do Regulamento de Segurança do Aprovisionamento) descreve um conjunto de casos extremos de referência em que deverá ser salvaguardado o aprovisionamento de gás natural a um conjunto de clientes denominados de clientes protegidos. Os clientes protegidos incluem os clientes residenciais ligados a uma rede de distribuição de gás, podendo ser acrescidos das pequenas e médias empresas e serviços essenciais de carácter social, desde que estes não representem mais do que 20% da utilização final do gás.

1. Na proposta de Relatório de Avaliação dos Riscos é referido que “para a avaliação do cumprimento da fórmula N-1 não foram consideradas medidas de atuação do lado da procura, por não existir um quadro regulamentar que permita a aplicação destas medidas com base no mercado”.

A este respeito, não pode deixar de se apontar que a utilização de combustíveis alternativos em substituição dos combustíveis fósseis nas instalações de produção de eletricidade é um dos mecanismos de mercado para gestão da procura (que se encontra consagrado na sub-alínea ii) da alínea b) do n.º 1 do artigo 47.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe é dada pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro), que poderão responder ao disposto no n.º 2 do artigo 6.º do Regulamento de Segurança do Aprovisionamento, aonde é estabelecido que uma perturbação do aprovisionamento pode ser suficiente e atempadamente compensada por medidas adequadas do lado da procura, baseadas no funcionamento do mercado.

Assim, a ERSE reafirma que é de difícil entendimento que as centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares, dotadas de grupos bi-fuel e armazenamento de combustível alternativo *in-situ*, continuem a não ser totalmente deduzidas na aplicação da fórmula N-1, conforme se encontra estabelecido no n.º 4 do anexo I do Regulamento de Segurança do Aprovisionamento, respeitante ao cálculo da fórmula N-1.

Da mesma forma, será prematuro partir do princípio de que, quando vierem a ser construídas as novas centrais de ciclo combinado a gás natural, elas não possam apresentar uma solução técnica com combustível alternativo.

2. No tocante à previsão de procura, de acordo com os dados disponibilizados pelo operador da RNTGN, a ponta de consumo de gás natural mais expressiva do mercado convencional do SNGN ocorreu em 2013, tendo sido registado um valor de 149 GWh/dia. O valor médio relativo ao consumo máximo diário do mercado convencional entre 2012 e 2016 rondou os 140 GWh/dia (observou-se até agora no ano de 2017 uma ponta de 144 GWh/dia).

Constata-se na proposta de Relatório de Avaliação dos Riscos que as previsões apresentadas para a procura diária excecionalmente elevada do mercado convencional do SNGN, para o intervalo em análise de 2017 a 2025, variam entre os 142 GWh/dia e os 151 GWh/dia, no Cenário Base Central e entre 145 GWh/dia e 158 GWh/dia para o Cenário Superior.

A este respeito e tendo em conta a evolução observada nos últimos 5 anos, a ERSE entende que as previsões de procura diária excecionalmente elevada na componente do mercado convencional apresentadas na proposta de Relatório de Avaliação dos Riscos para o período em análise são verosímeis, representando um acréscimo anual de 0,8% no Cenário Base Central e de 1,1% no Cenário Superior. No entanto, importa sublinhar que, para além dos pressupostos associados à evolução macroeconómica, o documento não apresenta nenhum estudo, nem tão pouco quaisquer outros pressupostos que possam justificar a evolução do consumo convencional. Uma análise sobre o efeito da evolução do preço relativo de outros combustíveis substituíveis seria, por exemplo,

expetável. Também é importante salientar que um documento com previsões para um período de 9 anos com o objetivo de evidenciar os riscos de rutura de infraestruturas estratégicas em termos energéticos, pressuporia a existência de uma análise à evolução da tendência de longo prazo do consumo convencional, a qual, contudo, se desconhece.

No entanto, tendo em consideração a posição referida no ponto 1, a ERSE considera que as previsões de procura diária excecionalmente elevada a calcular para a verificação da fórmula N-1 prevista no artigo 6.º do Regulamento de Segurança do Aproveitamento, deverão ser calculadas pela soma dos valores obtidos para o mercado convencional com o valor de 90 GWh/dia. Este valor representa o consumo máximo diário das centrais de ciclo combinado a gás natural sem combustível de substituição, Ribatejo e Pego. O último RMSA do setor elétrico prevê a possibilidade de entrada em exploração a partir de 2025 de um grupo adicional de ciclo combinado a gás natural com uma potência elétrica de 450 MW, a que corresponderá um consumo diário máximo de cerca de 20 GWh/dia, mas esta também poderá apresentar uma solução técnica com combustível de substituição e armazenamento *in situ*.

