

**PARECER À PROPOSTA DO PLANO DECENAL
INDICATIVO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO
DA RNTIAT PARA O PERÍODO 2014-2023
(PDIRGN 2013)**

Dezembro 2013

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	ENQUADRAMENTO E SUMÁRIO EXECUTIVO	1
2	EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL	5
3	EVOLUÇÃO DA OFERTA DE CAPACIDADE NA RNTIAT	12
4	INTEGRAÇÃO DA TERCEIRA INTERLIGAÇÃO NAS LICENÇAS EXISTENTES E NOVAS LICENÇAS DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL A NORTE DO DOURO	15
5	CUSTOS DOS INVESTIMENTOS	16
6	PLANEAMENTO	17
7	INTEGRAÇÃO DE MERCADOS	21
8	SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO	24
9	OPÇÕES ALTERNATIVAS	29
10	PROJETOS DE INTERESSE COMUM (PCI)	31
10.1	Financiamento	33
11	IMPACTES DOS CUSTOS PARA OS CONSUMIDORES	35
	ANEXO I – EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL	39
I.1	Contexto macroeconómico	40
I.2	Evolução histórica do consumo e das pontas diárias de gás natural	44
I.3	Previsão da evolução do consumo gás natural	48
I.4	Previsão para as pontas diárias.....	52
I.5	Previsão para a utilização das infraestruturas da RNTIAT	53
	ANEXO II – IMPACTES DOS CUSTOS PARA OS CONSUMIDORES	55
II.1	Análises de sensibilidade	57
II.2	Impacte tarifário.....	62
	ANEXO III – COMPARAÇÃO DO CUSTO APRESENTADO PELA REN NA PROPOSTA DE PDIRGN COM OS CUSTOS RECONHECIDOS EM ESPANHA PARA UM PROJETO COM AS MESMAS CARACTERÍSTICAS	65

1 ENQUADRAMENTO E SUMÁRIO EXECUTIVO

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 de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT) para o período 2014-2023.

Por sua vez, a DGEG comunicou-nos a proposta recebida, cabendo à ERSE, nos termos do n.º 4 do referido artigo 12.º-A, promover uma consulta pública ao seu conteúdo, com a duração de 30 dias.

Deste modo, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE submeteu a consulta pública, a proposta do Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNIAT para o período 2014-2023 (PDIRGN 2013), que decorreu entre os dias 11 de Outubro e 10 de Novembro do corrente ano.

Findo o período da consulta pública, nos termos dos números 5 e 6 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, compete à ERSE emitir um parecer sobre a proposta de PDIRGN. Este processo é bianual permitindo uma análise contínua e atenta sobre a evolução das principais condicionantes justificativas do plano de investimentos.

A avaliação da oportunidade da proposta do PDIRGN requer uma ponderação dos custos e benefícios que lhes estão subjacentes. Neste ponto, procurar-se-á apresentar as principais conclusões decorrentes desta avaliação.

No que diz respeito aos custos implícitos na proposta de PDIRGN 2013 submetida à ERSE, a análise foi efetuada a dois níveis. Em primeiro lugar, avaliou-se os custos do investimento propriamente dito, comparando-os com custos de referência considerados em Espanha. Num segundo nível, efetuou-se uma análise do impacte destes custos para os consumidores, sendo que neste exercício o nível da procura e o acesso a fundos comunitários constituem duas variáveis relevantes.

Relativamente ao primeiro nível da análise, verifica-se que os custos apresentados pela REN Gasodutos na proposta de PDIRGN 2013, afetados de uma incerteza de +/-15%, estão coerentes com os praticados em Espanha.

Quanto ao impacte direto da proposta de PDIRGN 2013 no custo do gás natural fornecido aos consumidores, efetuaram-se um conjunto de simulações para o impacte dos investimentos propostos a

realizar pela REN Gasodutos¹, considerando também cenários de consumo mais conservadores, bem como a possibilidade de comparticipação comunitária.

A este respeito, a classificação da terceira interligação de gás natural entre Portugal e Espanha como um Projeto de Interesse Comum (PCI), nos termos do definido no Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril, é um fator que o diferencia dos restantes investimentos incluídos na proposta de PDIRGN em análise. No entanto, nos termos desse mesmo regulamento, registre-se que o acesso às comparticipações comunitárias está bastante dependente do projeto ser considerado comercialmente não viável, no âmbito de um processo de avaliação do benefício líquido do projeto a nível comunitário e, isto é, que seja verificado que os seus impactes diretos para o nível tarifário sejam socialmente não aceitáveis.

Os resultados das simulações realizadas apontam para que, em 2016, os impactes em termos unitários nos proveitos permitidos se possam situar entre cerca de 0,2 €/MWh e 0,5 €/MWh, consoante os cenários considerados. Em termos tarifários, os impactes são bastante diferenciados consoante os consumidores². No caso dos consumidores em alta pressão (AP), os impactes situam-se entre 0,5% e 0,25% nos preços finais ou entre 6,7% e 3,4% nas tarifas de acesso. No caso dos consumidores em baixa pressão menor (BP<), os impactes são muito inferiores, variando entre 0,2% e 0,1% do preço final e entre 0,4% e 0,2% nas tarifas de acesso. A obtenção de fundos comunitários é um fator preponderante na diminuição destes impactes.

Quanto aos benefícios, as condicionantes justificativas do plano de investimentos dependem de fatores de natureza regulamentares e legais, bem como de fatores de ordem económica.

Relativamente ao primeiro conjunto de fatores, estes podem subdividir-se pelo cumprimento do critério N-1 imposto pela norma de infraestruturas, materializada no artigo 6.º do Regulamento (CE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro e pela norma de aprovisionamento, materializada no artigo 8.º do mesmo regulamento comunitário, já transposta para o direito nacional através do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, que altera o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho.

No que concerne o critério N-1, importa clarificar a posição nacional relativamente ao carácter das centrais de ciclo combinado a gás natural dotadas de grupos bi-fuel. Com efeito, sendo os consumos das referidas centrais considerados interruptíveis para determinação das quantidades afetadas às obrigações de serviço público em matéria de reservas de segurança, importa apurar se aos mesmos consumos se aplica o mesmo racional para o cumprimento da referida norma de infraestruturas.

¹ Onde a terceira interligação entre Portugal e Espanha assume um peso de cerca de 70% dos investimentos propostos pela empresa.

² Neste caso, por uma questão de simplificação, as simulações apenas tiveram em conta as variações nas comparticipações comunitárias, considerando sempre o mesmo nível de procura.

Na questão da necessidade de satisfação das obrigações de serviço público, para efeitos de constituição e manutenção de reservas de segurança (norma de aprovisionamento), a proposta de PDIRGN 2013 salvaguarda o cumprimento desta obrigação a partir de 2018, que poderia não ser cumprida a partir desse ano caso apenas fossem consideradas as infraestruturas atuais de armazenamento subterrâneo e os investimentos em curso até ao final de 2014.

No que respeita aos fatores de ordem económica, estes podem subdividir-se em duas vertentes, a realização dos investimentos para satisfação do consumo de gás natural e para a integração do mercado nacional com os mercados ibérico e, num contexto mais alargado, a nível europeu.

Sobre a primeira vertente, a análise efetuada à atual proposta permitiu concluir que a revisão em baixa do cenário da procura, face à anterior proposta do PDIRGN 2011-2014, devidamente enquadrada pelo RMSA-GN de 2012, não foi suficiente para acautelar a queda da procura verificada nos últimos anos. Deste modo, as projeções quanto à evolução da procura mantêm-se expansionistas, sendo que o nível de procura subjacente à proposta de PDIRGN 2013 é superior ao nível atual, mesmo descontando o efeito da eolicidade e da hidraulicidade elevadas ocorridas em 2013. Este desfasamento tem impacto nas pontas de consumo consideradas, sendo este o principal vetor que justifica o nível de investimento proposto. Por outro lado, não é claro que se tenha de verificar o pressuposto assumido de saída de exploração das centrais a carvão de Sines e do Pego na data de término dos contratos de aquisição de energia que lhes estão associados, respetivamente em 2017 e em 2021, bem como a substituição da sua produção maioritariamente por produção de centrais a gás natural, designadamente atendendo às presentes condições dos mercados de combustíveis e de CO₂ e à conseqüente menor competitividade do gás natural face ao carvão para a produção de eletricidade. Esta posição foi partilhada por muitos dos agentes ouvidos durante a Consulta Pública à proposta de PDIRGN 2013 que foi realizada.

Já quanto à segunda vertente económica, os seus benefícios para o consumidor nacional são claros, caso esta possa conduzir a um maior grau de concorrência no mercado, tendo em conta o peso importante dos custos da energia primária, no preço do consumidor final. No entanto, e como foi referido, a integração de mercado depende muito de fatores que não estão apenas dependentes de decisões nacionais.

A nível ibérico, a integração depende de três aspetos de harmonização regulamentar, um deles relacionado com os modelos tarifários em vigor e os outros dois com aspetos funcionais: i) regras de atribuição de capacidade nos pontos de interligação; ii) regras de balanço. O investimento na interligação transfronteiriça é um dado importante nos aspetos regulamentares de natureza funcional. Relativamente aos modelos tarifários, a dupla tarifação existente na fronteira entre Portugal e Espanha, no sentido importador, conhecida por *pancaking*, corresponde a uma barreira à entrada por demais conhecida e materialmente muito relevante, acima de 1,5 €/MWh. Para além destes aspetos de ordem regulamentar importa igualmente assegurar que a contraparte espanhola da referida interligação seja desenvolvida em paralelo.

Ao nível da integração europeia, a terceira interligação entre Portugal e Espanha é potenciada se fizer parte de um cabaz de investimentos no qual se inclui também o reforço substancial das interligações entre Espanha e o sul de França. Com efeito, enquanto o nível de interligação Espanha-França se mantiver nos níveis atuais, os benefícios da integração da Península Ibérica num mercado europeu poderão ser pouco expressivos.

Assim, conclui-se que os principais benefícios associados à proposta de PDIRGN 2013 não se tornarão relevantes até à elaboração da próxima proposta de PDIRGN que, tal como previsto, deverá vir a ocorrer durante 2015. Deste modo, propõe-se agora uma reavaliação do desenvolvimento das infraestruturas que são propostas, tendo em conta uma reponderação das suas prioridades. Registe-se que a eficácia da prossecução dos benefícios da proposta de PDIRGN e a diminuição do seu impacte direto na fatura dos consumidores estão dependentes da articulação do desenvolvimento deste projeto a nível ibérico e comunitário.

2 EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL

A estimativa da evolução da procura de gás natural é um processo importante para a tomada de decisão de investimento, por duas ordens de razões:

1. Por motivos técnicos, designadamente de segurança de abastecimento, tendo em conta que o investimento deve ser ajustado para satisfazer a ponta do consumo de gás natural.
2. Por motivos económicos, uma vez que o custo do investimento será suportado, maioritariamente, pelos consumidores de gás natural.

No que respeita à proposta de PDIRGN em apreço, respeitante ao período de 2014 a 2023, a ERSE constata que as previsões da REN para a evolução do consumo anual de gás natural e para a evolução da ponta diária foram revistas em baixa face à proposta de PDIRGN anterior, designadamente de forma a refletir o agravamento do clima macroeconómico em Portugal. Porém, importa analisar a robustez destas previsões à luz dos dados mais recentes da procura de gás natural, quer a nível nacional, quer a nível ibérico e europeu, tendo em conta as perspetivas de desenvolvimento económico e social do país, bem como as tendências e o enquadramento de políticas energéticas europeias que afetarão a evolução do setor do gás e de outros setores que incorporam importantes consumos de gás natural, designadamente o setor elétrico.

CONTEXTO MACROECONÓMICO

Um plano de investimentos com um horizonte de longo prazo (10 anos) como é o PDIRGN, mesmo que possua um carácter indicativo, deve ser enquadrado em termos macroeconómicos sob pena de se encontrar descontextualizado da envolvente socioeconómica do país onde os investimentos ocorrem e, igualmente, descontextualizado da sua realidade externa.

A proposta de PDIRGN 2013 apresenta cenários macroeconómicos de longo prazo considerando duas fontes distintas, consoante o período analisado:

- Para o período 2012-2020, é utilizado como cenário base a evolução macroeconómica implícita nos estudos do PNAER e PNAEE da Secretaria de Estado da Energia.
- Para o período 2021-2023, são utilizadas previsões de um estudo elaborado para a REN pelo Gabinete de Estratégia e Estudos do Ministério da Economia e Inovação.

A presente proposta de PDIRGN deveria indicar a data do estudo de revisão do PNAER e PNAEE, levado a cabo pela Secretaria de Estado da Energia, e anexar, quanto ao relatório efetuado pelo Gabinete de Estratégia e Estudos (GEE) do Ministério da Economia e da Inovação, nomeadamente as hipóteses de base consideradas para as previsões macroeconómicas, os cenários de riscos de incerteza

em que os mesmos foram ponderados, bem como a data em que o relatório foi realizado, uma vez que o referido relatório não é público.

Segundo a REN Gasodutos, as previsões de evolução da procura de gás natural no mercado convencional consideram dois cenários de evolução da economia portuguesa: um cenário base e um cenário superior. Para o cenário superior de evolução da economia portuguesa, não são claras as hipóteses subjacentes ao mesmo. De notar igualmente que as incertezas quanto à retoma da atividade económica condicionam os cenários de médio e longo prazo.

A comparação dos cenários macroeconómicos presentes na proposta de PDIRGN 2013 com cenários macroeconómicos utilizando dados mais recentes é apresentada no Anexo I do presente documento. Comparando os dados apresentados no Anexo I com os dados constantes na proposta de PDIRGN 2013 é possível verificar que a REN Gasodutos se baseia em pressupostos que apontam para um cenário macroeconómico otimista. Segundo o FMI, a taxa de crescimento média anual entre 2011 e 2015 situa-se em -0,8%, enquanto o cenário central apresentado na proposta de PDIRGN 2013 apresenta uma taxa de crescimento do PIB em torno de +0,6%, isto é, 14 pontos percentuais acima do estimado pelo FMI. Para o período 2015-2020, o cenário central constante na proposta de PDIRGN 2013 aponta para uma taxa em torno dos 2,0%, segundo o FMI, a taxa de crescimento do PIB entre 2015-2018 é inferior (+1,7%). Para se atingir o patamar de 2,0% em termos médios, tal como defendido no cenário central, seria necessário um crescimento em torno dos 2,5% para 2019 e 2020. Para o cenário otimista apresentado na proposta de PDIRGN 2013, apuram-se diferenças obviamente superiores e reforça-se a ideia de um cenário macroeconómico do país desajustado aos dados disponíveis mais recentes.

EVOLUÇÃO HISTÓRICA DO CONSUMO E DAS PONTAS DIÁRIAS DE GÁS NATURAL

A evolução da procura de gás natural em Portugal até 2012, apresentada na proposta de PDIRGN 2013, permite tirar algumas conclusões, as quais impactam no exercício de previsão da procura para os próximos anos:

1. A estrutura dos consumos entre o mercado convencional e o mercado elétrico, que usualmente era equilibrada, começou a apresentar nos últimos anos um maior peso do mercado convencional.
2. O mercado elétrico e os segmentos da indústria e da cogeração do mercado convencional, apresentam efeitos de indivisibilidade muito pronunciados, devido à dimensão relativa de cada consumidor desses segmentos, face à dimensão total do mercado de gás natural em Portugal, ser significativa.
3. O consumo total teve taxas de crescimento anual elevadas até 2008 e desde então observou-se uma desaceleração, particularmente visível em 2011 e 2012.
4. O agregado das pontas diárias não simultâneas dos mercados elétrico e convencional teve uma estagnação a partir de 2009, observando-se o mesmo para a ponta diária global a partir de 2010.

No Anexo I do presente documento foi analisada a evolução da procura de gás natural, nos anos mais recentes, em Espanha e em alguns outros países europeus, sendo possível observar em Espanha aspetos idênticos aos acima descritos para Portugal, designadamente a alteração da estrutura do consumo e a tendência para uma certa estagnação no mercado do gás natural, quer dos consumos, quer das pontas diárias, com as devidas diferenças em termos de escala e dos momentos de tempo em que ocorreram.

Quanto à evolução do consumo de gás natural nos outros países europeus analisados, verificaram-se algumas diferenças no comportamento entre países, mas, genericamente, a tendência tem sido de estagnação, ou mesmo de redução, similar ao já descrito para os países ibéricos. (ver Anexo I).

As tendências observadas em Portugal e na Europa devem-se aos constrangimentos que afetam a maior parte dos países europeus que levaram a uma redução do consumo de gás natural nos setores doméstico e industrial e, ainda, às alterações estruturais do setor electroprodutor que afetam substancialmente o perfil de consumo de gás natural das centrais de ciclo combinado.

Admite-se que esta tendência não se irá manter no médio e longo prazo, uma vez que a Europa tem vindo gradualmente a alterar a estrutura de consumo de energia primária, através da substituição de combustíveis fósseis mais poluentes, designadamente o petróleo e o carvão, por fontes de energia renováveis e por gás natural, que reflete a crescente importância das políticas energéticas e ambientais na União Europeia. No entanto, uma retoma do crescimento do consumo do gás natural em Portugal e nos países europeus, para níveis como os observados até ao ano 2010, poderá ser de difícil execução no horizonte temporal desta proposta de PDIRGN (até ano 2023).

PREVISÃO PARA O CONSUMO DE GÁS NATURAL

No Anexo I da proposta de PDIRGN 2013 são descritas as metodologias de previsão do consumo, diferenciadas por mercado convencional e mercado elétrico. A ERSE assinala que este anexo constitui uma melhoria face à anterior proposta de PDIRGN.

Para o mercado convencional, a REN Gasodutos considerou a diferenciação do consumo pelos segmentos Residencial e Terciário, Indústria e Cogeração. Para os dois primeiros, a REN Gasodutos recorreu a métodos econométricos para determinar as variáveis explicativas de maior significância destes segmentos, às quais foram associadas tendências de evolução futura. Para a previsão do consumo do segmento de Cogeração, foi considerado a evolução da potência instalada e a produção deste tipo de instalações previsto no cenário base do “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional para o período de 2013 a 2030”, de março de 2013 (RMSA-E 2012), bem como a reconversão gradual até 2020 de instalações a fuelóleo e gasóleo, para gás natural (baseado em valores do final de 2005). Refira-se, ainda, que nos segmentos da Indústria e Cogeração foram incorporados os consumos individuais previstos para três grandes projetos, que

entraram recentemente em exploração, dado o impacto significativo que estes projetos têm no consumo anual (efeito de indivisibilidade muito acentuado).

Para o mercado elétrico foi definido um cenário para o consumo, baseado na trajetória base de evolução do sistema electroprodutor definido no RMSA-E 2012. A este cenário foi adicionada uma banda, que pretende acomodar as variações associadas ao regime hidrológico. Este cenário incorpora, designadamente, o seguinte:

1. Descomissionamento das centrais a carvão de Sines e do Pego, respetivamente no final de 2017 e no final de 2021;
2. Entrada em serviço das centrais de ciclo combinado a gás natural de Lavos e Sines, em 2017;
3. Entrada em serviço das centrais hídricas previstas no “Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico”.

Apesar da relação já explicitada entre a integração de PRE no SEN e a redução dos fatores de utilização da capacidade termoelétrica instalada em regime ordinário, a proposta de PDIRGN 2013 não explicita uma previsão para a evolução da PRE que foi considerada na definição dos cenários de procura de gás natural.

