

CONSULTA PÚBLICA

85

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS

PROPOSTA PDIRGN 2019

**Plano decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento da
RNTIAT para o período 2020-2029**

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	SÍNTESE DAS RESPOSTAS ÀS QUESTÕES SUBMETIDAS A CONSULTA PÚBLICA	1
2.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	1
2.2	QUESTÕES SUBMETIDAS A CONSULTA PÚBLICA.....	2
2.2.1	Critérios e princípios de segurança do aprovisionamento.....	2
2.2.2	Previsões da procura.....	3
2.2.3	Análise Custo-benefício.....	4
2.2.4	Futuro do Setor do Gás Natural em Portugal e na Europa.....	5
2.2.5	Custos de Investimento e Impactos Tarifários.....	6
2.3	OUTRAS CONSIDERAÇÕES.....	6

1 INTRODUÇÃO

Em cumprimento ao estabelecido no número 1 do artigo 12.º- A do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, a REN Gasodutos, enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN), apresentou à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), uma proposta de Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento da rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL (RNTIAT) para o período 2020-2029 (PDIRGN 2019).

Por sua vez, a DGEG comunicou à ERSE a proposta recebida, cabendo-lhe, nos termos do n.º 4 do artigo 12.º- A do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho na redação do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, promover uma consulta pública ao seu conteúdo, com a duração de 30 dias.

Assim, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE, no passado dia 12 de fevereiro de 2020, submeteu a consulta pública, a proposta de PDIRGN 2019, elaborada pela REN Gasodutos.

A proposta de PDIRGN 2019 corresponde à terceira edição que é colocada em consulta pública e constitui o sexto exercício de planificação do desenvolvimento e investimento da RNTIAT, elaborado pelo operador da RNTGN.

O presente documento sumariza e avalia as respostas recebidas das entidades no processo de consulta pública à proposta de PDIRGN 2019. A metodologia para avaliação das respostas segue a organização do documento da ERSE de enquadramento para a consulta pública, ou seja, adota a ordem dos assuntos das questões submetidas.

No decorrer desta consulta pública a ERSE recebeu respostas de nove entidades, que se apresentam de seguida:

- Conselho Consultivo da ERSE
- Conselho Tarifário da ERSE
- AdC - Autoridade da Concorrência
- CIP – Confederação Empresarial de Portugal
- EDP- Energias de Portugal
- EDP Comercial

- Galp
- Gas Nat Unipessoal
- REN Portgás Distribuição

2 SÍNTESE DAS RESPOSTAS ÀS QUESTÕES SUBMETIDAS A CONSULTA PÚBLICA

No âmbito da consulta pública promovida pela ERSE à proposta de PDIRGN 2019 enviada pela DGEG, foram recebidos contributos de nove entidades, incluindo o Conselho Consultivo e o Conselho Tarifário da ERSE, que serão tidos em consideração na elaboração do Parecer da ERSE.

Do conjunto de contributos recebidos, todas as entidades optaram por não responder diretamente às questões colocadas no documento de enquadramento da consulta pública da ERSE, abordando, no entanto, os principais temas relativos às questões submetidas à consulta. Para além disso, algumas entidades enviaram também contributos sobre questões de princípio e de carácter mais geral que consideraram mais pertinentes. Um participante, em particular, remete os seus comentários e sugestões para os enviados por outra entidade.

Nos pontos seguintes sumariam-se as contribuições recebidas dos diferentes participantes da consulta pública à proposta de PDIRGN 2019, incluindo-se ainda as considerações de carácter mais geral e outros contributos tidos por relevantes referidos pelas várias entidades que participaram na referida consulta.

2.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

No âmbito das considerações gerais, as entidades que participaram na consulta pública referem que a proposta de PDIRGN 2019 constitui uma evolução positiva face a planos anteriores, quer em termos de organização, quer em termos do conteúdo.

É expresso por vários participantes que o documento da proposta do PDIRGN 2019 apresenta uma estrutura adequada e organiza a informação de modo claro. É também referido que essa evolução foi conseguida através da introdução de algumas melhorias e incorporação de recomendações feitas à proposta de PDIRGN anterior.

Duas das entidades que participaram na consulta pública referem ainda a adequação da proposta apresentada pelo operador da RNTGN ao contexto de descarbonização do setor energético e à transformação que este setor atravessa, com várias incertezas quanto ao médio e longo prazo. Relacionado com este tema, destaca-se uma orientação comum em quase todos os comentários, na necessidade de uma integração dos setores de gás natural e elétrico, e dos impactos no planeamento da interdependência entre setores, enquadrado nos conceitos de *“sector coupling/integration”*.

