

PROPOSTA DE PDIRGN 2015
PLANO DECENAL INDICATIVO DE
DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO NA RNTIAT
PARA O PERÍODO 2016-2025

Consulta pública

Novembro 2015

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

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO E ENQUADRAMENTO	3
1.1	Legislação comunitária.....	4
1.2	Enquadramento legal nacional	5
1.3	Procedimentos	8
1.4	Principais recomendações do Parecer da ERSE à proposta de PDIRGN 2013.....	8
2	BREVE DESCRIÇÃO DA PROPOSTA DE PDIRGN 2015 E PRINCIPAIS DIFERENÇAS FACE À PROPOSTA DE 2013	10
2.1	Breve descrição do documento submetido pela concessionária da RNTGN	10
2.2	Evolução do PDIRGN 2015 face ao PDIRGN 2013.....	13
2.3	Questões levantadas no parecer da ERSE ao PDIRGN 2013 que se mantêm no PDIRGN 2015	15
2.3.1	Previsões da procura	15
2.3.2	Custos de Investimentos	16
2.3.3	Critérios e Princípios de Segurança de Abastecimento.....	17
2.3.4	Planeamento	19
3	NOVAS QUESTÕES A SUBMETER A CONSULTA PÚBLICA	20
3.1	Previsões da procura	20
3.2	Previsões da Oferta.....	21
3.3	Planeamento	22
3.4	Valorização dos benefícios / Análise Custo – Benefício	22
3.5	Opções de investimento.....	22
3.6	Ordenação de investimentos.....	23
3.7	Custos de Investimento e Impactos Tarifários.....	24
3.8	Avaliação do projeto enquanto PCI	24
4	DOCUMENTAÇÃO DE SUPORTE À CONSULTA PÚBLICA	27

1 INTRODUÇÃO E ENQUADRAMENTO

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 2016-2025 (PDIRGN 2015).

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 submete a consulta pública, a proposta de PDIRGN 2015, elaborada pela REN Gasodutos.

Agradece-se, desde já, a todos os participantes nesta consulta pública os contributos que, sob a forma de comentários ou sugestões, sejam enviados à ERSE até 4 de janeiro de 2016, para o seguinte endereço de correio eletrónico: pdirgn@erse.pt.

Todos os comentários escritos recebidos na ERSE no âmbito do processo de consulta pública serão publicados na sua página de Internet, salvo indicação em contrário.

O presente documento de enquadramento da consulta pública pretende promover a reflexão dos agentes em torno de aspetos que se consideram determinantes para a elaboração da proposta de PDIRGN 2015 e, deste modo, coadjuvar a ERSE na elaboração de um parecer abrangente e rigoroso nas suas conclusões.

Neste capítulo introdutório, contextualiza-se a elaboração do plano e os procedimentos principais conducentes à sua aprovação pelo membro do Governo responsável pela área da energia. No capítulo seguinte apresenta-se sucintamente o documento da proposta de PDIRGN para o período de 2016-2025, elaborado pelo operador da RNTGN e submetido à ERSE pela DGEG. No sentido de permitir aos agentes avaliarem a evolução entre esta proposta de PDIRGN e a proposta do PDIRGN 2013, este capítulo realça as principais diferenças entre estes dois PDIRGN, bem como coloca as questões que se mantêm desde a última consulta pública. O terceiro capítulo lança um conjunto novo de questões, que decorrem da análise efetuada pela ERSE, e que pretendem realçar as principais alterações a este documento desde a anterior proposta de PDIRGN, induzindo a reflexão dos agentes sobre os pressupostos, as metodologias, os aspetos técnico-económicos e as opções de investimento propostos pelo operador da RNTGN. Por fim, são enumerados e anexados os documentos de suporte à presente consulta pública.

1.1 LEGISLAÇÃO COMUNITÁRIA

DIRETIVA 2009/73/CE DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO, DE 13 DE JULHO

A Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural e que revoga a Diretiva 2003/55/CE, contém os princípios gerais e as competências dos operadores das redes de transporte e das entidades reguladoras relativos à elaboração de planos de desenvolvimento e investimento nas infraestruturas, remetendo a sua disciplina para o Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural. Neste quadro, destaca-se, nomeadamente, a elaboração, o acompanhamento e a monitorização dos planos de investimento dos operadores das redes de transporte em coerência com o plano decenal de desenvolvimento da rede à escala comunitária referido neste Regulamento europeu, que é de aplicação direta e obrigatória a nível nacional.

A Diretiva 2009/73/CE foi transposta para a legislação portuguesa através do Decreto-Lei n.º 230/2012 e do Decreto-Lei n.º 231/2012, ambos de 26 de outubro, que alteram o Decreto-Lei n.º 30/2006 e o Decreto-Lei n.º 140/2006, respetivamente.

REGULAMENTO (CE) N.º 715/2009 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO, DE 13 DE JULHO

O Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural e que revoga o Regulamento (CE) n.º 1775/2005, estabelece o conceito de plano decenal, a ser apresentado de dois em dois anos, como um dos pilares do desenvolvimento das infraestruturas de gás natural europeias.

O plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária, nos termos do n.º 10 do artigo 8.º do Regulamento (CE) n.º 715/2009, deve “basear-se nos planos de investimento nacionais, tendo em consideração os planos de investimento regionais referidos no n.º 1 do Artigo 12.º do mesmo Regulamento. Os referidos planos de investimento regionais envolvem Portugal, Espanha e França, sendo desenvolvidos no âmbito da cooperação regional no seio da Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte de gás (REORT), vulgarmente referida pela sua sigla em língua inglesa ENTSOG.

A consolidação dos planos nacionais e regionais no plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária compete à ENTSOG. A Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER) e as entidades reguladoras nacionais devem garantir a conformidade entre os planos nacionais e o plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária, nos termos do n.º 11 do artigo 8.º do Regulamento (CE) n.º 715/2009.

REGULAMENTOS (CE) N.º994/2010, DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO, DE 20 DE OUTUBRO E N. 347/2013, DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO, DE 17 DE ABRIL

Conforme foi referido, o plano de desenvolvimento da rede, na sua perspetiva nacional, deverá ter em conta a segurança de abastecimento, respeitando o disposto no Regulamento (CE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás natural. Este regulamento estabelece, respetivamente nos seus artigos 6.º e 8.º, as normas relativas a infraestruturas e as normas relativas ao aprovisionamento.