Com o enquadramento económico descrito e na posse de dados atuais de evolução do consumo, a ERSE considera que as perspetivas para o período 2014 a 2023 patentes na proposta de PDIRGN 2013 são otimistas. Refira-se que a maioria dos *stakeholders* que participaram na Consulta Pública à proposta de PDIRGN 2013 também têm reservas em relação aos cenários de procura de gás natural propostos pela REN Gasodutos, por estes incorporarem pressupostos que não refletem os efeitos presentes e futuros da atual situação do país. No entender da ERSE, os principais motivos para esta sobrestimação do consumo são os seguintes:

1. O consumo total de gás natural para o ano 2013 considerado na proposta de PDIRGN 2013 está entre 8 a 12% acima do consumo que atualmente a ERSE estima para 2013, incorporando os dados reais mais recentes. Esta diferença é, em grande medida, explicada pela quebra de consumo de gás natural do mercado elétrico, motivada pelos efeitos da hidraulicidade e da eolicidade. Assumindo um consumo das centrais de ciclo combinado correspondente a um ano de hidraulicidade e eolicidade médias, esta sobrestimação situar-se-ia entre 3 e 5%;
2. O pressuposto de saída de exploração das centrais a carvão de Sines e do Pego na data de término dos contratos de aquisição de energia que lhes estão associados, respetivamente 2017 e 2021, e a substituição da sua produção maioritariamente por produção de centrais a gás natural, quer pelo incremento da utilização das centrais de ciclo combinado existentes, quer pela entrada em exploração de novas centrais. Atendendo às presentes condições dos mercados de combustíveis e de CO₂, constata-se a menor competitividade do gás natural face ao carvão para a produção de

eletricidade, o que poderá justificar a permanência em exploração das centrais a carvão para além dos prazos referidos;

3. A integração crescente de renováveis na produção de energia elétrica e a evolução moderada ou mesmo estagnação do consumo de energia elétrica têm levado à diminuição da procura residual de energia elétrica, que poderá justificar o adiamento da entrada em exploração das centrais de ciclo combinado de Sines e Lavos previstas no RMSA-E 2012, que funcionarão tendencialmente como *back-up* à PRE de origem renovável
4. O consumo de gás natural do mercado convencional previsto na proposta de PDIRGN 2013 para o período de 2014 a 2023 tem uma taxa média de crescimento superior a 2%, que parece excessiva face à evolução prevista para os indicadores macroeconómicos que se apresentam no Anexo I ao presente documento, e face ao comportamento socioeconómico prospetivado para Portugal, e em particular dos fatores que explicam a evolução do consumo de gás natural;

Nota-se que o nível de consumo para o mercado convencional considerado na proposta de PDIRGN 2013 deverá ficar abaixo do consumo real, particularmente para os primeiros anos desta análise, tendo em conta os dados reais de 2013 já conhecidos.

Importa também notar que as previsões do consumo de gás natural apresentadas na proposta de PDIRGN 2013 são idênticas às apresentadas no “Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento do SNGN 2013-2030 (RMSA-GN 2012)”, proposto pela REN Gasodutos à DGE em dezembro de 2012 e que foi sujeito à aprovação pelo membro do Governo responsável pela área da energia. No entanto, nas suas análises históricas, o RMSA-GN 2012 incorpora os dados reais apenas até ao ano de 2010, que não refletem totalmente as consequências para o setor do gás natural resultantes do clima recessivo que se iniciou em 2011.

A ERSE reconhece, contudo, que no momento em que as previsões foram efetuadas, o nível de incerteza era diferente do atual e que a tendência de estagnação, ou mesmo de queda confirmadas pelos dados de 2012 e 2013, não era tão clara.

Assim, atendendo ao acima exposto, a ERSE considera que os investimentos propostos na atual proposta de PDIRGN 2013 deveriam também ser avaliados para cenários de consumo mais conservadores. A sobrestimação da procura de gás natural pode conduzir a sobreinvestimento nas infraestruturas da RNTIAT, isto é a um nível de investimento economicamente não justificável, tornando o custo unitário do gás natural entregue aos consumidores mais elevado para todo o período de vida útil do investimento, comparativamente com a situação em que o investimento é mais ajustado à procura.

No que respeita à sensibilidade dos impactos tarifários em relação ao consumo, no Anexo II são apresentados impactos tarifários associados aos investimentos previstos neste PDIRGN, considerando o cenário de consumo nele prospetivado, mas também cenários de consumo de gás natural revistos, de

forma a excluir o efeito da desclassificação das centrais a carvão de Sines e do Pego e a considerar um crescimento mais moderado para o consumo do mercado convencional.

PREVISÃO PARA AS PONTAS DIÁRIAS

Os investimentos são calibrados de forma a responder à solicitação máxima que é esperada para o sistema, que se assume ser a ponta diária no caso do setor do gás natural em Portugal. A ERSE entende que a previsão da evolução das pontas diárias não pode estar dissociada da previsão da evolução da procura. Com efeito, verificou-se que a taxa de crescimento média anual da procura foi de 3,8%, entre 2002 e 2012 (7,1% no primeiro quinquénio e 0,5% no segundo), enquanto que a taxa de crescimento das pontas diárias foi de 5,5% (11,0% no primeiro quinquénio e 0,1% no segundo). Os máximos históricos, quer de consumo, quer da ponta diária foram atingidos no ano de 2010, e representam crescimentos de 5,1% e 8,1%, respetivamente, em relação ao ocorrido em 2002.

No Anexo I da proposta de PDIRGN 2013 são descritas as metodologias de previsão das pontas diárias (ponta provável e ponta extrema), diferenciadas por mercado convencional e mercado elétrico. No que respeita ao mercado convencional, a metodologia usada para a previsão da ponta provável baseia-se num método de extrapolação do padrão de consumo diário ao longo do ano. Para o mercado elétrico, a definição da ponta provável é suportada pela evolução do sistema electroprodutor definida na trajetória base do RMSA-E 2012, com probabilidade de ser excedido em 5%. Para ambos os mercados, a ponta extrema é calculada de acordo com o Regulamento (UE) n.º 994/2010, de 20 de outubro.

A ERSE aponta as seguintes considerações relativamente à previsão das pontas diárias:

1. À semelhança do referido anteriormente para a previsão do consumo de gás natural do mercado elétrico, também a evolução da ponta diária deste mercado estará dependente das decisões que venham a ser tomadas relativamente ao descomissionamento das centrais a carvão de Sines e do Pego, embora neste caso o efeito só se torne visível se forem construídas as novas centrais de ciclo combinado a gás natural de Sines e de Lavos;
2. A taxa de crescimento média anual da ponta diária (provável) prevista para o mercado convencional parece excessiva (da ordem de 2% no cenário base), face às previsões de desenvolvimento económico explicitadas anteriormente, detalhadas no Anexo I do presente documento.
3. Na definição da ponta diária global assume-se um fator de simultaneidade igual a 1,0 do mercado convencional e do mercado elétrico, que se afigura demasiado conservadora face às particularidades dos consumidores de ambos os mercados e ao seu perfil de procura. Para além disso, a ponta extrema no mercado elétrico é calculada para um grau de simultaneidade de 1,0 nas centrais de ciclo combinado a gás natural, tendo por base pressupostos demasiados pessimistas de falha de fornecimento no sector elétrico, não considerando também os seguintes aspetos:
 - A realidade atual do mercado de energia elétrica nacional integrado no seio do MIBEL;

- A possibilidade de interruptibilidade que oferecem as centrais de ciclo combinado a gás natural a bi-fuel;
- A capacidade instalada existente para o conjunto que agrupa as centrais térmicas e a PRE térmica (não intermitente).

PREVISÃO PARA A UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS DA RNTIAT

A proposta de PDIRGN 2013 não apresenta uma evolução previsional da procura em que a desagregação da mesma seja efetuada pelas diferentes infraestruturas que compõem o referido SNGN, isto é, a RNTGN, o terminal de GNL de Sines e a armazenagem subterrânea de gás natural do Carriço.

O mesmo se poderá dizer relativamente às grandes obras de expansão da RNTGN, i.e., importa caracterizar a procura a satisfazer pela nova interligação a Espanha, bem como aos gasodutos Carriço a Cantanhede e duplicação do Lote 6, entre Cantanhede e Mangualde.

Mesmo considerando a eventual dificuldade em quantificar a utilização das infraestruturas da RNTIAT de uma forma desagregada, considera-se fundamental que a decisão de investimento nos grandes projetos de expansão da RNTGN seja devidamente suportada pela procura que lhes é expectável.

A ERSE entende que a proposta de PDIRGN 2013 deveria também levar em linha de conta o impacto da decisão de investimento na nova interligação a Espanha no nível de utilização expectável do terminal de GNL de Sines. Esta análise é tanto mais importante quando o crescimento da oferta de capacidade disponível para entrada de gás natural no SNGN ultrapassa claramente a evolução da procura e/ou pontas associadas. Como resultado, prevê-se um aumento da subutilização das infraestruturas, com reflexos a nível tarifário e perda de competitividade no terminal de GNL de Sines, enquanto infraestrutura de aprovisionamento nacional e ibérico.

3 EVOLUÇÃO DA OFERTA DE CAPACIDADE NA RNTIAT

O quadro seguinte apresenta o conjunto de investimentos previstos na proposta de PDIRGN 2013 e as respetivas datas para entrada em exploração.

Quadro 3-1 – Investimentos previstos na proposta de PDIRGN 2013

Lote 8 (Mangualde-Guarda)	40,18 M€	Dezembro de 2013
(Incluindo no Rel. Análise de Investimento da RPGN - 2013);		
Lote 9 (Mangualde - Fronteira Espanhola):	137,2 M€	Dezembro de 2016
Lote 10 (Cariço - Cantanhede):	45,1 M€	Dezembro de 2020
Lote 11 (duplicação do lote 6, Cantanhede - Mangualde):	58,3 M€	Dezembro de 2020
Estação de Compressão do Carregado:	24,6 M€	Dezembro de 2016
Estação de Compressão da nova interligação	30 M€	Dezembro de 2018
TOTAL RNTGN:	335,38 M€	
Expansão do terminal de GNL:	182,1 M€	Maio de 2012
(Rel. Análise de Investimentos da RPGN - 2013)		
TOTAL TERMINAL DE GNL:	182,1 M€	
Caverna RENC-6:	44,3 M€	Dezembro de 2014
Caverna RENC-8:	39,2 M€	Dezembro de 2018
Caverna TGC-2	42,4 M€	Dezembro de 2013
Caverna TGC-7S:	44,3 M€	Dezembro de 2018
Caverna TGC-9S:	36,6 M€	Dezembro de 2021
Caverna (nova concessão):	39,5 M€	Dezembro de 2021
Otimização da estação de gás:	7,63 M€	2015
TOTAL ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO:	253,93 M€	
TOTAL RNTIAT:	771,41 M€	

O facto das entradas em exploração do Lote 8 da RNTGN, da expansão do terminal de GNL de Sines e da caverna TGC-2 já terem ocorrido ou estarem previstas ocorrer ainda durante o ano de 2013, levou a que ERSE não tenha considerado estes investimentos no presente Parecer, fazendo-se notar que o total de investimentos que é proposto efetivar no período de 2014 a 2023 é de cerca de 507 M€.

As previsões sobre a oferta de capacidade na RNTIAT estão ajustadas às previsões de procura apresentadas pela REN Gasodutos na presente proposta de PDIRGN. Contudo, conforme se referiu no ponto anterior, as previsões da procura de gás natural no SNGN que são apresentadas parecem ser otimistas face ao contexto económico atual e, em particular, contrariam a contração da procura observada mais recentemente no sector do gás natural nacional.

No que respeita à evolução da oferta de capacidade de aprovisionamento para o SNGN, a qual inclui o terminal de GNL de Sines e as interligações internacionais, a ERSE sugere que seja revista a data de entrada em exploração da terceira interligação entre Portugal e Espanha (pelo menos, para já, do Lote 9). Com efeito, considerando as previsões apresentadas pela REN Gasodutos na proposta de PDIRGN

2013, o nível de utilização da capacidade de aprovisionamento do SNGN face à uma ponta provável, em 2016, antes da entrada em exploração da primeira fase da terceira interligação, corresponde a 65%. Após a entrada em exploração da primeira fase da terceira interligação, em 2017, este valor irá descer para 48,7%. Adotando como referencial a utilização média prospetivada pela REN Gasodutos na proposta de PDIRGN 2013, as taxas de utilização de capacidade em 2016 e 2017 seriam de 39,7% e 29,1% da capacidade instalada, respetivamente. Admitindo ainda que as previsões de evolução da procura do SNGN e as pontas prováveis deveriam ser revistas para valores mais ajustados à realidade atual, as taxas de utilização serão seguramente ainda inferiores, tornando a oferta de capacidade muito desfasada daquelas que seriam as necessidades da procura nacional.

O mesmo raciocínio dever-se-á aplicar também à estação de compressão do Carregado. As estações de compressão têm como objetivo aumentar a capacidade de veiculação de gás natural nas redes de transporte quando a capacidade instalada se encontra próxima da saturação. Na primeira proposta de PDIRGN, do ano 2008, a REN Gasodutos justificou a estação de compressão para atender às pontas (em simultâneo) de todas as centrais de ciclo combinado então prospetivadas. Conforme se sabe as centrais de Sines e Lavos não entraram em exploração nas datas previstas e, ao dia de hoje, ainda não foram iniciadas as suas construções. Na proposta de PDIRGN 2013, a REN Gasodutos propõe finalizar a estação de compressão do Carregado em 2016, com uma ponta provável para os pontos de entrada no SNGN de 65% da capacidade instalada. No entendimento da ERSE deverá ser ponderado o adiamento deste projeto até se atingirem pontas diárias mais expressivas (por exemplo 75% da capacidade instalada). De outra forma, correr-se-á o risco de ter uma estação de compressão que irá operar escassas horas ao longo do ano.

No que respeita à evolução da oferta de capacidade de armazenamento de gás natural e GNL há claramente que distinguir as componentes de segurança do abastecimento daquelas que estão relacionadas com as necessidades comerciais dos agentes de mercado.

A componente do armazenamento de gás natural associada à constituição e manutenção de reservas de segurança estará perfeitamente salvaguardada após a entrada em exploração da nova cavidade de armazenamento da Transgás Armazenagem, a TGC-2, prevista para o início de 2014. Com efeito, importa referir que as necessidades de armazenamento de gás natural e GNL para efeitos de segurança de abastecimento estão devidamente acauteladas, nos termos da presente legislação nacional e comunitária, sobrando ainda capacidade de armazenamento disponível para fins comerciais que não tem sido integralmente tomada pelos agentes de mercado. Uma vez que as previsões apresentadas para a procura de gás natural para o SNGN parecem ser demasiado otimistas, sugere-se que as obrigações de serviço público associadas às reservas de segurança sejam igualmente revistas para um nível de procura mais alinhado com o contexto atual, sem prejuízo da legislação nacional e comunitária aplicável que, como se referiu, está devidamente acautelada.

No que respeita à componente de armazenamento de gás natural associada às necessidades dos agentes de mercado, ou seja, à componente estritamente comercial, a ERSE considera que devem ser consideradas as posições assumidas pelos diferentes intervenientes na Consulta Pública realizada à proposta de PDIRGN 2013. Para além disso, entende-se que os processos de atribuição de direitos de utilização de capacidade de armazenamento refletem a apetência do mercado pela capacidade de armazenamento do SNGN . Sendo assim, sugere-se que a decisão de construção de novas cavidades de armazenamento tenha uma relação direta com os resultados destes processos de atribuição de capacidade, evitando-se assim a construção de capacidade de armazenamento ociosa no SNGN.

4 INTEGRAÇÃO DA TERCEIRA INTERLIGAÇÃO NAS LICENÇAS EXISTENTES E NOVAS LICENÇAS DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL A NORTE DO DOURO

O traçado previsto para terceira interligação entre Portugal e Espanha atravessa os concelhos de Torre de Moncorvo, Vila Flor e Vimioso, os quais integram o concurso limitado por prévia qualificação para atribuição de licenças de distribuição local em 26 novos polos de consumo a norte do rio Douro. Com efeito, o Despacho n.º 9629/2013 do Gabinete do Secretário de Estado da Energia, publicado no Diário da República a 23 de julho de 2013, procedeu à abertura de 26 concursos para atribuição de licenças de distribuição local de gás natural, dando cumprimento ao estabelecido no artigo 25.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.

Parte-se do princípio que foi somente devido à atualidade deste concurso que a proposta de PDIRGN 2013 não fez qualquer referência às eventuais sinergias que se possam obter relativamente à terceira interligação entre Portugal e Espanha. Para além de atravessar 3 dos 26 concelhos abrangidos pelo referido concurso, o traçado da terceira interligação atravessa também os concelhos de Mirandela, Macedo de Cavaleiros e Bragança, que já beneficiam presentemente de licenças de distribuição local de gás natural.

A ERSE pode entender que, face aos objetivos fundamentais deste projeto identificados pela REN Gasodutos na proposta de PDIRGN 2013, o impacto da terceira interligação numa estratégia de desenvolvimento da RNDGN a norte do rio Douro poderá ser considerado marginal. Contudo, para além da segurança do abastecimento do SNGN e integração de mercados, a ERSE sugere que se considerem também os aspetos positivos que o projeto da terceira interligação terá na componente de abastecimento dos polos de consumo já existentes e dos novos polos que, eventualmente, se venham a construir, identificando os benefícios deste investimento nas suas diversas componentes.

5 CUSTOS DOS INVESTIMENTOS

A REN Gasodutos na sua proposta de PDIRGN 2013 tem adotado uma abordagem na qual os investimentos são integrados em projetos específicos, os designados projetos de investimento, identificando os custos individuais de cada projeto. Com efeito, esta tem sido a prática usual da REN nas anteriores propostas de PDIRGN, de 2008 e 2011, e nos orçamentos e relatórios de execução que submete anualmente à ERSE para determinação das tarifas a aplicar nos sucessivos anos gás.

A ERSE concorda com esta abordagem salientando que a mesma está em linha com o estabelecido no 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. Com efeito, nos termos do n.º 11 do artigo 12.º-A do referido Decreto-Lei, cabe à ERSE acompanhar e fiscalizar a calendarização, 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, pelo que a abordagem adotada pela REN Gasodutos facilita a prossecução desta disposição.

Por outro lado, a apresentação dos montantes dos investimentos discriminados por projeto torna a proposta de PDIRGN 2013 mais transparente ao nível dos custos permitindo uma melhor comparação com o histórico de execução de projetos similares e ainda estudos de *benchmark* mais alargados.

Nos últimos cinco anos a ERSE tem acompanhado os custos dos projetos de investimento, realizados e em curso na RNTIAT, publicando anualmente o Relatório de Análise de investimentos do SNGN. Nestes relatórios têm sido apontadas as boas execuções orçamentais dos projetos da REN Gasodutos e restantes operadores da RNTIAT e, ainda, comparações com os custos de investimentos de infraestruturas similares realizadas no sistema de gás natural espanhol. Nestes estudos comparativos tem-se concluído que os custos específicos dos investimentos realizados pelos operadores da RNTIAT estão alinhados com o conceito de custos reconhecidos aplicado em Espanha para o sector gasista.

Na Consulta Pública a que a proposta de PDIRGN 2013 foi submetida, foram vários os intervenientes que solicitaram esclarecimentos sobre o nível de custos dos projetos nele propostos. Em concreto, solicitaram-se estudos de *benchmark* que permitissem aferir o alinhamento dos custos previstos pela REN Gasodutos e restantes operadores da RNTIAT com as práticas da indústria de gás natural. Assim, apresenta-se no Anexo III a comparação entre a previsão da REN Gasodutos para a primeira fase da terceira interligação entre Portugal e Espanha e os custos reconhecidos no sistema gás natural espanhol, determinados em conformidade com o Anexo V da *Orden IET/2812/2012*, de 27 de dezembro. Como resultado verifica-se que os custos apresentados pela REN Gasodutos na proposta de PDIRGN 2013, afetados de uma incerteza de +/-15%, estão coerentes com os praticados em Espanha.

6 PLANEAMENTO

Conforme se referiu no ponto 3, a oferta de capacidade deverá ser revista para previsões de procura menos otimistas.

No que respeita aos projetos de investimento apresentados na proposta de PDIRGN 2013 apresentam-se seguidamente as posições da ERSE relativamente a cada um deles.

ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO DO CARREGADO

A estação de compressão do Carregado tem como finalidade aumentar a capacidade de transporte da RNTGN, permitindo tirar partido da capacidade máxima instalada no terminal de GNL de Sines que, presentemente, se encontra limitada à capacidade de transporte do Lote 7. Assim, com a entrada em exploração da estação de compressão poder-se-ia disponibilizar uma capacidade de entrada na RNTGN, a partir do terminal de GNL de Sines, de 321,3 GWh/dia, reforçando substancialmente os 213 GWh/dia atualmente oferecidos.

