

Parecer à proposta do Plano Decenal Indicativo
de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT para
o período 2018-2027 (PDIRGN 2017)



ÍNDICE

PARECER.....	1
1 AVALIAÇÃO GLOBAL.....	2
2 PROJETOS BASE, PROJETOS COMPLEMENTARES E DECISÕES FINAIS DE INVESTIMENTO.....	2
3 CONCORDÂNCIA QUANTO À PRUDÊNCIA E AO ADIAMENTO DA DECISÃO RELATIVA À TERCEIRA INTERLIGAÇÃO	4
4 OUTROS ASPETOS EM CONSIDERAÇÃO	5
5 IMPACTES TARIFÁRIOS DOS CUSTOS DE INVESTIMENTO	7
6 CONCLUSÕES	8
ANEXO AO PARECER DA ERSE À PROPOSTA DE PDIRGN 2017	11
A.1. ALTERAÇÕES NA PROPOSTA DE PDIRGN 2017 FACE À PROPOSTA DE 2015....	13
A.2. EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL.....	17
1. Enquadramento	17
2. Contexto macroeconómico	20
3. Evolução histórica do consumo e das pontas diárias de gás natural.....	24
4. Comparação das previsões da procura e pontas de consumo de gás natural face à anterior proposta de PDIRGN.....	31
5. Previsões e cenários para a evolução do consumo de gás natural.....	34
6. Previsão para as pontas diárias.....	38
A.3. EVOLUÇÃO DA OFERTA DE CAPACIDADE NA RNTIAT	40
A.4. EVOLUÇÃO DA OFERTA DE CAPACIDADE NA RNTIAT	42
A.5. SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO.....	46
A.6. VALORIZAÇÃO DOS BENEFÍCIOS / ANÁLISE CUSTO – BENEFÍCIO E PRIORIZAÇÃO DE INVESTIMENTOS.....	49
A.7. FUTURO DO SETOR DO GÁS NATURAL EM PORTUGAL E NA EUROPA	52
A.8. ANÁLISE DE IMPACTES NOS PROVEITOS E NAS TARIFAS PAGAS PELOS CONSUMIDORES.....	53
1. Impactes nos Proveitos	53
2. Impactes tarifários	66

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura A.2 - 1- Economia portuguesa: taxa de crescimento real anual do PIB	20
Figura A.2 - 2 - Contributos da Procura Interna* e da Procura Externa Líquida** para a taxa de crescimento do PIB em Portugal	21
Figura A.2 - 3 - Comparação da evolução do PIB prevista no RMSA-GN 2016/ proposta de PDIRGN 2017 com os dados mais recentes.....	23
Figura A.2 - 4 - Evolução do consumo de gás natural em Portugal.....	24
Figura A.2 - 5 - Produção de energia elétrica em Portugal: Hídrica versus consumo de gás natural dos Centros Electroprodutores.....	26
Figura A.2 - 6 - Evolução das pontas de consumo diário de gás natural	28
Figura A.2 - 7 - Evolução do consumo de gás natural em Portugal, Espanha e UE (índice 100 = 2000).....	29
Figura A.2 - 8 - Evolução do consumo de gás natural em países europeus selecionados, na UE, na OCDE e Não-OCDE	30
Figura A.2 - 9 - Consumo de gás natural real e previsto nas propostas de PDIRGN 2015 e de PDIRGN 2017	32
Figura A.2 - 10 - Pontas diárias reais e previstas no PDIRGN 2015 e no PDIRGN 2017	33
Figura A.2 - 11 - Pontas diárias reais e previstas para o mercado convencional nas propostas de PDIRGN 2015 e PDIRGN 2017	34
Figura A.2 - 12 - Pontas diárias reais e previstas para o mercado elétrico nas propostas de PDIRGN 2015 e PDIRGN 2017	34
Figura A.2 - 13 - Previsão de consumo de gás natural em Portugal (proposta de PDIRGN 2017), Mercado Convencional, Mercado Elétrico e procura total (Cenário Central, Cenário Superior e Cenário Inferior)	36
Figura A.2 - 14 - Cenários da procura de gás natural considerados pela ERSE.....	37
Figura A.2 - 15 - Cenários ERSE e REN Gasodutos de procura de gás natural.....	38
Figura A.2 - 16 - Previsão de pontas de consumo diário em Portugal (proposta de PDIRGN 2017), Mercado Convencional e Mercado Elétrico (Cenário central e Cenário Superior)	39
 Figura A.3 - 1 - Evolução anual das taxas de máxima e média de utilização e dos percentis de 10% e 90% das interligação de Campo Maior e Valença do Minho e do TGNL de Sines.....	41
Figura A.3 - 2 - Evolução anual das taxas de máxima e média de utilização e dos percentis de 10% e 90% das instalações de armazenamento do Carrriço.....	42
 Figura A.8 - 1 - Investimentos previstos na proposta de PDIRGN 2017 por operador de infraestruturas	55
Figura A.8 - 2 - Investimentos previstos na proposta de PDIRGN 2017 por operador de infraestruturas	60
Figura A.8 - 3 - Ativo Líquido e CAPEX unitário por quantidades de gás natural transportadas	61
Figura A.8 - 4 - CAPEX unitário por quantidades de gás natural transportada	62
Figura A.8 - 5 - TOTEX unitário por quantidades de gás natural transportada	63
Figura A.8 - 6 - Peso dos investimentos base propostos.....	65

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro A.1 - 1 - Comparação entre o PDIRGN 2015 e o PDIRGN 2017	14
Quadro A.2 - 1 - Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2017 e previsões para 2018 a 2023.....	22
Quadro A.2 - 2 - Consumo de gás natural na produção de energia	31
Quadro A.4 - 1 - Investimentos previstos na proposta de PDIRGN 2017 para os projetos Base	43
Quadro A.8 - 1 - Simulações relativas à RNTIAT	57
Quadro A.8 - 2 - Cenários de avaliação dos impactes dos investimentos apresentados na proposta de PDIRGN 2017	60
Quadro A.8 - 3 - Impactes dos investimentos ao nível do TOTEX – 2022	61
Quadro A.8 - 4 - Impacte dos novos investimentos no TOTEX unitário das atividades de Alta Pressão por quantidades de gás natural transportada	66
Quadro A.8 - 5 - Variação de preço médio (2022/2017) e variação tarifária (Tarifas 2017-2018/2022) do cenário base de investimentos do PDIRGN 2017	67
Quadro A.8 - 6 - Impacte tarifário em 2022 do cenário base de investimentos do PDIRGN 2017	69

PARECER

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 para o período 2018-2027 (PDIRGN 2017).

Por sua vez, a DGEG comunicou à ERSE a proposta recebida, cabendo a esta, nos termos do n.º 4 do artigo 12.º-A do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho na redação do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, submeter o seu conteúdo a uma Consulta Pública com a duração de 30 dias.

A ERSE promoveu Consulta Pública relativa à proposta de PDIRGN 2017, elaborada pela REN Gasodutos, que decorreu de 29 de dezembro de 2017 até 15 de fevereiro de 2018.

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.

A ERSE preparou um documento de síntese dos principais comentários recebidos durante a Consulta Pública que será disponibilizado em conjunto com a transcrição dos comentários recebidos, como complemento ao presente Parecer. Esses comentários representaram um benefício evidente para a preparação deste Parecer da ERSE, que reflete a generalidade dos comentários recebidos e ajudam na fundamentação das posições assumidas.

Após dois ciclos de elaboração, posteriores à publicação do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, avaliação, submissão a Consulta Pública de propostas de PDIRGN com larga participação dos interessados e os respetivos Pareceres da ERSE, em que nenhuma das duas propostas anteriores apresentou condições para poder ser aprovada no seu todo, a ERSE verifica que o operador da RNTGN criou agora condições que facilitam a aprovação da proposta de PDIRGN 2017 pelo concedente, após a audição da Assembleia da República que entretanto foi legalmente estabelecida.

1 AVALIAÇÃO GLOBAL

Assim, globalmente, reconhece-se que a atual proposta de PDIRGN 2017 constitui uma evolução positiva face à proposta de PDIRGN 2015, proposta essa que já constituía uma melhoria face à proposta de 2013. A proposta de PDIRGN 2017 incorpora um conjunto de alterações e melhorias que resultam das questões colocadas pela DGEG e comentários produzidos pela ERSE nos seus pareceres às propostas de PDIRGN anteriores, bem como, dos contributos recebidos durante o processo de consulta pública, das várias partes interessadas, para além de outras alterações e melhorias que resultam do próprio processo evolutivo tendo por objetivo melhorar a perceção e clareza da proposta.

As principais recomendações e comentários da ERSE à proposta de PDIRGN 2015 relacionavam-se sobretudo com os cenários de evolução do consumo anual de gás natural e da ponta diária, com as análises custo-benefício realizadas e com a hierarquização dos projetos de investimento que redundavam numa calendarização extemporânea de investimentos, porque não era demonstrada a sua necessidade de concretização no período de vigência dos planos. Investimentos em redes e infraestruturas concretizados antes do tempo que os justificam podem colocar em causa a sustentabilidade económica do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), potenciando a criação de futuros custos “afundados” para o sistema.

2 PROJETOS BASE, PROJETOS COMPLEMENTARES E DECISÕES FINAIS DE INVESTIMENTO

Um primeiro aspeto que deve ser destacado na proposta de PDIRGN 2017 é a separação do conjunto de projetos de investimento que o operador da RNTGN assume necessitarem de uma Decisão Final de Investimento (DFI) na presente edição de PDIRGN, separando-os dos restantes que poderão vir a ser avaliados e poderão ver eventualmente tomada a respetiva DFI em edições de PDIRGN futuras.

Outra diferença significativa comparativamente à anterior proposta tem a ver com a caracterização dos investimentos propostos. Assim, na proposta de PDIRGN 2017, os projetos de investimento são segmentados em duas grandes classes:

Projetos Base: projetos de investimento que o operador da RNTGN justifica por razões de serviço e para assegurar condições de segurança e operacionalidade da rede existente;

Projetos Complementares: projetos de investimento a realizar para cumprir com as orientações de política energética, em linha com os compromissos assumidos pelo Estado Concedente.

Contrariamente à sua edição anterior, o operador da RNTGN incluiu nos primeiros cinco anos do PDIRGN 2017, no essencial, somente Projetos Base e para o respetivo segundo quinquénio apenas

Projetos Complementares, justificando essa opção pela elevada incerteza existente associada à concretização dos Projetos Complementares.

Os Projetos Base são constituídos pelos projetos de remodelação e modernização propostos e pelos projetos em curso que transitam de anos anteriores, cujo valor global para os cinco primeiros anos do Plano é de cerca de 45,0 M€ (avaliados a Custos Diretos Externos (CDE)).

Os Projetos Complementares integram o projeto de investimento associado à Terceira Interligação Portugal-Espanha (1ª fase), que liga por gasoduto Celorico da Beira a Vale de Frades do lado português e, depois, de Vale de Frades a Zamora, no lado espanhol, e o projeto de investimento associado à Estação de Compressão do Carregado (estes dois projetos de investimento com um montante que atinge os 139,1 M€ a CDE) e projetos de ligação a três novos pontos de entrega à Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural (RNDGN) (que totalizam 1,8 M€ a CDE).

Os dois primeiros projetos de investimento são projetos de execução incerta e data de entrada em exploração desconhecida por estarem dependentes da decisão de construção do STEP (1ª fase do projeto MIDCAT), de travessia dos Pirenéus na fronteira entre Espanha e França, e dos troços intermédios de gasodutos em território espanhol de ligação entre Zamora e o local onde se irá iniciar o projeto STEP em Espanha.

Com um montante de investimento previsto de 442 M€ (152 M€ do lado espanhol e 290 M€ do lado francês), o projeto STEP parece estar bem encaminhado para poder vir a ser concretizado, encontrando-se em fase de avaliação como irão ser repartidos esses custos entre os países que dele poderão beneficiar e os apoios comunitários disponíveis para o apoiar.

Por sua vez, não é claro, à data, o grau de compromisso do Estado espanhol com a concretização dos investimentos necessários realizar no seu território entre a Terceira Interligação Portugal-Espanha e o projeto STEP, que correspondem a 625 km de gasodutos e ascendem a custos de investimento de cerca de 500 M€, pelo que existe o risco do projeto da Terceira Interligação Portugal-Espanha não cumprir os objetivos pretendidos e ter um custo incomportável para o consumidor português

Combinando os conceitos de Projetos Base e de Projetos Complementares com o de Decisão Final de Investimento, o operador da RNTGN solicita que, com a aprovação da sua proposta de PDIRGN 2017, sejam tomadas as Decisões Finais de Investimento (DFI) unicamente para os projetos de investimento que são identificados como Projetos Base, assumindo que as DFI relativas aos Projetos Complementares da Terceira Interligação Portugal-Espanha e da Estação de Compressão do Carregado poderão ser adiadas para o processo de aprovação do PDIRGN 2019 (correspondente ao decénio 2020-2029) ou seguintes. Desse modo, a apresentação dos referidos Projetos Complementares na Proposta de PDIRGN 2017 deve ser assim entendida, unicamente, como indicativa do conjunto de investimentos que poderão ocorrer no segundo quinquénio do período de abrangência desta proposta de PDIRGN.

A ERSE suporta esta perspetiva do operador da RNTGN de tornar explícito o conceito de que, com a aprovação da proposta de PDIRGN 2017, unicamente se estará a aprovar a concretização dos Projetos Base previstos para o primeiro quinquénio do plano que obtenham explicitamente uma Decisão Final de Investimento positiva por parte do Concedente.

Em relação aos projetos de investimento relativos às três novas ligações de Alta Pressão (AP), a pontos de entrega à RNDGN, ou a clientes de AP, cuja concretização surge como prevista para o primeiro quinquénio do plano, propõe-se que, caso sejam considerados pelo operador da RNTGN como Projectos Base, proceda à alteração da sua classificação de forma a, eventualmente, poderem merecer também uma Decisão Final de Investimento. Recorda-se que a partilha de encargos a realizar no caso de ligações em AP, se encontra estabelecida no Regulamento de Relações Comerciais do setor do gás natural.

3 CONCORDÂNCIA QUANTO À PRUDÊNCIA E AO ADIAMENTO DA DECISÃO RELATIVA À TERCEIRA INTERLIGAÇÃO

Pela sua relevância e materialidade em termos de impactes tarifários, a ERSE reafirma a posição que assumiu no seu Parecer à proposta de PDIRGN 2015 em relação à Terceira Interligação Portugal-Espanha e à concretização da Estação de Compressão do Carregado.

Assim, ponderada a atual caracterização do SNGN, em termos das incertezas em torno da utilização das infraestruturas existentes e da evolução futura da procura de gás natural com a importância desse projeto no âmbito do mercado interno de energia e o seu enquadramento como PCI, a sua concretização deverá estar condicionada ao prévio desenvolvimento dos restantes projetos que permitirão concretizar o desenvolvimento do corredor entre Portugal, Espanha e França.

Por outro lado, dever-se-á também considerar como fator condicionante, para a concretização destes investimentos, o seu apoio através de um compromisso firme por parte do Estado espanhol em concretizar o projeto no seu território, assim como o adequado apoio através de fundos comunitários, no quadro do seu estatuto de PCI, que permitam assegurar que o reflexo do seu custo não porá em causa a sustentabilidade económica do SNGN. Este último efeito pode ser agravado se o consumidor português suportar uma parte substancial dos custos dos investimentos em território espanhol¹. Nesse quadro, tais custos poderão, por um lado, ter um impacte negativo na competitividade dos clientes industriais e empresariais e, por outro, aumentar o preço relativo do gás natural face a fontes de energia alternativas podendo conduzir à diminuição do consumo de gás natural, ao consequente aumento do seu custo por

¹ À luz dos regulamentos europeus que atualmente enquadram projetos classificados como Projeto de Interesse Comum, tais como este, designadamente o Regulamento n.º 347/2013, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril, os investimentos necessários efetuar em território espanhol podem ser suportados pelos consumidores portugueses, designadamente se for estabelecido, como atualmente sustenta o Governo espanhol, que este projeto tem apenas ganhos para Portugal.

unidade consumida para os clientes ao longo da sua cadeia de valor e correndo o risco da criação no futuro de custos “afundados” para o SNGN.