2.2 QUESTÕES SUBMETIDAS A CONSULTA PÚBLICA

2.2.1 CRITÉRIOS E PRINCÍPIOS DE SEGURANÇA DO APROVISIONAMENTO

Questão 1

Relativamente à aplicação das normas relativas às infraestruturas e tendo em conta o que é referido pelo operador da RNTGN na proposta de PDIRGN 2019, considera que está salvaguardado o cumprimento das referidas normas? Como avalia o nível de risco a que o SNGN presentemente se encontra sujeito?

Questão 2

Considera que, adicionalmente à redução do consumo das centrais eletroprodutoras a gás natural, interruptíveis, deveriam ser consideradas em Portugal medidas de compensação do lado da procura como alternativa à concretização de investimentos em novas infraestruturas no SNGN? Que medidas considera oportunas para a sua concretização?

Questão 3

Considera adequadas as previsões de investimento apresentadas pelo operador do RNTIAT atendendo às perspetivas de evolução do SNGN e dos perfis de consumo de GN?

Existem quatro contributos que abordam o tema da segurança de abastecimento, em particular referindo enquadrando o tema na legislação europeia e no que nela está o previsto sobre medidas a adotar para garantir a segurança de abastecimento, designadamente no regime n-1 com interrupção da maior infraestrutura.

Em particular, um comentário aborda as duas situações identificadas na proposta de PDIRGN, com níveis de armazenamento subterrâneo acima e abaixo de 60% da sua capacidade, com impactos na capacidade de extração de gás natural, e os respetivos impactos no abastecimento de consumos, para os 3 cenários de procura apresentados pelo operador da RNTGN.

Dois comentários sublinham a inexistência atualmente de um quadro legal e regulamentar em Portugal e recomenda, por isso, que seja desenvolvido esse enquadramento legal e regulamentar que potencie a aplicação, em caso de emergência e de forma clara, de medidas de atuação do lado da procura não baseadas em mercado, como algumas das identificadas no Anexo VIII do Regulamento n.º 2017/1938. Recomenda que seja realizada uma análise adequada dos “potenciais benefícios que a introdução deste

tipo de medidas no sector do gás natural português poderia aportar, na medida em que se poderia identificar qual a redução induzida nos investimentos adicionais necessários para o cumprimento da regra “n-1” para os mesmos cenários de evolução da procura, seria muito positiva e poderia contribuir para que se discutisse a necessidade de introdução na legislação nacional deste tipo de medidas”

Em termos de adequação dos investimentos, a generalidade dos comentários considera a proposta de PDIRGN 2019 adequada, salientando o moderado volume de investimentos proposto, recomendando no entanto que na análise custo benefício dos mesmos seja tida em consideração a atualização aos cenários de procura resultantes do RMSA-E 2018, uma vez que os pressupostos se alteraram com a atualização decorrentes do RMSA-E 2019 e o anuncio da antecipação para 2021-2023 do descomissionamento das centrais a carvão de Sines e Pego.

2.2.2 PREVISÕES DA PROCURA

Questão 4

Face ao verificado nos últimos anos com o consumo das centrais de ciclo combinado a gás natural e o calendário de descomissionamento das centrais termoelétricas a carvão mais recentemente apresentado, considera que se justifica rever as previsões do consumo anual e de ponta de consumo diário para o período de 2019 a 2029 apresentadas na proposta de PDIRGN 2019?

Tal como referido no ponto anterior, os cenários de procura utilizados na proposta de PDIRGN 2018 são referidos, por três participantes como estando à data da consulta pública já desatualizados, no seguimento da publicação dos RMSA 2019 e do anúncio da antecipação para 2021 e 2023 do descomissionamento das centrais a carvão de Sines e Pego, respetivamente, com os consequentes impactos que o mercado elétrico tem no consumo de GN.

Há um comentário, em particular que refere que os três cenários apresentados na proposta são bastante próximos e que os valores previstos para o horizonte temporal do PDIRGN foram já registados no passado e transportados pela RNTGN. O mesmo comentário refere ainda que, por isso, não é esperado um aumento significativo da ponta de consumo diário.