Nas anteriores propostas de PDIRGN, de 2008 e 2011, as datas previstas para a entrada em exploração da estação de compressão do Carregado foram Junho de 2011 e o início de 2014. Na proposta de PDIRGN 2013 prevê-se a entrada em exploração para o final de 2016.

A ERSE concorda com os adiamentos deste projeto, sobretudo se atendermos a que a sua justificação inicial foi associada à satisfação das pontas (com simultaneidade 1) de todas as centrais de ciclo combinado então perspectivadas. Tendo em conta que a construção das centrais de ciclo combinado a gás natural de Sines e Lavos não foi ainda iniciada e que, desde 2010, se tem observado uma redução apreciável da ponta de consumo do SNGN (acima de 10%), poder-se-á justificar um novo adiamento do projeto da estação de compressão do Carregado para uma data para além do ano 2016.

Conforme já se havia referido, a REN Gasodutos estima finalizar a estação de compressão do Carregado com uma ponta provável para os pontos de entrada no SNGN de 65% da capacidade instalada. Atendendo ao perfil de aprovisionamento do SNGN, tipicamente repartido entre a receção de GNL e a utilização das interligações, a entrada em exploração da estação de compressão do Carregado no final de 2016 estará, ainda, muito desfasada das necessidades do SNGN, resultando numa infraestrutura com muito poucas horas de utilização durante vários anos.

O projeto da estação de compressão do Carregado está listado no *Ten-Year Network Development Plan 2013-2022*, com a classificação de non-FID³, com comissionamento previsto neste documento para o final do ano 2019.

³ FID – Final Investment Decision

PRIMEIRA FASE DA TERCEIRA INTERLIGAÇÃO PORTUGAL-ESPANHA

Relativamente à terceira interligação entre Portugal e Espanha, a ERSE considera que, pela sua natureza, este é um projeto conjunto de dois países. Assim sendo, sugere-se que o planeamento seja concertado e coordenado com estudos conjuntos entre a REN Gasodutos e a Enagás.

Na “Planificación de los sectores de electricidad y gas, 2008-2016”, aprovada no Conselho de Ministros em Espanha e publicada em maio de 2008, não é feita nenhuma referência ao projeto da terceira interligação Portugal-Espanha, pelo que em concreto o projeto não está aprovado no plano homologado ao PDIRGN do lado espanhol. Presentemente, está em discussão e aguarda publicação o plano espanhol para os setores elétrico e gasista para o horizonte 2012-2020.

Outro aspeto relevante prende-se com o facto de o projeto da terceira interligação Portugal-Espanha ter merecido o estatuto de Projeto de Interesse Comum (PCI). Este aspeto será abordado com maior detalhe no ponto 10 deste Parecer. Porém, importa sublinhar que o acesso a fundos estruturais disponíveis para projetos desta natureza, com o selo do PCI, obriga a REN Gasodutos a um conjunto de procedimentos formais e à prestação de informação que, à data, ainda não foram encetados.

A ERSE recorda ainda que, na informação que lhe foi prestada no início deste ano pela REN Gasodutos para a determinação das tarifas a aplicar no ano gás 2013/2014, é apontado o mês de dezembro de 2018 para a entrada em exploração da primeira fase da terceira interligação entre Portugal e Espanha (Lote 9), ou seja, aponta-se um eventual adiamento de dois anos face ao apresentado na proposta de PDIRGN 2013, agora em análise. Atendendo à necessidade de realizar trabalhos prévios de coordenação e harmonização entre a REN e a Enagás, com a publicação e divulgação de documentos conjuntos, a obrigação de aprovação formal dos planos tanto em Portugal como em Espanha e, ainda, à maturidade necessária para candidatura do projeto a fundos estruturais dedicados aos PCIs, a ERSE sugere que seja devidamente considerado o adiamento da entrada em exploração desta fase para 2018.

O projeto da primeira fase da 3.^a interligação entre Portugal e Espanha está listado no *Ten-Year Network Development Plan 2013-2022*, com a classificação de non-FID, com comissionamento previsto neste documento para o final do ano 2017.

SEGUNDA E TERCEIRA FASES DA TERCEIRA INTERLIGAÇÃO PORTUGAL-ESPANHA

A segunda e terceira fases da terceira interligação Portugal-Espanha, tratando-se de projetos cuja entrada em exploração se prevê para 2018 e 2020, respetivamente, e sendo iniciados apenas após a conclusão da primeira fase, apenas deverão ser encarados numa perspetiva indicativa. Sobre estes projetos, a ERSE considera que apenas fará sentido avaliar a sua oportunidade durante o processo de aprovação do PDIRGN a realizar no ano 2015.

NOVAS CAVIDADES DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DA INFRAESTRUTURA DO CARRIÇO

Com a entrada em exploração no início de 2014 da nova cavidade de armazenamento da Transgás Armazenagem, a TGC-2, estão devidamente salvaguardadas as necessidades de armazenamento subterrâneo de gás natural, para efeitos de segurança de abastecimento, nos termos da presente legislação nacional e comunitária. Se a esta capacidade acrescer a capacidade de armazenamento do terminal de GNL de Sines, poder-se-á concluir que não só estão acauteladas as obrigações de serviço público como também existe capacidade disponível para as necessidades dos agentes de mercado.

Admitindo ainda que, no final de 2014, entrará em exploração a quarta cavidade da REN, a RENC-6, poder-se-á apontar que as necessidades de armazenamento no SNGN, para efeitos de constituição e manutenção as reservas de segurança, estarão garantidas pelo menos até ao início de 2018.

Tendo em conta o exposto, a ERSE considera que, após a conclusão da RENC-6, apenas se deverão considerar investimentos no reforço da componente de armazenamento subterrâneo do Carriço associados às necessidades dos agentes de mercado, ou seja, à componente estritamente comercial.

REFORÇO DA CAPACIDADE DE EXTRAÇÃO/INJEÇÃO NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DO CARRIÇO

No que respeita ao reforço de capacidade de extração/injeção no armazenamento subterrâneo do Carriço, a ERSE concorda com o investimento apresentado na proposta de PDIRGN 2013. Com efeito, torna-se pouco equilibrado que se venha investindo na componente de armazenamento da infraestrutura do Carriço não sendo tecnicamente possível mobilizar razoavelmente as quantidades armazenadas, devido a restrições na estação de superfície.

Note-se a título de exemplo, que durante o ano de maior procura ocorrida no SNGN (2010), se constituíram reservas de segurança para o fornecimento integral do mercado português, com uma autonomia mínima de 15 dias, sendo que a sua capacidade de mobilização, em caso de falta de aprovisionamento de gás natural, apenas permitia responder a 38% da ponta de consumo desse ano.

PROJETOS DE LIGAÇÃO A CIENTES LIGADOS EM ALTA PRESSÃO À RNTGN

A proposta de PDIRGN 2013 contempla o projeto de ligação à nova central de ciclo combinado a gás natural de Sines. Apesar da ERSE subescrever inteiramente este investimento, remetendo para o disposto no Regulamento das Relações Comerciais, em particular para o capítulo VI referente às ligações, manifesta sérias reservas quanto à entrada em exploração deste ramal no final do ano 2016, justificando-se coordenar o início da sua construção com o da central.

PROJETOS DE LIGAÇÃO ENTRE A RNTGN E A RNDGN

A proposta de PDIRGN 2013 contempla vários projetos de ligação (e reforços) entre a RNTGN e a RNDGN. A ERSE concorda com estes investimentos, remetendo para o disposto no Regulamento das Relações Comerciais, em particular para o capítulo VI referente às ligações, salientando que estes investimentos devem estar devidamente harmonizados face ao Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNDGN a submeter para aprovação no próximo ano (2014).

7 INTEGRAÇÃO DE MERCADOS

Para além de outros objetivos definidos neste documento, o plano deve igualmente contemplar objetivos de diversificação das fontes de abastecimento, de integração do mercado europeu e de promoção da concorrência, designadamente para inverter os fluxos de gás natural no sentido exportador e, também, a obtenção desta fonte de energia ao menor custo num horizonte de médio e longo prazo.

A prossecução deste último objetivo é por demais importante face à materialidade do peso da energia na estrutura de preço médios dos consumidores que varia entre, cerca de 90% para fornecimentos em Alta Pressão e, em torno de 39%, para fornecimentos em baixa pressão menor.⁴

Assim, a integração de mercados é um dos vetores fundamentais na elaboração de planos de investimento para as infraestruturas energéticas e, em particular, para as redes e infraestruturas de gás natural, tanto numa perspetiva nacional como em contextos mais alargados (planos regionais e comunitários). O reconhecimento de que os investimentos em instalações de alta pressão possam promover a integração de mercado a nível europeu é, aliás, um dos critérios para a sua elegibilidade a financiamentos comunitários no quadro do Pacote Legislativo Europeu de Infraestruturas Energéticas (“*Energy Infrastructure Package*”), como será desenvolvido no ponto 10. Este é aliás claramente um dos principais benefícios associados à proposta de PDIRGN 2013, embora de difícil mensuração.

A proposta de PDIRGN 2013, submetida pela REN Gasodutos, também aborda a integração de mercados como um dos principais aspetos para a fundamentação da construção da terceira interligação entre Portugal e Espanha.

As metodologias seguidas para estimar o grau de eficácia desta proposta de PDIRGN 2013, no que diz respeito à integração do mercado e promoção da concorrência são o Índice de Herfindahl Hirschman da capacidade, permitindo medir a capacidade nos pontos de entrega da RNTGN e o Índice de Herfindahl Hirschman do aprovisionamento, permitindo medir o grau de diversificação das origens do gás.

O Índice de Herfindahl Hirschman apresenta uma imagem estática no grau de concentração e abertura de mercado. Com a utilização destes indicadores tanto para o aprovisionamento como para a capacidade, estes procuram avaliar o grau de concentração de mercado bem como a sua contestabilidade, ou seja, a consideração de barreiras à entrada.

Tendo em conta estas metodologias, plasmadas na proposta de PDIRGN 2013, conclui-se que o mercado de gás natural a nível nacional é bastante concentrado, não cumprindo com os critérios, genericamente aceites a nível internacional⁵, para se considerar que o mercado grossista de gás natural

⁴ Dados referentes a tarifas de gás natural 2013-2014.

⁵ “CEER Vision for a European Gas Target Model – conclusion paper”, CEER, 2011

é competitivo. Existe assim uma necessidade de uma maior integração do mercado português com aquilo que se pode considerar como mercado europeu, de forma a promover a entrada de concorrentes e de novas fontes de abastecimento.

A integração de mercados deve ser avaliada sob duas perspetivas geográficas: a criação de um mercado ibérico de gás natural e a integração da Península Ibérica num contexto mais alargado de mercado europeu.

Os principais constrangimentos para a implementação de um mercado ibérico de gás natural prendem-se, fundamentalmente, com a três aspetos de natureza regulamentar, um deles relacionado com os modelos tarifários em vigor e outros dois relacionados com aspetos funcionais, sendo a capacidade na interligação transfronteiriça um dado importante nos aspetos regulamentares de natureza funcional.

No que diz respeito aos modelos tarifários, a dupla tarifação existente na fronteira entre Portugal e Espanha, no sentido importador, conhecida por *pancaking*, corresponde a uma barreira à entrada por demais conhecida ao representar cerca de 1,6 €/MWh.

Quanto às matérias nas quais a capacidade transfronteiriça impacta, entende a ERSE que, os aspetos prioritários a solucionar estão relacionados com a atribuição harmonizada e eficiente de capacidade nas interligações. Pretende-se com essa abordagem garantir a inexistência de situações de congestionamento puramente contratual que não tendo reflexo a nível físico, no limite, possam desencadear investimentos desnecessários em reforço de capacidade como forma de mitigar a capacidade tomada por agentes de mercado e, posteriormente, não utilizada.

Outro aspeto prende-se com as regras de balanço, para as quais o nível de capacidade disponível para fins comerciais nas interligações deve garantir a não existência de constrangimentos à livre transação de gás natural no contexto ibérico. Importa pois definir o nível de interligação transfronteiriça ótimo, que garanta o funcionamento eficiente do mercado, sem colocar um encargo excessivo sobre os consumidores por suportarem um nível de capacidade que, manifestamente, excede as necessidades desse mercado.

Assim, é entendimento da ERSE que, presentemente, a capacidade transfronteiriça entre Portugal e Espanha não constitui um constrangimento ao funcionamento do mercado, sendo evidencia disso a inexistência de constrangimentos físicos ou contratuais nas interligações. Esta opinião é partilhada por vários agentes que participaram no processo de Consulta Pública à proposta de PDRIGN 2013. Os constrangimentos existentes decorrem principalmente de questões associadas à harmonização regulamentar no acesso às infraestruturas. Uma vez solucionada esta barreira, apenas barreiras físicas poderão vir a impedir a integração do mercado nacional no espaço ibérico. Será para esse cenário que a construção e utilização da terceira interligação entre Portugal e Espanha será substancialmente mais potenciada.

A ERSE reconhece que no ano 2010, em que se verificaram os máximos históricos da procura de gás natural no SNGN, as pontas de utilização na interligação de Campo Maior aproximaram-se dos 90% da capacidade disponível para fins comerciais. No ano 2011, a REN realizou um investimento relevante para o reforço da capacidade transfronteiriça, comprando a participação da Enagás nas Sociedades de Transporte Campo Maior-Leiria-Braga e Braga-Tuy, pelo que, em termos líquidos, a capacidade disponível para fins comerciais nas interligações Portugal-Espanha passou de 122,4 GWh/dia para 164,2 GWh/dia, nos cenários mais desfavoráveis de inverno, representando então um incremento de 34,1%.

Numa perspetiva de integração europeia de mercados, a terceira interligação entre Portugal e Espanha poderá fazer parte de um cabaz de investimentos no qual se inclui também o reforço substancial das interligações entre Espanha e o sul de França. Com efeito, enquanto o nível de interligação Espanha-França se mantiver nos níveis atuais a integração da Península Ibérica não é materializável. Assim, a ERSE entende que o projeto da terceira interligação Portugal-Espanha deve acompanhar os desenvolvimentos do reforço de interligação Espanha-França e não antecipá-los. Com efeito, dados os avanços e recuos sucessivos dos investimentos para o reforço de interligação Espanha-França, seria aconselhável não avançar com um reforço de capacidade na interligação entre Portugal e Espanha que, no curto prazo, não nos irá trazer fontes alternativas de gás, tendencialmente mais baratas às existentes.

Ainda sobre a integração europeia, importa sublinhar que a mesma acarreta benefícios para os consumidores ibéricos e, também, para o mercado europeu como um todo. Com efeito, a Península Ibérica, com oito terminais de GNL, representa uma porta de entrada no espaço comunitário para gás natural proveniente de fontes de aprovisionamento alternativas às que presentemente abastecem o centro da Europa. Tendo em conta a falta de concorrência entre diferentes fontes de aprovisionamento de gás natural (*“gas to gas competition”*) na Europa central, a integração efetiva da península ibérica perfila-se como uma das opções mais interessantes para o reforço da segurança de aprovisionamento no espaço comunitário. Assim sendo, este facto deveria ser sublinhado de forma explícita na proposta de PDIRGN 2013 concorrendo para que o projeto da terceira interligação Portugal-Espanha possa aceder a fundos estruturais de apoio comunitário, evitando que o ónus de suportar os encargos deste investimento recaia integralmente sobre os consumidores portugueses.

Não obstante o contexto presente, na qual se observa uma capacidade de interligação suficiente para as necessidades do SNGN, a ERSE entende que o reforço de capacidade de interligação é um aspeto relevante que, no médio prazo, irá beneficiar muito a integração de mercados, com um impacto determinante na promoção da concorrência e respetivos benefícios para os consumidores. No entanto, a eficácia da integração do mercado nacional nos mercados ibérico e europeu decorrente da aplicação da proposta de PDIRGN 2013 é questionável, por estar desarticulado com o desenvolvimento de estratégias para a harmonização do contexto regulatório ibérico e com o reforço das interligações físicas entre a Península Ibérica e França e não estar garantido a comparticipação de fundos estruturais europeus.

8 SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO

A segurança de abastecimento constituiu um dos critérios fundamentais na elaboração da presente proposta de PDIRGN 2013. 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.º994/2010, 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.º140/2006, 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.

Assim, partindo destas premissas, a oferta de capacidade para o aprovisionamento do SNGN num cenário de N-1 corresponde a 249,7 GWh/dia, incluindo designadamente 134 GWh/dia e 30 GWh/dia referentes às interligações de Campo Maior e Valença do Minho, respetivamente, e 85,7 GWh/dia

referente à capacidade de extração de gás natural da infraestrutura de armazenamento do Carriço. Se compararmos esta oferta de capacidade à ponta registada no ano de 2010, que ascendeu a 225 GWh/dia, poder-se-á admitir, independentemente dos juízos que se possam fazer sobre a maximização das estimativas da procura apresentadas pela REN Gasodutos na proposta de PDIRGN 2013, que o SNGN não cumpre o disposto no Regulamento (CE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, em particular o n.º1 do seu artigo 6.º.

Porém, não pode deixar de se apontar o disposto no n.º 2 do artigo 6.º do Regulamento (CE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, que admite a eventualidade de afetar a procura de gás natural através de medidas adequadas baseadas no funcionamento do mercado, entre as quais a interruptibilidade. Nos termos do mesmo regulamento, a compensação através de medidas do lado da procura deve ser sustentada através de um plano preventivo de ação estabelecido nos termos do seu artigo 5.º. Também ao nível da legislação nacional, em particular no Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, importa sublinhar que o mesmo princípio é consagrado na alínea b), do n.º1, do Artigo 47.º do referido diploma. Finalmente importa ainda fazer notar que este aspeto é sublinhado pela grande maioria dos participantes no processo de Consulta Pública a que a proposta de PDIRGN 2013 foi submetida.

Pelo exposto, importa realçar dois aspetos. Por um lado, é posição dos participantes na Consulta Pública, relativa à proposta de PDIRGN 2013, que o nível de risco ao qual o SNGN se encontra sujeito é relativamente baixo, não havendo registo de ocorrências de monta que tivessem efetivamente constrangido a capacidade de aprovisionamento do SNGN. Por outro lado, 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*, não sejam consideradas nesta proposta de PDIRGN 2013 como interruptíveis para efeitos de um cenário N-1 e o sejam para efeitos da contagem de reservas de segurança, sendo que ambas as normas resultam da transposição do mesmo regulamento europeu. Sobre este aspeto, os participantes na Consulta Pública reforçaram ainda que, dada a escassa utilização das centrais de ciclo combinado a gás natural que deixaram de ser centrais de base ou intermédias para cada vez mais serem um *back-up* para as renováveis, não faz qualquer sentido não consagrar claramente o carácter de interruptibilidade de uma central bi-fuel, à semelhança do que sucede presentemente para as obrigações de constituição de reservas de segurança.

Tendo em conta este contexto, considerando o disposto no n.º 2 do artigo 6.º do Regulamento (CE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, o SNGN passaria a respeitar à aplicação da norma de infraestruturas (critério N-1). Além disso, na proposta de PDIRGN 2013, o reforço de capacidade de extração do armazenamento subterrâneo do Carriço surge, desde logo, como uma alternativa viável e muito menos onerosa à construção da primeira fase da terceira interligação entre

Portugal e Espanha, salvaguardando também o cumprimento da norma de infraestruturas (critério N-1). A relação entre montantes destes dois investimentos é de 1 para 18⁶.

Em detrimento do elevado foco na segurança do abastecimento que a proposta de PDIRGN 2013, designadamente no critério N-1, os participantes na Consulta Pública, realizada à proposta de PDIRGN 2013, parecem ser bastante mais sensíveis a outros referenciais, como por exemplo a integração de mercados.

Importa ainda referir o disposto no n.º 3 do artigo 6.º do Regulamento (CE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, o qual admite que o cumprimento do critério N-1 possa ser avaliado 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. Este argumento foi apontado por um dos participantes na Consulta Pública realizada à proposta de PDIRN 2013. Porém, a ERSE concorda que o PDIRGN, sendo um plano nacional, não tenha de ser perspetivado para o cumprimento da norma de infraestruturas a nível regional, com o prejuízo do seu cumprimento ao nível nacional.