Novos investimentos no SNGN deverão, portanto, ser devidamente ponderados, tendo naturalmente salvaguardada a falta de necessidade efetiva de reforço de capacidade.

Ilustrativo deste risco parece ser o facto de, do lado espanhol, não se ter feito ainda qualquer trabalho relevante, por parte do operador da rede de transporte de gás natural de Espanha, em relação ao desenvolvimento dos 86 km previstos para o troço espanhol do projeto da terceira interligação entre Portugal e Espanha, apesar dos fundos comunitários para estudos que já foram disponibilizados e de todo o tempo que já passou desde que este projeto foi identificado como importante nas propostas do operador de rede portugueses.

Finalmente refere-se como relevante e a ter de ser devidamente considerada, a decisão desfavorável relativa à Declaração de Impacto Ambiental relativamente ao traçado apresentado em território português pela atual versão do projeto da Terceira Interligação Portugal-Espanha e que poderá ser ultrapassada com o encontrar de novo traçado alternativo compatível.

Por todas estas razões e apesar dos desenvolvimentos recentes ocorridos em torno do Projeto STEP, recomenda-se a manutenção da prudência neste domínio, que não permite, atualmente, autorizar sem riscos a realização deste investimento.

4 OUTROS ASPETOS EM CONSIDERAÇÃO

No que diz respeito à perspetiva da análise da evolução da procura de gás natural, o operador da RNTGN acrescentou na proposta de PDIRGN 2017 um terceiro cenário de possível estagnação do consumo, para além dos cenários base e superior que já tinha utilizado na proposta de PDIRGN 2015, indo ao encontro das recomendações da ERSE nesse sentido.

A proposta do PDIRGN 2017 surge em simultâneo com um ano que foi extraordinário em termos de consumo de gás natural, o que a proposta não podia prever já que foi preparada antes. O consumo de gás natural verificado em Portugal durante 2017 é de tal modo elevado, face aos cenários implícitos na proposta de PDIRGN 2017, que é apenas igualado pelo valor previsto para o ano de 2025 do cenário superior desta proposta de PDIRGN. O nível de procura observado em 2017 decorreu de fatores conjunturais extraordinários (climatéricos, económicos como associados ao funcionamento nesse ano do mercado elétrico espanhol), importando acompanhar com cuidado a evolução da procura. Com efeito, o nível de procura de gás natural em 2017 é sustentado fundamentalmente num aumento do consumo das centrais de ciclo combinado a gás natural, devido à baixa produtividade hidrológica e menor produção eólica, a par de uma conjuntura adversa na exploração de centrais nucleares no sistema elétrico francês

(que determinou uma aumento da procura de eletricidade dirigida ao sistema ibérico). Registe-se que o cenário extremo de 2017 permitiu mostrar que a RNTGN é resiliente em situações excecionais.

A proposta de PDIRGN 2017 tenta responder positivamente à generalidade dos comentários e recomendações de melhoria que a ERSE identificou como necessárias no seu Parecer à proposta de PDIRGN 2015, nomeadamente quando:

- São apresentados os valores de investimento a custos diretos externos e de transferências para exploração a custos totais (que integram os encargos de estrutura, gestão e financeiros).
- Descreve uma metodologia combinada multicritério/custo-benefício que foi aplicada, no âmbito da análise benefício-custo dos projetos e para responder à necessidade de serem mensurados os impactes económicos dos benefícios identificados, abrindo o caminho para possibilitar decisões abrangendo os diversos projetos propostos.
- Inclui uma análise às curvas de distribuição diária da utilização das infraestruturas, adicionalmente à análise à taxa de utilização das infraestruturas que realizava anteriormente.

A segurança do abastecimento constitui um dos critérios que orienta a elaboração das propostas de PDIRGN cabendo à DGEG, no âmbito 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 responsabilidade da sua monitorização.

A ERSE realça a prudência do operador da RNTGN neste domínio ao assumir ser possível adiar, para edições futuras das propostas do PDIRGN, as DFI relativas aos Projetos Complementares.

Esta posição é secundada pelos comentários recebidos durante a Consulta Pública, que referem a incerteza existente em relação à evolução futura da procura de gás natural no SNGN e o risco real de que os investimentos em novas infraestruturas no SNGN se possam vir a tornar futuros “custos afundados”. A ERSE realça ainda que existem mecanismos disponíveis no sistema que permitem dar resposta a cenários de procura e que, neste contexto de incerteza quanto à evolução do consumo no setor, se afiguram mais ajustados do ponto de vista económico.

A ERSE aproveitou a oportunidade desta Consulta Pública para lançar um debate necessário sobre o futuro do setor do gás natural em Portugal e na Europa. A generalidade dos comentários recebidos identificou este debate como fundamental, realçando a importância de se analisar de forma coordenada a evolução do setor elétrico e do gás natural em Portugal e a necessidade de assegurar a sustentabilidade do SNGN, o que se enquadra no exercício em curso ao nível europeu em torno da aprovação do Pacote Legislativo europeu “Energia Limpa para todos os Europeus” e da preparação do Plano Nacional Integrado Energia e Clima 2030. A proposta de PDIRGN que vier a ser aprovada deverá refletir uma posição de equilíbrio e de prudência, que todo este vasto leque de questões justifica, e assumir as opções que vierem a ser tomadas por Portugal em relação a algumas delas.

5 IMPACTES TARIFÁRIOS DOS CUSTOS DE INVESTIMENTO

Na avaliação dos impactes tarifários da proposta de PDIRGN 2017 foi efetuada apenas com os impactes dos projetos base, face às incertezas e aos riscos associados aos Projetos Complementares já referidos. Neste sentido, o horizonte de análise reporta-se apenas ao período de 2018 a 2022, o qual incorpora um nível de investimento reduzido (49,1 M€, avaliado a custos totais, isto é, com encargos financeiros e de estrutura).

No documento apresentam-se os impactes no preço médio da atividade de transporte de gás natural e o seu resultado nas tarifas de acesso às redes e nas tarifas de venda a clientes finais, tendo por base 4 cenários com perspetivas de evolução do nível da procura para 2022 diferentes, a saber: cenário inferior (42,3 TWh/ano), cenário central (52,8 TWh/ano), cenário superior (63,8 TWh/ano) e cenário superior extremo (81,8 TWh/ano).

Adicionalmente apresenta-se a variação tarifária entre 2022 e as tarifas de 2017/2018, considerando o cenário base de investimentos, proposto no PDIRGN 2017, para os vários cenários de procura, referidos. São expectáveis reduções tarifárias, ao longo deste período, em todos os cenários de procura analisados, sendo estas reduções tarifárias mais expressivas, como seria de esperar, nos cenários de procura mais elevada (cenários superior e superior extremo).

Considerando que as perspetivas de procura para 2022 nos 4 cenários são substancialmente distintas e por consequência apresentam variações tarifárias muito diferenciadas numa análise temporal entre 2022 e 2017, avaliam-se os impactes tarifários em 2022 das decisões de investimento base previstas no PDIRGN 2017, conforme se apresenta no Quadro 1. Estes impactes tarifários calculados para 2022 são assim praticamente independentes dos pressupostos de evolução da procura.

Assim, verifica-se que o impacte tarifário no ano de 2022 da presente proposta de PDIRGN, no que concerne à atividade de transporte de gás natural e face a uma situação de investimento zero durante todo o quinquénio, é de 2,7% em qualquer dos cenários de procura.

No que respeita às Tarifas de Acesso às Redes estes impactes apresentam uma diferenciação por nível de pressão e tipo de fornecimento: alta pressão 2,1%; média pressão 0,9%; baixa pressão >10000 m³ 0,2% e baixa pressão <10000 m³ 0,1%.

No que respeita às Tarifas de Venda a Clientes Finais estes impactes tarifários são relativamente reduzidos estando compreendidos entre 0,2% e 0,1% para todos os clientes.

Registe-se que, para o nível de investimento considerado na Proposta de PDIRGN 2017, o montante de proveitos a recuperar em 2022 pelas tarifas de acesso às infraestruturas de alta pressão deverá ser inferior ao montante de proveitos que atualmente são recuperados pelo sistema tarifário.

6 CONCLUSÕES

A ERSE concorda com o pressuposto apresentado pelo operador da RNTGN de que a aprovação da proposta de PDIRGN 2017 visa unicamente a concretização dos Projetos Base previstos para o primeiro quinquénio do plano que obtenham explicitamente uma Decisão Final de Investimento (DFI) positiva por parte do Concedente. Estes Projetos Base representam um montante máximo de investimento de cerca de 49,113 M€ (avaliados a Custos Diretos Externos (CDE)) de 2018 a 2022. Adicionalmente, sugere-se, caso se justifique, que o operador da RNTGN altere a classificação dos projetos de investimentos associados às ligações em AP, previstos para o primeiro quinquénio do plano, de Projetos Complementares para Projetos Base de forma a poderem merecer também uma Decisão Final de Investimento, tendo em conta que a partilha de encargos a realizar está estabelecida no Regulamento de Relações Comerciais do setor do gás natural. Estes projetos de investimento totalizam um valor de 1,8 M€,

Todos os restantes projetos de investimento que constem da proposta revista de PDIRGN 2017, que irá ser submetida para aprovação pelo Concedente, deverão ser considerados como indicativos e assinalados como tendo a sua Decisão Final de Investimento adiada para a análise a realizar durante a edição de 2019 ou seguintes da proposta de PDIRGN.

Destaca-se, pela sua relevância em termos de impactes tarifários, também a concordância da ERSE com a proposta do operador da RNTGN em adiar a decisão relativa à concretização dos projetos de investimento associados à Terceira Interligação PortugalEspanha e à Estação de Compressão do Carregado.

Todas as incertezas identificadas, a médio prazo, em torno da Terceira Interligação Portugal Espanha recomendam a máxima prudência na aprovação de um projeto que acrescenta risco de criação no futuro de custos “afundados” para o SNGN, pondo em causa a competitividade dos clientes industriais e empresariais que necessitam do gás natural para o seu processo produtivo e o acesso dos clientes domésticos ao gás natural a um preço acessível e, consequentemente, colocando também em causa a sustentabilidade do sistema.

Recomenda-se, ainda, que as futuras edições de propostas de PDIRGN tenham em consideração o restante conjunto de recomendações que constam do Anexo ao presente Parecer da ERSE e dele fazem parte integrante.

As posições anteriores refletem a generalidade dos comentários recebidos por parte dos intervenientes na Consulta Pública que foi organizada para o efeito, tendo beneficiado deles para a sua fundamentação.

Face ao exposto, a ERSE está em condições de poder recomendar que o operador da RNTGN submeta ao Concedente uma versão revista da proposta de PDIRGN 2017, cuja aprovação permita inequivocamente, no atual quadro legal, que:

- O operador da RNTGN obtenha uma Decisão Final de Investimento positiva por parte do Concedente, para os projetos de investimento previstos para o primeiro quinquénio do plano, considerados Projetos Base.
- A Decisão Final de Investimento em relação a qualquer um dos restantes Projetos Complementares (designadamente a Terceira Interligação Portugal-Espanha e a Estação de Compressão do Carregado) fique adiada para uma edição futura de PDIRGN.

ANEXO AO PARECER DA ERSE À PROPOSTA DE PDIRGN 2017

A.1. ALTERAÇÕES NA PROPOSTA DE PDIRGN 2017 FACE À PROPOSTA DE 2015

Nos termos do n.º 4 do artigo 12.º- A do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho na redação do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, a elaboração e implementação das sucessivas edições dos PDIRGN apresentam como característica o facto de serem processos quase contínuos com participação alargada, visto assentarem em reavaliações bianuais dos pressupostos económicos e técnicos em que se baseiam e apresentarem um processo de decisão que beneficia dos contributos de uma Consulta Pública e envolve diferentes entidades.

No novo quadro legislativo atrás referido, a proposta de PDIRGN 2017 é a terceira a ser apresentada para apreciação pela ERSE. A anterior proposta apresentada resultou na elaboração de um Parecer da ERSE, datado de fevereiro de 2016, que incluiu um conjunto de considerações e recomendações que tanto abrangiam os pressupostos económicos e técnicos que sustentavam a então proposta de PDIRGN, como as metodologias utilizadas pelo operador da RNTGN na sua elaboração. Deste modo, o atual Parecer deverá em primeiro lugar avaliar se as recomendações apresentadas pela ERSE à anterior proposta de PDIRGN ainda se justificarão.

Nesse Parecer, a ERSE propôs que a proposta de PDIRGN 2015 fosse alterada pelo operador da RNTGN, em conformidade com o Parecer da ERSE, os comentários recebidos durante a Consulta Pública e as instruções que receber do Concedente, mantendo a solicitação de uma Decisão Final de Investimento para os seguintes três projetos de investimento, para os quais a ERSE dava o seu acordo:

- Projeto de reforço da capacidade de extração/injeção do armazenamento subterrâneo do Carriço, correspondendo a um montante de investimento previsto de 7,8 milhões de euros.
- Conjunto de investimentos nas infraestruturas da RNTIAT relacionados com “Segurança e melhoria operacional, adequação regulamentar e remodelação ou substituição por fim do tempo de vida útil”, correspondendo a um montante total de investimento previsto de 25 milhões de euros.
- Projetos de ligação de novos pontos de entrega da RNTGN à RNDGN, correspondendo a um montante de investimento de 750 mil euros anuais.

Todos os restantes projetos de investimento constantes da proposta revista de PDIRGN 2015, a ser submetida para aprovação pelo concedente, deveriam ser assinalados como tendo a sua Decisão Final prevista para edições seguintes da proposta de PDIRGN.

Destacam-se em seguida os principais pontos em comum e as diferenças entre as propostas de PDIRGN 2015 e PDIRGN 2017.

Globalmente, reconhece-se que a atual proposta de PDIRGN 2017 constitui uma evolução bastante positiva face ao PDIRGN 2015, proposta essa que já constituía uma melhoria face à proposta de 2013.

As principais recomendações e comentários da ERSE à proposta de PDIRGN 2015 relacionavam-se sobretudo com os cenários de evolução do consumo anual de gás natural e da ponta diária, com as análises custo-benefício realizadas e a hierarquização dos projetos de investimento.

Assim, a proposta de PDIRGN 2017 incorpora um conjunto de alterações e melhorias que resultam das questões colocadas pela DGEG e comentários produzidos pela ERSE, bem como, dos contributos recebidos durante o processo de consulta pública, pelas várias partes interessadas. Adicionalmente, foram consideradas outras alterações e melhorias que resultam do próprio processo evolutivo tendo por objetivo melhorar a perceção e clareza da proposta.

O Quadro A.1 - 1 apresenta a comparação entre a anterior e a atual proposta de PDIRGN.