Complementarmente à regulação comunitária que enquadra os processos relativos aos investimentos nacionais existem, no âmbito da construção do mercado interno único na Europa, outros regulamentos que têm impacto nas decisões de investimento a nível nacional. O Regulamento (UE) nº 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril relativo às orientações para o desenvolvimento atempado e a interoperabilidade dos corredores e domínios prioritários das infraestruturas energéticas transeuropeias, em vigor desde 15 de maio de 2013, é um dos casos mais relevantes. Este regulamento destina-se a facilitar o desenvolvimento atempado e a interoperabilidade das redes energéticas transeuropeias (TEN-E).

Este regulamento dá prioridade a corredores físicos e áreas energéticas consideradas estratégicas para a Europa e estabelece os critérios para a identificação de projetos de interesse comum (PCI), projetos transfronteiriços que beneficiem, pelo menos, dois países da União Europeia. Os três principais objetivos deste regulamento são:

- Facilitar a execução atempada dos PCI, estabelecendo, para isso, novos procedimentos de atribuição de licenças a estes projetos, mais transparentes e expeditos;
- Estabelecer regras e fornecer orientações para a imputação dos custos transfronteiriços;
- Determinar as condições de elegibilidade dos PCI para a assistência financeira da UE ao abrigo do *Connecting Europe Facility* (CEF) – mecanismo de apoio financeiro a investimentos destinados a melhorar as redes europeias no domínio dos transportes, da energia e da tecnologia digital.

Encontra-se em fase de adoção por parte da Comissão Europeia a segunda lista de PCIs.

1.2 ENQUADRAMENTO LEGAL NACIONAL

O Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro procedeu à quinta alteração do Decreto-Lei nº 30/2006, de 15 de fevereiro que estabelece as bases gerais da organização e do funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), bem como as bases gerais aplicáveis ao exercício das atividades de receção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL), de armazenamento subterrâneo de gás

natural, de transporte, de distribuição e de comercialização de gás natural e de organização dos respetivos mercados e à transposição da Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, dando também execução ao Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho¹ e ao Regulamento (CE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro².

De acordo com o artigo 26º do referido Decreto-lei, o operador da RNTGN deve elaborar um plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT (PDIRGN), que inclua:

- a) Informação sobre as infraestruturas a construir ou modernizar no decénio seguinte;
- b) Indicação dos investimentos que o operador da RNTGN tenha já decidido efetuar e, de entre destes, aqueles a realizar nos três anos seguintes;
- c) O calendário dos projetos de investimento.

Estabelece-se, ainda, neste artigo que o procedimento de elaboração do PDIRGN é definido em legislação complementar, concretamente no Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.

O Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, procedeu à terceira alteração ao Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, estabelecendo os regimes jurídicos aplicáveis ao exercício das atividades integrantes do SNGN, incluindo as respetivas bases das concessões, os procedimentos para a atribuição das concessões e das licenças, bem como regras relativas à segurança do abastecimento e sua monitorização e à constituição e manutenção de reservas de segurança, desenvolvendo as bases gerais da organização e funcionamento do SNGN, instruídas pelo Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro.

Nos termos do artigo 12.º do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, o operador da RNTGN deve elaborar, nos anos ímpares, um plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT (PDIRGN), tendo em conta as disposições do Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, nomeadamente quanto ao plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária, no âmbito do mercado interno do gás natural. Nos termos do artigo 12.º-A do referido diploma, referente ao procedimento de elaboração do PDIRGN, encontram-se estabelecidas orientações relativas às seguintes matérias:

- Os critérios a adotar na elaboração e aprovação do PDIRGN;

¹ Relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural.

² Relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás natural.

- O procedimento a adotar na elaboração do PDIRGN, designadamente:
 - a responsabilidade pela sua execução;
 - a articulação entre o operador da RNTGN e os restantes operadores do SNGN na elaboração da proposta inicial de PDIRGN;
 - a data limite para a submissão à DGEG da proposta inicial de PDIRGN;
 - a articulação entre o operador da RNTGN e a DGEG no que respeita à consolidação da proposta inicial de PDIRGN;
 - a realização de uma consulta pública promovida pela ERSE;
 - a elaboração de um parecer por parte da ERSE integrando as necessidades de investimento identificadas no processo de consulta pública, bem como a coerência do PDIRGN com o plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária e a salvaguarda e promoção da concorrência;
 - a elaboração da proposta final de PDIRGN por parte do operador da RNTGN;
 - a aprovação do PDIRGN que, nos termos do referido diploma, compete ao membro do Governo responsável pela área da energia.
 - o acompanhamento, fiscalização da calendarização, da orçamentação e execução dos projetos de investimento na RNTIAT previstos no PDIRGN, que ficam sujeitos ao seu parecer vinculativo, no âmbito das suas atribuições, não podendo este parecer versar sobre questões estratégicas de desenvolvimento da rede ou relacionadas com a segurança do abastecimento.

O ciclo de desenvolvimento, aprovação e execução do Plano Decenal de Investimento nacional encontra-se descrito na figura seguinte.

- Figura 1-1 – Esquematização de desenvolvimento, aprovação e execução do PDIRGN



Conforme se referiu, o Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, em particular o seu capítulo XI, deu execução ao Regulamento (CE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro. Assim, são estabelecidas a nível nacional as disposições relativas às reservas de segurança, as quais articulam a norma de aprovisionamento integrada no artigo 8.º do Regulamento (CE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro.

1.3 PROCEDIMENTOS

A presente proposta de PDIRGN corresponde à segunda edição que, nos termos do preceituado no Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, é colocada em consulta pública e corresponde ao quinto exercício de planificação do desenvolvimento e investimento da RNTIAT, levado a cabo pelo operador da RNTGN, nos termos da legislação em vigor.

1.4 PRINCIPAIS RECOMENDAÇÕES DO PARECER DA ERSE À PROPOSTA DE PDIRGN 2013

No âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas e beneficiando dos contributos recolhidos durante a consulta pública para tal organizada, a ERSE emitiu em dezembro de 2013 um parecer sobre a proposta de PDIRGN 2013, apresentada pelo operador da RNTGN.