NORMAS RELATIVAS AO APROVISIONAMENTO

As normas relativas ao aprovisionamento, consubstanciadas no artigo 8.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 garantir o aprovisionamento de gás aos clientes protegidos nos seguintes casos:

- a) Temperaturas extremas durante um período de pico de sete dias cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos;
- b) Um período de pelo menos 30 dias de procura de gás excecionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos; e
- c) Para um período de pelo menos 30 dias em caso de interrupção no funcionamento da maior infraestrutura individual de aprovisionamento de gás em condições inverniais médias.

Qualquer reforço da norma de aprovisionamento para além dos critérios referidos acima deve ser suportado por uma avaliação de riscos estabelecida nos termos do artigo 9.º do Regulamento (CE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, cumprindo ainda os pressupostos estabelecidos no n.º 3 do artigo 8.º do mesmo diploma.

⁶ A otimização da estação de superfície do armazenamento subterrâneo do Carriço é estimativa em 7,63 M€ e a construção da segunda fase da terceira interligação em 137,2 M€.

Com a publicação do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, que altera o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, foram estabelecidas as obrigações de serviço público ao nível da constituição e manutenção das reservas de segurança, bem como a definição dos clientes protegidos do SNGN, dando corpo às medidas preconizadas por Portugal para salvaguarda da norma de aprovisionamento do Regulamento (CE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro.

Nos termos do artigo 50.º-A do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, consideraram-se como clientes protegidos todos os clientes domésticos já ligados a uma rede de distribuição e os clientes previstos na alínea a) do n.º 1 do artigo 2.º do Regulamento (UE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, que, no total, poderão ascender até 20% da procura nacional de gás natural. Como obrigação adicional, a nível nacional são igualmente considerados todos os consumos não interruptíveis dos centros electroprodutores em regime ordinário, sendo os interruptíveis as centrais da Tapada do Outeiro e de Lares.

Por outro lado, o artigo 52.º do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, transcreve integralmente as medidas necessárias para garantir o aprovisionamento de gás aos clientes protegidos estabelecidas no Regulamento (CE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro. Assim, observando o critério mais desfavorável, as obrigações de serviço público, referentes a constituição e manutenção das reservas de segurança, correspondem ao consumo dos clientes protegidos numa situação de “procura excepcionalmente elevada de gás natural durante um período de, pelo menos, 30 dias, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja de uma vez em 20 anos.”

Independentemente dos juízos que se possam levantar sobre a eventual maximização das previsões da procura previstas pela REN na proposta de PDIRGN 2013, tomando-as como válidas numa primeira análise, não pode deixar de se apontar que a capacidade de armazenamento disponível a partir do final de 2014, incluindo as entradas em funcionamento da cavidade TGC-2, da Transgás Armazenagem, e RENC-6, da REN Armazenagem, já cobre as necessidades de reservas de segurança previstas até ao ano 2018. Caso as previsões da procura apontadas pela REN Gasodutos na proposta de PDIRGN 2013 sejam revistas em baixa para valores mais realistas, poder-se-á admitir que a capacidade de armazenamento existente a partir do final de 2014 deverá cobrir as necessidades de reservas de segurança até ao final do ano de 2020.

Estando consagrado nos regulamentos da ERSE o caráter prioritário da atribuição de capacidade de armazenamento para a constituição das reservas de segurança, estando ainda estes quantitativos salvaguardados, no mínimo, até 2018, torna-se claro que a motivação para o investimento no aumento da capacidade de armazenamento da RNTIAT deverá ser, objetivamente, as necessidades comerciais dos agentes de mercado.

Relativamente à posição dos agentes de mercado na Consulta Pública realizada à proposta de PDIRGN 2013 é de apontar que, a generalidade, refere que a atual capacidade de armazenamento da RNTIAT

serve as suas necessidades. Note-se que, de 2010 até ao início de 2014, a capacidade de armazenamento na RNTIAT passa de 3701 GWh para 5517 GWh, correspondendo a um acréscimo de 49%, enquanto a procura decresceu, entre 2010 a 2012, de 57,8 TWh para 50,2 TWh, isto é, um decréscimo de 13,1%.

9 OPÇÕES ALTERNATIVAS

A proposta de PDIRGN 2013 apresenta um conjunto de investimentos resultante das opções tomadas pela REN Gasodutos e restantes operadores das infraestruturas da RNTIAT como as que consideraram mais adequadas para o desenvolvimento da RNTIAT. Estas opções materializam a visão da REN Gasodutos e restantes operadores das infraestruturas da RNTIAT 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. Porém, os investimentos são apresentados sem a análise de quaisquer outras opções alternativas que pudessem permitir alcançar os mesmos objetivos.

Sobre esta perspetiva, a ERSE entende que esta abordagem não contribui para a discussão pública sobre as melhores opções para o desenvolvimento das infraestruturas do SNGN. Com efeito, a proposta de PDIRGN 2013 ganharia se apresentasse, no mínimo, as linhas orientadoras que determinaram:

- A opção única de se construir a terceira interligação entre Portugal e Espanha, em concreto os estudos que determinaram a construção do gasoduto que liga o Lote 6 a Zamora em detrimento de outras possíveis opções como, por exemplo, o reforço de capacidade da interligação de Valença do Minho e o reforço de capacidade da interligação de Campo Maior.
- A viabilidade de aumentar a capacidade de veiculação RNTGN existente, mediante a colocação de estações de compressão, como opção alternativa à terceira interligação.

Tendo em conta a fundamentação apresentada para a terceira interligação entre Portugal e Espanha, muito sustentada na segurança do abastecimento, tendo ainda em consideração o nível de sobrecapacidade de aprovisionamento que a concretização deste investimento irá representar para o SNGN em condições normais de operação, seria da maior importância que a proposta de PDIRGN 2013 apresentasse dados objetivos sobre a inviabilidade de outras opções com menores encargos para Portugal e Espanha, que garantissem também o cumprimento do Regulamento (CE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, e, em simultâneo, permitissem o nível de capacidade de interligação adequado para integração do mercado português numa perspetiva de mercado ibérico.

Por outro lado, tratando-se de uma interligação que envolve investimentos dos lados português e espanhol, seria da maior importância clarificar o grau de compromisso do governo de Espanha, sendo certo que um investimento desta natureza só se deverá iniciar após a aprovação formal do projeto no documento espanhol equivalente à proposta de PDIRGN 2013, a “Planificación de los sectores de electricidad y gas, 2012-2020”.

Verifica-se ainda existir algum desconforto por não terem sido divulgados quaisquer estudos conjuntos entre Portugal e Espanha com vista à construção da terceira interligação. Com efeito, a forma como desde o ano 2008 tem sido tratada esta matéria, tem fomentado reservas várias relativas a este projeto, que foram expressas pelos participantes na Consulta Pública realizada à proposta de PDIRGN 2013, nas quais se questionam as opções tomadas, a oportunidade e a própria necessidade de concretização do projeto em absoluto.

10 PROJETOS DE INTERESSE COMUM (PCI)

Além da regulamentação comunitária já referida, relativa à segurança de aprovisionamento, existem no âmbito da construção do mercado interno único na Europa outros regulamentos que têm impacto nas decisões de investimento a nível nacional. Em particular, o Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril, relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias, em vigor desde 15 de maio de 2013, é um dos mais relevantes por ter como objetivo facilitar o desenvolvimento atempado e a interoperabilidade das redes energéticas transeuropeias.

Este regulamento estabelece orientações para o desenvolvimento de corredores físicos prioritários e de outras áreas energéticas consideradas estratégicas para a Europa, bem como define critérios gerais para a identificação dos projetos transfronteiriços que beneficiem, pelo menos, dois países da União Europeia, designados por projetos de interesse comum (PCI). Os três principais objetivos deste regulamento são:

- Determinar os procedimentos necessários à seleção dos PCI;
- Facilitar a execução atempada dos PCI, estabelecendo, para isso, novos procedimentos de atribuição de licenças a estes projetos, mais transparentes e expeditos;
- Estabelecer regras para a imputação dos custos transfronteiriços associados aos PCI;
- Determinar as condições de elegibilidade dos PCI para a assistência financeira da UE ao abrigo do *Connecting Europe Facility* (CEF)⁷

Ao abrigo deste regulamento, foram submetidas candidaturas relativas a dois projetos que integram a presente proposta de PDIRGN 2013 com vista à obtenção do estatuto de PCI, designadamente a terceira interligação com Espanha, promovida pela REN Gasodutos, e as novas cavidades de armazenamento subterrânea, promovidas pela Transgás Armazenagem.

De acordo com a alínea b) do número 2 do artigo 4.º deste regulamento, para um projeto de gás natural poder ser considerado PCI deve contribuir significativamente para o desenvolvimento do mercado único europeu, através da promoção de pelo menos um dos seguintes critérios específicos: a integração do mercado, a segurança do aprovisionamento, a concorrência ou a sustentabilidade. A primeira lista de projetos de interesse comum foi adotada pela Comissão em outubro do corrente ano, tendo sido aditada ao Regulamento (UE) n.º 347/2013 através do Regulamento Delegado, C(2013) 6766, de 14 de outubro de 2013.

⁷ Mecanismo promovido pela Comissão Europeia para apoio financeiro a investimentos destinados a melhorar as redes europeias no domínio dos transportes, da energia e da tecnologia digital.

Dos projetos candidatos acima referidos, a terceira interligação de gás natural entre Portugal e Espanha está incluída nesta primeira lista (PCI n.º 5.4), no grupo de projetos que visam permitir o fluxo bidirecional de gás entre Portugal, Espanha, França e Alemanha, que por sua vez incorpora o corredor prioritário de interligações Norte-Sul na Europa Ocidental.

Com a obtenção deste estatuto, este projeto tornou-se diferente dos restantes incluídos na proposta de PDIRGN 2013, pelos motivos acima referidos. Em particular para esta análise importa destacar os seguintes:

- Possibilidade de imputação dos custos de investimento pelos Estados-Membros em que o projeto produz um impacto líquido positivo (artigo 12.º);
- Possibilidade do projeto beneficiar de um tratamento regulatório diferenciado, no caso de estar sujeito a riscos superiores aos normalmente incorridos por um projeto de infraestruturas comparável (artigo 13.º);
- Elegibilidade para a obtenção de assistência financeira da União Europeia, através dos programas específicos para os PCI (artigo 14.º);

Há que ter também em conta que, de acordo com o artigo 12.º do Regulamento (UE) n.º 347/2013, os promotores de projetos com o estatuto de PCI deverão seguir um conjunto de procedimentos, com vista ao seu desenvolvimento, nos quais se inclui o envio às respetivas entidades reguladoras de um pedido de investimento⁸. Este pedido deverá incluir, designadamente, uma análise custo-benefício específica para o projeto, um plano de atividades que avalie a viabilidade financeira do mesmo e uma proposta fundamentada de repartição de custos transfronteiriços entre os países beneficiários. Nota-se também que as candidaturas a financiamentos no âmbito do CEF têm como um dos requisitos a apresentação prévia do pedido de investimento para os projetos em causa,

No caso dos projetos incluídos na primeira lista de PCI da União Europeia, o prazo para envio do pedido de investimento é o dia 31 de outubro de 2013⁹. A respeito da 3.ª interligação entre Portugal e Espanha, a REN Gasodutos não submeteu à ERSE, até à presente data, o pedido de investimento, pelo que se conclui que, de momento, a empresa não poderá avançar com a submissão da candidatura aos fundos do CEF.

Refira-se que, em sede de PDIRGN, a REN Gasodutos identifica a terceira interligação como tendo um papel primordial na integração dos mercados, o qual é também um dos critérios para a seleção dos PCI, pelo que teria sido enriquecedor que a proposta de PDIRGN 2013 apresentasse, ainda que de forma

⁸ De acordo com disposto no número 2 do artigo 12.º, para os PCI do setor do gás natural a imputação de custos transfronteiriços só se aplica se já tiver sido realizada uma avaliação da procura de mercado, que demonstre não se poder esperar que os custos de investimento eficientemente suportados sejam cobertos pelas tarifas de acesso.

⁹ Na presente data, existem interpretações diferentes sobre a firmeza desta data e aguardam-se esclarecimentos formais da União Europeia.

genérica, alguma informação quantificada dos benefícios associados ao projeto. Tendo em conta o acima mencionado, a preparação desta informação constituiria um exercício preliminar na elaboração da análise custo-benefício a incluir no pedido de financiamento do investimento.

Por outro lado, esta informação prévia poderia também dar indicações para uma futura imputação dos custos transfronteiriços deste projeto entre Portugal e Espanha, ou mesmo a outros Estados-Membros que tenham benefício líquido com o projeto, cuja decisão terá que será tomada em coordenação pelas entidades reguladoras dos países envolvidos.

Importa referir também que as listas dos PCI são estabelecidas de dois em dois anos, não sendo garantido que os projetos mantenham o estatuto de PCI ou a sua posição na lista. Sobre a próxima lista importa referir que esta será definida com base na metodologia CBA desenvolvida pelo ENTSO-g, a qual foi publicada a 15 de novembro e submetida para parecer do ACER e da Comissão Europeia. Com a informação disponível na presente data e atendendo a que a metodologia poderá ser alterada em função dos pareceres a que está sujeita, não é possível, na presente data, averiguar se a terceira interligação entre Portugal e Espanha manterá o estatuto PCI no futuro.

10.1 FINANCIAMENTO

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 natural. Assim, é expectável que a empresa desenvolva os esforços ao seu alcance no sentido de maximizar as possibilidades de que dispõe para a captação deste tipo de benefícios, de forma a desonerar o setor do gás natural português.

Especificamente para os PCI, existe o programa CEF (que até 2020 dispõe de 5,86 mil milhões de euros para o setor da energia), que se foca nos PCI que não são viáveis comercialmente, por terem impactes significativos em termos de aumentos das tarifas de acesso às redes. No entanto, não está definido o limite para o aumento tarifário para que se considere a inviabilidade comercial de um projeto, o que introduz alguma discricionariedade na definição deste limite. Por conseguinte, para a grande maioria dos PCI serão as receitas obtidas no mercado ou por aplicação das tarifas de acesso que permitirão pagar os projetos. Acresce a este facto a impossibilidade de acumulação dos subsídios ou instrumentos financeiros do CEF com outros financiamentos de âmbito comunitário que venham a ser atribuídos ao projeto, o que torna a obtenção de fundos através do CEF numa medida praticamente de último recurso.

Uma vez que as candidaturas ao CEF são processos anuais, enquanto o processo de análise e seleção dos PCI ocorre de dois em dois anos, cada projeto incluído numa lista de PCI terá duas possibilidades de candidatura. No caso da terceira interligação Portugal-Espanha, a candidatura da REN Gasodutos só se

deverá concretizar no segundo concurso disponível para a primeira lista de PCI, cuja realização deverá ocorrer durante o primeiro semestre de 2015, com atribuição dos respetivos montantes durante o ano de 2016.

Refira-se ainda que, para além da atribuição de montantes a fundo perdido, o CEF tem por finalidade diminuir os custos do financiamento e possibilitar o acesso a linhas de crédito de longo prazo. A obtenção destes fundos requer também uma candidatura prévia ou em paralelo a instrumentos financeiros ou linhas de crédito, designadamente através do Banco Europeu de Investimento. No que diz respeito às candidaturas aos fundos do CEF, além das condições já referidas, deverão ainda ser satisfeitas as seguintes:

- Submissão do *investment request* à entidade reguladora nacional, para tomada de decisão sobre a alocação de custos transfronteiriços (*cross-border cost allocation (CBCA)*);
- Não podem ocorrer custos com o projeto antes da decisão de alocação dos fundos.

Neste sentido e logo que o projeto da terceira interligação atinja a maturidade suficiente, a REN Gasodutos deverá acautelar o cumprimento de todas as condições já referidas, com o intuito de maximizar as suas possibilidades de captação de fundos ou de financiamentos bonificados.

Importa também referir que o montante de cobertura dos fundos corresponde ao menor dos seguintes valores:

- 50% dos custos elegíveis ou 75% de custos dos PCI que promovam um alto nível de segurança de abastecimento;
- Valorização das externalidades positivas associadas ao PCI, determinadas pela análise custo-benefício;
- A componente de custos que torna o PCI comercialmente inviável.

A análise dos impactos dos investimentos previstos na proposta de PDIRGN 2013 nos custos suportados pelos consumidores de gás natural portugueses, apresentadas no Anexo II deste parecer, tiveram em consideração as condições e limites acima referidos.

11 IMPACTES DOS CUSTOS PARA OS CONSUMIDORES

Os custos da proposta de PDIRGN 2013 para os consumidores são de mais fácil mensuração do que os seus benefícios. No apuramento destes custos, importa analisar o impacto da decisão de investimento nos montantes de proveitos permitidos unitários que serão recuperados através do estabelecimento de tarifas de uso das redes pagas pelos consumidores.

À semelhança da proposta de PDIRGN 2011, a insuficiente informação disponibilizada pela REN Gasodutos não permite à ERSE apresentar o cálculo do impacto tarifário destes investimentos com o rigor desejado, sem a consideração de determinados pressupostos. No anexo II são explicitados os pressupostos considerados na elaboração deste exercício, bem como toda a análise efetuada de uma forma mais exaustiva.

A análise efetuada centra-se nos investimentos propostos para o operador da RNTGN. Estes investimentos representam cerca de 60% da proposta de PDIRGN 2013. Não foi possível efetuar o mesmo exercício ao nível da atividade de armazenamento subterrâneo, uma vez que a informação fornecida é insuficiente para quantificar o impacto dos investimentos em cada ano, nomeadamente: i) no investimento a efetuar pela Transgás Armazenagem não é indicado como o mesmo será efetuado ao longo do tempo nem quais as suas datas de entrada em exploração; ii) existência da indefinição associada à propriedade da 10ª cavidade que se encontra dependente do Concedente.

No entanto, refira-se que o total do imobilizado bruto associado à construção de seis cavidades previstas na proposta de PDIRGN 2013 ascende a cerca de 151 milhões de euros, repartido por dez anos, sendo que no processo de cálculo de tarifas 2013-2014, a base de ativos líquida destas duas empresas em 2013 e 2014 - que compreendia três cavidades para a REN Armazenagem e duas cavidades para a Transgás Armazenagem - ascende a 152 milhões de euros. Dado que o período de vida útil das cavidades subterrâneas é extenso e por conseguinte, as amortizações anuais são diminutas, aquando a entrada em exploração das últimas cavidades propostas para 2021, a base de ativos regulada destas empresas atingirá um montante perto do dobro do montante atual. De referir que, os custos desta atividade representam cerca de 4% do total de custos das infraestruturas e o seu peso na tarifa de energia é de cerca de 1,4% tendo em conta o processo de tarifas 2013-2014.

O investimento no Terminal de GNL de Sines tem um peso residual no total dos investimentos propostos no PDIRGN, pelo que não foi igualmente considerado no atual exercício¹⁰.

No que diz respeito ao transporte de gás natural, o atual PDIRGN apresenta um montante proposto de investimento previsto realizar para os próximos dez anos, com uma incidência acentuada para os

¹⁰ Os investimentos a efetuar pela REN Atlântico representam cerca de 6% do total dos investimentos propostos no PDIRGN 2013.

próximos 2 a 3 anos (2016). Assim, considerando os investimentos propostos efetuar ao nível da atividade de Transporte de Gás Natural, o proveito permitido unitário mais elevado ocorre em 2016 (2,04€/MWh), com a entrada em exploração do gasoduto Celorico da Beira – Vale de Frades, que corresponde à conclusão da primeira fase da terceira interligação Portugal – Espanha, e da conclusão da estação de compressão do Carregado. Caso o PDIRGN não seja implementado, o custo unitário do transporte, para este mesmo nível de procura seria de 1,85 €/MWh, isto é, 0,19 €/MWh mais baixo. No entanto, o impacto da proposta de PDIRGN 2013 ao nível da atividade de transporte será em 2016 menos de 15% do impacto estimado do *pancaking* tarifário. É em 2021, que a diferença entre os custos unitário da atividade de transporte com e sem os investimentos previstos na proposta de PDIRGN 2013 é maior, 0,42 €/MWh, tendo em conta que nesse ano o custo unitário com PDIRGN deverá ser de 1,72 €/MWh, enquanto que, sem a implementação deste plano, o custo unitário deverá ser de 1,30 €/MWh.