Quadro A.1 - 1- Comparação entre o PDIRGN 2015 e o PDIRGN 2017

		PDIRGN 2015	PDIRGN 2017
Evolução da procura de gás natural	Cenários de evolução	<u>2 cenários:</u> -cenário Base associado a um crescimento económico moderado (Cenário Central); -cenário de Segurança de Abastecimento associado a um crescimento económico mais elevado (Cenário Superior)	<u>3 cenários:</u> -Cenário Central associado a um crescimento económico moderado; -Cenário Superior associado a um crescimento económico mais elevado; -Cenário Inferior associado a um crescimento económico mais pessimista. A REN baseia as suas propostas nos Cenários Central e Inferior de evolução da procura.
	Procura anual	<u>TMCA 2015-2025:</u> 1,3% C. Central 4,2% C. Segurança Abastecimento	<u>TMCA 2017-2027:</u> 0,6% C. Inferior 1,5% C. Central 3% C. Superior
	Pontas de consumo diário	<u>TMCA 2015-2025:</u> 1,1% e 1,2% ponta provável e extrema, C. Base 2,5% e 2,4% ponta provável e extrema, C. Segurança de Abastecimento	<u>TMCA 2017-2027:</u> 1,4% ponta provável e extrema, C. Central 2,4% e 2,3% ponta provável e extrema, C. Superior 0,4% ponta provável e extrema, C. Inferior
Taxa de utilização das infraestruturas		Análise à taxa de utilização das infraestruturas nos dois últimos anos	Análise à taxa de utilização das infraestruturas em 2015 e 2016 com resolução diária
Projetos de investimento	Segmentação dos projetos	-	Segmentação dos projetos de investimento em duas classes: - <u>Projetos Base</u> que decorrem da avaliação técnica que a REN Gasodutos faz sobre os ativos da RNTIAT e os - <u>Projetos Complementares</u> que representam as soluções preconizadas para cumprimento das orientações de política energética.
	Valores de investimento	São apresentados os valores de investimento a custos diretos externos (CDE)	São apresentados os valores de investimento a CDE e de transferências para exploração a custos totais (integrando os encargos de estrutura, gestão e financeiros)
	Montantes	PDIRGN 2015 (período 2016-2025): 198,5 M€ a CDE PDIRGN 2015 (período 2016-2018): 149,963 M€ a CDE PDIRGN 2017 e seguintes (período 2018-2025): 203 M€ a CDE	PDIRGN 2017 (período 2018-2027): 44,953+140,865= 185,82 M€ a CDE (sem financiamento CEF) PDIRGN 2017 (período 2018-2020): 34,5+1,2= 35,7 M€ a CDE (assumindo 1,2 M€ associado aos novos pontos de entrega)
	Projetos a decidir na edição seguinte do Plano	Inclusão de projetos de desenvolvimento que <u>não</u> necessitavam de decisão no PDIRGN 2015: -a estação de compressão de Cantanhede, -o gasoduto Cantanhede-Mangualde, -o gasoduto Carriço Cantanhede, -a sétima cavidade do AS do Carriço (RENC-8) e -o segundo cais de acostagem do TGNL de Sines (2ª jetty).	Esses projetos foram removidos desta edição do Plano.
	1ª fase 3ª interligação entre Portugal e Espanha	Apresenta diferentes alternativas ao traçado da 3ª interligação. Apresenta como DFI o ano de 2016 para a 1ª fase da 3ª interligação PT-ES.	Os custos de investimento associados à 3ª interligação foram revistos em baixa. O projeto da 1ª fase da 3ª interligação entre PT-ES está condicionado à decisão de realização do projeto STEP (designação dada à 1ª fase do projeto MIDCAT).
Impactos tarifários		Apresentou uma análise da evolução do impacto dos investimentos nos proveitos permitidos unitários	Introdução de uma análise do impacto dos investimentos a <u>custos totais</u> para derivar o efeito tarifário esperado
Análise custo-benefício	Metodologia	Não apresenta o resultado decorrente da análise custo-benefício que foi, eventualmente, alcançado por cada um dos projetos de investimentos	Aplicação da metodologia combinada multicritério/ custo-benefício a todos os projetos propostos
Análises complementares	Pareceres de entidades externas	-	Inclusão da análise crítica do Plano pela Universidade Católica Portuguesa
	Avaliação ambiental estratégica	Incorpora a avaliação ambiental estratégica de apoio à tomada de decisão de forma a promover o desenvolvimento sustentável	Nota técnica justificativa da não realização de AAE

Da comparação das duas propostas, constata-se que existem diversas diferenças, refletindo algumas melhorias da presente proposta comparativamente à anteriormente apresentada.

No que concerne a caracterização do investimento, observa-se uma diferença significativa comparativamente à anterior. Na proposta de PDIRGN 2017, os projetos de investimento são segmentados em duas grandes classes:

- Projetos Base: que resultam da avaliação técnica que o operador da RNTGN faz sobre os ativos da RNTIAT em serviço e sobre as condições de segurança e operacionalidade da rede existente;
- Projetos Complementares: que resultam da necessidade de criação das condições requeridas para o cumprimento das orientações de política energética, em linha com os compromissos assumidos pelo Estado Concedente.

Contrariamente à sua edição anterior, o operador da RNTGN incluiu nos primeiros cinco anos do PDIRGN 2017 apenas os Projetos Base e para o respetivo segundo quinquénio apenas Projetos Complementares, justificando essa opção pela elevada incerteza associada à concretização dos Projetos Complementares.

Os Projetos Base são constituídos pelos projetos de remodelação e modernização propostos e pelos projetos em curso que transitam de anos anteriores. Os Projetos Base têm o objetivo de o operador da RNTGN continuar a assegurar a segurança e a operacionalidade das instalações da RNTIAT em serviço, garantindo o cumprimento da regulamentação em vigor, o estado dos ativos em serviço, a segurança de operação das infraestruturas e ainda os reforços de ligação acordados com os operadores da RNDGN. O valor global para os três primeiros anos do Plano (que incluem os projetos que deverão ter Decisão Final de Investimento (DFI) neste Plano) é de cerca de 34,5 M€, que é idêntico ao valor global de investimento de 34,1 M€ proposto nos três primeiros anos da proposta de PDIRGN 2015 (avaliados a Custos Diretos Externos (CDE)).

Os Projetos Complementares integram os projetos que dependem de necessidades exógenas à RNTIAT bem como projetos que não resultam de compromissos já assumidos. A realização desses projetos está nesta proposta de PDIRGN condicionada, caso a caso, à manifestação do interesse na sua realização por parte de *stakeholders* externos, e à confirmação do Concedente quanto ao interesse e concordância com os mesmos.

Os Projetos Complementares integram: a 1ª fase da Terceira Interligação Portugal-Espanha, a Estação de Compressão do Carregado e projetos de ligação a novos clientes de Alta Pressão ou de novos pontos de entrega à RNDGN. Os dois primeiros projetos são projetos de execução incerta e data de entrada em exploração desconhecida por estarem dependentes da decisão de construção do STEP (1ª fase do projeto MIDCAT) e considera-se que serão discutidos em propostas de PDIRGN posteriores. Estes projetos totalizam 139,1 M€ (a CDE). Os restantes projetos Complementares consideram um montante de 1,8 M€ (a CDE) para três novos pontos de entrega. De notar que houve uma redução de 14% do montante

orçamentado para o projeto da 1ª fase da Terceira Interligação Portugal-Espanha quando comparado com os valores apresentados na proposta de PDIRGN 2015, refletindo as atuais tendências de mercado.

Os restantes projetos de desenvolvimento que não necessitavam de Decisão Final de Investimento na proposta de PDIRGN 2015 (ainda que elencados) foram removidos, pelo operador da RNTGN, da proposta de PDIRGN 2017 por considerarem que a sua concretização não ocorrerá entre 2018 e 2027.

De referir que, pela primeira vez, são apresentados os valores de investimento a custos diretos externos e de transferências para exploração a custos totais (que integram os encargos de estrutura, gestão e financeiros). Na anterior proposta de PDIRGN, os valores dos investimentos apresentados apenas consideravam os custos diretos externos, sendo que a referência aos gastos de estrutura, gestão e financeiros era efetuada, para efeitos da avaliação dos impactes tarifários dos investimentos, como a percentagem desses custos face aos restantes.

Por outro lado, a proposta de PDIRGN 2017 manteve a análise da evolução do impacto dos investimentos nos proveitos permitidos unitários mas, agora, esta análise considera os investimentos a custos totais e não apenas os investimentos a CDE (como se apresentava no PDIRGN anterior).

Na definição das previsões de evolução do consumo de GN e das pontas diárias, é apresentado, para além dos cenários Central e Superior, um terceiro cenário em resposta às recomendações apresentadas pela ERSE no parecer relativo ao anterior plano. Os cenários Superior e Central incorporam os pressupostos incluídos no RMSA-E 2016, para os consumos associados à produção de energia elétrica, e os pressupostos incluídos no RMSA-GN 2016 para os restantes consumos integrados no mercado convencional. O Cenário Inferior considera uma conjuntura económica desfavorável e assume a manutenção em funcionamento das centrais a carvão de Sines e do Pego até 2025 e da Central a gás natural da Tapada do Outeiro até 2030. A inclusão desse cenário permite contemplar uma perspetiva de evolução das previsões de consumo de GN e das pontas de consumo diário mais moderada comparativamente ao ocorrido na anterior proposta de plano. As taxas de crescimento médio anual até 2022 são respetivamente de 4.2% e 0.6%, apresentado o terceiro cenário ("Inferior") um crescimento económico com uma taxa anual média de -1.2%.

No que concerne à utilização das infraestruturas, a proposta de PDIRGN 2017 mantém a análise à taxa de utilização das infraestruturas referente aos dois últimos anos mas inclui também uma análise às curvas de distribuição diária da utilização.

Em relação aos indicadores de avaliação económica dos benefícios líquidos dos custos dos investimentos (CBA), a proposta de PDIRGN anterior apresentava uma análise de sensibilidade ao impacte dos dois principais investimentos segundo alguns dos indicadores utilizados para análise dos benefícios. Contrariamente, a proposta de PDIRGN 2017 aplica uma metodologia combinada multicritério/custo benefício aplicada a todos os projetos. Esta metodologia de análise multicritério/custo benefício usada é

descrita no Anexo 3 da proposta de PDIRGN 2017 sendo os vários atributos em jogo calculados detalhadamente.

A.2. EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL

1. ENQUADRAMENTO

A estimativa da evolução da procura de gás natural é um processo importante para a tomada de decisão de investimento no âmbito do processo de análise e aprovação das propostas de PDIRGN, por duas ordens de razões:

1. Por motivos técnicos e económicos, 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 exclusivamente económicos, uma vez que o custo do investimento será suportado, maioritariamente, pelos consumidores de gás natural.

No capítulo 3 da proposta de PDIRGN 2017, o operador da RNTGN apresenta os pressupostos e as estimativas de evolução da procura de gás natural em Portugal nas vertentes de procura anual e de pontas diárias de consumo, para o período de 2018 a 2027. Esta apresentação é desagregada na descrição da evolução da procura no “Mercado Convencional” e no “Mercado Elétrico”. O primeiro inclui o consumo de gás natural nos sectores da Indústria, Cogeração, Residencial e Terciário, enquanto o segundo inclui o consumo de gás nas centrais termoelétricas para a produção de eletricidade em regime ordinário.

No Anexo II da proposta de PDIRGN 2017, à semelhança do anterior PDIRGN, o operador da RNTGN apresenta a “Metodologia de previsão utilizada na construção dos cenários de evolução da procura anual de gás natural” que utilizou. A metodologia de previsão e os pressupostos dos cenários de evolução de procura de gás natural são apresentados em dois subcapítulos: “Mercado Convencional” e “Mercado de Eletricidade”. No subcapítulo “Mercado Convencional” foi mantida a desagregação em quatro setores (“Indústria”, “Terciário”, “Residencial” e “Cogeração”), com realização de diversas modelações da evolução da procura e estimadas e exploradas várias combinações e especificações para a previsão de consumo dos setores indústria, terciário e residencial. Em resultado das diferentes modelações, o operador da RNTGN refere o seguinte relativamente aos fatores que melhor determinam a evolução da procura do gás natural nestes três setores:

- O VAB da indústria e o número de quilómetros da rede de transporte em gás natural em funcionamento em Portugal Continental são determinantes relevantes da evolução da procura do gás natural no setor industrial.

- O rendimento disponível bruto das famílias e o VAB setorial apresentam-se como os principais fatores determinantes da evolução da procura de GN nos setores residencial e terciário, respetivamente.

No caso do setor da cogeração, as previsões do consumo de GN têm por base o cenário de evolução previsional da potência instalada para produção conjunta de calor e eletricidade apresentado no documento “Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional – Período 2017-2030” (RMSA-E 2017-2030).

Esta modelação não difere significativamente da modelação efetuada no PDIRGN de 2015. Recorde-se que nessa proposta as previsões de procura de gás natural para cada um dos outros setores foram baseadas em modelos econométricos com as seguintes relações causais para cada setor:

- “Indústria”: VAB da indústria e número de quilómetros da rede de transporte de gás natural;
- “Terciário”: PIB e extensão da rede de transporte de gás natural;
- “Residencial”: Rendimento Disponível Bruto das Famílias e número de quilómetros da rede de transporte de gás natural.
- No caso do setor da Cogeração as previsões foram elaboradas com base em cenários de evolução da potência instalada de produção de eletricidade, com um conjunto de hipótese adicionais.

Na proposta PDIRGN 2017, o operador da RNTGN considerou três cenários de evolução de procura de gás natural associados a diferentes tendências de crescimento económico:

- Cenário central – associado a um cenário de crescimento económico moderado;
- Cenário superior - associado a hipóteses de mais elevado crescimento económico;
- Cenário inferior - associado a um cenário de crescimento económico mais pessimista.

A apresentação de um terceiro cenário foi justificado pelo operador da RNTGN como sendo resposta à sugestão da ERSE apresentada no parecer relativo ao PDIRGN 2016-2025 por forma a incorporar na análise dos impactes dos investimentos um cenário inferior ou de sustentabilidade. A definição dos cenários central e superior de evolução dos consumos de gás no mercado convencional foi suportada nos respetivos cenários constantes no RMSA GN 2016.

No entanto, à semelhança do ocorrido na proposta PDIRGN 2015, exceto para o PIB, na proposta de PDIRGN 2017 volta a não ser apresentado as previsões de evolução das diferentes variáveis explicativas para os anos do respetivo horizonte temporal de previsão, nem os pressupostos subjacentes à previsão de evolução das variáveis explicativas supra mencionadas, e consideradas na estimação dos modelos de previsão do consumo de gás natural. É também de notar a não apresentação de quaisquer resultados ou indicadores que possam ter servido de suporte à escolha destes modelos selecionados para previsão.

De forma a permitir uma avaliação crítica dos pressupostos e modelos utilizados para a definição dos diferentes cenários de evolução da procura de GN, a ERSE considera que o operador da RNTGN deveria ter disponibilizado na proposta de PDIRGN 2017 estes dados de evolução das variáveis explicativas para os anos do respetivo horizonte temporal de previsão e os pressupostos subjacentes à sua previsão de evolução. O reporte destes elementos iria possibilitar a realização de uma análise mais robusta às previsões efetuadas e à luz dos dados mais recentes da procura de gás natural, 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.

Deste modo, apenas será possível à ERSE desenvolver alguma análise relativamente à evolução do PIB subjacente às previsões da procura de gás natural apresentadas na proposta de PDIRGN 2017, que é apresentada no ponto seguinte “CONTEXTO MACROECONÓMICO”.

Para o “Mercado de Eletricidade” foram considerados os cenários de consumo baseados nos estudos desenvolvidos pela REN para a DGEG no contexto do “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional – Período 2017-2030” e no relatório de “Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás Natural – Período 2017-2030”. Os três cenários supra referidos foram definidos da seguinte forma para o mercado de eletricidade de acordo com o apresentado no Anexo II da proposta de PDIRGN 2017:

- Cenário Central - a evolução dos consumos de GN do Mercado de Eletricidade resulta da trajetória “A” por forma a incorporar a evolução do sistema electroprodutor nacional num cenário de cumprimento das metas e dos objetivos da política energética definidos pelo Governo – este cenário pressupõe o funcionamento da central de Sines até 2025 e a evolução dos consumos de eletricidade definidos no cenário central;
- Cenário Superior – cenário foi definido a partir de uma análise de sensibilidade da trajetória “B” que assume as datas de descomissionamento das centrais térmicas de acordo com o definido nos respetivos contratos de exploração em relação às datas de término dos CAE, na eventualidade de um crescimento da procura mais elevado. Neste caso, a central de Sines seria descomissionada no segundo semestre de 2017, após o fim do CMEC que sucedeu ao respetivo CAE;
- Cenário Inferior – cenário foi definido a partir de uma análise de sensibilidade da trajetória “A” assumindo o funcionamento das centrais de Sines e Pego até 2025 e a central da Tapada do Outeiro até 2030 e um crescimento da procura menos exigente.