Por conseguinte, tendo por base as previsões de consumo aqui referidas e pelo facto de os valores considerados serem substancialmente superiores aos valores atrás referidos, não parecem razoáveis as conclusões da proposta de Relatório de Avaliação dos Riscos relativas às situações em que se verifica incumprimento da fórmula N-1 do artigo 6.º do Regulamento de Segurança do Aproveitamento no período 2017-2025.

A ERSE considera que estes comentários deverão ser refletidos na versão final da proposta de relatório em Consulta Pública.

3. As previsões anuais da procura e ponta de gás natural no SNGN, na verificação das normas relativas aos artigos 6.º e 8.º do Regulamento de Segurança do Aproveitamento, consideram, tanto para o Cenário Base como para o Cenário de Segurança de Abastecimento dois sub-cenários: com e sem a desclassificação da central térmica de Sines a carvão a partir de 2018.

A evolução do mercado elétrico mais recente tem reforçado a perceção de que as atuais previsões do mercado contrariam qualquer perspetiva de desclassificação daquela central até ao final de 2017, data em que ocorre o fim da compensação dos CMEC (Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual) prevista no Decreto-Lei n.º 240/2004 de 27 de dezembro. É de referir que a própria entidade proprietária da central a carvão de Sines admitiu, em sede de anterior Consulta Pública, que esta deverá permanecer em exploração após o final de 2017.

Sobre este assunto, no seu Parecer ao PDIRT-E 2015, a ERSE já afirmou considerar ser baixa a probabilidade de retirada de exploração da central a carvão de Sines no curto prazo, não se conhecendo neste momento informação adicional que aponte noutro sentido, devendo esta perspetiva ser refletida na versão final desta proposta de Relatório.

4. A proposta de Relatório de Avaliação dos Riscos explica que a realidade operacional comercial de extração do AS registou uma alteração significativa nos últimos anos. A percentagem média anual de utilização do AS tem vindo a reduzir-se e isso tem implicações na capacidade de extração de gás natural.

É referido que, para um volume operacional do AS inferior a 60% (<2303 GWh), a capacidade de extração se reduz para 71 GWh/d (em vez de 129 GWh/d). Este dado nunca foi comunicado à ERSE, tanto pelo Gestor Técnico Global do SNGN (REN Gasodutos) como pelo operador das infraestruturas de armazenamento subterrâneo e, em sede de apresentação de propostas de PDIRGN onde se discutem e aprovam os investimentos na RNTIAT, nunca foi evidenciada a existência de tal restrição.

Adicionalmente, a ERSE remete para a mais recente proposta de PDIRGN (Tabelas 37 e 38 do capítulo oitavo da Proposta de PDIRGN 2015) na qual a REN Gasodutos apresenta as evoluções das necessidades de reservas de segurança e da capacidade de armazenamento da RNTIAT, nos cenários base e segurança de abastecimento. Nestas previsões, a REN Gasodutos apresenta necessidades de armazenamento, apenas para reservas de segurança, que variam entre 2313 GWh (para 2016 no cenário base) até 5242 GWh (em 2025 no cenário segurança de abastecimento). É ainda com base nestas previsões que a REN Gasodutos propõe a construção de uma nova cavidade de armazenamento para o ano 2023, a qual acrescentaria uma capacidade de 690 GWh aos 3839 já existentes.

Conforme se pode verificar os valores anteriores de gás para reservas de segurança ultrapassam os 60% de volume operacional na infraestrutura de armazenamento do Carriço. A ERSE reconhece que a manutenção de reservas de segurança não são um exclusivo do AS, podendo as mesmas também serem contabilizadas no terminal de GNL. No entanto, também importa salientar que, a 24 de março foi concluída uma consulta pública ao Manual de Procedimentos de Acesso às Infraestruturas (MPAI) que, entre outras matérias, versa o designado “Mecanismo de Continuidade”, proposto pelo Gestor Técnico Global do SNGN, que cria condições logísticas para a abertura do terminal de GNL de Sines a agentes de mercado de menor dimensão no sistema nacional. Este mecanismo baseia-se numa gestão muito apertada e racional da capacidade de armazenamento do terminal de GNL, sendo certo que o terminal de GNL deixa de poder servir para constituição e manutenção de reservas de segurança em permanência. A opção pelo “Mecanismo de Continuidade” tem subjacente a existência de capacidade suficiente no AS, pelo que no âmbito do Procedimento n.º 10 do MPAI, designadamente a “Metodologia de determinação das percentagens das reservas de segurança nas infraestruturas” a percentagem da reserva de segurança atribuível no terminal de GNL será reduzida para valores residuais, como forma de garantir que o modelo de acesso às infraestruturas do SNGN seja efetivamente não discriminatório. Refira-se ainda que o Procedimento n.º 10 foi publicado na sequência de uma situação, de certa

forma comparável, na qual, no passado, as reservas de segurança esgotavam a capacidade do AS não permitindo aos agentes de mercado de menor expressão, sem contrato com o terminal de GNL, a realização de ações de compensação, ficando expostos a riscos de desequilíbrio individual que, no limite, colocavam em causa a sua atividade no SNGN.