Dadas as incertezas associadas a qualquer exercício de previsão e no caso presente quanto ao nível de procura considerado, que se perspectiva desfasado da realidade, a análise efetuada anteriormente requer a realização de uma análise de sensibilidade. Tendo em conta a relevância das variáveis, a análise de sensibilidade realiza-se com alterações ao nível da procura e de diferentes percentagens para as participações obtidas pelo operador da RNTGN.

Foram estabelecidos três cenários para a evolução da procura de gás natural; um cenário que corresponde ao cenário base da proposta de PDIRGN 2013 (cenário 1) e dois cenários alternativos, por forma a excluir o efeito da desclassificação das centrais a carvão de Sines e do Pego e a considerar um crescimento mais moderado para o consumo do mercado convencional (cenário 2 e 3).

Como cenários alternativos é possível simular a captação de fundos comunitários nas seguintes percentagens face ao investimento proposto: 25% e 50%. De referir que esta última percentagem corresponde a uma das hipóteses, extremas¹¹, para a atribuição de apoios comunitários para a construção de infraestruturas constante no CEF¹², programa de financiamento europeu de apoio aos projetos de investimentos nos setores elétricos e de gás natural.

Tendo em conta os cenários de procura analisados e o nível de participações obtidas, os impactos nos proveitos permitidos são diferentes. Os proveitos permitidos unitários atingem um valor máximo (2,14€/MWh) num cenário de procura mais conservadora (cenário 3), pressupondo a não obtenção de participações para os investimentos propostos, no ano de 2021, representando um aumento de 0,52 €/MWh face ao nível estimado de proveitos unitários nesse ano, caso não fosse aplicado o PDIRGN.

¹¹ Apenas viável, caso os benefícios correspondam a 150% do custo do investimento proposto e que se considere que o investimento seja comercialmente inviável por acarretar um aumento tarifário socialmente não aceitável.

¹² CEF=Connecting Europe Facilities.

Por ordem inversa, os proveitos permitidos unitários são menores (€1,95€/MWh) no cenário base do PDIRGN (cenário 1), com a consideração de 50% do investimento proposto vir a ser participado através de fundos comunitários. Neste cenário, o impacto dos investimentos previstos na proposta de PDIRGN 2013 em 2021 é de 0,42€/MWh face a uma situação sem PDIRGN.

Tendo por objetivo aferir o impacto tarifário da construção da terceira interligação nos preços finais e nas tarifas de acesso pagos pelos consumidores foram elaborados duas simulações, A e B, tendo em conta a possibilidade da obtenção de uma comparticipação equivalente a 50% do total do investimento (simulação A) e a não obtenção da mesma (simulação B), face um cenário inicial em que não se prevê a realização desse investimento e tendo por base o cenário 1 da procura. Esta análise inclui um menor número de cenários devido às restrições decorrentes dos pressupostos a considerar num exercício desta natureza. Os referidos cenários referem-se aos anos de 2016 e 2017 que correspondem ao ano de entrada em exploração e ao ano seguinte do gasoduto Celorico da Beira – Vale de Frades, que corresponde à conclusão da primeira fase da terceira interligação Portugal – Espanha, e da conclusão da estação de compressão do Carregado.

Em 2016, na simulação A o impacto tarifário nas tarifas de acesso situa-se entre 6,71% para consumidores em alta pressão e 0,35% para consumidores em BP< e o impacto tarifário nos preços finais varia entre 0,50% e 0,18%, respetivamente para os referidos consumos. Em 2017, o impacto tarifário nas tarifas de acesso varia entre 10,96% para os consumidores em alta pressão e 0,58% para os consumidores em BP<, e nos preços finais entre 0,82% e 0,29%, respetivamente.

Em 2016, na simulação B o impacto tarifário nas tarifas de acesso situa-se entre 3,36% para consumidores em alta pressão e 0,18% para consumidores em BP< e o impacto tarifário nos preços finais varia entre 0,25% e 0,09%, para os referidos consumos respetivamente. Em 2017, o impacto tarifário nas tarifas de acesso varia entre 5,48% para os consumidores em alta pressão e 0,29% para os consumidores em BP<, e nos preços finais entre 0,41% e 0,15%, respetivamente.

Em anexo, esta informação é apresentada em maior detalhe.

Ao nível da integração europeia, a terceira interligação entre Portugal e Espanha é potenciada se fizer parte de um cabaz de investimentos no qual se inclui também o reforço substancial das interligações entre Espanha e o sul de França. Com efeito, enquanto o nível de interligação Espanha-França se mantiver nos níveis atuais os benefícios da integração da Península Ibérica num mercado europeu poderão ser pouco expressivos.

Assim, como os benefícios associados à proposta de PDIRGN 2013 não se tornarão relevantes no futuro próximo, propõe-se uma reavaliação do desenvolvimento das infraestruturas tendo em conta uma reponderação das prioridades. Registe-se que a eficácia da prossecução dos benefícios da proposta de PDIRGN 2013 e a diminuição do seu impacte direto na fatura dos consumidores estão dependentes da articulação do desenvolvimento deste projeto a nível ibérico e comunitário.

ANEXO I – EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL

A estimativa da evolução da procura de gás natural é um processo importante para a tomada de decisão de investimento, por duas ordens de razões:

1. Por motivos técnicos, designadamente de segurança de abastecimento, tendo em conta que o investimento deve ser ajustado para satisfazer a ponta do consumo de gás natural.
2. Por motivos económicos, uma vez que o custo do investimento será suportado, maioritariamente, pelos consumidores de gás natural.

No que respeita à proposta de PDIRGN em apreço, respeitante ao período de 2014 a 2023, a ERSE constata que as previsões da empresa para a evolução do consumo anual de gás natural e para a evolução da ponta diária foram revistas em baixa face à proposta de PDIRGN anterior, designadamente de forma a refletir o agravamento do clima macroeconómico em Portugal. As figuras seguintes ilustram a revisão das perspetivas para a procura de gás natural entre a proposta de PDIRGN 2013 e a proposta anterior.

Figura I - 1 – Consumo de gás natural previsto na proposta de PDIRGN 2011 e na de PDIRGN 2013

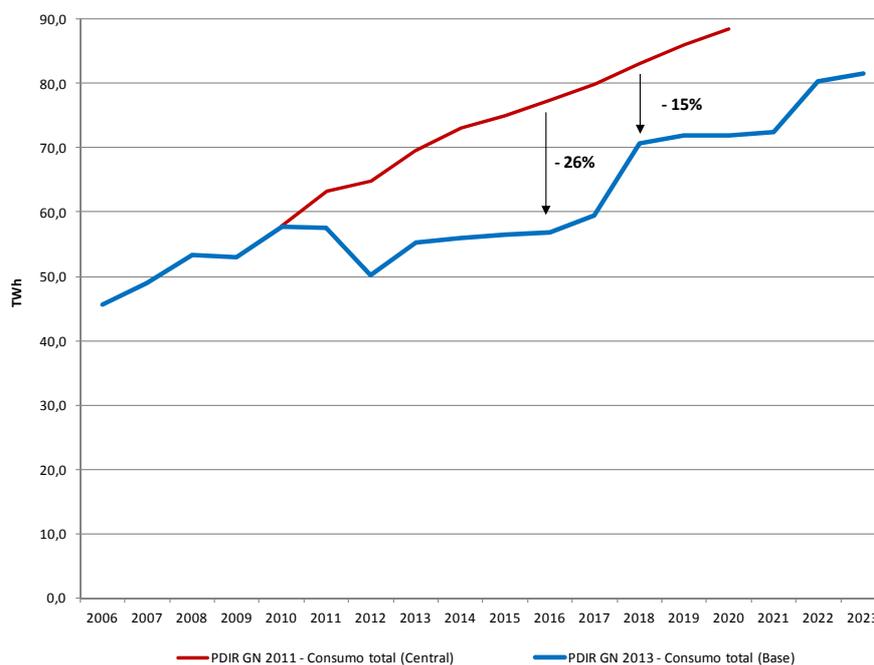
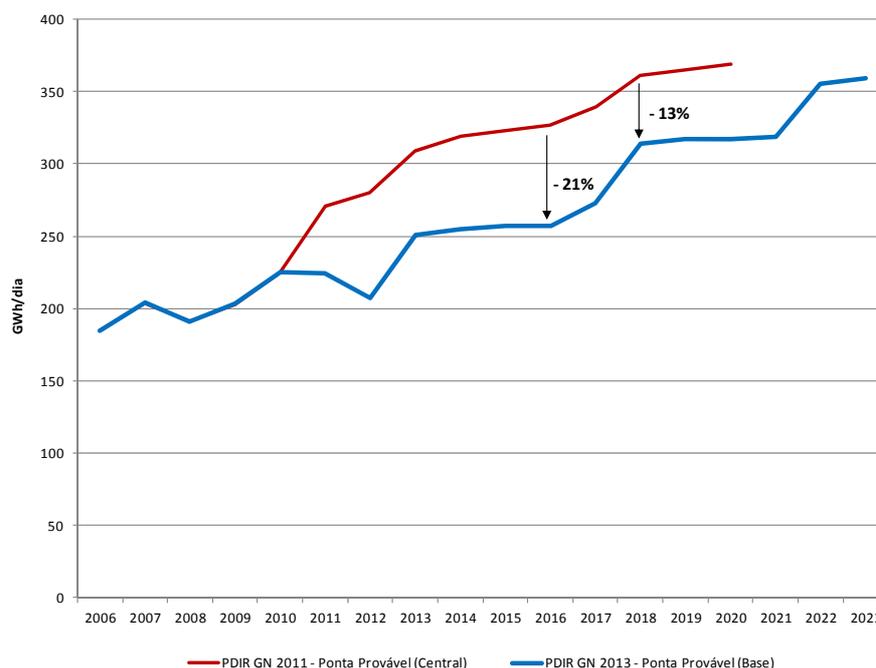


Figura I - 2 – Pontas diárias previstas na proposta de PDIRGN 2011 e na de PDIRGN 2013



Conforme já referido neste parecer, nota-se também que a proposta de PDIRGN 2013 teve em consideração alguns dos apontamentos levantados pela ERSE na anterior proposta de PDIRGN, nomeadamente ao nível da explicitação das metodologias usadas na definição de cenários de evolução do consumo e das pontas diárias e a sua individualização por segmentos, em particular no que respeita aos consumos do mercado convencional. Considera-se contudo que, ao invés de se apresentarem apenas os resultados, poderiam ter sido fornecidos os dados necessários à aplicação das referidas metodologias ou, alternativamente, dados intercalares de forma a explicitar o exercício realizado.

No entanto, importa analisar a robustez destas previsões à luz dos dados mais recentes da procura de gás natural, quer a nível nacional, quer a nível ibérico e europeu, tendo em conta as perspetivas de desenvolvimento económico e social do país, bem como as tendências e o enquadramento de políticas energéticas europeias que afetarão a evolução do setor do gás e de outros setores que integram importantes consumos de gás natural, designadamente o setor elétrico.

I.1 CONTEXTO MACROECONÓMICO

Um plano de investimentos com um horizonte de longo prazo (10 anos) como é o PDIRGN, mesmo que possua um carácter indicativo, deve ser enquadrado em termos macroeconómicos sob pena de se encontrar descontextualizado da envolvente socioeconómica do país onde os investimentos ocorrem e, igualmente, descontextualizado da sua realidade externa.

A proposta de PDIRGN 2013 apresenta cenários macroeconómicos de longo prazo considerando duas fontes distintas, consoante o período analisado:

- Para o período 2012-2020, é utilizado como cenário base a evolução macroeconómica implícita nos estudos do PNAER e PNAEE da Secretaria de Estado da Energia.
- Para o período 2021-2013, são utilizadas previsões de um estudo elaborado para a REN Gasodutos pelo Gabinete de Estratégia e Estudos do Ministério da Economia e Inovação.

Segundo a REN Gasodutos, as previsões de evolução da procura de gás natural no mercado convencional consideram dois cenários de evolução da economia portuguesa: um cenário base e um cenário superior.

No estudo da proposta de PDIRGN 2013 não é salientada a data do estudo de revisão do PNAER e PNAEE, levado a cabo pela Secretaria de Estado da Energia. Igualmente, desconhece-se o conteúdo do relatório efetuado pelo Gabinete de Estratégia e Estudos (GEE) do Ministério da Economia e da Inovação, nomeadamente as hipóteses de base consideradas para as previsões macroeconómicas, os cenários de riscos de incerteza em que os mesmos foram ponderados, bem como a data em que o relatório foi realizado.

Para o cenário superior de evolução da economia portuguesa, não são claras as hipóteses subjacentes ao mesmo. De notar igualmente que as incertezas quanto à retoma da atividade económica condicionam os cenários de médio e longo prazo.

A comparação dos cenários macroeconómicos presentes na proposta de PDIRGN 2013 com cenários macroeconómicos utilizando dados mais recentes é um exercício útil de comparação, tendo em vista justificar possíveis desvios relativos à procura de gás natural constante na proposta de PDIRGN 2013 e à evolução expectável da mesma, com dados mais recentes. O Quadro I - 1 apresenta a taxa de crescimento anual do PIB considerado nos cenários macroeconómicos da proposta de PDIRGN 2013¹³. O Quadro I - 2 apresenta os indicadores macroeconómicos divulgados pelo FMI na oitava e nona avaliação do programa de ajustamento de Portugal, e os dados para a economia espanhola e da Área do Euro, aquando a divulgação do *World Economic Outlook*, em Outubro de 2013, pelo mesmo organismo internacional, entre 2011 e 2018.

¹³ Apenas foi considerado a taxa de crescimento do PIB pois os dados divulgados pela REN Gasodutos estão na óptica da oferta enquanto os do FMI, as componentes do PIB estão na óptica da despesa.

Quadro I - 1 – Evolução da economia portuguesa – proposta de PDIRGN 2013

PIB (crescimento real %)	Cenário Base	Cenário Superior
2011-2015	0,6	1,0
2015-2020	2,0	2,5
2020-2023	1,8	2,3

Quadro I - 2 – Evolução da economia portuguesa - FMI

	2011	2012	2013 P	2014 P	2015 P	2016 P	2017 P	2018 P
Portugal								
PIB (crescimento real %)	-1,3	-3,2	-1,8	0,8	1,5	1,7	1,8	1,8
Consumo Privado	-3,3	-5,4	-2,5	0,1	0,7	0,7	0,8	0,8
Formação bruta de capital fixo	-10,5	-14,3	-8,5	1,2	3,7	3,7	4,3	3,8
Consumo público	-5,0	-4,7	-4,0	-2,8	-2,2	0,5	0,4	1,0
Exportações	6,9	3,2	5,8	5,0	5,3	5,6	5,6	5,6
Importações	-5,3	-6,6	0,8	2,5	3,8	4,4	4,6	4,7
Contributos para o PIB (p.p.)								
Procura interna	-5,5	-6,9	-3,6	-0,2	0,7	1,0	1,2	1,2
Procura externa	4,4	3,7	1,9	1,0	0,7	0,7	0,6	0,6

Fonte: FMI, "Eighth and ninth reviews under the extended arrangement and request for waivers of applicability of end-september performance criteria", outubro 2013; "World Economic Outlook", outubro 2013

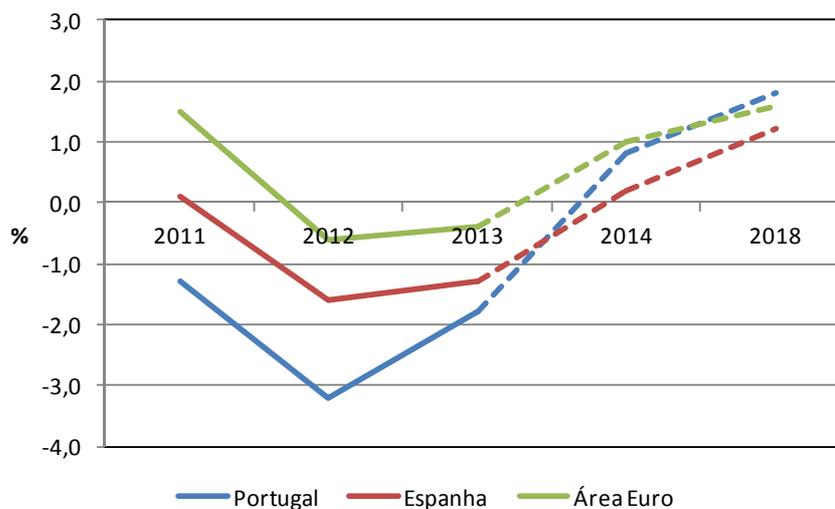
A economia portuguesa apresenta em 2013 um contexto recessivo da sua atividade económica em que o consumo privado, a formação bruta de capital fixo e o consumo público apresentam um comportamento contracionista pelo terceiro ano consecutivo. Dado que as dificuldades económicas sentidas no país são extensíveis a outros países, alguns deles parceiros económicos das exportações portuguesas, o contributo da procura externa para o crescimento do PIB, em termos percentuais, vai apresentando uma tendência decrescente entre 2011 e 2014, estabilizando após essa data.

Em 2014, o crescimento positivo da atividade económica resulta da conjugação do crescimento expressivo das exportações, da manutenção da forte redução do consumo público e de uma ligeira recuperação do consumo privado.

Tal como referido anteriormente, dado que o andamento da atividade económica em Portugal é igualmente influenciada pelo contexto externo, a Figura I - 3 compara a evolução da atividade económica em Portugal, em Espanha e na Área do Euro, entre 2011 e 2014 e em 2018¹⁴.

¹⁴ Os dados referentes a 2013, 2014 e 2018 são dados estimados.

Figura I - 3 – Evolução da atividade económica em Portugal, Espanha e Área do Euro



Fonte: FMI

Pela análise da figura anterior, é possível verificar que em 2012, as três economias analisadas apresentam uma contração da sua atividade económica mantendo-se a mesma no ano seguinte. A economia portuguesa é a que apresenta uma maior contração em 2012, registando-se no ano seguinte uma recuperação gradual, comum às três economias. O ano de 2014 é expectável ser o primeiro ano de crescimento económico em Portugal (+0,8%), após três anos de recessão económica, sendo que se perspetiva um andamento mais dinâmico do que o projetado para a economia espanhola (0,2%) para esse ano. A Área do Euro segue o padrão atrás descrito para 2014 estimando-se uma expansão da sua atividade económica em torno de 1%. O ritmo de crescimento abrandará até 2018, sendo que nesse ano estima-se um crescimento real em torno de 1,6%. Tal como em 2014, a economia portuguesa apresentará em 2018 (+1,8%) uma dinâmica superior à estimada para a economia espanhola (+1,2%). De referir que, as taxas de crescimento estimada para 2018 nas três economias são inferiores às das principais economias avançadas (+2,5%) e encontram-se abaixo das verificadas historicamente entre 1995-2004¹⁵.

Comparando estes dados com os dados contantes na proposta de PDIRGN 2013, é possível verificar que o RMSA-E de 2012, em que a REN Gasodutos se baseia, tem como pressupostos um cenário macroeconómico otimista face às perspetivas evidenciadas anteriormente. Segundo o FMI, a taxa de crescimento média anual entre 2011 e 2015 situa-se em -0,8%, enquanto o cenário central apresentado na proposta de PDIRGN 2013 apresenta uma taxa de crescimento do PIB em torno de +0,6%, isto é, 14 pontos percentuais acima do estimado pelo FMI. Para o período 2015-2020, o cenário central constante no PDIRGN aponta para uma taxa em torno dos 2,0%, segundo o FMI, a taxa de crescimento do PIB

¹⁵ Portugal registou uma taxa média de crescimento entre 1995-2004 de 2,7%, Espanha de 3,7% e a Área do Euro, de 2,2%.

entre 2015-2018 é inferior (+1,7%). Para se atingir o patamar de 2,0% em termos médios, tal como defendido no cenário central, seria necessário um crescimento em torno dos 2,5% para 2019 e 2020. Para o cenário otimista apresentado na proposta de PDIRGN 2013, apuram-se diferenças obviamente superiores e reforça-se a ideia de um cenário macroeconómico do país desajustado aos dados disponíveis mais recentes.