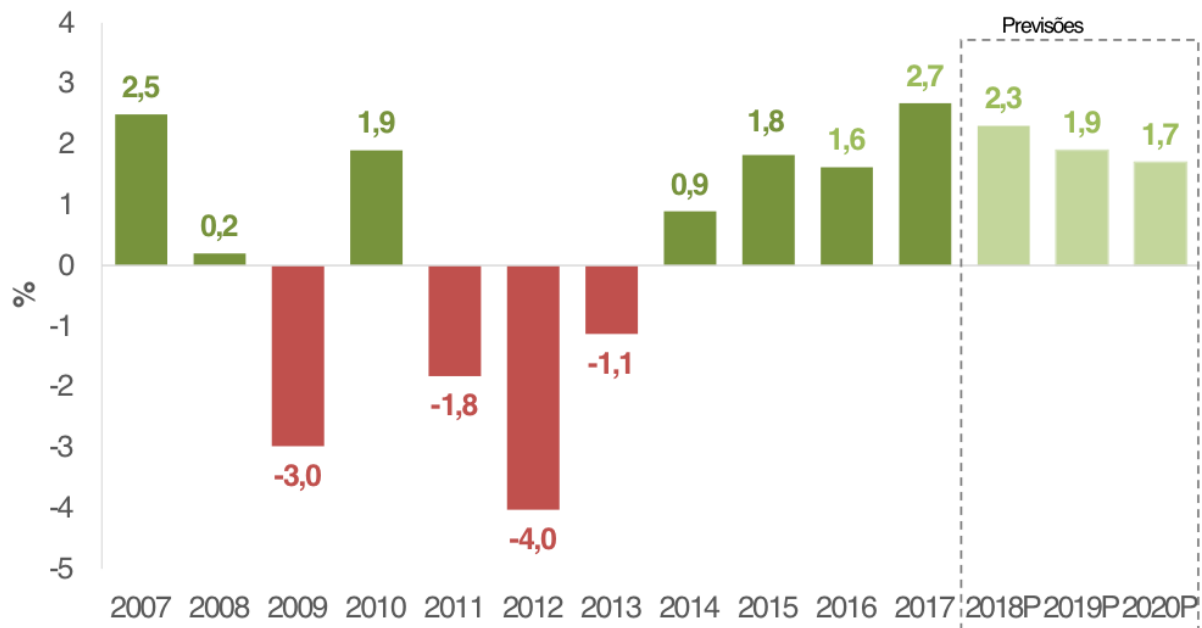
Recorde-se que RMSA-E 2017-2030 foi divulgado em 2016, refletindo as tendências de evolução da produção de energia elétrica com base no gás natural verificadas até 2015, pelo que as situações ocorridas mais recentemente não se encontram refletidas nesse RMSA, designadamente a data considerada para o descomissionamento da central de Sines no cenário superior.

2. 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.

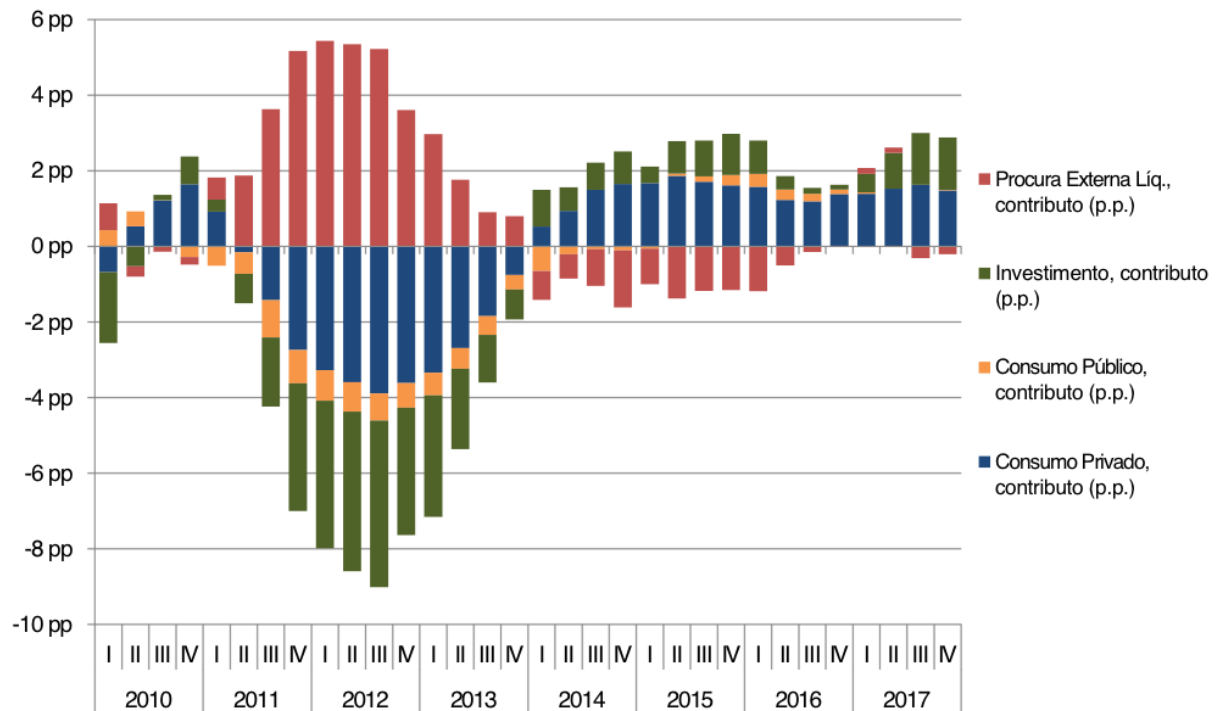
O comportamento da economia portuguesa nos anos de 2015, 2016 e 2017, após o fim do Programa de Assistência Económica e Financeira e a consequente recuperação do acesso aos mercados de financiamento, que ocorreu em meados de 2014, tem-se caracterizado por uma consolidação da recuperação da atividade, após três anos de recessão económica (ver Figura A.2 - 1). O PIB registou em 2016 e em 2017 um crescimento de 1,6% e 2,7%, respetivamente.

Figura A.2 - 1- Economia portuguesa: taxa de crescimento real anual do PIB



Na Figura A.2 - 2 pode observar-se a inversão do padrão de crescimento da economia portuguesa a partir de 2014, quando comparado com os três anos anteriores. Em 2015, a recuperação foi sustentada na procura interna, com o consumo privado e o investimento a registarem uma forte recuperação, por oposição ao contributo negativo da procura externa líquida. Em 2016, enquanto o consumo privado manteve uma forte dinâmica de crescimento, o investimento abrandou marcadamente, tendo o crescimento do PIB sido suportado também pela melhoria da procura externa líquida. Já em 2017, a recuperação do crescimento voltou a ser sustentada numa forte recuperação do investimento, que registou uma taxa de crescimento de 8,4%, beneficiando também da dinâmica do consumo privado e do crescimento das exportações.

Figura A.2 - 2 - Contributos da Procura Interna* e da Procura Externa Líquida para a taxa de crescimento do PIB em Portugal**



Notas

*Procura Interna = [Consumo privado + Consumo Público + Investimento];

**Procura Externa Líquida = [Exportações – Importações];

Fonte: ERSE, INE.

Para 2018, 2019 e 2020, as previsões mais recentes do Banco de Portugal (BdP)² apontam para a manutenção da recuperação económica, com um crescimento sólido, embora a um ritmo progressivamente inferior (previsões de crescimento de 2,3%, 1,9% e 1,7%, respetivamente). Esta recuperação deverá continuar a ser suportada na robustez do investimento, com contributos positivos por parte do consumo privado e das exportações de turismo. Este quadro de evolução da economia previsto pelo BdP tem também subjacente um cenário de aceleração da procura externa dirigida à economia portuguesa, por efeito da recuperação da economia global, uma vez que o atual ciclo de recuperação económica é extensível aos principais parceiros comerciais de Portugal. Espera-se, igualmente, a manutenção de condições financeiras e monetárias favoráveis, devendo o Banco Central Europeu continuar a adotar uma política monetária acomodatória.

No entanto, persistem sinais de alguma incerteza e riscos nas previsões macroeconómicas, decorrentes da evolução da economia estar ainda dependente, a nível nacional, da estabilidade política e da

² "Boletim Económico", dezembro de 2017, Banco de Portugal

capacidade de consolidação orçamental, bem como, a nível internacional, da sustentabilidade da recuperação económica a nível mundial. Os principais riscos externos destacados pelo Banco de Portugal consistem na possibilidade de as economias avançadas adotarem medidas protecionistas a médio prazo (levando, por exemplo, a um impacto mais significativo da saída do Reino Unido da União Europeia), contribuindo para a incerteza política global, bem como na possibilidade de um ajustamento económico mais significativo nas economias emergentes endividadadas. Um forte aumento dos preços de petróleo levaria também a uma correção em baixa destas estimativas de crescimento.

Esta visão de consolidação da recuperação económica é corroborada pelo Fundo Monetário Internacional (FMI)³, que destaca ainda melhorias a nível da execução orçamental, com a saída de Portugal do procedimento de défices excessivos em 2017, e do aumento de confiança no sistema bancário. No entanto, este organismo internacional alerta para alguns riscos subjacentes a estas previsões, como o nível elevado de endividamento público e privado, o enfraquecimento de progressos na implementação de reformas estruturais, bem como as consideráveis necessidades anuais de financiamento, que mantêm a economia vulnerável a eventos externos, como por exemplo uma alteração de política monetária por parte do BCE.

O quadro seguinte apresenta os dados verificados em 2017 para as principais variáveis macroeconómicas, bem como as últimas previsões para estas variáveis realizadas pelo Banco de Portugal, pelo FMI e pela Comissão Europeia.

Quadro A.2 - 1 - Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2017 e previsões para 2018 a 2023

Unidade: taxa de variação anual em %, exceto quando indicado

	2017	2018 ^P	2019 ^P	2018 ^P			2019 ^P			2020 ^P		2021 ^P	2022 ^P	2023 ^P
	INE e Banco de Portugal	Média das previsões	Média das previsões	Banco de Portugal	FMI	CE	Banco de Portugal	FMI	CE	Banco de Portugal	FMI	FMI	FMI	FMI
PIB	2,7	2,2	1,8	2,3	2,2	2,1	1,9	1,8	1,8	1,7	1,5	1,2	1,2	1,2
Consumo privado	2,2	1,9	1,7	2,1	2,0	1,6	1,9	1,6	1,6	1,7	1,4	1,1	0,8	0,8
Consumo público	0,1	0,4	0,3	0,5	0,2	0,5	0,4	-0,1	0,5	0,5	-0,4	-0,3	-0,1	-0,2
Investimento	8,4	6,6	5,2	6,5	8,1	5,3	5,6	5,1	4,9	5,4	4,4	3,5	3,8	3,7
Exportações	7,9	7,0	4,7	7,2	6,6	7,3	4,8	4,5	4,9	4,2	4,2	4,1	4,1	4,1
Importações	7,9	7,3	5,0	7,7	7,0	7,2	5,4	4,5	5,2	5,0	4,3	4,1	3,9	3,9
Inflação*	1,6	1,4	1,5	1,2	1,5	1,4	1,4	1,6	1,5	1,5	1,9	1,9	2,1	2,1
Deflator do PIB	1,1	1,5	1,5	n.d.	1,5	1,4	n.d.	1,5	1,4	n.d.	1,7	1,7	1,7	1,7
Desemprego (% população ativa)	8,9	7,8	7,0	7,3	7,8	8,3	6,3	7,2	7,6	5,6	6,7	6,2	5,7	5,2

Nota: (*) Índice Harmonizado de Preços no Consumidor (IHPC)

Fontes:

Banco de Portugal – “Projeções para a Economia Portuguesa: 2018-2020”, março 2018

FMI – Portugal: 2017 Article IV Consultation, Country Report No 18/52, feb. 2018 e “World Economic Outlook out 2017

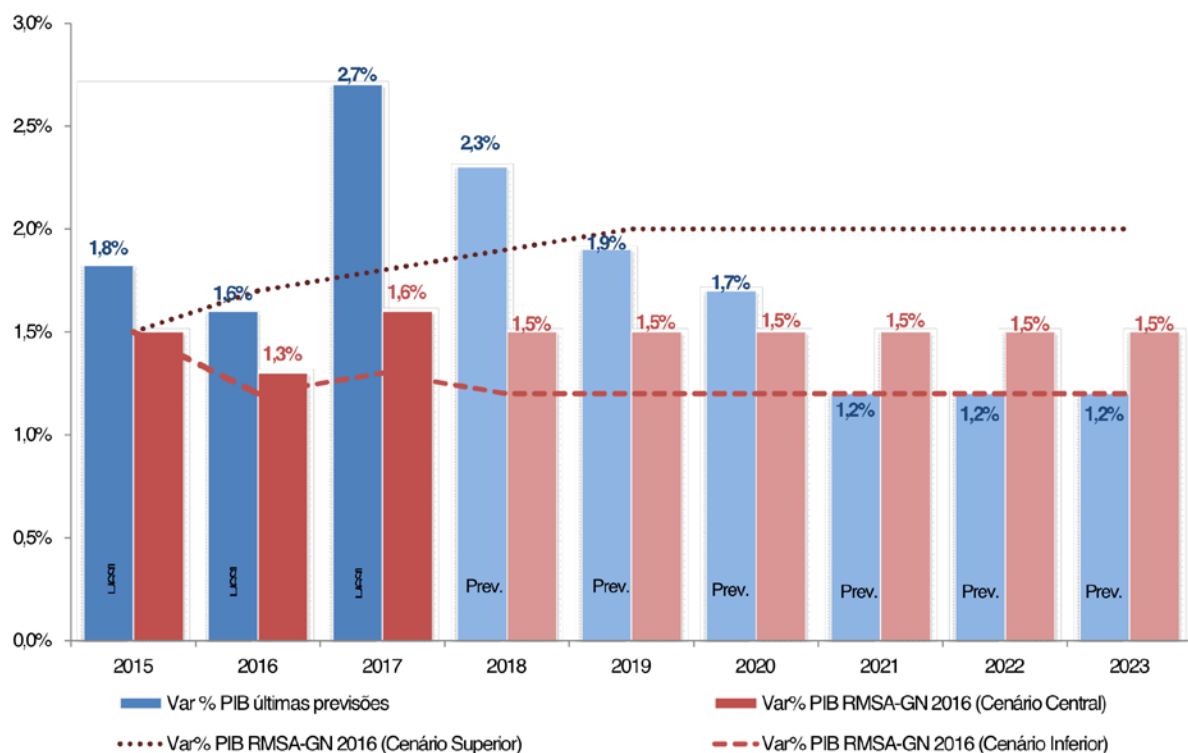
Comissão Europeia (CE) – Previsões económicas novembro 2017

³ Portugal: Article IV Consultation, “Sixth Post-Program Monitoring Discussions, Staff Report”, Country Report No. 18/52, fevereiro 2018.

A proposta de PDIRGN 2017 apresenta os cenários macroeconómicos de longo prazo para o PIB considerados no RMSA-GN 2016, sendo que este é também o utilizado para o RMSA-E 2016. Na Figura A.2 - 3 apresenta-se a comparação entre os dados mais recentes de evolução do PIB e os vários cenários de evolução do PIB subjacentes às previsões de procura de gás natural presentes no RMSAGN 2016/ proposta de PDIRGN 2017.

As diferenças entre as mais recentes previsões e as constantes no RMSAGN 2016 / Proposta de PDIRGN 2017 refletem as diferentes perspetivas existentes para a evolução da economia nacional, entre o momento em que o RMSA-E 2016 foi realizado e o momento presente.

Figura A.2 - 3 - Comparação da evolução do PIB prevista no RMSA-GN 2016/ proposta de PDIRGN 2017 com os dados mais recentes



Segundo a REN Gasodutos, as previsões de evolução da procura de gás natural no mercado convencional consideram três cenários de evolução da economia portuguesa: o cenário central e o cenário superior considerados no RMSA-GN 2016, e um cenário inferior que, segundo a REN Gasodutos, considera uma evolução mais pessimista da economia que o cenário inferior utilizado no RMSA-GN 2016⁴.

⁴ A REN Gasodutos não apresenta, na proposta de PDIRGN 2017, as taxas de crescimento do PIB consideradas no cenário inferior de evolução da procura de gás natural.