Em suma, a eventual existência desta restrição no AS deve ser clarificada e melhor justificada. Tendo em conta os cenários apresentados na última proposta de PDIRGN e o novo paradigma de atribuição de capacidade e operação do terminal de GNL de Sines, a ERSE considera que a redução do volume armazenado de gás natural abaixo dos 60% é algo possível mas pouco provável no futuro. A aplicação da fórmula N-1 tem como finalidade testar a resiliência do sistema face à inoperacionalidade do maior ponto de aprovisionamento de gás natural, neste caso o terminal de GNL de Sines. Se, acima desta restrição, forem cénarizadas outras restrições (mais ou menos prováveis) já não estamos numa simulação de N-1 mas seguramente num outro teste de resiliência bastante mais exigente.

Em complemento, a ERSE volta a afirmar que é relevante o reforço da capacidade de extração do armazenamento subterrâneo do Carriço.

5. Conforme se referiu no ponto anterior, a implementação do “Mecanismo de Continuidade” irá colocar limitações à percentagem da reserva de segurança atribuível no terminal de GNL, nos termos do procedimento n.º 10 do MPAI. Assim, considera-se que a proposta de Relatório de Análise dos Riscos deve ser proactiva nesta matéria, sugerindo-se, no mínimo, que refira que as reservas de segurança devam ser mantidas preferencialmente no Carriço como forma de salvaguardar a segurança de abastecimento ao SNGN, mitigando clara e inequivocamente os impactos de uma inoperacionalidade no terminal de GNL de Sines ou na própria infraestrutura do Carriço.
6. Relativamente à aplicação das disposições do artigo 8.º do Regulamento de Segurança do Aprovisionamento, a ERSE realça as conclusões da proposta de Relatório de Avaliação dos Riscos de que, durante o período 2017-2025 (para os cenários central e superior de consumo), a Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas, Armazenamento e Terminais de GNL possui capacidade de armazenamento suficiente para a constituição da totalidade das necessidades de reservas de segurança.
7. Por fim destaca-se igualmente que os dezasseis cenários analisados na avaliação de risco apresentam níveis de severidade e de probabilidade de ocorrência que se enquadram na zona aceitável do diagrama matriz de risco, não tendo sido identificado qualquer cenário na zona de risco elevado ou não aceitável. Realçamos no entanto, que face aos comentários anteriores há alguns cenários que se configuraram como zonas de risco reduzido (cor verde) e não risco médio (cor amarela).

CONCLUSÕES

Em resultado da análise realizada à proposta de relatório colocada em Consulta Pública sobre “Avaliação dos Riscos que afetam o aprovisionamento de Gás Natural em Portugal, período 2017-2025”, a ERSE salienta as seguintes conclusões:

- A ERSE realça as conclusões da proposta de Relatório de Avaliação dos Riscos em Consulta Pública, em que se conclui que a “avaliação de risco 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 dezasseis 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”.
- É relevante referir que a sub-alínea ii) da alínea b) do n.º 1 do artigo 47.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 231/2012 de 26 de outubro, consagra que a utilização de combustíveis alternativos em substituição dos combustíveis fósseis nas instalações de produção de eletricidade é um dos mecanismos de mercado para gestão da procura que se encontra consagrado como uma das medidas para a promoção das condições de garantia e segurança do abastecimento de gás natural no SNGN em termos transparentes, não discriminatórios e compatíveis com os mecanismos de mercado. Nesta medida, a ERSE considera excessivas as previsões de procura diária utilizadas na proposta de Relatório, para verificação da fórmula N-1 no artigo 6.º do Regulamento de Segurança do Aprovisionamento, devendo as mesmas ser calculadas adicionando, aos valores de consumo diário obtidos para o mercado convencional, apenas o valor de 90 GWh/dia.
- A ERSE considera que os cenários de evolução da procura no mercado convencional deveriam ser melhor justificados, designadamente através de um estudo de suporte que evidenciasse a tendência de evolução deste consumo no longo prazo e quais as variáveis-chave que a justificam.
- Tendo em conta os comentários apresentados, considera-se que a restrição do AS, que a REN Gasodutos forneceu à DGEG relativa a um volume operacional inferior a 2303 GWh, não deverá ser considerada na versão final do Relatório de Avaliação dos Riscos.
- Finalmente, a análise realizada permite ainda concluir que alguns cenários apresentados se configuraram como zonas de risco reduzido (cor verde) e não de risco médio (cor amarela), tal como são referidas na proposta de Relatório de Avaliação dos Riscos em Consulta Pública. Esta alteração deverá ser considerada na versão final do Relatório de Avaliação dos Riscos.