Um comentário sublinha a adoção de três cenários de evolução da procura que procuram refletir alterações nos consumos dos vários segmentos e o tempo vida útil das centrais carvão de Sines e Pego, e Central de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro. Sobre este mesmo assunto, outro comentário que sublinha a

volatilidade do consumo de GN (máximos e mínimos), mas que esta volatilidade deverá reduzir-se no seguimento da saída das centrais a carvão

Finalmente, dois comentários chamam a atenção para o impacto que a transição energética terá no consumo de GN, sendo esperada uma futura redução da utilização das infraestruturas, que pode ser em parte alterada com a introdução dos gases renováveis.

2.2.3 ANÁLISE CUSTO-BENEFÍCIO

Questão 6

Como avalia a análise Custo-Benefício desenvolvida pelos operadores da RNTIAT e os resultados apresentados?

Existem quatro contributos que referem análises custo-benefício, sendo comum a recomendação para a necessidade de realização das mesmas previamente à decisão de realização dos investimentos, em especial quando existem diferentes alternativas.

Em particular, no caso do terminal de Sines, e dos investimentos propostos relativos à criação de condições para abastecimento de GNL a navios (bancas marítimas), há três comentários que referem a necessidade de se efetuarem análises custo benefício das 2 opções alternativas (adaptação do terminal ou construção de um novo cais), tendo em conta os benefícios a prazo, apesar de esse exercício ter subjacente um elevado grau de incerteza quanto à procura do mercado de GN e GNL.

O outro comentário refere-se à segurança de abastecimento e à análise do impacto da introdução de medidas de gestão da procura no estudo do cumprimento da regra “n-1”, salientando ser necessária uma “análise adequada dos potenciais benefícios que a introdução deste tipo de medidas no sector do gás natural português poderia aportar, na medida em que se poderia identificar qual a redução induzida nos investimentos adicionais necessários para o cumprimento da regra “n-1” para os mesmos cenários de evolução da procura, seria muito positiva e poderia contribuir para que se discutisse a necessidade de introdução na legislação nacional deste tipo de medidas”.

2.2.4 FUTURO DO SETOR DO GÁS NATURAL EM PORTUGAL E NA EUROPA

Questão 14

Considera que o planeamento das infraestruturas energéticas deve considerar a interdependência entre os setores elétrico e de gás, proporcionando um planeamento cada vez mais integrado entre setores?
Considera que a proposta de PDIRGN 2019 integra de forma adequada esta perspetiva integrada identificando de forma harmonizada as necessidades de investimento nas grandes infraestruturas de gás natural e de eletricidade?

O novo enquadramento do setor energético, e em particular a transição energética para a descarbonização da economia com um maior recurso a fontes de energia renovável foi abordado por todos as entidades que participaram na consulta pública.

Nas respostas à consulta pública existem diversas abordagens a este tema, desde recomendações a uma maior integração no planeamento do setor do gás natural e eletricidade (*sector coupling/integration*), fruto da forte interdependência (como, por exemplo, o impacto da penetração de energias renováveis na produção elétrica ou a saída das centrais a carvão), até recomendações para que as entidades competentes promovam uma discussão e análise de longo prazo sobre o setor energético português e, em particular, sobre os vetores estratégicos de desenvolvimento do setor do gás natural em Portugal (incluindo o tema das interligações), com o envolvimento de todos os *stakeholders*.

Nesse sentido, existem comentários que apontam para por um lado uma menor utilização das infraestruturas de gás natural, mas por outro lado, referem que as centrais de ciclo combinado gás natural terão um papel de maior suporte a uma produção renovável intermitente. E, para além deste papel, há ainda um comentário que aborda o tema do uso das infraestruturas para transporte de gases renováveis.

Finalmente, há ainda o tema de futuros mercados que surjam como o do abastecimento de navios a GNL (bancas marítimas), fruto de uma descarbonização do transporte marítimo.

Adicionalmente, algumas entidades referem que a discussão sobre o futuro do SNGN deverá incluir a interação com o setor elétrico, a concretização do MIBGAS e a integração na rede de infraestruturas europeias. Uma das entidades que participaram na consulta salientou a importância da existência prévia de um Plano Nacional de Energia e Clima que permita assegurar previsões de consumo de gás natural menos voláteis; planear investimentos de carácter estrutural e para garantia da segurança de abastecimento e aferir do grau de integração no mercado único europeu de gás natural.