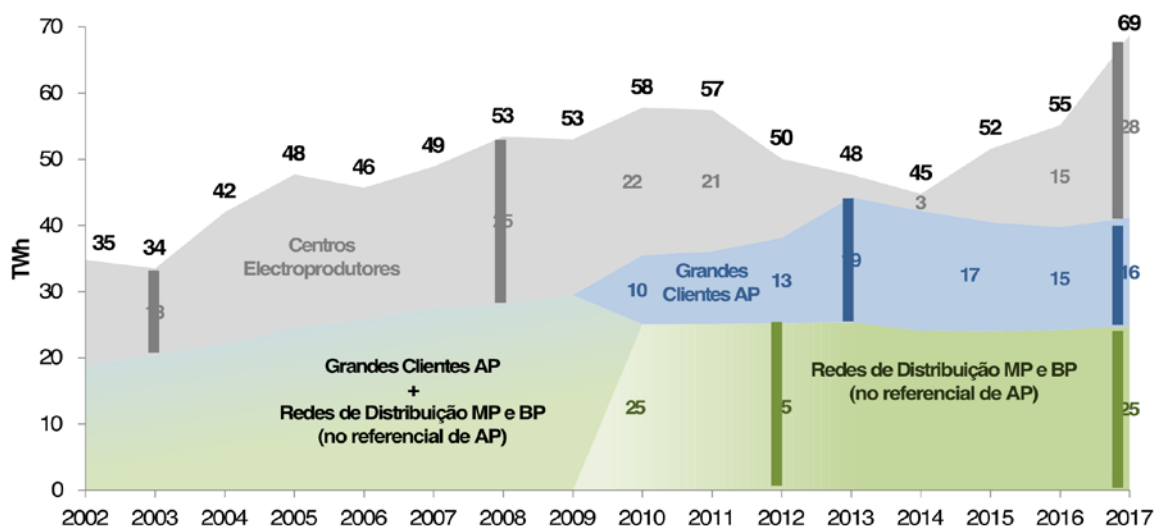
Comparando os dados recolhidos com os dados constantes da proposta de PDIRGN 2017, é possível verificar que o operador da RNTGN se baseia em pressupostos que apontam para um cenário macroeconómico algo otimista no cenário superior, ao longo do período temporal analisado. Contudo, no cenário central, os pressupostos macroeconómicos podem ser considerados até algo pessimistas para os primeiros anos do período analisado.

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

A evolução da procura de gás natural em Portugal até 2017, apresentada na Figura A.2 - 4, permite tirar algumas conclusões, que se apresentam de seguida, e que não são desproporcionais num exercício de previsão da procura para os próximos anos:

- A estrutura dos consumos entre o mercado convencional e o mercado elétrico, equilibrada até 2010-2011, onde se observou uma tendência de crescimento (no caso do mercado convencional esta tendência perdurou até 2013), começou a apresentar nos últimos anos uma estabilização dos consumos observados no mercado convencional (quer nos grandes clientes AP, quer na rede de distribuição) e uma significativa volatilidade na procura de gás natural no mercado elétrico (ver Figura A.2 - 4). No período de 2011 a 2014, ocorreu uma tendência de decréscimo do consumo seguindo-se, no triénio subsequente, uma significativa tendência de crescimento do consumo originando, em 2017, um valor histórico de consumo de GN em Portugal Continental.

Figura A.2 - 4 - Evolução do consumo de gás natural em Portugal



Fonte: ERSE, REN Gasodutos, empresas distribuidoras de gás natural

- O consumo total registou uma taxa de crescimento média anual de 6,5% até 2010. Desde então, observou-se uma desaceleração, particularmente visível entre 2012 e 2014 (no período de 2010 a 2014 registou-se um decréscimo médio anual de -6,2%) e justificada pela quebra de consumo ocorrida no mercado elétrico. A inversão, a partir de 2015, da tendência de consumo registada pelo

mercado elétrico no período 2011-2014 justificou uma recuperação do consumo global de GN e uma tendência de crescimento para níveis de consumo historicamente elevados. Logo no ano de 2015 observou-se uma recuperação na ordem dos 15%, seguindo-se, em 2016, um crescimento de 7% e o nível histórico de consumo registado em 2017 refletindo uma taxa de crescimento de 24% comparativamente ao consumo registado em 2016. Desta forma, o triénio de 2015 a 2017 registou uma taxa de crescimento média anual na ordem dos 15%.

O comportamento do consumo de GN no triénio de 2015-2017 foi resultado de um grande aumento do mercado elétrico, com o registo de um ano de 2017 extraordinário em termos de consumo de gás natural, com um crescimento de 977% entre 2014 e 2017, devido a: i) 2017 ter sido um ano de hidraulicidade muito baixo (56% de consumo de eletricidade com base na produção proveniente das grandes centrais hídricas), ii) uma diminuição da eolicidade (-2% de consumo de eletricidade com base na produção eólica em regime especial) e iii) por um efeito de 2014 ser uma base muito baixa, apenas 2,6 TWh, o mínimo registado desde 2002.

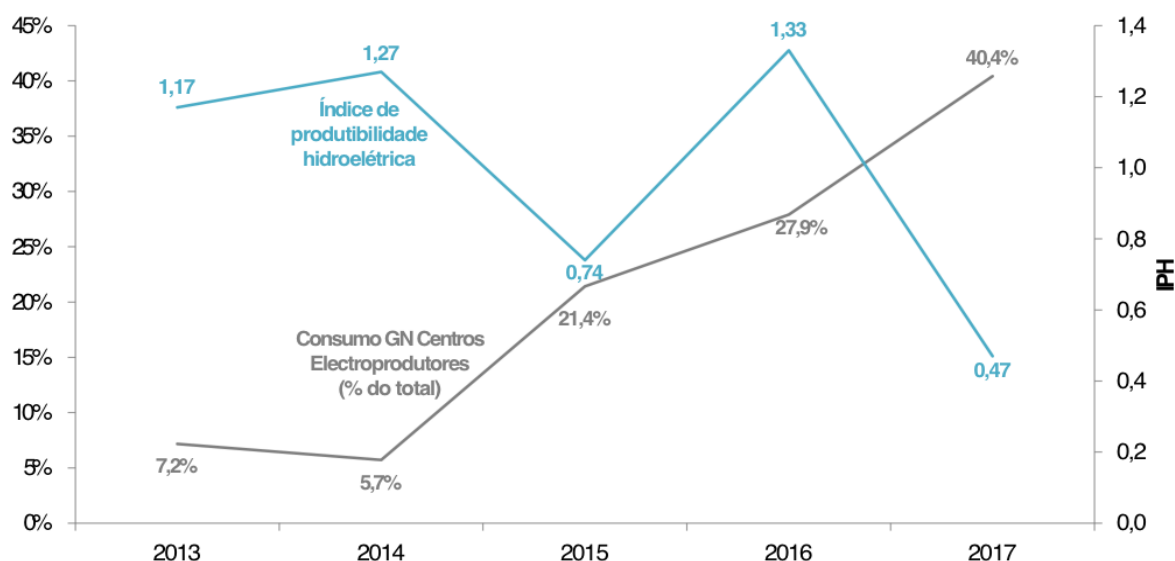
O comportamento observado no mercado elétrico é justificado com a estrutura do sistema electroprodutor português que assenta numa quota elevada de capacidade de produção de origem renovável, principalmente hídrica e eólica, e de potência instalada de produção em regime especial renovável, tipicamente intermitente, e cujo peso, na produção total, tem observado uma tendência de constante crescimento.

A volatilidade destas fontes de produção de energia elétrica determina alterações significativas na utilização das centrais termoelétricas e, em particular, das centrais de ciclo combinado a gás natural. Assim, a procura de gás natural pelo mercado elétrico depende cada vez mais de uma série de fatores não controláveis, em grande parte associadas às condições climáticas. Estas alterações dos perfis de consumo impactaram inclusivamente na relação existente entre o consumo de gás natural para produção de eletricidade e o índice de produtividade hidroelétrica (IPH).

Na Figura A.2 - 5 apresenta-se a relação inversa entre o fator de utilização das centrais de ciclo combinado a gás natural em Portugal e a produção de energia elétrica das grandes hídricas e da produção em regime especial (PRE)⁵.

⁵ Pelo enquadramento dado pelo Decreto-Lei n.º215-A/2012.

Figura A.2 - 5 - Produção de energia elétrica em Portugal: Hídrica versus consumo de gás natural dos Centros Electroprodutores



Assim, os anos de 2013 e 2014 foram caracterizados pelo registo de um elevado IPH e de consumo de GN historicamente baixo dos centros electroprodutores. Todavia, em 2016 observou-se um elevado consumo de GN pelos centros electroprodutores, apesar de esse ano ter sido particularmente húmido, tendo esta situação sido acompanhada de um saldo exportador positivo, que se reveste igualmente de um carácter extraordinário face ao histórico registado.

- Registe-se, aliás, que os anos de 2016 e 2017 intensificaram o crescimento do consumo de GN no mercado elétrico observado no ano de 2015, observando-se em 2017 um consumo total de gás natural extraordinariamente elevado, sendo até superior ao que alguma vez foi registado em Portugal. O consumo de gás natural verificado em 2017 é de tal modo elevado face aos cenários implícitos na proposta de PDIRGN 2017, que é apenas igualado pelo valor previsto para o ano de 2025 do cenário superior desta proposta de PDIRGN.

Em contrapartida, 2017 foi um ano bastante seco, o que poderá, em parte, justificar o nível historicamente elevado de consumo de gás natural para produção de energia elétrica verificado nesse ano. No entanto, uma observação mais atenta do mercado de energia elétrica nacional permite igualmente concluir que também nesse ano se verificou um saldo exportador positivo, apesar do ano ter sido seco, o que contradiz o padrão tipicamente importador do sistema elétrico nacional. Para este facto poderá igualmente ter contribuído a conjunta adversa de exploração do parque nuclear do sistema elétrico francês, que determinou um aumento da procura dirigida aos sistemas ibéricos.

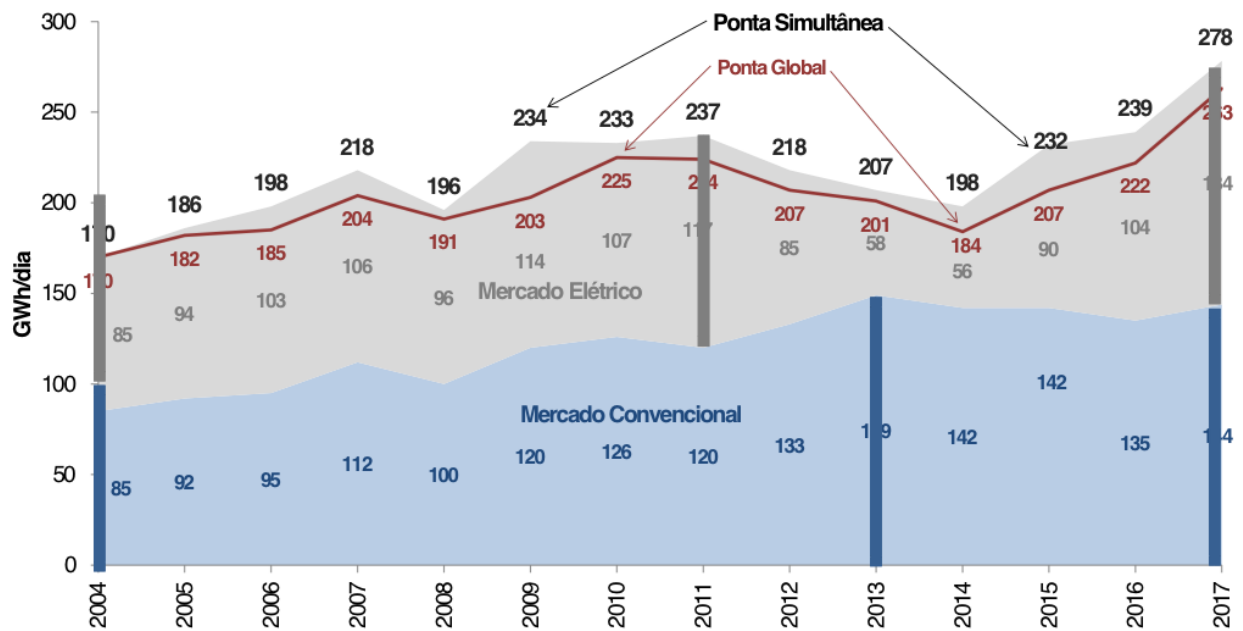
Assim, a nítida inflexão na diminuição do consumo de gás natural para produção de energia elétrica, verificada a partir de 2015, foi acompanhada de uma alteração do padrão do sentido dos fluxos de energia elétrica entre Portugal e Espanha, que foram nitidamente no sentido exportador.

Face ao exposto importará avaliar a natureza das causas de alteração dos perfis de consumo de GN a nível nacional verificadas nos últimos anos, nomeadamente, se estas causas assumem uma natureza conjuntural associadas a situações extraordinárias a decorrer no mercado ibérico de produção de energia elétrica nos anos em questão ou se estas causas revestem uma natureza estrutural que deverão ter implicações a médio prazo no SNGN.

Uma outra vertente da procura é o da ponta de consumo diário que corresponde ao consumo diário máximo que ocorre em cada ano. Este conceito é de extrema relevância para o processo de avaliação da capacidade de oferta a proporcionar pelas infraestruturas do SNGN e consequentemente a determinação do nível de investimento a realizar. A própria proposta de PDIRGN 2017, tal como para o consumo anual, identifica as pontas de procura verificadas entre 2007 e 2016 e apresenta valores previsionais para os três cenários de evolução da ponta, tanto para o mercado convencional, como para o mercado do setor elétrico, desagregadas em ponta provável e ponta extrema, para o período entre 2017 e 2027 para o mercado elétrico, o mercado convencional e para o total. A definição da ponta provável segue metodologias definidas pela concessionária da RNTGN e baseia-se num método de extrapolação do padrão de consumo diário de gás natural ao longo do ano. A ponta extrema é calculada de acordo com o Regulamento (UE) n.º 2017/1938, de 20 de outubro, e corresponde a um dia de procura de gás excecionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos.

Registe-se que, para esta vertente da procura, o nível de consumo de gás natural historicamente elevado foi acompanhado de pontas de consumo igualmente elevadas, que se situam ao nível dos valores implícitos no cenário superior da proposta de PDIRGN 2017. No que diz respeito à evolução das pontas, regista-se que o agregado das pontas diárias de consumo de gás natural dos mercados elétrico e convencional observou uma diminuição substancial entre 2012 e 2014, invertendo-se esta tendência a partir de 2015, ocorrendo valores históricos nos anos de 2016 e 2017, à semelhança da evolução do consumo de gás natural neste período.