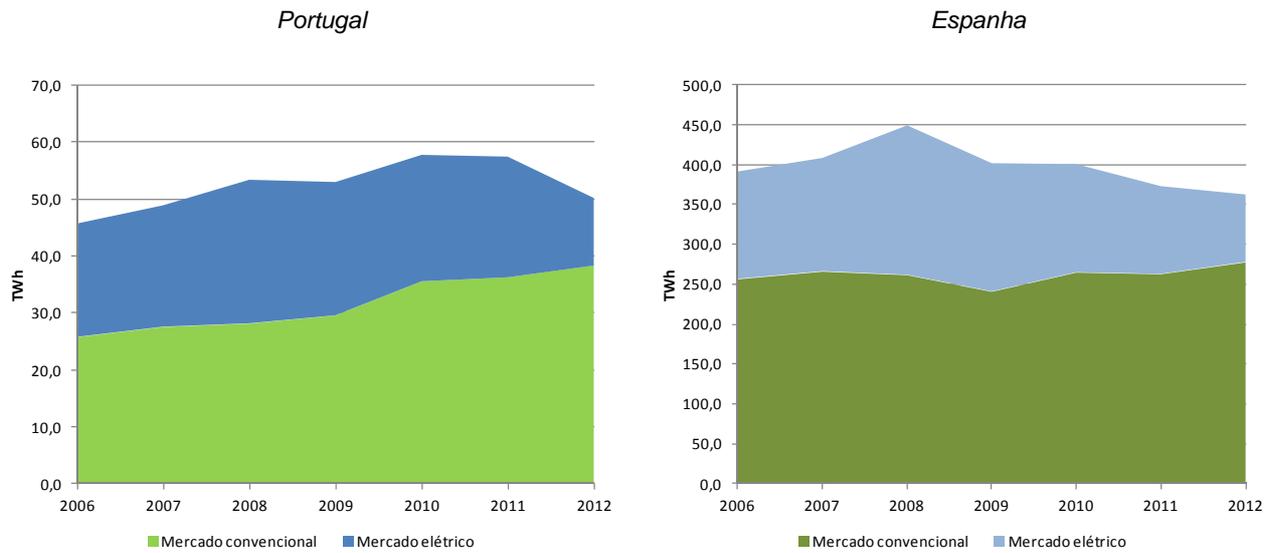
I.2 EVOLUÇÃO HISTÓRICA DO CONSUMO E DAS PONTAS DIÁRIAS DE GÁS NATURAL

A evolução da procura de gás natural em Portugal até 2012 apresentada na proposta de PDIRGN 2013 para o período 2014-2023 permite tirar algumas conclusões, que se apresentam de seguida, e que não são despicientes num exercício de previsão da procura para os próximos anos:

- A estrutura dos consumos entre o mercado convencional e o mercado elétrico, que usualmente era equilibrada, começou a apresentar nos últimos anos um maior peso do mercado convencional;
- O mercado elétrico e os segmentos da indústria e da cogeração do mercado convencional, apresentam efeitos de indivisibilidade muito pronunciados, devido à dimensão relativa de cada consumidor desses segmentos, face à dimensão total do mercado de gás natural em Portugal, ser significativa;
- O consumo total teve taxas de crescimento anual elevadas até 2008 e desde então observou-se uma desaceleração, particularmente visível em 2011 e 2012;
- O agregado das pontas diárias não simultâneas dos mercados elétrico e convencional teve uma estagnação a partir de 2009, observando-se o mesmo para a ponta diária global a partir de 2010.

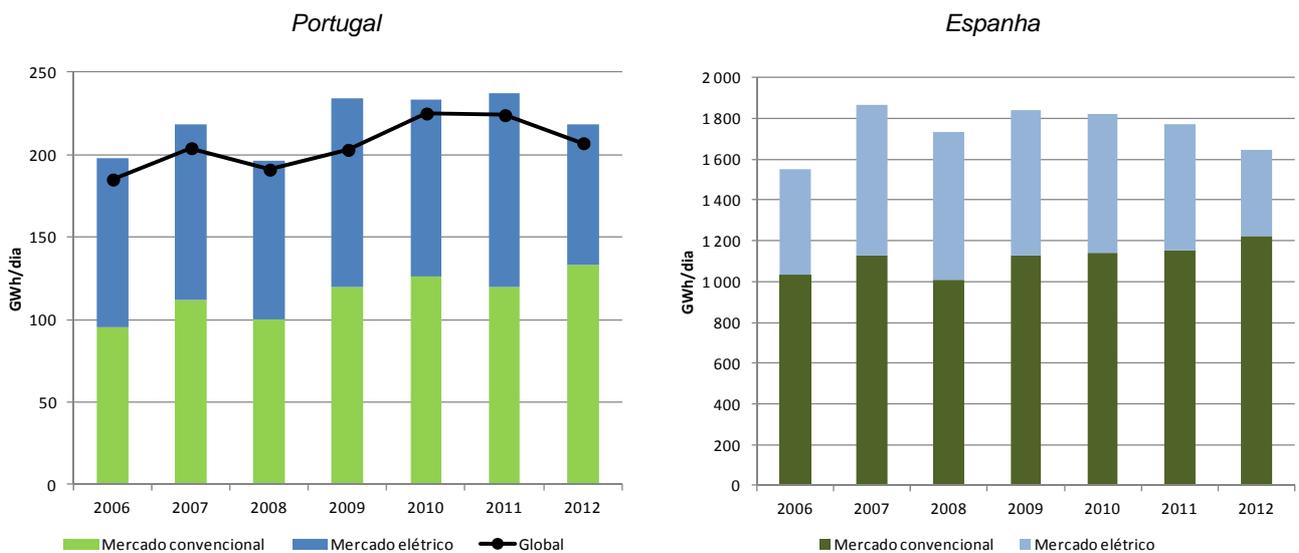
Analisando a evolução da procura de gás natural em Espanha nos anos mais recentes é possível observar aspetos idênticos aos acima descritos para Portugal, designadamente a alteração da estrutura do consumo e a tendência para uma certa estagnação no mercado do gás natural, quer dos consumos, quer das pontas diárias, com as devidas diferenças em termos de escala e dos momentos de tempo em que ocorreram. As Figura I - 4 e Figura I - 5 ilustram estas análises.

Figura I - 4- Evolução do consumo de gás natural em Portugal e Espanha



Fonte: Proposta de PDIRGN 2013 e ENAGAS

Figura I - 5- Evolução da ponta diária de gás natural em Portugal e Espanha

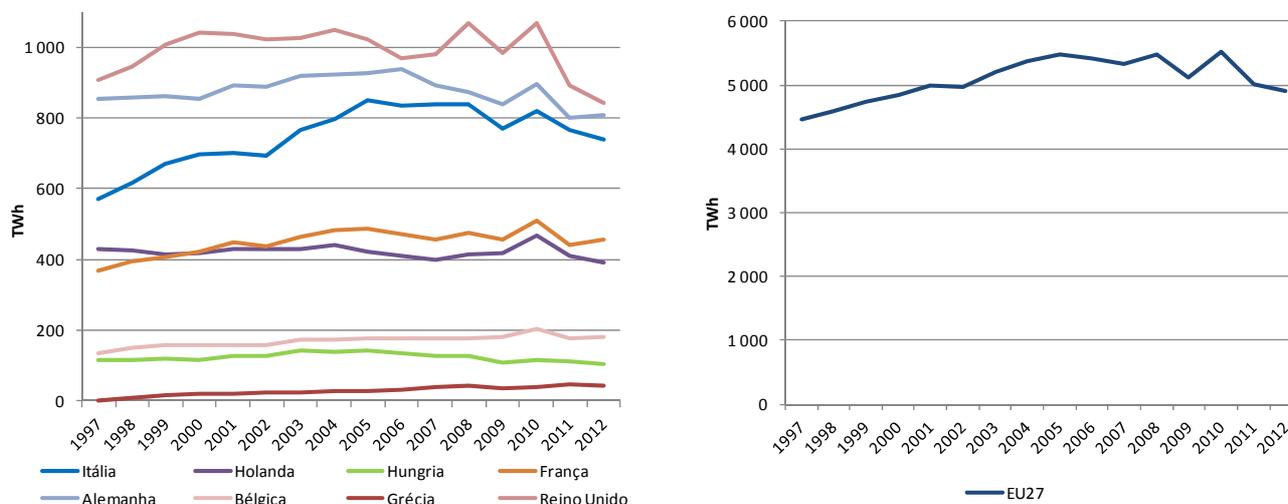


Nota: Pontas diárias não simultâneas do mercado elétrico e do mercado convencional.

Fonte: Proposta de PDIRGN 2013 e ENAGAS

Quanto à evolução do consumo de gás natural na Europa (Figura I - 6), observam-se algumas diferenças no comportamento entre países, mas genericamente a tendência é de estagnação, ou mesmo de redução, similar ao já descrito para os países ibéricos.

Figura I - 6- Evolução do consumo de gás natural na Europa



Fonte: BP Statistical Review of World Energy June 2013

No que respeita aos anos mais recentes, importa perceber as motivações para estas tendências e a possibilidade de se manterem para o futuro. Em particular, nota-se uma queda no consumo de gás natural em 2011 e 2012 na generalidade dos países europeus, que resultou de uma conjugação de fatores do lado da oferta e do lado da procura, quer nos mercados de gás natural, quer nos mercados de carvão. Entre estes fatores assinalam-se os seguintes:

1. Os constrangimentos económicos que afetam a maioria dos países europeus levaram a uma redução do consumo de gás natural nos setores doméstico e industrial. De igual modo, observou-se uma queda do consumo de eletricidade, que associado a alterações estruturais do setor electroprodutor estão a afetar substancialmente o perfil de consumo de gás natural das centrais de ciclo combinado (ver no ponto 4);
2. A perda de competitividade do carvão nos Estados Unidos da América devido à abundância de gás natural neste país, motivada pela crescente extração de *shale gas*, provocou a queda dos preços do carvão nos mercados internacionais, tornando-o num combustível competitivo na Europa, por conjugação com o baixo preço das licenças de emissão de CO₂;
3. A queda do consumo de eletricidade, que conjugada com uma maior integração de eletricidade proveniente de fontes renováveis e com a maior competitividade das centrais a carvão face às centrais a gás natural, provocou uma redução nos fatores de utilização das centrais de ciclo combinado a gás natural instaladas na Europa.

Contudo, não é expectável que esta tendência se mantenha no médio e longo prazo, uma vez que a Europa tem vindo gradualmente a alterar a estrutura de consumo de energia primária, através da substituição de combustíveis fósseis mais poluentes, designadamente o petróleo e o carvão, por fontes de energia renováveis e por gás natural, que reflete a crescente importância das políticas energéticas e ambientais na União Europeia.

No caso particular da produção de eletricidade, a alteração da atual ordem de mérito do carvão e do gás natural, poderá despoletar, a prazo, uma nova escalada do consumo de gás natural na Europa. Por um lado, a crescente integração de energias renováveis poderá resultar numa necessidade adicional de centrais de ciclo combinado a gás natural para capacidade firme de *backup* às tecnologias renováveis, nomeadamente enquanto as redes de transporte transeuropeias e a gestão ativa da procura não estiverem suficientemente desenvolvidas. Por outro lado, as dúvidas quanto à utilização da energia nuclear e a necessidade de minimizar as emissões de gases com efeito de estufa, poderá levar a que futuramente as centrais a gás natural se posicionem como centrais intermédias ou mesmo de base nos sistemas elétricos europeus.

O caso português tem ainda a particularidade do fator de utilização das centrais termoelétricas em regime ordinário (carvão e gás natural) ser fortemente dependente de fatores independentes da evolução da procura de energia elétrica, que são, num maior ou menor grau, imprevisíveis. Destes fatores destacam-se a hidraulicidade e a produção de energia elétrica em regime especial (PRE), nomeadamente a de origem renovável. A Figura I - 7 e Figura I - 8 evidenciam o impacte destas duas variáveis na utilização das centrais de ciclo combinado a gás natural em Portugal.

Figura I - 7- Evolução do índice de produtividade hidroelétrica e do fator de utilização da potência instalada por tecnologia de produção de energia elétrica

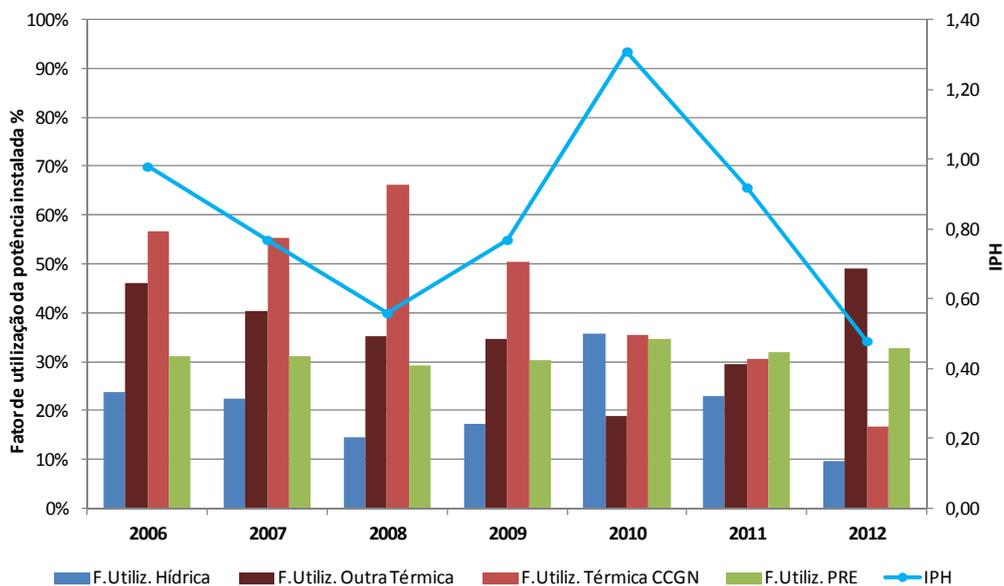
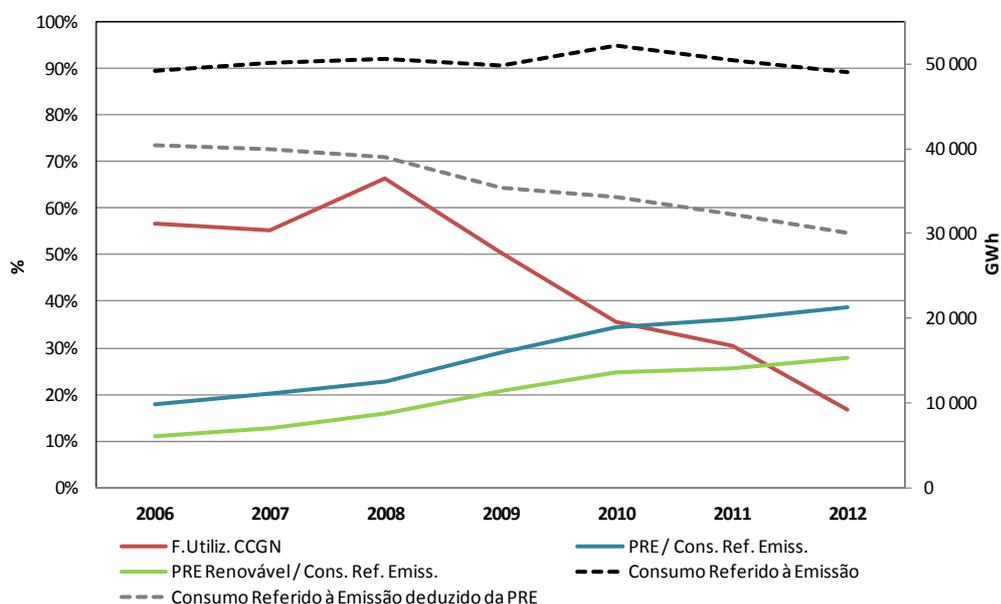


Figura I - 8 - Evolução do fator de utilização das centrais de ciclo combinado a gás natural e sua relação com a integração da PRE para produção de energia elétrica



Da análise conjunta destas figuras constatam-se as seguintes tendências no sistema electroprodutor português:

- A utilização das centrais termoelétricas tem uma relação inversa com hidraulicidade, e a amplitude desta relação tem vindo a diminuir à medida que a proporção do consumo de energia elétrica satisfeito por PRE aumenta;
- O aumento da PRE tem um forte contributo de produção renovável, sendo portante caracterizada por imprevisibilidade e intermitência;
- A utilização das centrais termoelétricas de ciclo combinado a gás natural depende ainda do preço relativo do gás natural face ao carvão. A comparação dos anos de 2008 e 2012, ambos anos secos, mas com utilizações substancialmente diferentes das tecnologias termoelétricas, evidencia a perda de competitividade da produção de eletricidade baseada em gás natural anteriormente referida.

I.3 PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DO CONSUMO GÁS NATURAL

A informação mais recente sobre o consumo de gás natural, referente ao período de janeiro a outubro de 2013, disponibilizada pelo operador da rede de transporte, aponta para uma forte queda do consumo total de gás natural face a 2012 (superior a 7% no acumulado até outubro), reforçando a tendência de curto prazo evidenciada pela Figura I - 4. A análise individual dos mercados mostra comportamentos distintos:

- Mercado elétrico – queda abrupta do consumo de gás natural das centrais de ciclo combinado (superior a 75% no acumulado até outubro) devido à sua baixa utilização, que se justifica em grande medida pela elevada produtividade hidroelétrica e pela elevada produtividade eólica em 2013, associadas a uma estagnação do consumo de eletricidade;
- Mercado convencional – forte subida do consumo (superior a 15% no acumulado até outubro), justificado em grande medida pela atividade dos novos clientes industriais e cogeneradores, que são referidos na proposta de PDIRGN 2013, que entraram em funcionamento em meados de 2012 e que em 2013 já funcionaram em pleno.

Da análise dos consumos de gás natural em Espanha entre janeiro e outubro de 2013, observa-se um comportamento idêntico ao verificado em Portugal para o mercado elétrico, embora com uma queda de menor amplitude (cerca de 35%), mas no caso do mercado convencional observa-se uma estagnação.

METODOLOGIAS DE PREVISÃO DO CONSUMO

No Anexo I da proposta de PDIRGN 2013 são descritas as metodologias de previsão do consumo, diferenciadas por mercado convencional e mercado elétrico. A ERSE assinala que o referido anexo constitui uma melhoria face à anterior proposta de PDIRGN. No entanto, não são apresentadas os resultados obtidos por modelo.

Para o mercado convencional, a REN Gasodutos considerou a diferenciação do consumo pelos segmentos Residencial e Terciário, Indústria e Cogeração. Para os dois primeiros, a REN Gasodutos recorreu a métodos econométricos para determinar as variáveis explicativas de maior significância destes segmentos, às quais foram associadas tendências de evolução futura. Para a previsão do consumo do segmento de Cogeração, foi considerado a evolução da potência instalada e a produção deste tipo de instalações previsto no cenário base “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional para o período de 2013 a 2030”, de março de 2013 (RMSA-E 2012), bem como a reconversão gradual até 2020 de instalações a fuelóleo e gasóleo, para gás natural (baseado em valores do final de 2005). Refira-se ainda que nos segmentos da Indústria e Cogeração foram incorporados os consumos individuais previstos para três grandes projetos, que entraram recentemente em exploração, dado o impacto significativo que têm no consumo anual (efeito de indivisibilidade muito acentuado).

Para o mercado elétrico foi definido um cenário para o consumo, baseado na trajetória base de evolução do sistema electroprodutor definido no RMSA-E 2012. A este cenário foi adicionada uma banda, que pretende acomodar as variações associadas ao regime hidrológico. Este cenário incorpora, designadamente, o seguinte:

- Descomissionamento das centrais a carvão de Sines e do Pego, respetivamente no final de 2017 e no final de 2021;

- Entrada em serviço das centrais de ciclo combinado a gás natural de Lavos e Sines, em 2017;
- Entrada em serviço das centrais hídricas previstas no “Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico”.