2.2.5 CUSTOS DE INVESTIMENTO E IMPACTOS TARIFÁRIOS

Questão 16

Considera plausível a consideração de um novo cenário extremo de evolução da procura, baseado no verificado em 2017, para efeito de apuramento dos impactes tarifários?

Questão 17

A consideração deste novo cenário da procura poderá justificar a consideração de investimentos previstos realizar para além do 1.º quinquénio na avaliação dos impactes tarifários? Em caso afirmativo, considera adequada a avaliação dos impactos tarifários apenas para o 1.º quinquénio do período da proposta de PDIRGN?

Muito embora existam referências aos 3 cenários de procura apresentados e analisados na proposta de PDIRGN 2019, a generalidade dos comentários apenas refere que os cenários estão já desatualizados, face aos novos pressupostos subjacentes ao RMSA 2019 publicado posteriormente à elaboração da proposta de PDIRGN 2019, em especial devido ao impacto das saídas das centrais a carvão no consumo de GN. Não obstante, há dois comentários que sublinham a incerteza quanto à utilização futura das redes, num cenário de maior penetração de produção a partir de fontes de energia renovável e de descarbonização da economia.

Quanto aos impactos tarifários propriamente ditos, ainda que nenhum comentário seja específico quanto ao impacto dos cenários de procura em ambos os quinquénios, dois comentários referem a possibilidade de um eventual aumento da procura de GNL no terminal de Sines associado ao abastecimento de bancas marítimas, associando esse cenário a uma maior utilização do terminal de GNL, o qual já tem uma utilização elevada, e uma maior recuperação de custos e aumento de proveitos das atividades afetas ao Terminal de GNL.

2.3 OUTRAS CONSIDERAÇÕES

PROJETO COMPLEMENTAR PADRÃO

Embora não tenha sido objeto de questão específica, 6 contributos expressaram a sua posição sobre o projeto de investimento, designado como «Projeto Complementar Padrão», associado à adaptação do cais

de descarga do TGNL de Sines, de modo a possibilitar o enchimento de navios de menores dimensões, proporcionando o abastecimento de GNL como combustível marítimo.

O projeto, estimado em 9,9 milhões de euros, deverá ser concretizado ao longo do triénio 2020-2022, e enquadra-se na estratégia nacional para os combustíveis alternativos (Decreto-Lei n.º 60/2017, de 9 de junho) e no Quadro de Ação Nacional para a criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos (Resolução do Conselho de Ministros n.º 88/2017, de 26 de junho).

A REN gasodutos efetuou ainda a comparação com uma alternativa mais estrutural, de construção de um novo cais, próximo do atual, permitindo o fornecimento de GNL a navios em Sines sem interferência com a descarga em simultâneo de navios metaneiros para os depósitos de GNL do TGNL de Sines, embora com um investimento muito superior (entre 40 e 50 milhões de euros) e mais tempo de implementação.

A generalidade dos contributos, incluindo os pareceres do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário, apontam a necessidade de realização de mais estudos acerca dos benefícios e custos das diferentes opções de investimento identificadas no plano.

Os comentários destacaram a importância do transporte marítimo como uma nova utilização do GNL e como eixo relevante da descarbonização da economia, e o papel importante que o SNGN deve ter na estratégia nacional para o setor. Não obstante, expressaram que o atual momento é ainda de muita incerteza, o que se reflete em dúvidas sobre a melhor opção de investimento.

Apesar de alguns comentários defendem a solução de menor investimento, com forma de concretizar a curto prazo uma opção de abastecimento de navios a GNL e evitar os riscos de um investimento mais avultado, a maioria dos comentários favorece o adiamento deste investimento para permitir a realização de estudos mais substanciados entre as duas opções, tendo presente o impacto sobre a operação normal do terminal para receção de GNL e os desenvolvimentos da implementação da estratégia nacional para o transporte marítimo.

AVALIAÇÃO AMBIENTAL

Relativamente à Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), um dos participantes refere a ausência da mesma, considerando que, apesar de ser aceitável que a mesma não tenha sido efetuada, uma vez que não existe nenhum novo projeto estruturantes que tenha impacto, estando por isso ainda válida a efetuada no PDIRGN 2017, recomenda essa entidade que a AAE seja retomada já no próximo PDIRGN 2021.

Rua Dom Cristóvão da Gama, 1 – 3.º
1400- 113 Lisboa
Telefone: + 351 213 033 200
Fax: + 351 213 033 201
www.erse.pt