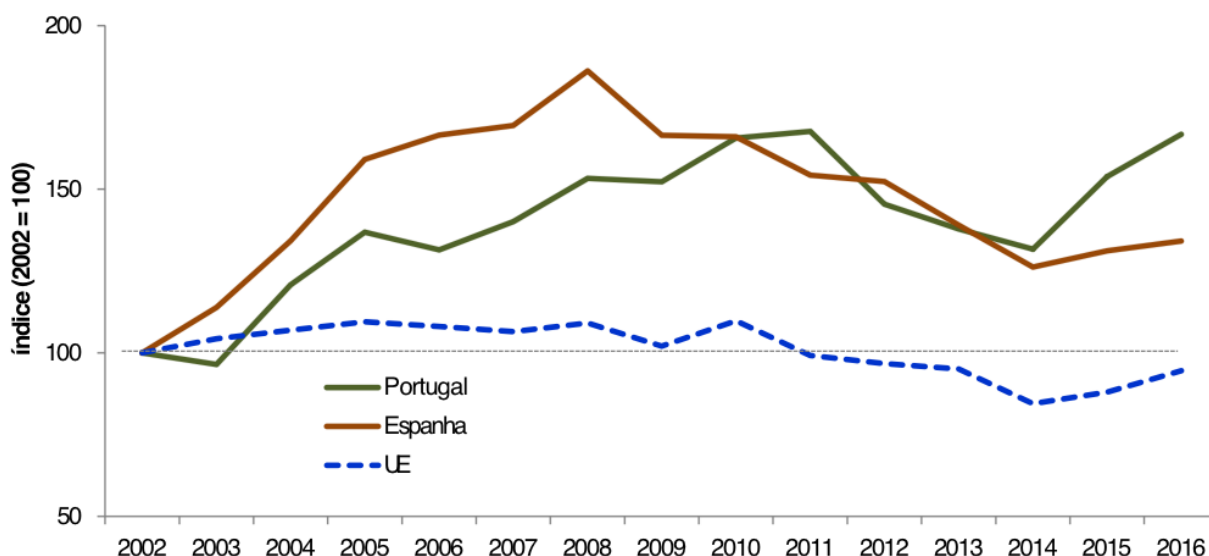
Figura A.2 - 6 - Evolução das pontas de consumo diário de gás natural



Fonte: ERSE, REN Gasodutos, empresas distribuidoras de gás natural

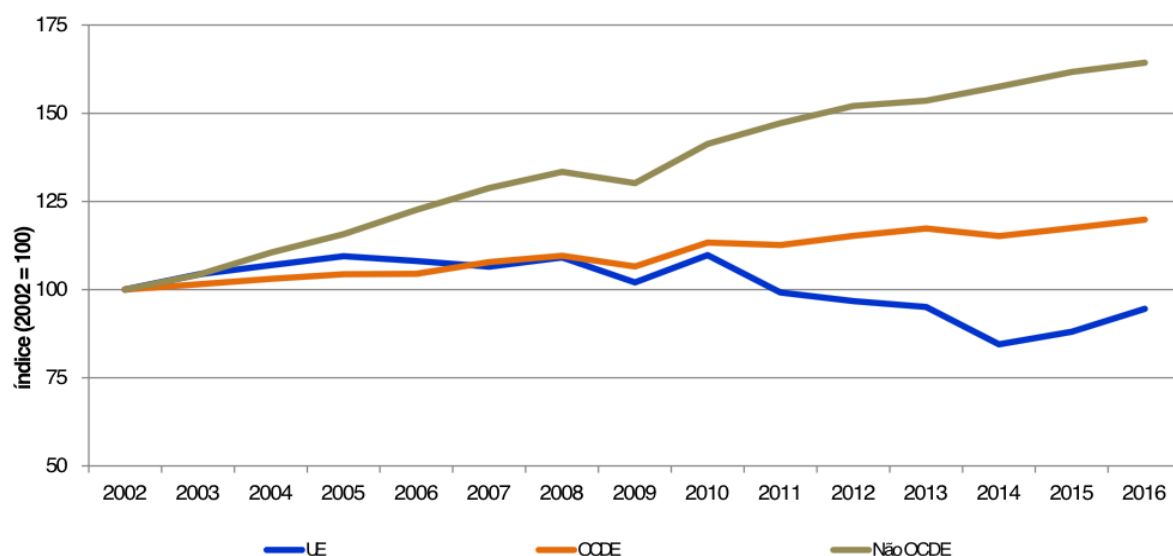
Analisando a evolução da procura de gás natural em Espanha e na UE é possível observar duas inversões da tendência do consumo. A partir de 2002, em Portugal e Espanha, observa-se uma tendência de crescimento do consumo de GN e uma evolução de consumo de gás natural em Espanha próxima da verificada em Portugal. No entanto, a primeira inversão desta tendência regista-se em Espanha a partir de 2008, enquanto em Portugal a mesma inversão apenas ocorre a partir de 2011. A inversão da tendência de decréscimo do consumo ocorre, em ambos os países, a partir de 2015, sendo mais acentuada no caso português. No que diz respeito à evolução do consumo de gás no conjunto da UE, registou-se uma certa estagnação no mercado do gás natural até 2013, tendo ocorrido uma redução significativa no ano de 2014, para valores inferiores aos verificados em 2002. A partir de 2015 também se observa uma inversão desta redução do consumo ao nível do conjunto dos países da UE, embora com pouca intensidade.

Figura A.2 - 7 - Evolução do consumo de gás natural em Portugal, Espanha e UE
(índice 100 = 2000)



Quanto à evolução do consumo de gás natural em outras geografias da Europa e também a nível mais global, verificaram-se algumas diferenças no comportamento entre grupos de países. Os países da OCDE apresentam uma tendência moderada do crescimento do consumo de gás natural, enquanto os países não OCDE apresentam uma tendência mais acentuada de crescimento do consumo. No caso dos países europeus observam-se ligeiras oscilações em torno de uma certa estagnação até 2010. A partir de 2010, o consumo de gás natural na UE verificou uma tendência decrescente, que se acentuou em 2014 e que se inverteu no ano seguinte (ver Figura A.2 - 8).

Figura A.2 - 8 - Evolução do consumo de gás natural em países europeus selecionados, na UE, na OCDE e Não-OCDE



As motivações para as tendências observadas em Portugal e na Europa devem-se, em grande medida, ao contexto económico registado em cada período. A descida acentuada do consumo de gás natural no período de 2011 a 2014 deve-se aos constrangimentos económicos 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 assistiu a uma forte penetração da produção de energia elétrica com base em fontes de origem renovável, que afetam substancialmente o perfil de consumo de gás natural das centrais de ciclo combinado, bem como, finalmente, a uma certa eletrificação das economias que leva, por exemplo, à substituição do gás natural pela energia elétrica no que diz respeito às opções de aquecimento.

No Quadro A.2 - 2 pode observar-se esta tendência de descida acentuada no consumo de gás natural na produção de energia entre 2011 e 2014. A partir de 2016 observa-se uma relevante recuperação deste consumo de gás natural, embora ainda em níveis bastante inferiores aos registados no início deste período em análise.

Quadro A.2 - 2 - Consumo de gás natural na produção de energia

Países	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	TCMA ₁₀₋₁₄	TCMA ₁₄₋₁₆
União Europeia	937,5	1 027,2	939,0	962,2	829,9	606,9	505,4	466,1	496,7	676,2	-16,6%	20,4%
Euro area (19)	598,0	669,4	608,5	614,7	546,2	420,5	334,1	282,1	314,8	404,9	-17,7%	19,8%
Bélgica	39,1	33,4	43,5	46,8	31,2	28,3	25,7	24,9	28,3	28,2	-14,6%	6,5%
Alemanha	69,5	85,8	71,4	81,4	72,2	54,5	39,5	26,2	17,8	37,3	-24,7%	19,3%
Irlanda	32,3	33,2	32,4	35,7	29,1	25,7	23,6	22,1	20,9	26,7	-11,3%	9,8%
Grécia	31,5	31,3	21,4	24,5	28,7	26,6	22,8	13,9	14,3	26,7	-13,2%	38,4%
Espanha	138,9	186,3	163,1	134,2	110,0	85,0	60,6	54,2	69,4	66,5	-20,3%	10,7%
França	3,7	7,5	33,4	43,9	28,9	22,3	18,4	12,5	25,5	49,5	-27,0%	99,0%
Itália	201,9	205,5	147,6	145,4	149,1	117,3	90,9	73,4	79,6	93,6	-15,7%	13,0%
Holanda	45,1	45,1	53,4	60,7	57,9	37,1	43,8	45,1	38,6	52,0	-7,2%	7,4%
Portugal	21,3	25,3	23,5	22,3	21,4	12,0	3,5	3,5	11,5	15,8	-37,1%	112,4%
Reino Unido	302,3	326,1	312,1	329,7	267,5	173,0	166,7	181,0	176,1	260,8	-13,9%	20,0%

Fonte: ERSE, Comissão Europeia

Admite-se que esta tendência recente observada de alguma incerteza e volatilidade se possa manter no médio e longo prazo. 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, que reflete a crescente importância das políticas energéticas e ambientais na União Europeia. No entanto, 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 de produção elétrica a partir de fontes renováveis, intermitentes, 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, poderão levar a que futuramente as centrais a gás natural se posicionem como centrais intermédias ou mesmo de base nos sistemas elétricos europeus.

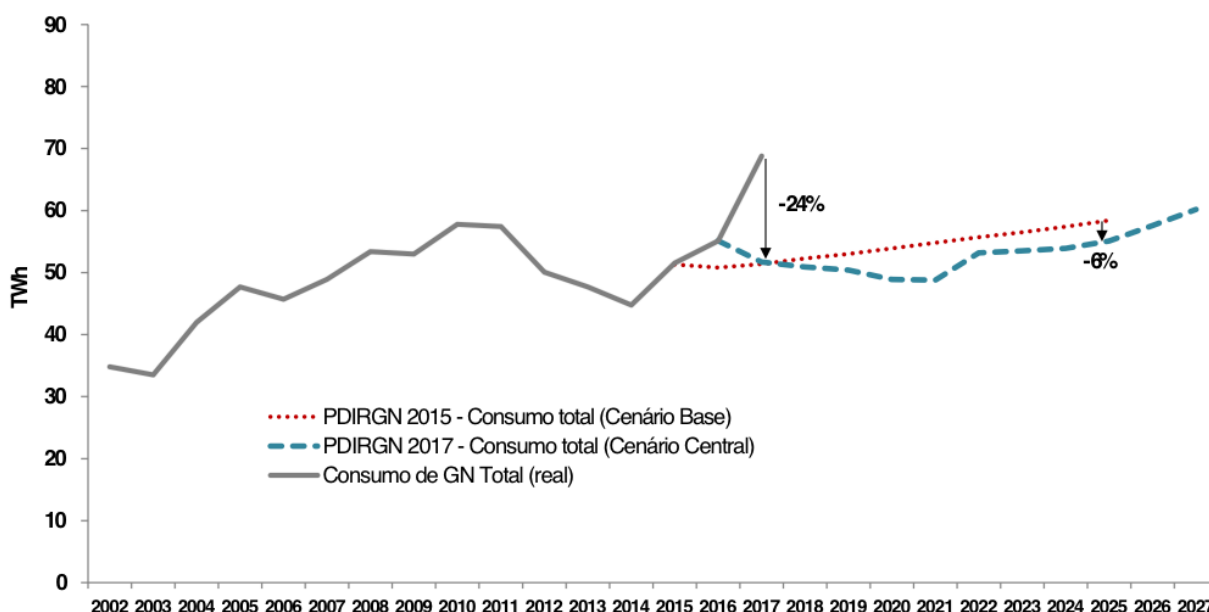
4. COMPARAÇÃO DAS PREVISÕES DA PROCURA E PONTAS DE CONSUMO DE GÁS NATURAL FACE À ANTERIOR PROPOSTA DE PDIRGN

No que respeita à proposta de PDIRGN em apreço, respeitante ao período de 2018 a 2027, a ERSE constata que as previsões do operador da RNTGN para a evolução do consumo anual de gás natural e para a evolução da ponta diária foram revistas ligeiramente em baixa face à anterior proposta de PDIRGN.

A abaixo compara as previsões para a procura de gás natural da atual proposta de PDIRGN e da anterior. A previsão de consumo de gás natural para o ano de 2017 foi definida em linha com os valores do anterior PDIRGN para esse ano, apresentando uma trajetória decrescente até 2021. Para 2022, a atual proposta de PDIRGN apresenta uma previsão de crescimento, reflexo do pressuposto de descomissionamento da central a carvão do Pego. É de registar, no entanto, que apesar do pressuposto de descomissionamento

da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro em final de 2024 e do prolongamento da central de Sines até ao final de 2025, o cenário central do atual PDIRGN apresenta uma previsão de procura global de gás natural em 2026 inferior à prevista para 2025 no anterior PDIRGN.

Figura A.2 - 9 - Consumo de gás natural real e previsto nas propostas de PDIRGN 2015 e de PDIRGN 2017

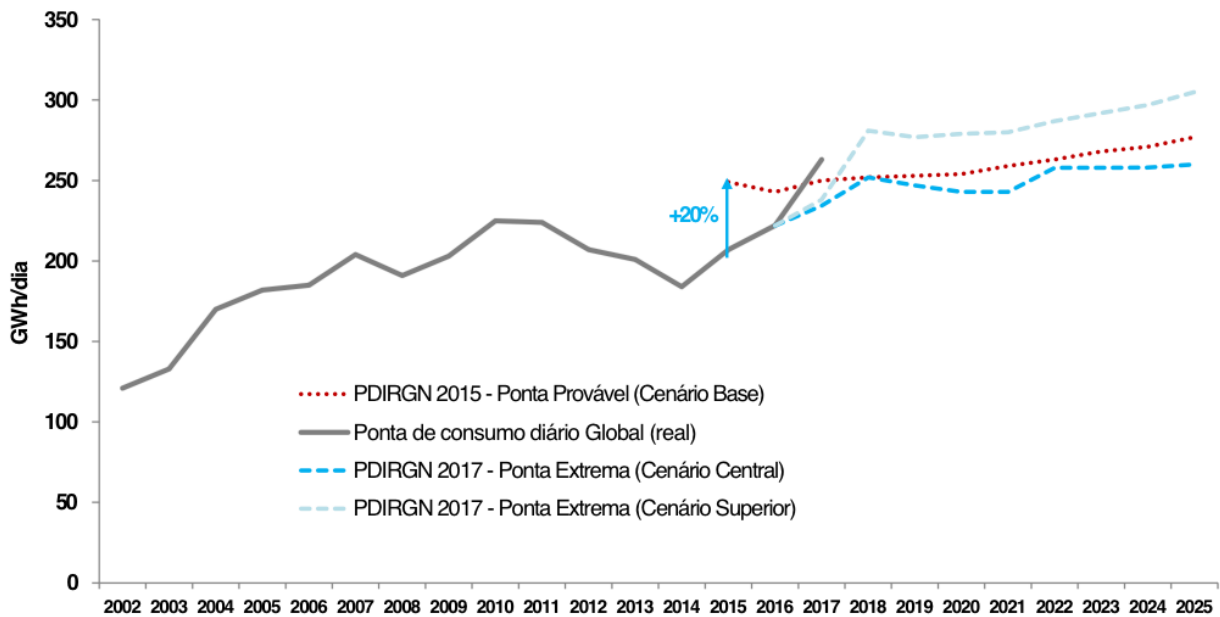


Fonte: ERSE, REN, propostas de PDIRGN 2015 e PDIRGN 2017

Na Figura A.2 - 10, apresenta-se a comparação das previsões para a evolução da ponta diária entre a atual proposta de PDIRGN e a anterior proposta. Recorde-se que a satisfação da ponta da procura é um dos principais fatores que justificam as decisões de investimento.

Pode-se verificar que, apesar de uma tendência de crescimento das previsões, estas ficam ainda assim ligeiramente abaixo das previsões apresentadas na anterior proposta de PDIRGN. Para o longo prazo, e à semelhança das previsões para o consumo de gás natural, também as previsões da ponta diária registaram uma previsão para 2026 inferior à real observada para 2017, face aos valores extraordinários neste ano, quer em termos de ponta diária, quer em termos de consumo de gás natural. Registe-se, igualmente, que a ponta da procura atingida em 2017 é inferior à ponta extrema do cenário superior da proposta de PDIRGN 2017 prevista para 2019 e está em linha com a ponta extrema do cenário central para 2025.