Sendo o primeiro a ser apresentado no quadro da alteração legislativa ocorrida em outubro de 2012, o anterior parecer procurou realçar que o procedimento estabelecido de apreciação e aprovação das propostas de PDIRGN se assume como um processo de avaliação da oportunidade dos diferentes projetos de investimento apresentados, que envolve as diversas entidades relevantes e é suportado numa consulta pública. Ao ocorrer com uma periodicidade bianual, este processo de avaliação, assente numa ponderação dos custos e benefícios subjacentes, permite avaliar de forma quase contínua a evolução das principais condicionantes que enquadram as propostas de investimento apresentadas.

Deste modo, tendo em conta o desajuste existente entre as necessidades de investimento perspetivadas pelo operador da RNTGN na proposta de PDIRGN 2013 para satisfazer a procura no período 2014-2023 e os dados à disposição dos vários agentes, a ERSE propôs uma reavaliação do desenvolvimento das infraestruturas que tinham sido apresentadas na proposta de PDIRGN 2013, recomendando uma reponderação das suas prioridades.

No que diz respeito à terceira interligação de gás natural entre Portugal e Espanha, verificou-se que os principais benefícios apresentados na proposta de PDIRGN 2013, somente se justificariam se o desenvolvimento deste projeto fosse incluído num cabaz de investimentos europeus no domínio das interligações internacionais, designadamente o reforço substancial das interligações entre Espanha e o sul de França. Constatou-se que, enquanto o nível de interligação Espanha-França se mantiver nos níveis atuais, poderão ser pouco expressivos os benefícios que resultariam da integração de Portugal e da Península Ibérica num mercado europeu.

2 BREVE DESCRIÇÃO DA PROPOSTA DE PDIRGN 2015 E PRINCIPAIS DIFERENÇAS FACE À PROPOSTA DE 2013

A proposta de PDIRGN 2015, com data de junho do corrente ano, submetida à apreciação da presente consulta pública encontra-se estruturada em treze (13) capítulos, repartidos pelos seguintes temas:

- Capítulo 1 – Introdução;
- Capítulo 2 – Descrição Técnica das infraestruturas da RNTIAT;
- Capítulo 3 – Evolução da procura de GN;
- Capítulo 4 – Evolução da oferta de GN;
- Capítulo 5 – Plano de desenvolvimento e investimento;
- Capítulo 6 – Impacto Tarifário;
- Capítulo 7 – Princípios e critérios de planeamento;
- Capítulo 8 – Justificação dos investimentos (Análise Quantitativa/ Indicadores CBA);
- Capítulo 9 – Justificação dos investimentos (Análises Complementares).

O Capítulo 10 é referente a siglas e abreviaturas, os dois capítulos seguintes referem-se a índices de tabelas e figuras e no último capítulo são apresentados anexos.

2.1 BREVE DESCRIÇÃO DO DOCUMENTO SUBMETIDO PELA CONCESSIONÁRIA DA RNTGN

Do ponto de vista genérico, apresentam-se de seguida os temas desenvolvidos em cada capítulo.

No capítulo 1, a REN Gasodutos procede ao enquadramento da proposta de PDIRGN 2015 e identifica os documentos de suporte e de fundamentação dos pressupostos para a proposta apresentada:

- Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do Sistema Nacional de Gás Natural de 2014;
- As últimas informações disponíveis relativas à procura dos cogeneradores e ao planeamento das infraestruturas de oferta;
- A caracterização da RNTIAT elaborada pelo operador da RNTGN, em conformidade com os objetivos e requisitos de transparência previstos no Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho;

- Os planos quinquenais de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição (PDIRD GN)³;
- O plano decenal de desenvolvimento das Redes Europeias elaborado pelo ENTSOG com data de abril de 2015 - “ENTSOG Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2015-2024”.

São igualmente mencionados os diplomas que enquadram a proposta de PDIRGN 2015, em termos legislativo e regulamentar, tanto a nível nacional como comunitário.

O capítulo 2 identifica as principais características técnicas das infraestruturas da RNTIAT: a rede nacional de transporte de gás natural; o terminal de gás natural liquefeito de Sines e o armazenamento subterrâneo situado no Carriço.

O capítulo 3 procede a uma análise histórica entre 2004 e 2014 da procura anual e das pontas diárias de consumo em Portugal, bem como as taxas de utilização das infraestruturas dos últimos dois anos. São apresentadas igualmente as previsões para 2015-2025 para as referidas vertentes da procura de gás natural, para o mercado convencional e elétrico. O anexo I detalha resultados propostos neste capítulo, enquanto o anexo II apresenta a metodologia utilizada na construção destes cenários de evolução anual da procura.

No capítulo 4, é realizada uma análise à capacidade de oferta de gás nos pontos de interligação com a RNTGN e à capacidade de armazenamento na RNTIAT, analisando-se os temas em termos históricos, identificando-se os desenvolvimentos futuros e perspetivando as capacidades de importação e exportação.

O capítulo 5 procede a uma breve descrição dos investimentos propostos para o período compreendido entre 2016 e 2025 apresentando a data para a decisão final do investimento, a data de entrada em operação e o valor do investimento a custos diretos externos, desagregado pelas três infraestruturas que compõem a RNTIAT. É apresentada igualmente informação relativa às infraestruturas que decorrem do plano de investimento já em curso, e que entrarão em serviço no decurso do ano de 2015. São identificadas fontes potenciais de financiamento.

O capítulo 6 apresenta uma análise do impacto dos investimentos apresentados na proposta de PDIRGN 2015 nos proveitos permitidos unitários. Neste ponto do documento são apresentados alguns cenários simulados com base na variação de alguns pressupostos: a evolução da procura, a inclusão apenas dos custos de investimento do PDIRGN 2015 ou incluindo também os custos previstos nos próximos

³ A ERSE recebeu uma comunicação da Secretaria de Estado da Energia, em 2 de outubro de 2015, referindo que a aprovação da proposta de PDIRD GN 2014 estava em processo de diligências complementares.

PDIRGN e no financiamento dos investimentos com recurso a apoios comunitários. Esta análise é introduzida pela primeira vez na atual proposta de PDIRGN.

No capítulo 7 são apresentados os princípios e os critérios de planeamento divididos nos seguintes parâmetros de avaliação: i) integração de mercados; ii) concorrência; iii) segurança de abastecimento iv) sustentabilidade e v) outros critérios.

Os capítulos 8 e 9 procedem à justificação dos investimentos propostos numa perspetiva integrada da RNTIAT e numa perspetiva de contribuição individual de cada projeto para o cumprimento dos critérios de planeamento mencionados no capítulo 7.