Apesar da relação já explicitada entre a integração de PRE no SEN e a redução dos fatores de utilização da capacidade termoelétrica instalada em regime ordinário, nota-se que na proposta de PDIRGN 2013 não é explicitamente apresentada uma previsão para a evolução da PRE que foi considerada na definição dos cenários de procura de gás natural.

OPINIÃO SOBRE A PREVISÃO DO CONSUMO DO PDIRGN

Com o enquadramento económico acima descrito e na posse de dados atuais de evolução do consumo, a ERSE considera que as perspetivas para o período 2014 a 2023 patentes na proposta de PDIRGN 2013 são otimistas. Refira-se que a maioria dos *stakeholders* que participaram na Consulta Pública, também têm reservas em relação aos cenários de consumo apresentados na proposta de PDIRGN 2013, por estes incorporarem pressupostos que não refletem os efeitos presentes e futuros da atual situação do país, podendo induzir desenvolvimentos desnecessários das infraestruturas de gás natural. No entender da ERSE, os principais motivos para esta sobrestimação do consumo são os seguintes:

- O consumo total de gás natural para o ano 2013 considerado na proposta de PDIRGN 2013 está entre 8 a 12% acima do consumo que atualmente a ERSE estima para 2013, incorporando os dados reais mais recentes. Contudo esta diferença é em grande medida explicada pela quebra de consumo de gás natural do mercado elétrico, motivada pelos efeitos da hidraulicidade e da eolicidade. Assumindo um consumo das centrais de ciclo combinado correspondente a um ano de hidraulicidade e eolicidade médias, estima-se que esta sobrestimação situar-se-ia em cerca 2 a 3%, que representa entre 1,1 e 1,6TWh;
- O pressuposto de saída de exploração das centrais a carvão de Sines e do Pego na data de término dos contratos de aquisição de energia que lhes estão associados, respetivamente 2017 e 2021, e a substituição da sua produção maioritariamente por produção de centrais a gás natural, quer pelo incremento da utilização das centrais de ciclo combinado existentes, quer pela entrada em exploração de novas centrais. No entanto, atendendo às presentes condições dos mercados de combustíveis e de CO₂, constata-se a menor competitividade do gás natural face ao carvão para a produção de eletricidade, o que poderá justificar a permanência em exploração das centrais a carvão para além dos prazos referidos;
- A integração crescente de renováveis na produção de energia elétrica e a evolução moderada ou mesmo estagnação do consumo de energia elétrica têm levado à diminuição da procura residual de energia elétrica, que poderá justificar o adiamento da entrada em exploração das centrais de ciclo combinado de Sines e Lavos previstas no RMSA-E 2012. Além disso, as centrais de ciclo combinado funcionarão tendencialmente como *back-up* à PRE de origem renovável, devido ao

carácter intermitente deste tipo de produção, fazendo com que o incentivo à garantia de potência se torne um aspeto relevante na decisão de investimento neste tipo de instalações. Com a revisão do incentivo à garantia de potência, ocorrida em 2012, os montantes a atribuir aos produtores térmicos foram reduzidos, aumentando assim o risco associado à construção de centrais de ciclo combinado.

- O consumo de gás natural do mercado convencional previsto na proposta de PDIRGN 2013 para o período de 2014 a 2023 tem uma taxa média de crescimento superior a 2%, que parece excessiva face à evolução prevista para os indicadores macroeconómicos apresentados no Quadro I - 2, e face ao comportamento socioeconómico prospetivado para Portugal, e em particular dos fatores que explicam a evolução do consumo de gás natural¹⁶. Nota-se contudo que o nível de consumo para este mercado considerado na proposta de PDIRGN 2013 deverá ficar abaixo do consumo real, particularmente para os primeiros anos desta análise, tendo em conta os dados reais de 2013 já conhecidos.

Importa também notar que as previsões do consumo de gás natural apresentadas na proposta de PDIRGN 2013 são idênticas às apresentadas no “Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento do SNGN 2013-2030 (RMSA-GN 2012)”, proposto pela REN Gasodutos à DGEG em dezembro de 2012 e que foi sujeito à aprovação pelo membro do Governo responsável pela área da energia. No entanto, RMSA-GN 2012 incorpora nas suas análises históricas os dados reais apenas até ao ano de 2010, que não refletem totalmente as consequências para o setor do gás natural resultantes do clima recessivo que se iniciou em 2011.

A ERSE reconhece, contudo, que no momento em que as previsões foram efetuadas, o nível de incerteza era diferente do atual e que a tendência de estagnação, ou mesmo de queda confirmadas pelos dados de 2012 e 2013, não era tão clara.

Assim, atendendo ao acima exposto, a ERSE considera que os investimentos propostos na proposta de PDIRGN 2013 deveriam também ser avaliados para cenários de consumo mais conservadores. A sobrestimação da procura de gás natural pode conduzir a sobreinvestimento, isto é a um nível de investimento economicamente não justificável, tornando o custo unitário do gás natural entregue aos consumidores mais elevado para todo o período de vida útil do investimento, comparativamente com a situação em que o investimento é ajustado à procura. Este efeito pode ser agravado, porque, associado ao sobreinvestimento, está igualmente associada a subestimação do custo unitário, podendo reforçar,

¹⁶ O estudo “What drives natural gas consumption in Europe? Analysis and projections” (University of Surrey, Ö. Dilaver, Z. Dilaver, L. Hunt, outubro 2013) aponta os principais fatores que influenciam o consumo de gás natural nos países europeus como sendo: a) O rendimento das famílias, intimamente ligado à situação económica dos países; b) A tendência subjacente ao consumo, a qual depende, além de motivos históricos, das políticas energéticas a nível nacional e europeu e c) Os preços (reais) do gás natural para o consumidor, que são fortemente dependentes de aspetos do lado da oferta e dos custos das infraestruturas. Nota-se que estes fatores têm correspondência com os que são apresentados pela REN no Anexo I do PDIR GN: atividade económica, base de clientes, preço do gás natural e energias concorrentes.

erradamente, a decisão de investir, por exemplo, em sede de PDIRGN. Os efeitos da subestimação da procura terão, evidentemente, implicações em sentido contrário.

No que respeita à sensibilidade dos impactos tarifários em relação ao consumo, no Anexo II são apresentados impactos tarifários associados aos investimentos previstos na proposta de PDIRGN 2013, considerando o cenário de consumo nele perspectivado, mas também cenários de consumo de gás natural revistos, de forma a excluir o efeito da desclassificação das centrais a carvão de Sines e do Pego e a considerar um crescimento mais moderado para o consumo do mercado convencional.

I.4 PREVISÃO PARA AS PONTAS DIÁRIAS

Os investimentos são calibrados de forma a responder à solicitação máxima que é esperada para o sistema, que se assume ser a ponta diária no caso do setor do gás natural em Portugal. A ERSE entende que a previsão da evolução das pontas diárias não pode estar dissociada da previsão da evolução da procura. Com efeito, verificou-se que a taxa de crescimento média anual da procura foi de 3,8%, entre 2002 e 2012 (7,1% no primeiro quinquénio e 0,5% no segundo), enquanto que a taxa de crescimento das pontas diárias foi de 5,5% (11,0% no primeiro quinquénio e 0,1% no segundo). Os máximos históricos, quer de consumo, quer da ponta diária foram atingidos no ano de 2010, e representam crescimentos de 5,1% e 8,1%, respetivamente, em relação ao ocorrido em 2002.

Por outro lado, importa também perceber de que forma tem evoluído a taxa de utilização da capacidade instalada nos pontos de entrega, que é um indicador relevante para as decisões de investimento no reforço da rede, por refletir a adequação das infraestruturas existentes face à procura verificada. Constata-se que atualmente a taxa de utilização é inferior a 50% para a globalidade das GRMS e da ordem de 60% nas GRMS que abastecem grandes consumidores em alta pressão.

METODOLOGIAS DE PREVISÃO DAS PONTAS DIÁRIAS

No Anexo I da proposta de PDIRGN 2013 são descritas as metodologias de previsão das pontas diárias (ponta provável e ponta extrema), diferenciadas por mercado convencional e mercado elétrico. No que respeita ao mercado convencional, a metodologia usada para a previsão da ponta provável baseia-se num método de extrapolação do padrão de consumo diário ao longo do ano. Para o mercado elétrico, a definição da ponta provável é suportada pela evolução do sistema electroprodutor definida na trajetória base do RMSA-E 2012, com probabilidade de ser excedido em 5%. Para ambos os mercados, a ponta extrema é calculada de acordo com o Regulamento (UE) n.º 994/2010, de 20 de outubro.

OPINIÃO SOBRE A PREVISÃO DAS PONTAS DIÁRIAS DO PDIRGN

A ERSE aponta as seguintes considerações relativamente à previsão das pontas diárias:

- À semelhança do referido anteriormente para a previsão do consumo de gás natural do mercado elétrico, também a evolução da ponta diária deste mercado estará dependente das decisões que venham a ser tomadas relativamente ao descomissionamento das centrais a carvão de Sines e do Pego, embora neste caso o efeito só se torne visível se forem construídas as novas centrais de ciclo combinado a gás natural de Sines e de Lavos;
- A taxa de crescimento média anual da ponta diária (provável) prevista para o mercado convencional parece excessiva (da ordem de 2% no cenário base), face às previsões de desenvolvimento económico explicitadas pelo Quadro I - 2.
- A ponta extrema é calculada para um grau de simultaneidade de 1,0 nas centrais de ciclo combinado a gás natural, tendo por base pressupostos demasiados pessimistas de falha de fornecimento no sector elétrico, não considerando também os seguintes aspetos:
 - A realidade atual do mercado de energia elétrica nacional integrado no seio do MIBEL.
 - A possibilidade de interruptibilidade que oferecem as centrais de ciclo combinado a gás natural a bi-fuel (com possibilidade de consumir fuelóleo).
 - A capacidade instalada existente para o conjunto que agrupa as centrais térmicas e a PRE térmica (não intermitente).

I.5 PREVISÃO PARA A UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS DA RNTIAT

A proposta de PDIRGN 2013 não apresenta uma evolução previsional da procura em que a desagregação da mesma seja efetuada pelas diferentes infraestruturas que compõem o referido SNGN, isto é, a RNTGN, o terminal de GNL de Sines e a armazenagem subterrânea de gás natural do Carriço.

O mesmo se poderá dizer relativamente às grandes obras de expansão da RNTGN, i.e., importa caracterizar a procura a satisfazer pela nova interligação a Espanha, bem como aos gasodutos Carriço a Cantanhede e duplicação do Lote 6, entre Cantanhede e Mangualde.

Mesmo considerando a eventual dificuldade em quantificar a utilização das infraestruturas da RNTIAT de uma forma desagregada, considera-se fundamental que a decisão de investimento nos grandes projetos de expansão da RNTGN seja devidamente suportada pela procura que lhes é expectável.

A ERSE entende que a proposta de PDIRGN 2013 deveria também levar em linha de conta o impacto da decisão de investimento na nova interligação a Espanha no nível de utilização expectável do terminal de GNL de Sines. Esta análise é tanto mais importante quando o crescimento da oferta de capacidade disponível para entrada de gás natural no SNGN ultrapassa claramente a evolução da procura e/ou pontas associadas. Como resultado, prevê-se um aumento da subutilização das infraestruturas, com

reflexos a nível tarifário e perda de competitividade no terminal de GNL de Sines, enquanto infraestrutura de aprovisionamento nacional e ibérico.

ANEXO II – IMPACTES DOS CUSTOS PARA OS CONSUMIDORES

Os montantes de investimento considerados no PDIRGN 2013 não incluem encargos de estrutura nem encargos financeiros.

À semelhança da proposta de PDIRGN 2011, a insuficiente informação disponibilizada não permite à ERSE apresentar o cálculo do impacte tarifário destes investimentos com o rigor desejado, sem a consideração de determinados pressupostos. De entre as insuficiências detetadas destacam-se:

- os valores dos projetos não correspondem ao seu valor total, dado que não incluem encargos financeiros nem custos de estrutura;
- não se conhece o plano de financiamento dos projetos, nomeadamente a eventual possibilidade de obtenção de subsídios comunitários; apenas é referido a possibilidade de o mesmo acontecer mas sem a consequente quantificação¹⁷.

Com os dados fornecidos na proposta de PDIRGN 2013 é possível identificar o impacte dos investimentos propostos na evolução dos proveitos permitidos, através da análise da evolução do capex¹⁸ unitário considerando todas as restantes componentes dos proveitos permitidos constantes para o período analisado. Esse exercício é efetuado para os investimentos efetuados ao nível da REN Gasodutos, que representam cerca de 60% do total de investimento proposto na atual proposta de PDIRGN 2013.

Não foi possível efetuar o mesmo exercício ao nível da atividade de armazenamento subterrâneo uma vez que a informação fornecida é insuficiente para quantificar o impacto dos investimentos em cada ano, nomeadamente: i) no investimento a efetuar pela Transgás Armazenagem não é indicado como o mesmo é efetuado ao longo do tempo nem as suas datas de entrada em exploração; ii) existência da indefinição associada à propriedade da 10ª cavidade que se encontra dependente do Concedente.

No entanto, refira-se que o total do imobilizado bruto associado à construção de seis cavidades previstas no âmbito da proposta de PDIRGN 2013 ascende a cerca de 151 milhões de euros, repartido por dez anos, sendo que no processo de cálculo de tarifas 2013-2014, a base de ativos líquida destas duas empresas em 2013 e 2014 - que compreendia três cavidades para a REN Armazenagem e duas cavidades para a Transgás Armazenagem - ascende a 152 milhões de euros. Dado que o período de vida útil das cavidades subterrâneas é extenso e por conseguinte, as amortizações anuais são diminutas, aquando a entrada em exploração das últimas cavidades propostas para 2021, a base de ativos regulada destas empresas atingirá um montante perto do dobro do montante atual. De referir que,

¹⁷ A ERSE reconhece a dificuldade associada à previsão de captação de fundos comunitários para este tipo de projetos por parte do operador da RNTIAT.

¹⁸ capex = capital expenditures (custos com capital = ativos regulados x taxa de remuneração + amortização líquidas de participações).

os custos desta atividade representam cerca de 4% do total de custos das infraestruturas e o seu peso na tarifa de energia é de cerca de 1,4% tendo em conta o processo de tarifas 2013-2014.

O investimento no Terminal de GNL de Sines tem um peso residual no total dos investimentos propostos no PDIRGN pelo que não foi igualmente considerado no atual exercício¹⁹.

Para o exercício proposto para a atividade de transporte de gás natural, os pressupostos de base encontram-se esquematizados de seguida:

- Procura corresponde ao cenário base constante na proposta de PDIRGN 2013;
- Taxa de remuneração dos ativos constante e igual a 8%;
- Imputação de encargos financeiros às obras em curso, a uma taxa de 5,7%. Esta taxa corresponde ao custo médio de financiamento da REN, enquanto grupo, verificado em 2012. Para 2014, a empresa prevê uma taxa em linha com a verificada em 2012.
- Não consideração de captação de fundos comunitários associados a estes projetos;
- As empresas do Grupo REN que operam no Setor do Gás Natural não seguiram, até 2012, uma política de imputação de encargos de estrutura e de custos de gestão ao investimento. Desta forma, nas simulações efetuadas para o período do PDIRGN em análise, não foram consideradas a imputação de encargos de estrutura e de gestão aos investimentos previstos.
- Por simplificação, os investimentos de reposição foram considerados nulos uma vez que, os investimentos no setor do gás natural caracterizam-se por grandes indivisibilidades e por uma vida útil alargada dos seus ativos.

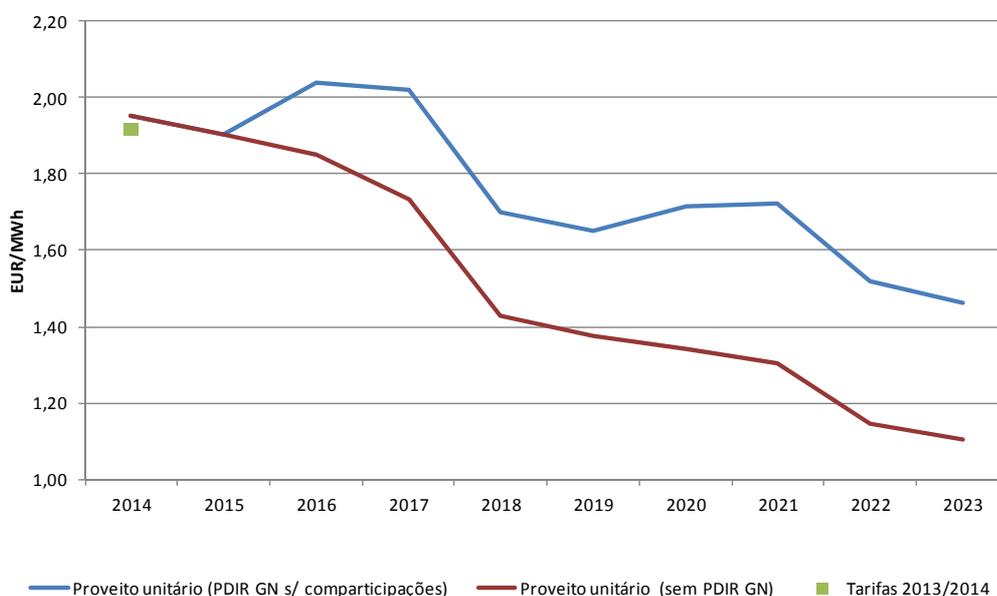
A Figura II - 1 apresenta o nível de proveitos permitidos unitários para efeitos de tarifas 2013-2014²⁰, os proveitos permitidos unitários considerando os investimentos propostos cuja entrada em exploração ocorra a partir de 2015 e um cenário sem a consideração dos investimentos propostos na proposta de PDIRGN 2013 (proveitos permitidos unitários sem PDIRGN). A diferença entre as duas séries é nula em 2014 e atinge o seu auge em 2021, com a entrada em exploração do gasoduto Carriço-Cantanhede (lote 11) e da entrada em exploração da última fase da terceira interligação com Espanha (3º fase – gasoduto Cantanhede – Mangualde). Para o período analisado, a diferença média situa-se em 0,25 €/MWh. O proveito permitido unitário mais elevado ocorre em 2016 (2,04€/MWh), com a entrada em exploração do gasoduto Celorico da Beira – Vale de Frades, que corresponde à conclusão da primeira fase da terceira interligação Portugal – Espanha, e da conclusão da estação de compressão do Carregado. Ambos os projetos têm início no corrente ano.

¹⁹ Os investimentos a efetuar pela REN Atlântico representam cerca de 6% do total dos investimentos propostos no PDIRGN 2013.

²⁰ Proveitos permitidos sem ajustamentos de t-2 e t-1.

Caso a proposta de PDIRGN 2013 não seja implementado, o custo unitário do transporte, para este mesmo nível de procura seria de 1,85 €/MWh, isto é, 0,19 €/MWh mais baixo. No entanto, o impacto do PDIRGN ao nível da atividade de transporte será em 2016 menos de 10% do impacto estimado do *pancaking* tarifário. É em 2021, que a diferença entre os custos unitário da atividade de transporte com e sem os investimentos previstos na proposta de PDIRGN 2013 é maior, 0,42 €/MWh, tendo em conta que nesse ano o custo unitário com PDIRGN deverá ser de 1,72 €/MWh, enquanto que, sem a implementação deste plano, o custo unitário deverá ser de 1,30 €/MWh.

Figura II - 1 – Comparação da evolução dos proveitos permitidos unitários



II.1 ANÁLISES DE SENSIBILIDADE

Dadas as incertezas associadas a qualquer exercício de previsão e, no caso presente, quanto ao nível de procura considerado, que se perspectiva desfasado da realidade, a análise efetuada anteriormente requer a realização de uma análise de sensibilidade. Tendo em conta a relevância das variáveis, pelos motivos apresentados ao longo do documento, a análise de sensibilidade realiza-se com alterações no:

- Nível da procura;
- Diferentes percentagens para as participações obtidas pelo operador.

De seguida descrevem-se os pressupostos utilizados para cada variável considerada.