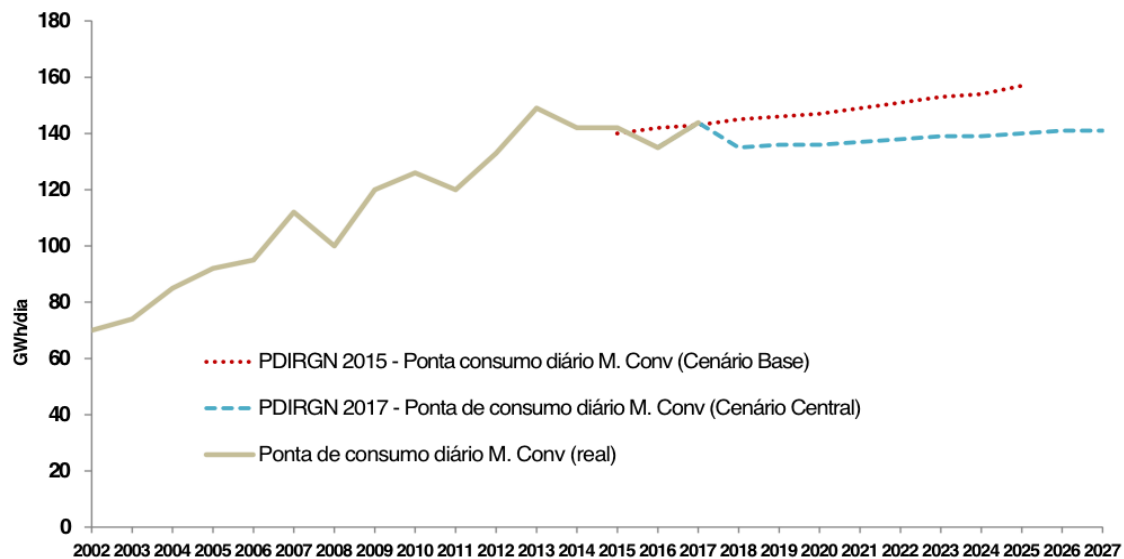
Figura A.2 - 10 - Pontas diárias reais e previstas no PDIRGN 2015 e no PDIRGN 2017



Fonte: ERSE, REN, propostas de PDIRGN 2015 e PDIRGN 2017

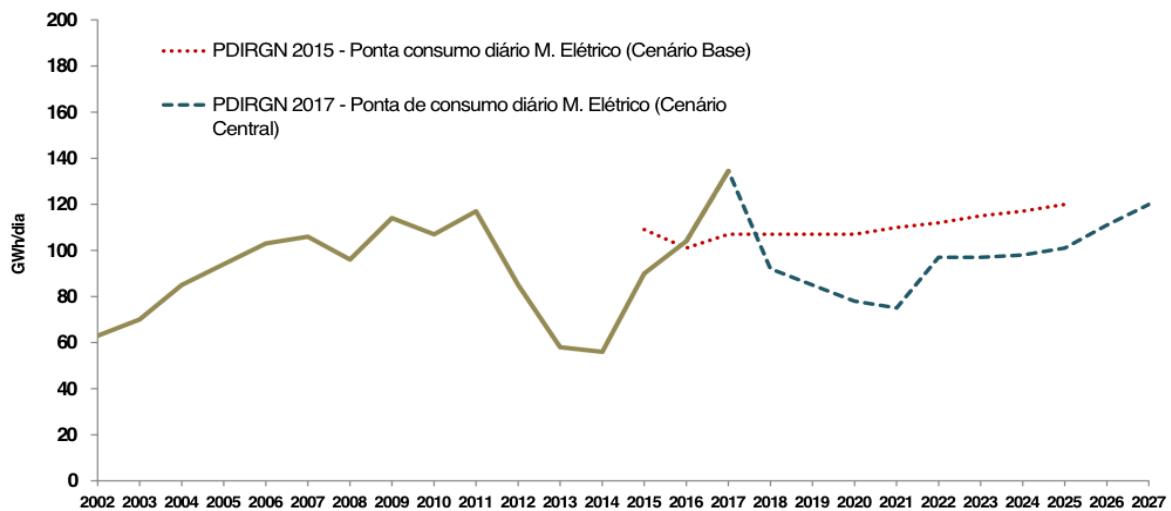
Será no entanto de destacar que a revisão em baixa das previsões para as pontas de consumo diário de gás natural foram substancialmente diferentes para o mercado convencional e para o mercado elétrico. As previsões para as pontas no mercado convencional foram revistas em baixa ao longo de todo o período, com uma tendência de crescimento muito ligeiro (Figura A.2 - 11). As previsões para o mercado elétrico da ponta de consumo entre 2018 e 2027 (Figura A.2 - 12) refletem os pressupostos de descomissionamento das centrais do Pego, da Tapada do Outeiro e de Sines.

Figura A.2 - 11 - Pontas diárias reais e previstas para o mercado convencional nas propostas de PDIRGN 2015 e PDIRGN 2017



Fonte: ERSE, REN, propostas de PDIRGN 2015 e PDIRGN 2017

Figura A.2 - 12 - Pontas diárias reais e previstas para o mercado elétrico nas propostas de PDIRGN 2015 e PDIRGN 2017



Fonte: ERSE, REN, propostas de PDIRGN 2015 e PDIRGN 2017

5. PREVISÕES E CENÁRIOS PARA A EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE GÁS NATURAL

Importa analisar a robustez das previsões apresentadas no ponto anterior, à luz dos dados mais recentes da procura de gás natural, 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. Assim, neste capítulo analisam-se os cenários considerados na proposta de PDIRGN 2017 e os cenários considerados pela ERSE na sua avaliação e análise da presente proposta.

A informação mais recente sobre o consumo de gás natural, referente ao ano de 2017, disponibilizada pelo operador da rede de transporte, permitiu observar um forte aumento do consumo total de gás natural de 24% face a 2016, por efeito do aumento do consumo de gás natural do mercado elétrico, como analisado anteriormente:

- Mercado elétrico – elevado crescimento do consumo de gás natural das centrais de ciclo combinado (crescimento de 79% em 2017), que se justifica em grande medida pela baixa produtividade hidroelétrica e pela redução da produtividade eólica;
- Mercado convencional – subida do consumo (2,2% em 2017), justificado em grande medida pela atividade dos grandes clientes industriais e cogeneradores, com um crescimento em 2017 de 6,6% (ver Figura A.2 - 4).

A estrutura do sistema electroprodutor português assenta numa quota elevada de capacidade de potência instalada de PRE renovável em constante crescimento, cujas variações de produção, nomeadamente hidroelétrica, podem determinar alterações significativas na utilização das centrais termoelétricas e, em particular, das centrais de ciclo combinado a gás natural. Assim, a procura de gás natural pelo mercado elétrico depende cada vez mais de uma série de fatores não controláveis como sejam, o regime hidrológico ou condições climáticas, que estão espelhados no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2017-2030 (RMSA-E 2016).

Como já referido anteriormente, a proposta de PDIRGN apresenta três cenários de procura, o cenário central, o cenário superior e o cenário inferior.

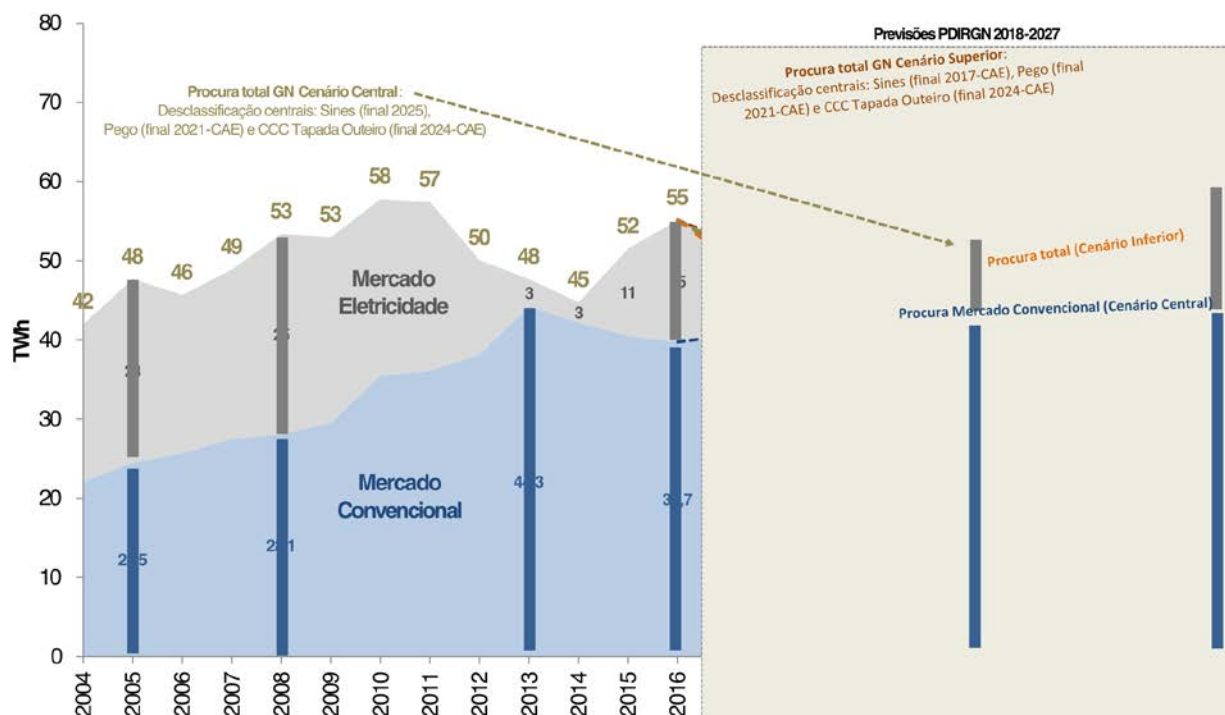
No primeiro caso, o mercado convencional tem como pressuposto de evolução o cenário macroeconómico moderado, enquanto o mercado elétrico tem como pressuposto o descomissionamento da central a carvão do Pego e da Central Ciclo Combinado a Gás Natural da Tapada do Outeiro na data de fim do CAE (2021 e 2024, respetivamente) e o prolongamento da central a carvão de Sines até 2025.

O cenário superior evolui com base num cenário macroeconómico com um crescimento económico superior e pressupondo a desclassificação da central a carvão de Sines no fim do CAE (final de 2017) e a desclassificação das centrais do Pego e da Tapada do Outeiro nas datas assumidas para o cenário central.

O cenário inferior tem como pressuposto para o mercado convencional uma evolução do cenário macroeconómico mais pessimista e o mercado elétrico tem como pressupostos uma envolvente de procura de eletricidade inferior e a desclassificação das centrais a carvão do Pego e de Sines entre 2025 e 2030 e o prolongamento da Central Ciclo Combinado a Gás Natural da Tapada do Outeiro até 2030.

Na Figura A.2 - 13 são apresentadas as previsões constantes da proposta de PDIRGN 2017 para os cenários anteriormente descritos (por uma questão de simplificação gráfica não são apresentadas as desagregações entre mercado elétrico e convencional para os cenários superior e inferior).

Figura A.2 - 13 - Previsão de consumo de gás natural em Portugal (proposta de PDIRGN 2017), Mercado Convencional, Mercado Elétrico e procura total (Cenário Central, Cenário Superior e Cenário Inferior)



Fonte: ERSE, REN Gasodutos, empresas distribuidoras de gás natural, proposta de PDIRGN2017

Com o enquadramento económico descrito e na posse de dados atuais de evolução do consumo as perspetivas para o período 2018 a 2027 patentes na proposta de PDIRGN 2017 são menos otimistas do que as constantes na anterior proposta de PDIRGN.

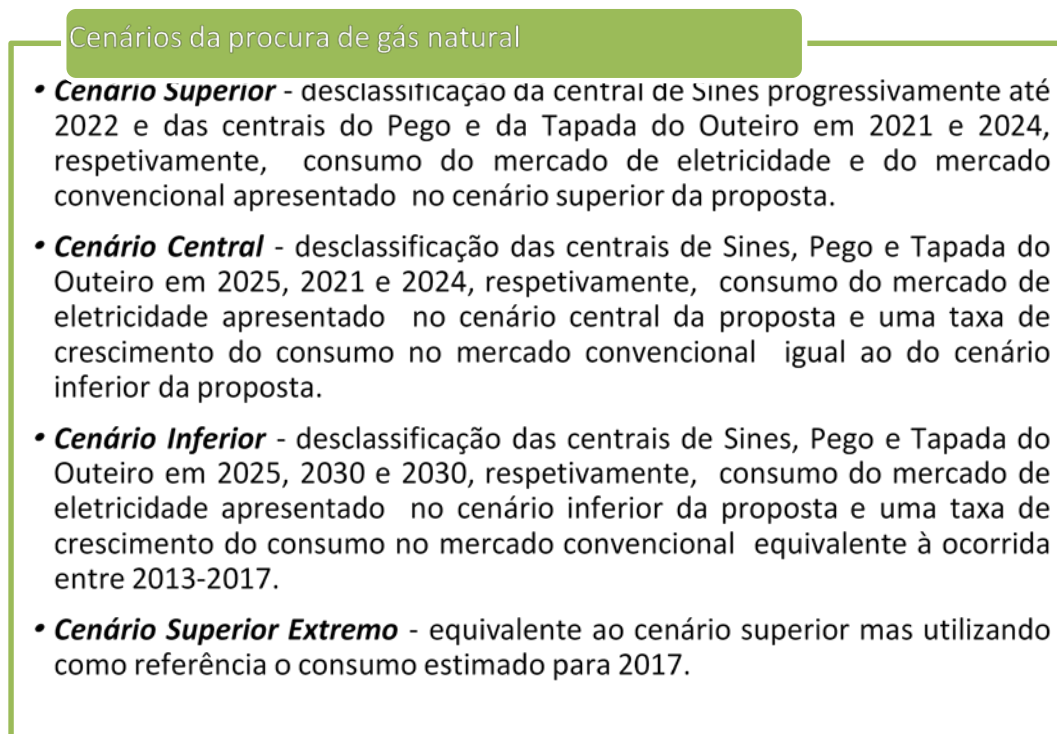
A ERSE reconhece que, quer no atual momento, quer no momento em que as previsões foram efetuadas, o nível de incerteza é elevado e que um exercício de previsão de médio e longo prazo torna-se uma tarefa bastante desafiante e complexa, tendo também em conta a tendência de queda do consumo de gás natural no mercado europeu, nos anos recentes. A volatilidade verificada na procura, designadamente nos últimos anos, obriga a avaliar os investimentos propostos na proposta de PDIRGN 2017 para cenários de evolução da procura extremos.

A sobrestimação da procura de gás natural, medida por consumo anual, pode conduzir à subestimação dos efeitos tarifários dos investimentos, e vice-versa.

Nesse quadro, considera-se imprudente que o cenário inferior da procura não reflita situações ocorridas no passado, designadamente durante o período 2011 a 2014 em que se verificou uma diminuição da procura. Por outro lado, o cenário da procura superior foi revisto de modo a poder ter em conta que a central de Sines encontra-se ainda operacional. Finalmente, inclui-se um cenário ERSE superior extremo, que pressupõe que o nível de consumo historicamente elevado atingido em 2017 poderá refletir um novo paradigma de consumo de gás natural.

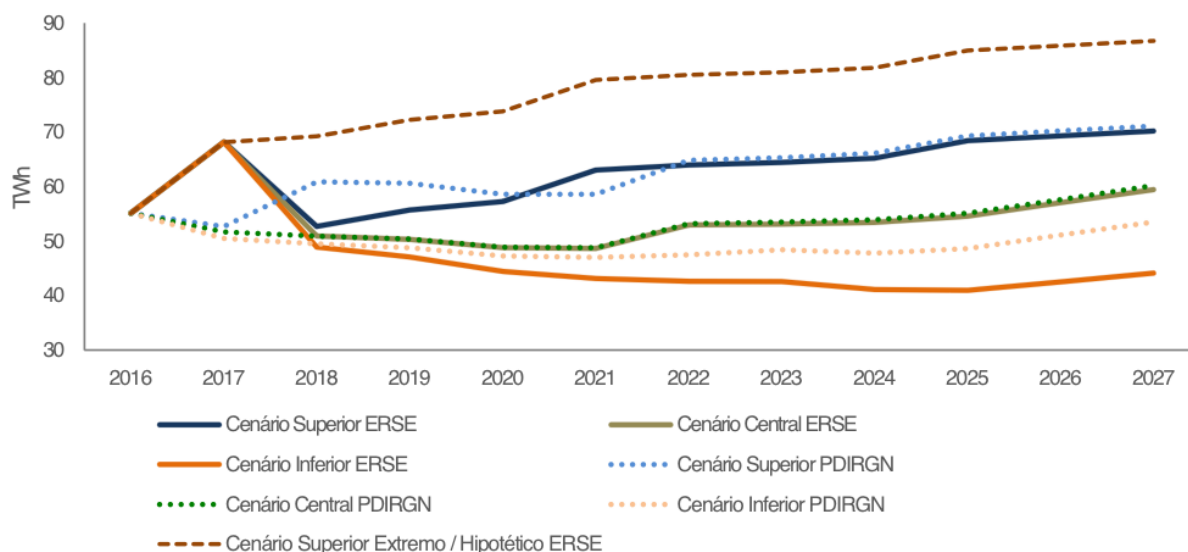
Deste modo, a ERSE apresenta um cenário inferior mais pessimista e um cenário adicional, de evolução de consumo de gás natural em Portugal, “Cenário Superior Extremo”, que tem como pressupostos os do Cenário Superior, mas tendo como ponto de partida o consumo estimado de 2017. Na figura *infra* são apresentados os pressupostos dos cenários ERSE considerados.