No capítulo 13 são apresentados os seguintes 10 anexos:

- Anexo I – Cenários e pressupostos Gerais do RMSA-GN 2014 (DGEG)
- Anexo II – Cenários de Evolução da procura de gás natural, período 2015-2025;
- Anexo III - Análise das alternativas à 3ª Interligação PT-ES
- Anexo IV - Potencial benefício decorrente da diferença de preços de importação de GNL
- Anexo V - Gasoduto Celorico da Beira – Vale de Frades
- Anexo VI - Fichas de caracterização dos Outros Projetos da RNTIAT (RNTGN, AS e TGNL)
- Anexo VII - PFD da RNTGN – Diagrama Geral de Processo
- Anexo VIII - PFD do TGNL de Sines - Diagrama Geral de Processo
- Anexo IX - PFD do AS do Carriço - Diagrama Geral de Processo
- Anexo X - Avaliação Ambiental Estratégica do PDIRGN 2013

O anexo I detalha os cenários macroeconómicos e os cenários de evolução da oferta (RNTIAT) e da procura de gás natural para o período compreendido entre os anos de 2015 e 2030, desagregados por mercado convencional (inclui o consumo de gás natural nos setores da indústria, cogeração, residencial e terciário) e mercado de eletricidade (abrange o consumo de gás natural das centrais termoelétricas para produção de eletricidade em regime ordinário). No ponto 5 do referido anexo são apresentadas as previsões das pontas de consumo diário de gás natural, discriminando os resultados para o mercado Convencional e para o mercado de Eletricidade, e assumindo nos resultados agregados um fator de simultaneidade igual a 1.

O anexo II descreve as metodologias de previsão utilizadas na construção dos cenários de evolução da procura anual de gás natural para o período compreendido entre os anos de 2015 e 2025, desagregadas por dois tipos de mercado: convencional (estudo individualizado dos setores da indústria, cogeração,

residencial e terciário) e mercado de eletricidade (inclui o consumo de gás natural das centrais termoelétricas para produção de eletricidade em regime ordinário).

No Anexo III do atual PDIRGN, a REN apresenta, pela primeira vez, os projetos alternativos à 3ª interligação. As alternativas consideradas são dois reforços da capacidade existente – por Campo Maior e por Valença do Minho – e um traçado alternativo por Vale de Frades. A REN apresenta também os pontos fortes e fracos de cada uma das alternativas mas não orçamenta as obras.

O anexo IV apresenta o potencial benefício resultante da diferença de preços de importação de GNL. Neste capítulo, a REN faz um exercício de comparação do preço de importação de GNL em Portugal e em Espanha; e dos custos adicionais do transporte de gás na fronteira entre os dois países, com dois cenários a serem considerados: (i) GNL descarregado em Espanha, transportado para Portugal e consumido e (ii) descarga de GNL em Portugal, transportado para Espanha onde é consumido.

O anexo V caracteriza, em maior detalhe, o Gasoduto Celorico da Beira – Vale de Frade, projeto correntemente conhecido como a terceira Interligação Portugal – Espanha. Esta caracterização é feita uma descrição do projeto em termos físicos, em termos técnicos, em termos financeiros e o seu enquadramento enquanto projeto candidato a Projeto de Interesse Comum (PCI).

Finalmente, os anexos VI a IX apresentam diagramas e fichas de caracterização de pontos de entrega e de outros projetos da RNTIAT.

2.2 EVOLUÇÃO DO PDIRGN 2015 FACE AO PDIRGN 2013

Tal como referido, a proposta PDIRGN 2015 é a segunda a ser apresentada nos termos da legislação publicada em 2012, que reforça o papel da ERSE. Neste novo quadro, os planos de investimento assentam na monitorização bianual da evolução do SNGN. Deste modo, considera-se relevante destacar os principais pontos em comum e as diferenças entre as propostas de PDIRGN 2015 e PDIRGN 2013.

A tabela seguinte apresenta esquematicamente as diferenças entre a atual e a anterior proposta de PDIRGN.

		PDIRGN 2013	PDIRGN 2015
Evolução da Procura de Gás Natural	Procura anual	Previsões de consumo são superiores às do PDIRGN 2015 – especialmente no mercado da electricidade	A procura cai 22% em média no cenário base e 20% no cenário de segurança de abastecimento
	Pontas de consumo diário	Aumento da ponta provável e extrema de 2012 para 2013	Mantém-se uma previsão muito elevada em 2015 quando comparado com o passado recente. No cenário base aumenta 13% face a 2014 e no cenário de segurança de abastecimento aumenta 17% face a esse ano.
			A previsão da ponta provável cai 6% e da ponta extrema decresce 11% no cenário de segurança de abastecimento. No cenário base as previsão média das pontas diminui 19%.
Investimentos		523,972 M€ para o período de 2014 a 2023, dos quais 238,9 M€ no período 2014-2016	198,462 M€ para o período 2016 a 2019 a decidir nesta proposta de PDIRGN 203 M€ a decidir nas propostas seguintes (2017 em diante)
Impactos Tarifários			É apresentado uma estimativa para o impacto dos investimentos nos proveitos unitários
Indicadores de CBA <i>Análise multicritério baseada em indicadores quantitativos e avaliações qualitativas</i>	Reserva de Capacidade		Mantém os anteriores e acrescentam:
	IHH capacidade		Capacidade bidirecional
	IHH aprovisionamento		Diminuição das emissões
	Critério N-1		Backup às FER
Capacidade de Armazenamento			
Análise complementares <i>Avaliação ambiental Estratégica</i>			Incorpora a avaliação ambiental estratégica de apoio à tomada de decisão de forma a promover o desenvolvimento sustentável
Projectos para a terceira interligação	Terceira interligação por Vale de Frades		Apresenta mais opções para a terceira interligação:
			Reforço de capacidade por Campo maior
			Reforço de capacidade por valença do Minho
			Traçado por Vilar Formoso

Comparando as duas propostas, constata-se que existem diferenças. O valor total de investimentos proposto ser avaliado passa de 523 972 milhares de euros, para o período de 2014-2023 (10 anos), para 198 462 milhares de euros, para o período 2016 a 2019 (4 anos). Realça-se a introdução na atual proposta de PDIRGN da indicação da data que o operador da RNTGN antecipa como necessária para a tomada da Decisão Final de Investimento (DFI) relativa a cada um dos projetos de investimento que são apresentados.