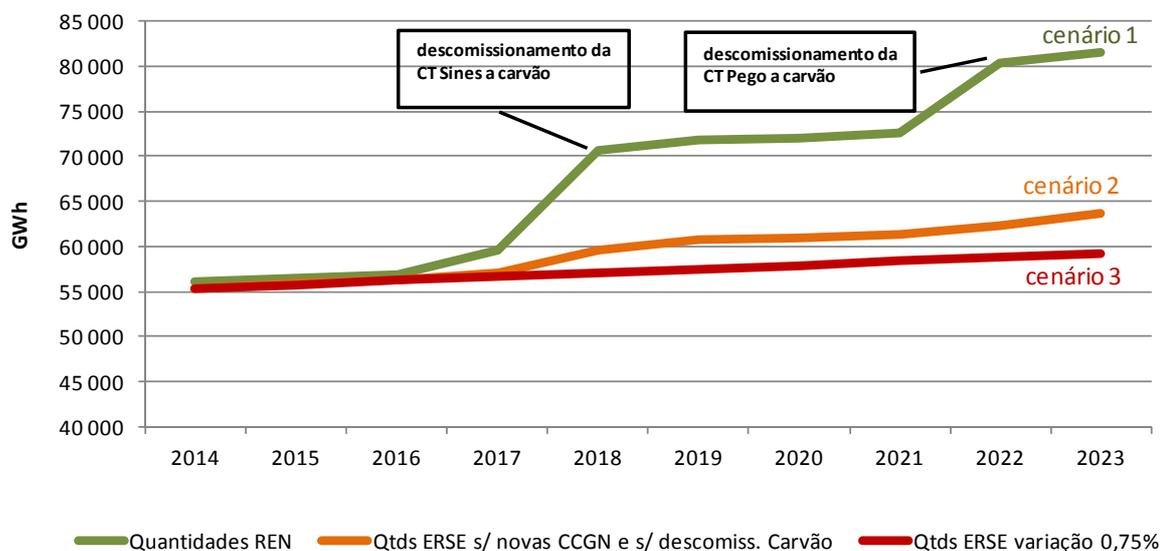
NÍVEL DA PROCURA:

Em relação ao nível da procura é possível simular dois cenários alternativos ao cenário base constante na proposta de PDIRGN 2013, e que é um dos pressupostos do cenário base apresentado anteriormente. Deste modo, como cenários alternativos temos:

- Cenário 2 = as quantidades iniciais correspondem às quantidades previstas pela ERSE para o ano gás 2013-2014 e a evolução futura mantém as taxas de crescimento previstas na proposta de PDIRGN 2013 para o cenário base. Duas alterações foram efetuadas: exclusão de entrada em funcionamento das novas Centrais de Ciclo Combinado a Gás Natural e a manutenção das atuais centrais a carvão de Sines e do Pego em funcionamento (isto é, não optar pelo descomissionamento das mesmas).
- Cenário 3 = as quantidades iniciais correspondem às quantidades previstas pela ERSE para o ano gás 2013-2014, as quantidades dos anos seguintes evoluem com uma taxa equivalente a 50% da taxa de crescimento prevista na proposta de PDIRGN 2013 para o cenário base. De acordo com o exposto anteriormente no Anexo I, é de recordar que as previsões constantes na proposta de PDIRGN 2013, idênticas às apresentadas no Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento do SNGN 2013-2030 (RMSA – GN 2012), incorporam os dados reais até ao ano de 2010, que não refletem o clima económico recessivo iniciado em 2011 e que se mantém até à atualidade. Deste modo, a consideração de um cenário mais conservador ao apresentado no PDIRGN é de extrema relevância.

A Figura II - 2 apresenta esquematicamente os três cenários considerados para o período 2014-2023.

Figura II - 2 – Evolução da procura – cenários considerados



Pela análise da figura anterior verifica-se que as previsões constantes na proposta de PDIRGN 2013 e as previsões da ERSE não apresentam diferenças significativas no primeiro ano em análise (2014). Para os anos seguintes, a evolução da procura apresenta diferenças significativas consoante o cenário em causa. Em 2023, a procura prevista no cenário 3 é cerca de 30% inferior à procura prevista no cenário 1.

PERCENTAGEM DE COMPARTICIPAÇÕES:

Relativamente à percentagem de participações que o operador pode captar junto de instituições comunitárias, essa percentagem encontra-se em grande medida ligada à questão do financiamento dos projetos de interesse comum, uma vez que o projeto da terceira interligação pesa mais de 70% do total dos investimentos propostos para a REN Gasodutos na proposta de PDIRGN 2013. Esta questão encontra-se mais aprofundada no ponto 10.1 do presente Parecer.

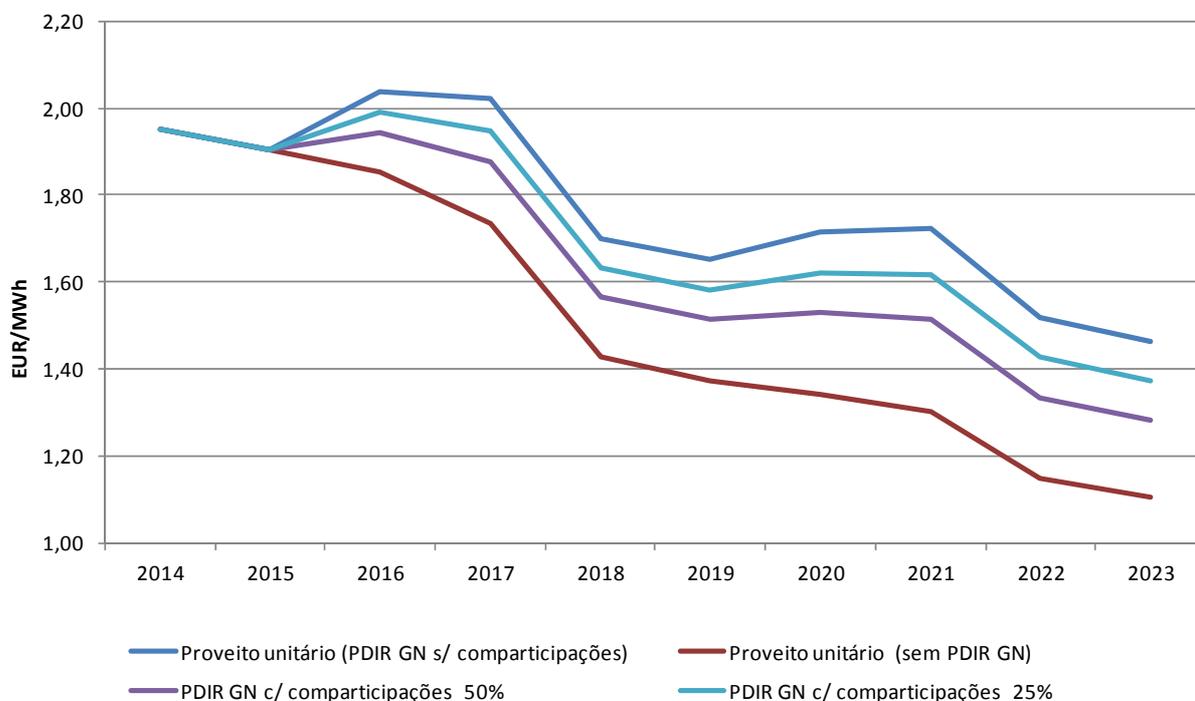
Como cenários alternativos é possível simular a captação de fundos comunitários nas seguintes percentagens face ao investimento proposto: 25% e 50%. De referir que esta última percentagem corresponde a uma das hipóteses, extremas²¹, para a atribuição de apoios comunitários para a construção de infraestruturas constante no CEF²², programa de financiamento europeu de apoio aos projetos de investimentos nos setores elétricos e de gás natural.

²¹ Apenas viável, caso os benefícios correspondam a 150% do custo do investimento proposto e que se considere que o investimento seja comercialmente inviável por acarretar um aumento tarifário socialmente não aceitável.

²² CEF=Connecting Europe Facilities.

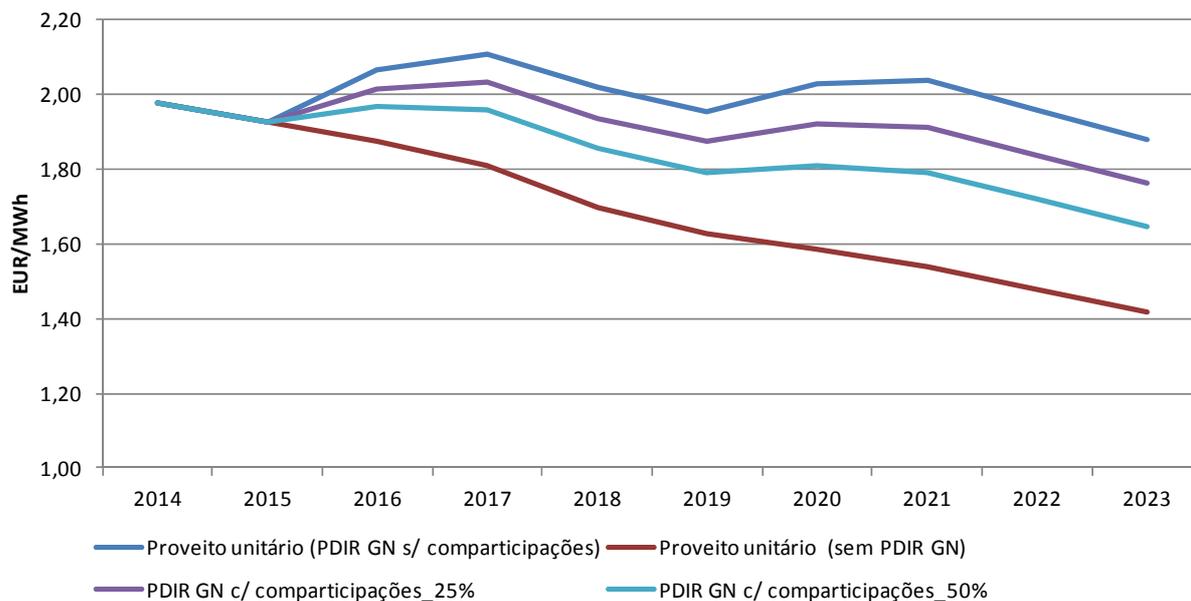
As figuras seguintes permitem exemplificar os impactes e nos proveitos permitidos unitários futuros do ORT, consoante os cenários para a procura considerados.

Figura II - 3 – Análise de sensibilidade - Procura 1



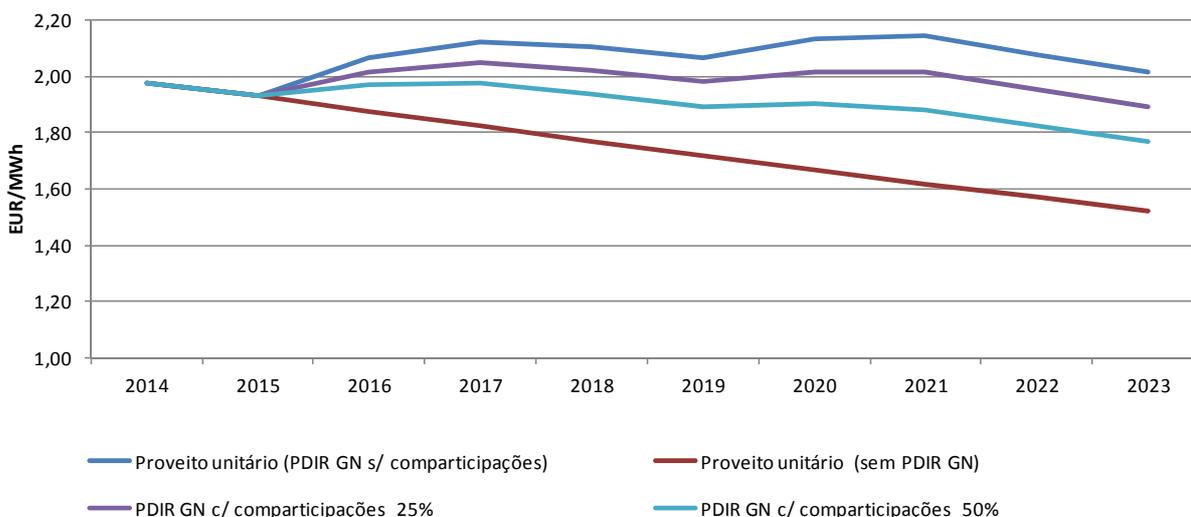
Tendo em conta o cenário 1 (Figura II - 3), isto é, o cenário de procura apresentado no PDIRGN, os proveitos permitidos unitários atingem o seu máximo em 2016, considerando a hipótese de não obtenção de fundos comunitários para o total do investimento (2,04€/MWh), considerando a hipótese de obtenção de 25% de fundos comunitários (1,99€/MWh) ou considerando a obtenção 50% de fundos comunitários para a totalidade de investimento (1,95€/MWh).

Figura II - 4 – Análise de sensibilidade - Procura 2



Tendo em conta o cenário 2 (Figura II - 4), isto é, o cenário de procura apresentado na proposta de PDIRGN 2013 com a retificação da não entrada de novas centrais a ciclo combinado e o não descomissionamento das centrais a carvão, os proveitos permitidos unitários atingem o seu máximo em 2017, considerando a hipótese de não obtenção de fundos comunitários para o total do investimentos (2,11€/MWh) e considerando a hipótese de consideração de 25% de fundos comunitários (2,03€/MWh). Com a consideração de 50% de fundos comunitários para a totalidade de investimento (1,97€/MWh), o máximo dos proveitos permitidos é atingido no ano anterior, 2016.

Figura II - 5 – Análise de sensibilidade - Procura 3



Tendo em conta o cenário 3 (Figura II - 5), os proveitos permitidos unitários atingem o seu máximo em 2021, considerando a hipótese de não obtenção de fundos comunitários para o total dos investimentos (2,14€/MWh). O máximo dos proveitos permitidos unitários é atingido em 2017, com a consideração de obtenção de 25% de fundos comunitários para a totalidade de investimento (2,05€/MWh) e com a consideração de obtenção de 50% de fundos comunitários (1,97€/MWh).

II.2 IMPACTE TARIFÁRIO

Tendo por objetivo aferir o impacte tarifário da construção da terceira interligação entre Portugal e Espanha nos preços finais e nas tarifas de acesso pagos pelos consumidores foram elaborados duas simulações, A e B, tendo em conta a possibilidade da obtenção de uma comparticipação equivalente a 50% do total do investimento (simulação A) e a não obtenção da mesma (simulação B), face um cenário inicial em que não se prevê a realização desse investimento e tendo por base o cenário 1 da procura. Esta análise inclui um menor número de cenários devido às restrições decorrentes dos pressupostos a considerar num exercício desta natureza.

À simulação A corresponde um acréscimo de proveitos permitidos de 10 673 milhares de euros no ano de 2016; enquanto à simulação B, corresponde um acréscimo de proveitos permitidos de 5 336 milhares de euros para igual ano. O ano de 2016 corresponde à entrada em exploração do gasoduto Celorico da Beira – Vale de Frades, que corresponde à conclusão da 1ª fase da 3ª interligação Portugal – Espanha, e da conclusão da estação de compressão do Carregado, referido anteriormente.

Ao acréscimo de custos mencionado anteriormente para esta simulação corresponde um acréscimo médio, face ao cenário inicial, de 1,98% na tarifa de acesso e 0,39% nos preços finais dos diversos fornecimentos (integra o custo de energia). No Quadro II- 1 apresentam-se as variações das tarifas de acesso e dos preços finais, para os vários tipos de fornecimento.

Quadro II- 1 – Impacte tarifário em 2016 – simulação A

	Preços Finais	TAcesso
AP	0,50%	6,71%
MP	0,37%	2,19%
BP>	0,27%	0,69%
BP<	0,18%	0,35%
Total	0,39%	1,98%

Estes impactes são naturalmente superiores para os fornecimentos em Alta Pressão, assumindo valores de 6,71% nas tarifas de acesso e 0,5% nos preços finais.

Relativamente à simulação B, ao acréscimo de custos mencionado corresponde um acréscimo médio, face ao cenário inicial, de 0,99% na tarifa de acesso e 0,20% nos preços finais dos diversos fornecimentos (integra o custo de energia). No Quadro II- 2 apresentam-se as variações das tarifas de acesso e dos preços finais, para os vários tipos de fornecimento.

Quadro II- 2 - Impacte tarifário em 2016 – simulação B

	Preços Finais	TAcesso
AP	0,25%	3,36%
MP	0,18%	1,09%
BP>	0,14%	0,35%
BP<	0,09%	0,18%
Total	0,20%	0,99%

Estes impactes são naturalmente superiores para os fornecimentos em Alta Pressão, assumindo valores de 4,18% nas tarifas de acesso e 0,31% nos preços finais.

Replicando o mesmo exercício mas para o ano seguinte (2017), o acréscimo de proveitos situa-se em 17 070 milhares de euros na simulação A e em 8 535 milhares de euros na simulação B, face a um cenário sem a consideração de realização destes investimentos.

O Quadro II- 3 e o Quadro II- 4 apresentam os impactes tarifários nos preços finais e nas tarifas de acesso, para os diversos fornecimentos.

A simulação A conduz a um acréscimo médio de custos, face ao cenário inicial, de 3,24% na Tarifa de Acesso e 0,64% nos Preços Finais dos diversos fornecimentos. A simulação B conduz a um acréscimo médio de custos, face ao cenário inicial, de 1,62% na Tarifa de Acesso e 0,32% nos Preços Finais dos diversos fornecimentos.

Quadro II- 3 – Impacte tarifário em 2017 – simulação A

	Preços Finais	TAcesso
AP	0,82%	10,96%
MP	0,60%	3,58%
BP>	0,44%	1,13%
BP<	0,29%	0,58%
Total	0,64%	3,24%

Quadro II- 4 – Impacte tarifário em 2017 – simulação B

	Preços Finais	TAcesso
AP	0,41%	5,48%
MP	0,30%	1,79%
BP>	0,22%	0,57%
BP<	0,15%	0,29%
Total	0,32%	1,62%

ANEXO III – COMPARAÇÃO DO CUSTO APRESENTADO PELA REN NA PROPOSTA DE PDIRGN COM OS CUSTOS RECONHECIDOS EM ESPANHA PARA UM PROJETO COM AS MESMAS CARACTERISTICAS

Em Espanha, a retribuição pelas atividades reguladas no sector do gás natural é determinada por aplicação de valores unitários de referência publicados anualmente no BOE (Boleín Oficial del Estado).

Para 2013 aplica-se os valores publicados na Orden IET/2812/2012, de 27 de dezembro, “por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas”. Da consulta do Anexo V da Orden IET/2812/2012 obtêm-se os seguintes valores de referência:

- Gasoduto instalado – 24,8 €/m.l. inch);
- Estação de seccionamento (BV – Block Valve) – 782 894 €/unid. (DN700; 28”);
- Multiplicador para uma estação de derivação (JCT – Junction) – 1,52;
- Multiplicador para uma estação de derivação com lançador de pigs (JCT/PIGs) – 2,82.

A segunda fase da terceira interligação entre Portugal e Espanha inclui:

- 162 km de tubo DN700 (28”);
- 7 JCTs, 3 das quais com lançadores/recetores de pigs incorporados;
- Uma estação de fronteira integrada na JCT de Vale de Frades.

A aplicação dos valores de referencia resulta num Custo Reconhecido em Espanha (CRE) de:

$$\text{CRE} = 162000 \cdot 28 \cdot 24,8 + (4 \cdot 1,52 + 3 \cdot 2,82) \cdot 782894 = 112492800 + 11383278,76 = 123876078,76 \text{ €}$$

$$\text{CRE} = 123,9 \text{ M€}$$

Tendo em conta que os valores de referência aplicados em Espanha são valores médios, que naturalmente diferem dos custos reais, poder-se-á admitir que o traçado e as travessias especiais (em especial o rio Douro) possam justificar a diferença observada (em cerca de 9,7%).

Importa ainda referir que o custo aceite para efeitos de determinação de tarifas em Espanha resulta dos valores de referência corrigidos pelos custos reais, sendo que na situação em que os custos reais excedam os custos de referência apenas metade da diferença é reconhecida na retribuição do operador da rede de transporte.