Assim, no atual processo de avaliação e aprovação da proposta de PDIRGN 2015, existem somente três projetos de investimento com uma calendarização que obriga a uma tomada de decisão de aprovação, rejeição ou adiamento. Estes três projetos de investimento representam um investimento previsto de 164,1 milhões de euros de investimento, sendo relevante a construção da terceira interligação Portugal-Espanha com um custo de 137,2 milhões de euros.

Por outro lado, a proposta de PDIRGN 2015 apresenta pela primeira vez uma análise da evolução do impacto dos investimentos nos proveitos permitidos unitários.

No que à procura diz respeito, a proposta de PDIRGN 2015 apresenta previsões de consumo, em média, 22% inferiores à anterior proposta de PDIRGN. As pontas de consumo diário continuam, nesta proposta

de PDIRGN, a apresentar um aumento entre o último ano ocorrido e o primeiro ano previsto. É também observável uma diminuição das pontas previstas entre este e a anterior proposta de PDIRGN, no entanto, em média e no cenário da segurança de abastecimento apenas diminui cerca de 6% na ponta extrema e 11% na ponta provável. A previsão das pontas no cenário de segurança de abastecimento para 2015 aumenta 38% no caso da ponta provável e 50% na extrema quando comparada com o valor verificado em 2014. Registe-se que esta proposta apresenta cenários do RMSA-E 2014 (dezembro), que já incorporam no designado cenário base a manutenção das centrais a carvão de Sines e Pego até 2025. No entanto, num outro cenário o documento continua a manter essa desclassificação, que tinha sido colocada em dúvida no seguimento do resultado da consulta pública anterior

Em relação aos indicadores de avaliação económica dos benefícios líquidos dos custos dos investimentos (CBA), o PDIRGN 2015 é mais completo, já que se debruça sobre capacidade bidirecional, diminuição das emissões e *backup* às FER. Neste PDIRGN a REN apresenta, pela primeira vez, opções alternativas à 3ª interligação.

Incorpora a Avaliação Ambiental Estratégica realizada e concluída ao longo de 2014, que tal como previsto na legislação, constitui um instrumento de apoio à tomada de decisão visando a promoção do Desenvolvimento Sustentável e permitindo assegurar que as consequências ambientais dos projetos são previamente identificadas e avaliadas durante a fase da sua elaboração e antes da sua adoção.

2.3 QUESTÕES LEVANTADAS NO PARECER DA ERSE AO PDIRGN 2013 QUE SE MANTÊM NO PDIRGN 2015

2.3.1 PREVISÕES DA PROCURA

As previsões para a evolução do consumo anual de gás natural e para a evolução da ponta diária apresentadas na proposta de PDIRGN 2015 são diferenciadas entre mercado elétrico, correspondente aos centros electroprodutores em regime ordinário, e mercado convencional, que engloba o setor da indústria, cogeração, os segmentos residencial e terciário. Esta desagregação permite a aplicação de metodologias de previsão e de variáveis explicativas da evolução do consumo de gás natural e de evolução das pontas diárias adaptadas a cada mercado e segmento, com o intuito de refletir as suas características específicas.

Questão 1

Considera que as metodologias de previsão da evolução da procura e as variáveis explicativas apresentadas são as adequadas e a sua aplicação devidamente justificada?

Para o exercício de previsão do consumo anual de gás natural e das pontas diárias, bem como para a aplicação das metodologias acima referidas, é necessário um conjunto alargado de dados históricos sobre o setor do gás natural, com um nível de detalhe adequado, que deverão ser disponibilizados pelo operador da RNTGN.

Questão 2

Considera que os dados históricos e a informação previsional fornecidos na proposta de PDIRGN 2015 são adequados para o exercício de previsão do consumo anual e das pontas diárias?

A previsão da ponta diária é o aspeto principal para a definição da capacidade de oferta das infraestruturas do SNGN e conseqüentemente do nível de investimento a realizar. Nesta proposta de PDIRGN 2015, são apresentadas as pontas prováveis e as pontas extremas desagregadas para o mercado elétrico e para o mercado convencional⁴. A definição da ponta provável segue metodologias definidas pela concessionária da RNTGN, enquanto a ponta extrema é calculada de acordo com o Regulamento (UE) n.º 994/2010, de 20 de outubro⁵.

Questão 3

No que respeita à determinação da ponta extrema, considera adequada a interpretação que o operador da RNTGN faz do Regulamento (UE) n.º 994/2010?

Questão 4

Considera adequadas as metodologias seguidas na definição dos parâmetros associados à ponta, em particular da procura de gás excepcionalmente elevada, conforme previsto no Regulamento (EU) n.º994/2010, e do fator de simultaneidade considerado?

2.3.2 CUSTOS DE INVESTIMENTOS

O operador da RNTGN tem adotado uma abordagem na qual os investimentos são integrados em projetos específicos, os designados projetos de investimento, identificando os custos específicos de cada projeto.

⁴ As pontas diárias foram ainda definidas independentemente para o Cenário Base e para o Cenário Segurança de Abastecimento.

⁵ Corresponde em cada ano, a um dia de procura de gás natural excepcionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos.

Os custos associados a cada projeto de investimento são apresentados na proposta de PDIRGN 2015 incluindo, para além das grandes intervenções, a construção de novas ligações a grandes consumidores ligados em alta pressão, os novos pontos de ligação à RNDGN e outras intervenções nas infraestruturas existentes.

Questão 5

Considera que o detalhe apresentado pelo operador da RNTGN é o adequado?

Questão 6

Considera que os custos perspetivados na proposta de PDIRGN 2015 estão alinhados com os praticados atualmente na indústria gasista?

2.3.3 CRITÉRIOS E PRINCÍPIOS DE SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

A segurança de abastecimento constituiu um dos critérios fundamentais para a elaboração da presente proposta de PDIRGN 2015 colocada em consulta. Estes critérios resultam da aplicação do Regulamento (CE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, bem como da sua transposição para o enquadramento legislativo nacional, nos termos estabelecidos pelo 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.

No que respeita à regulamentação comunitária destacam-se os artigos 6.º e 8.º do Regulamento (CE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, que versam respetivamente as “normas relativas às infraestruturas” e as “normas relativas ao aprovisionamento”. Por sua vez, o Capítulo XI 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, deu execução ao Regulamento (CE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, em particular a referida norma de aprovisionamento, estabelecendo as obrigações de serviço público ao nível da constituição e manutenção das reservas de segurança, a avaliação de riscos a que o SNGN se encontra exposto, a definição dos clientes protegidos e demais obrigações em matéria de segurança do abastecimento a que os comercializadores e o operador da RNTGN se encontram sujeitos.

NORMAS RELATIVAS ÀS INFRAESTRUTURAS

As normas relativas às infraestruturas, consubstanciadas no artigo 6.º do Regulamento (CE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, impõem que os Estados Membros tomem as medidas necessárias para que, caso se verifique uma interrupção da maior infraestrutura de

gás, a capacidade das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1 do Anexo I do referido regulamento, possa satisfazer a procura total de gás durante um dia de procura de gás excecionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos.

A aplicação da fórmula N-1 resulta de um teste de resiliência no qual é aferida a oferta de capacidade de entrada de gás no SNGN, incluindo as interligações internacionais, a ligação à infraestrutura de armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço e a ligação ao terminal de receção, armazenagem e regaseificação de GNL de Sines. A esta oferta de capacidade é deduzida a capacidade do terminal de GNL de Sines, sendo o valor resultante comparado com a procura de gás de um dia de procura de gás excecionalmente elevada com uma probabilidade estatística de uma vez em vinte anos.

Admite-se, nos termos do n.º 2 do artigo 6.º do Regulamento (CE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, a eventualidade de afetar a procura através de medidas adequadas do lado da procura, baseadas no funcionamento do mercado, entre as quais a interruptibilidade. A compensação através de medidas do lado da procura deve, porém, ser sustentada através de um plano preventivo de ação, estabelecido nos termos do artigo 5.º do mesmo diploma.

O n.º 3 do artigo 6.º do Regulamento (CE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, admite que o cumprimento das normas relativas a infraestruturas possa ser cumprido a nível regional, mediante a realização de planos preventivos de ação conjuntos entre vários Estados Membros, devidamente suportados por uma avaliação de riscos estabelecida nos termos do artigo 9.º do mesmo diploma.

Questão 7

Relativamente a infraestruturas, como avalia o nível de risco a que o SNGN presentemente se encontra sujeito?

Questão 8

Concorda com a metodologia e os valores apontados pelo operador da RNTGN para determinação da procura de gás excecionalmente elevada no SNGN, tendo em conta probabilidade estatística de ocorrência de uma vez em vinte anos?

Questão 9

Considera adequado a alternativa de implementação de medidas de compensação do lado da procura? Quais?

Questão 10

Considera adequado o cumprimento da norma de infraestruturas numa perspetiva regional, com o

prejuízo do seu cumprimento ao nível nacional?

Questão 11

Considera que a proposta de PDIRGN 2015 salvaguarda adequadamente o cumprimento da norma de infraestruturas estabelecida no Regulamento (CE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro? Que soluções alternativas proponha?

2.3.4 PLANEAMENTO

A abordagem adotada na proposta de PDIRGN 2015, de individualização de cada projeto de investimento e identificação das datas de entrada em exploração perspectivadas para cada um deles, planifica a evolução da oferta de capacidade no SNGN. Nesta proposta PDIRGN são ainda evidenciados os projetos que serão alvo de decisão e as propostas de investimento para o próximo

Questão 12

Considera que as datas perspectivadas para a conclusão dos projetos de investimento e consequente entrada em exploração são adequadas?

A proposta de PDIRGN 2015 em consulta apresenta um conjunto de investimentos resultante das opções tomadas pelo operador da RNTGN. Estas opções materializam a visão do operador da RNTGN no que respeita ao funcionamento integrado das infraestruturas do SNGN, à segurança de abastecimento, à interoperabilidade face ao sistema gasista espanhol, à integração e consolidação do mercado ibérico, à promoção da concorrência e, também, ao respeito pelo meio ambiente e património natural de Portugal.

Questão 13

Considera que as opções técnicas tomadas pelo operador da RNTGN, nomeadamente os traçados dos gasodutos, a integração de estações de compressão, entre outros, correspondem às melhores soluções?

Questão 14

Face às atuais necessidades do SNGN que investimentos considera prioritários?

3 NOVAS QUESTÕES A SUBMETER A CONSULTA PÚBLICA

3.1 PREVISÕES DA PROCURA

A estrutura do sistema electroprodutor português assenta numa quota elevada de capacidade de produção hidroelétrica e de potência instalada de PRE renovável em constante crescimento, cujas variações de produção podem determinar alterações significativas na utilização das centrais termoelétricas e, em particular, das centrais de ciclo combinado a gás natural. Assim, a procura de gás natural pelo mercado elétrico depende cada vez mais de uma série de fatores não controláveis como sejam, o regime hidrológico ou condições atmosféricas, e que estão espelhados no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2015-2030 (RMSA-E).

O PDIRGN apresenta 2 cenários de procura, o cenário base e os cenários de segurança de abastecimento. No primeiro caso, o mercado convencional tem como pressuposto de evolução o cenário macroeconómico central, enquanto o mercado elétrico tem como pressuposto a média dos regimes hidrológicos sem a desclassificação das centrais termoelétricas a carvão. O cenário da segurança de abastecimento evolui com base no cenário macroeconómico superior e com os pressupostos para evolução do mercado elétrico da média dos regimes hidrológicos com a desclassificação das centrais termoelétricas a carvão.

Questão 15

Considera que os cenários para o mercado elétrico refletem o RMSA-E?

Questão 16

Considera suficiente para a análise da sensibilidade a utilização destes dois cenários, designadamente considera que permitem acomodar as alterações de consumo de gás natural decorrentes de alterações significativas do volume anual de produção hídrica ou de outros fatores que possam condicionar o crescimento da procura de gás natural para produção de energia elétrica?

Um outro conceito de procura é o da ponta de consumo diário que corresponde ao consumo diário máximo que ocorre em cada ano. O PDIRGN 2015 identifica as pontas de procura verificadas entre 2004 e 2014 e aponta valores previsionais para o período entre 2015 e 2025 para o mercado elétrico, o mercado convencional e para o total.

Questão 17

Considera adequadas as previsões de ponta de consumo diário para o período entre 2015 e 2025

atendendo aos valores verificados nos últimos anos?

3.2 PREVISÕES DA OFERTA

As previsões relacionadas com a evolução da oferta de capacidade nas infraestruturas do SNGN estão relacionadas com os projetos de investimento novos, designadamente:

- *Upgrade* da estação de superfície do Carriço
- a estação de compressão do Carregado;
- a terceira interligação a Espanha incluindo a primeira, segunda e terceira fases, respetivamente o gasoduto Celorico – Vale de Frades, a estação de compressão do gasoduto Cantanhede – Mangualde (Lote 6) e a duplicação do Lote 6;

O presente PDIRGN apresenta ainda as taxas médias e máximas de utilização físicas das infraestruturas nos últimos dois anos. A taxa máxima resulta do quociente entre o registo diário de maior utilização e a capacidade máxima disponível. A taxa de utilização média é a relação entre a utilização média diária anual e a capacidade máxima disponível em cada ponto de oferta. A infraestrutura mais utilizada foi a interligação que, em média, teve uma utilização de 63% em 2014. A capacidade máxima utilizada, em 2014, foi de 90%. As outras infraestruturas registaram taxas de utilização média abaixo dos 20%. No entanto, não existe uma avaliação da frequência em que as utilizações ocorrem.

Questão 18

Considera que a oferta de capacidade prospetivada para o aprovisionamento de gás natural no SNGN está devidamente ajustada à procura a satisfazer?

Questão 19

Considera que o operador da RNTIAT deveria apresentar, complementarmente a esta análise das taxas de utilização, a frequência com que esses níveis de utilização ocorrem?

Na proposta de PDIR GN 2015, o operador da RNTGN refere a “impossibilidade de aplicação de um regime de interruptibilidade para o cumprimento do indicador “critério N-1”, já que a “aplicação de medidas do lado da procura deve ser assegurada por medidas baseadas no mercado.”

Questão 20

Considera razoável que a interpretação de que o consumo dos grupos de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares (centrais bifuel com autorização para consumos interruptíveis de acordo com o

artigo 50.º-B do decreto-lei 231/2012) não deve ser considerado na aplicação de um regime de interruptibilidade para cumprimento do indicador N-1?

3.3 PLANEAMENTO

O PDIRGN 2015 considera “a não recomendação da avaliação do cumprimento do critério N-1 a nível regional, não obstante os esforços e a boa cooperação entre os Estados Português e Espanhol, bem como entre os respetivos operadores de sistema e de rede, REN Gasodutos e Enagas, em matérias de segurança do abastecimento.”

Questão 21

Concorda com a opção proposta pelo operador da RNTGN de não avaliar o critério N-1 ao nível regional apesar de ser uma opção possível dentro da legislação?

3.4 VALORIZAÇÃO DOS BENEFÍCIOS / ANÁLISE CUSTO – BENEFÍCIO

Na consulta pública e no Parecer da ERSE à proposta de PDIRGN 2013, foi identificada a importância da apresentação de uma valorização dos benefícios e da necessidade de realização de análises benefício-custo associados aos projetos de investimentos apresentados.

Ao contrário da anterior proposta de PDIRGN, a atual aplica uma análise multicritério, associada a um conjunto de vetores: a integração de mercados, a concorrência, a segurança do aprovisionamento, a sustentabilidade ambiental, as alterações regulamentares e a eficiência operacional. No entanto, a valorização de benefícios e o resultado da análise benefício custo que foi alcançada de cada um dos projetos de investimentos não é apresentada.

Questão 22

Do ponto de vista do impacto que os investimentos previstos representam, considera que a evolução apresentada na atual proposta de PDIR GN, é suficiente para poder ser uma base para uma tomada de decisão quanto à necessidade da aprovação dos projetos de investimento em causa?

3.5 OPÇÕES DE INVESTIMENTO

O projeto de investimento de instalação da estação de compressão no Carregado no decurso do ano 2019 tem como motivação o aumento da capacidade de transporte do troço do gasoduto Sines - Leiria,

de modo a possibilitar o escoamento de caudais de gás mais elevados com origem na infraestrutura do terminal de GNL de Sines.

Questão 23

Quais os cenários que justificam esta decisão? Considera que as pontas de consumo perspetivadas na proposta de PDIRGN justificam a necessidade de uma tomada de decisão final de investimento (DFI) em sede de aprovação da atual proposta de PDIRGN, ou pode ser adiada para a próxima proposta?

A localização dos novos polos de consumo no norte do país é identificada como variável de decisão relevante no que diz respeito ao trajeto privilegiado da 3ª interligação com passagem por Vale de Frades.

Questão 24

Considera este racional economicamente robusto, nomeadamente tendo em consideração os consumos previstos naquelas redes e os custos associados às ligações e à instalação de GRMS?

O operador da RNTIAT apresenta, no Anexo III da Avaliação Ambiental Estratégica (Anexo X do PDIRGN 2015), soluções alternativas ao traçado da terceira interligação por Vale de Frades. As três soluções estudadas são: o reforço de capacidade por Campo Maior, o reforço de capacidade por Valença do Minho e o traçado por Vilar Formoso. Para além da descrição física dos projetos são, complementarmente, apresentados os pontos fortes e fracos de cada uma destas alternativas. Esta avaliação contém ainda o desempenho de cada um destes projetos face aos principais indicadores de avaliação de benefícios desenvolvidos pelo operador da RNTIAT no capítulo 8.

Questão 25

Considera que o operador da RNTIAT devia também apresentar orçamentos para cada um dos projetos alternativos?

Questão 26

Considera o projeto apresentado para o reforço de capacidade de interligação por Vale de Frades o mais adequado?

3.6 ORDENAÇÃO DE INVESTIMENTOS

A proposta de PDIRGN 2015 procura responder à necessidade do cumprimento de um conjunto de regras definidas no quadro legal nacional e europeu e, ao mesmo tempo, justificar a racionalidade

económica dos investimentos. Nesta proposta são apresentados, para além dos custos dos investimentos propostos, indicadores individuais que permitem aferir os benefícios, por vetor de interesse, dos projetos. No entanto, não se avalia o benefício total de cada projeto para o sistema. Deste modo, não existindo nenhuma métrica para a valorização destes benefícios por projeto, torna-se difícil a ordenação dos mesmos por importância e a determinação do valor do benefício líquido para o sistema associado ao desenvolvimento do plano de investimentos.

Questão 31

Face ao atual enquadramento regulamentar europeu e ao desenvolvimento de critérios individuais de avaliação dos projetos, considera relevante a apresentação de um indicador de benefícios que permita ordenar os projetos de acordo com uma análise de custo-benefício?

3.7 CUSTOS DE INVESTIMENTO E IMPACTOS TARIFÁRIOS

O PDIRGN 2015 apresenta uma análise da evolução dos proveitos permitidos unitários de modo a avaliar o impacto dos investimentos propostos. Neste ponto são realizadas simulações dependendo da variação de uma série de critérios.

Questão 27

Considera adequada a avaliação de impactos apenas com os investimentos dos PDIRGN 2015 e/ou 2017 ou esta avaliação deveria igualmente incluir a análise comparativa da evolução dos proveitos unitários sem a execução dos investimentos previstos no PDIRGN?

3.8 AVALIAÇÃO DO PROJETO ENQUANTO PCI

Os investimentos realizados passam a integrar a base de ativos regulados após a sua entrada em exploração, sendo, deste modo, o seu financiamento garantido por aplicação das tarifas de acesso. O financiamento destes investimentos pode, ainda, beneficiar de apoios comunitários através de i) juros bonificados do Banco Europeu de Investimento ou, concedidos através de outras modalidades; bem como ii) diretamente através dos Fundos Estruturais e do Fundo de Coesão. Importa ainda referir que o Quadro Financeiro Plurianual 2014-2020 da União Europeia prevê a atribuição de subsídios ao investimento em projetos classificados de interesse comum para as infraestruturas, ao abrigo do regulamento (UE) nº 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho de 17 de abril de 2013.

A atribuição de apoios comunitários sob a forma de subsídios ou de juros bonificados resulta numa diminuição dos custos de investimentos incorporados nos proveitos permitidos da REN a recuperar através das tarifas de acesso e, conseqüentemente, num menor encargo para os consumidores de gás.

Ao abrigo do Regulamento (UE) nº347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho de 17 de abril de 2013 relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias, alguns projetos considerados de interesse para o desenvolvimento da construção do mercado de energia único podem ser considerados *Project of Common Interest* (PCI). Para tal é necessário que o projeto contribua para a promoção de, pelo menos, um destes critérios específicos: a integração do mercado, a segurança do aprovisionamento, a concorrência ou a sustentabilidade.

A 3ª interligação com Espanha, promovida pela REN Gasodutos que se integra na proposta de PDIRGN 2015 foi considerada no âmbito do referido Regulamento. Neste PDIRGN, o operador RNTIAT refere que “a decisão final de investimento deste projeto deve ser totalmente articulada com o desenvolvimento do projeto MIDCAT (relativo à construção de uma nova interligação entre Espanha e França na zona leste dos Pirenéus), devendo estes projetos ser considerados mutuamente dependentes, no sentido de garantir a integração dos sistemas de GN ibéricos e de salvaguardar que ao SNGN é simultaneamente viabilizada a oportunidade de integração com o resto dos sistemas europeus, em paralelo com o sistema espanhol aquando da operacionalização do projeto MIDCAT. Adicionalmente, o projeto da 3ª interligação deve ter em conta a concretização da obtenção de apoio comunitário.”

O regulamento (UE) nº 347/2013 define ainda que, depois de um projeto de investimento em infraestruturas de alta pressão ser considerado PCI, o seu custo será partilhado pelos países que beneficiam desse mesmo investimento. Neste quadro, a quantificação dos benefícios associados ao investimento nas suas várias vertentes permitiria identificar o peso dos custos com o investimento com impacto no nível tarifário em Portugal.

Questão 28

Considera que, nesta circunstância de interdependência, o operador deveria apresentar mais informação acerca nos desenvolvimentos do MIDCAT?

Questão 29

Considera que os investimentos associados ao PDIRGN 2015, designadamente a 3.ª interligação a Espanha, devam ser realizados, independentemente de poderem vir a não beneficiar de apoios comunitários?

Questão 30

Quais considera os principais benefícios associados a este projeto para Portugal, Espanha ou para a Europa?

4 DOCUMENTAÇÃO DE SUPORTE À CONSULTA PÚBLICA

Os documentos que suportam a presente Consulta Pública são os seguintes:

1. Proposta do plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT (PDIRGN), elaborado pela concessionária da RNTGN⁶, e os respetivos anexos.
2. Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação dada pelo Decreto-Lei 230/2012 de 26 de outubro, que estabeleceu as bases gerais da organização e do funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural em Portugal e transpôs para a ordem jurídica nacional os princípios da Diretiva 2009/73/CE, de 26 de outubro.
3. Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de junho, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro que estabeleceu os regimes jurídicos aplicáveis à atividades de transporte de gás natural, de armazenamento subterrâneo de gás natural, de receção, armazenamento e regaseificação em terminais de gás natural liquefeito e de distribuição de gás natural, incluindo as respetivas bases das concessões de serviço público e procedeu à transposição da Diretiva 2009/73/CE, de 26 de outubro.
4. Portaria n.º 297/2011, de 16 de novembro, que estabelece as reservas mínimas de segurança de gás natural de todos os consumos não interruptíveis a que se refere o n.º 1 do artigo 50.º do Decreto -Lei n.º 140/2006, de 26 de julho.
5. Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural e que revoga a Diretiva 2003/55/CE.
6. Decreto-Lei n.º 77/2011, de 20 de junho, que altera o quadro organizativo do sistema de gás natural em Portugal e transpõe parcialmente a Diretiva 2009/73/CE.
7. Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de julho de 2009, relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural.
8. Regulamento (CE) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho de 20 de outubro de 2010, relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás natural.

⁶ A versão submetida a consulta pública incorpora as alterações determinadas pela DGEG, ao abrigo do n.º 2 do art.º 12º-A do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de junho, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.

9. Regulamento (CE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho de 17 de abril de 2013, relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias.
10. Regulamento (CE) n.º 1316/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro que cria o Mecanismo Interligar a Europa (CEF - Connecting Europe Facility), determinando, designadamente, as condições, os métodos e os procedimentos para a concessão de assistência financeira da União às redes transeuropeias, a fim de apoiar projetos de interesse comum no setor das infraestruturas de transporte, telecomunicações e energia e de explorar as potenciais sinergias entre esses setores;
11. Regulamento Delegado (CE) n.º 1391/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho de 14 de outubro que altera o Regulamento n.º 347/2013, do Parlamento Europeu e do Conselho de 17 de abril disponibilizando as linhas mestras para a implementação de uma rede de transeuropeia de energia e identifica a lista da União de projetos de interesse comum (projetos PCI - Projects of common interest).