Figura A.2 - 14 - Cenários da procura de gás natural considerados pela ERSE



Os cenários anteriormente apresentados podem ser observados na Figura A.2 - 15, em comparação com os cenários da atual proposta de PDIRGN.

Figura A.2 - 15 - Cenários ERSE e REN Gasodutos de procura de gás natural



Fonte: ERSE, REN Gasodutos, RMSA-E 2016

No que respeita à sensibilidade dos impactes tarifários em relação ao consumo, no capítulo A.8 são apresentados os impactes tarifários associados aos investimentos previstos nesta proposta de PDIRGN, considerando os cenários considerados pela ERSE.

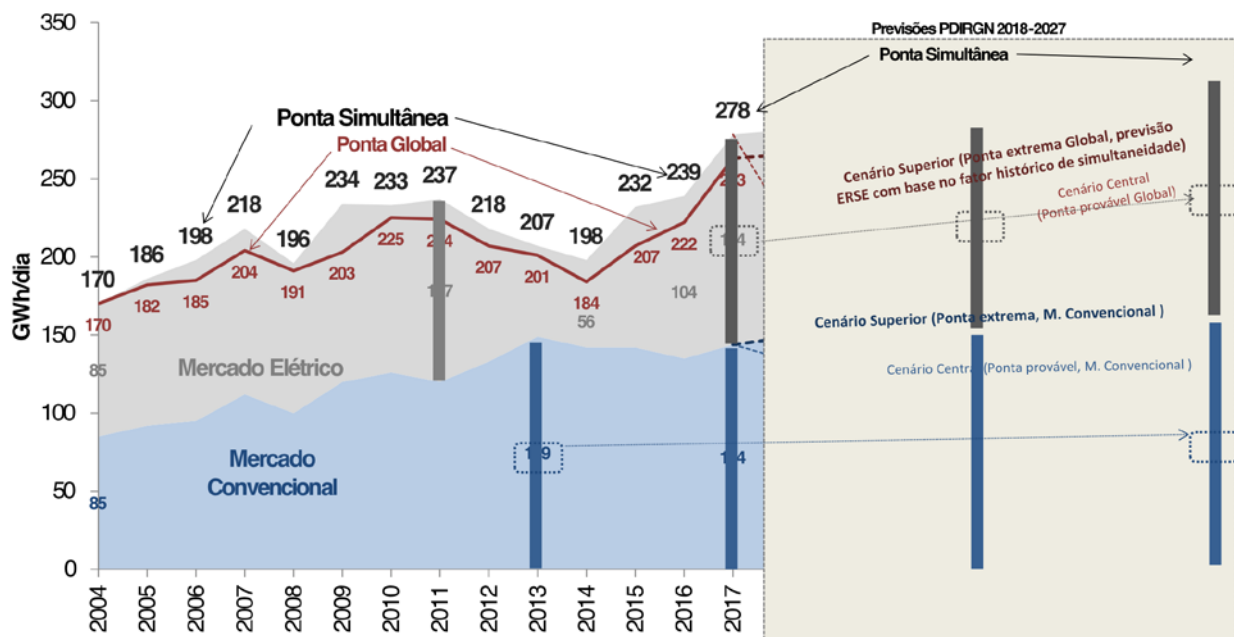
6. PREVISÃO PARA AS PONTAS DIÁRIAS

A previsão da ponta diária é o aspeto principal para a definição da capacidade de oferta das infraestruturas do SNGN e, consequentemente, do nível de investimento a realizar. Nesta proposta de PDIRGN 2017 são apresentadas as pontas prováveis e as pontas extremas desagregadas para o mercado elétrico e para o mercado convencional, para cada um dos cenários. A previsão da ponta provável segue metodologias definidas pela concessionária da RNTGN, enquanto a ponta extrema é calculada de acordo com o Regulamento (UE) n.º 994/2010, de 20 de outubro⁶. A proposta de PDIRGN 2017 identifica as pontas de procura verificadas entre 2004 e 2016 e aponta valores previsionais das pontas de consumo para o período entre 2017 e 2027 para o mercado elétrico, para o mercado convencional e para o total, tendo em conta cada um dos cenários considerados. Na Figura A.2 - 16 podem-se observar as pontas prováveis e extremas de consumo de gás natural para ambos os mercados, para os cenários central e superior⁷.

⁶ Corresponde em cada ano, a um dia de procura de gás natural excecionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos.

⁷ Excetua-se a ponta extrema no cenário central e o cenário inferior, por uma questão de simplificação da figura, não se considerando esta omissão uma perda de informação relevante na análise.

Figura A.2 - 16 - Previsão de pontas de consumo diário em Portugal (proposta de PDIRGN 2017), Mercado Convencional e Mercado Elétrico (Cenário central e Cenário Superior)



Fonte: ERSE, REN Gasodutos, proposta de PDIRGN 2017

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. O máximo histórico da ponta diária global foi atingido no ano de 2017, com um valor de 263 GWh/dia. Para o mercado elétrico o máximo da ponta de consumo diário de gás natural foi observada em 2017, com um valor de 134 GWh/dia e o máximo de consumo no mercado convencional foi de 149 GWh/dia, registado em 2013.

A ponta extrema de consumo diário do mercado elétrico no cenário de superior prevista a partir de 2018 regista um significativo aumento face à realidade de 2016 observada à altura de elaboração do PDIRGN, mas que, face à evolução real extraordinário de 2017, regista apenas um ligeiro aumento e uma tendência de crescimento visível apenas a partir de 2022, com o pressuposto de descomissionamento da central do Pego.

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

- A ponta diária (provável) considerada no cenário central para o mercado convencional e para o mercado elétrico em 2027 é ligeiramente inferior ao valor máximo histórico observado em 2017;
- 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;

- 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;

Em suma, registe-se que as infraestruturas do SNGN conseguiram responder às necessidades, extraordinárias, decorrentes da ponta de consumo de 2017, estando esta ponta em linha com os valores previstos para o cenário extremo da proposta de PDIRGN 2017.

A.3. EVOLUÇÃO DA OFERTA DE CAPACIDADE NA RNTIAT

A utilização das infraestruturas de alta pressão é um dos aspetos mais importantes para o processo de decisão de investimento.

Os valores das capacidades atuais de entrada dos pontos relevantes da RNTGN são, 229 GWh/dia no Terminal de GNL de Sines e 144,0 GWh/dia nas interligações de Campo Maior e Valença do Minho (a capacidade técnica é de 164,2 GWh/dia). No que diz respeito à infraestrutura de armazenamento subterrâneo do Carriço a capacidade de extração é de 128,6 GWh/dia, limitados a 71,0 GWh/dia, se o volume operacional de GN nas cavernas for inferior a 60% da capacidade de armazenagem ⁸.

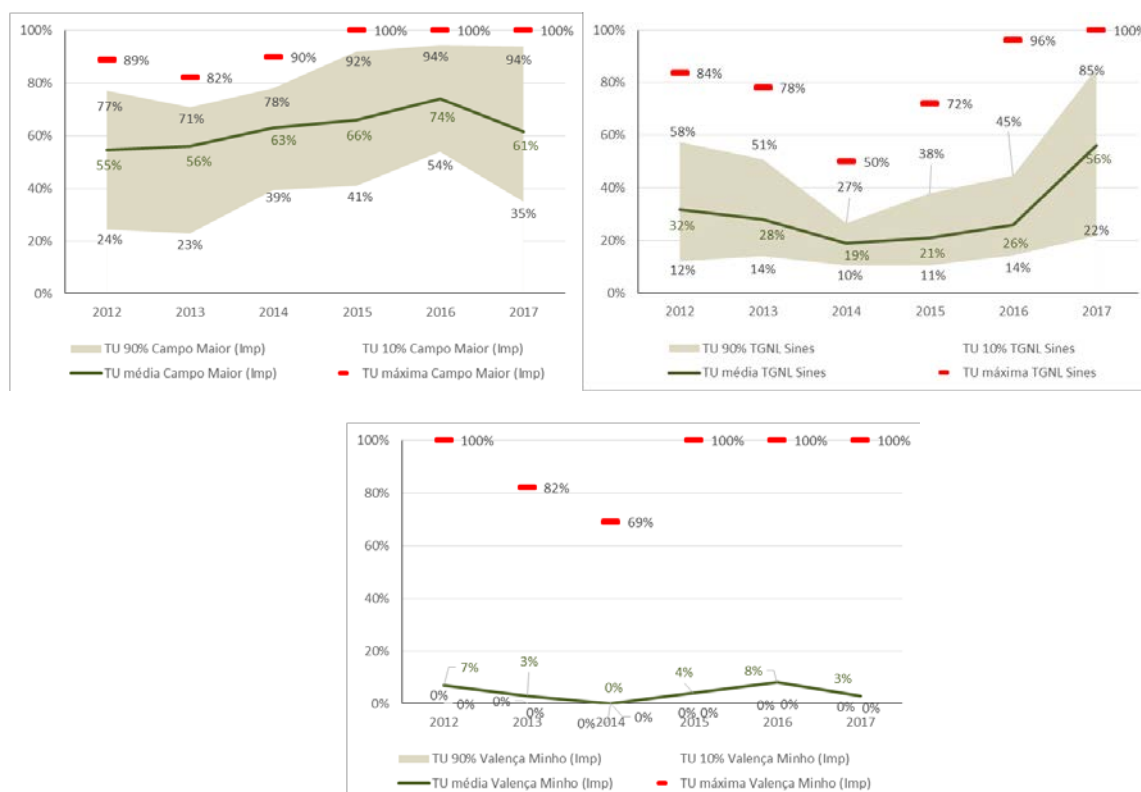
No que diz respeito à ponta de consumo, depois do máximo ocorrido em fevereiro de 2011 (225 GWh/dia) e das reduções nos anos seguintes (2012, 2013 e 2014) que trouxeram o valor máximo diário para 207, 201 e 184 GWh/dia, no passado mais recente o cenário do parque electroprodutor e o contexto do mercado de energia elétrica⁹ conduziram a produções elevadas das centrais de ciclo combinado e alteraram esta situação, tendo o valor de 2011 sido ultrapassado por várias vezes em 2017 e 2018. O novo máximo diário, alcançado em 5 de dezembro de 2017, situa-se agora em 263 GWh/dia. O valor máximo diário fornecido às centrais de ciclo combinado ocorreu a 17 de agosto de 2017 e foi de 134 GWh/dia.

A Figura abaixo apresenta a evolução anual, entre 2012 e 2017, das taxas máxima e média de utilização bem como dos percentis de 10 e 90% das interligações de Campo Maior e Valença do Minho e do Terminal GNL de Sines.

⁸ De acordo com o operador da RNTGN, “a capacidade de extração do AS do Carriço deve ser considerada como um ponto de oferta com características próprias, na medida em que o gás extraído das cavidades do Carriço já foi previamente introduzido na RNTGN, através das interligações com Espanha ou do TGNL de Sines, e é uma quantidade finita que poderá inclusivamente não estar disponível (excetuam-se as quantidades relativas a Reservas de Segurança)”.

⁹ A falta de capacidade de oferta a preços infra-marginais ao da tecnologia de gás natural, determinou a sua necessidade no diagrama de produção e, consequentemente, o aumento do preço de mercado para o nível desta tecnologia marcadora

Figura A.3 - 1 - Evolução anual das taxas de máxima e média de utilização e dos percentis de 10% e 90% das interligação de Campo Maior e Valença do Minho e do TGNL de Sines



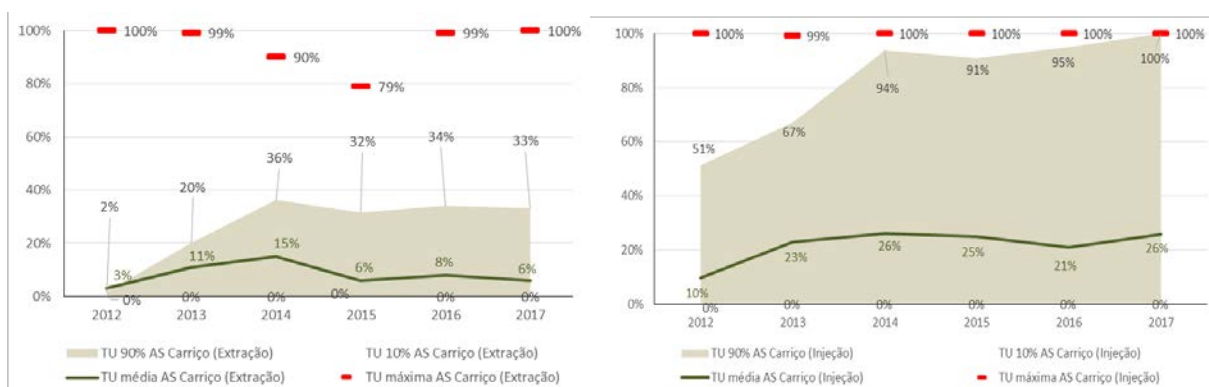
Os gráficos permitem observar a taxa média de utilização da interligação de Campo Maior e do Terminal de GNL de Sines, verificando-se um crescimento da utilização média (%) da interligação de Campo Maior até 74% em 2016 e uma redução em 2017 para 61%. Por oposição, no caso do Terminal de GNL, a utilização média reduziu-se até 19% em 2014 tendo-se assistido nos anos seguintes a um crescimento gradual da sua utilização, atingindo 56% em 2017, mais do dobro do ano anterior. Nos anos de 2016 e 2017, verificou-se um comportamento inverso na variação da utilização daquelas infraestruturas. Por sua vez os percentis de 90% do terminal de GNL e da interligação de Campo Maior mostram uma utilização percentual da capacidade do gasoduto que é aproximadamente o dobro da do terminal. Em 2017, porém, o consumo anual registou um valor de 68,2 TWh face a 54,5 TWh do ano anterior, fundamentalmente à custa do crescimento da produção das centrais de ciclo combinado (variação anual de 12,2 TWh). Este crescimento traduziu-se como já se viu num crescimento da utilização do terminal de GNL cujo percentil de 90% apresentou em 2017 um valor de 85%. O consumo de gás natural das centrais de ciclo combinado, correspondente também a um ano particularmente seco (coeficiente hidrológico em ano hidrológico de 0,1) tem assim um papel determinante na utilização das infraestruturas de Alta Pressão.

Relativamente às taxas máximas de utilização, estas atingiram em Campo Maior os 90% em 2014 e os 100% nos anos seguintes, enquanto no Terminal de GNL elas cresceram de 50% em 2014 até 100% em

2017. Por sua vez em Valença do Minho a utilização desta interligação é pontual como se pode ver pelo percentil de 90% cujo valor é nulo. Apesar de a sua capacidade máxima ter atingida quase todos os anos (2012, 2015, 2016 e 2017), a frequência dessa ocorrência é reduzida tal como o valor médio da taxa de utilização.

A Figura abaixo apresenta a evolução anual, entre 2012 e 2017, das taxas máxima e média de utilização bem como dos percentis de 10 e 90% do armazenamento Subterrâneo do Carriço (injeção e extração).

Figura A.3 - 2 - Evolução anual das taxas de máxima e média de utilização e dos percentis de 10% e 90% das instalações de armazenamento do Carriço



A.4. EVOLUÇÃO DA OFERTA DE CAPACIDADE NA RNTIAT

Na proposta apresentada de PDIRGN 2017, o operador da RNTGN distingue os projetos de investimento cuja decisão de realização depende sobretudo da avaliação técnica do operador sobre os ativos da RNTIAT em serviço e sobre as condições e segurança e operacionalidade da rede existente, - Projetos Base - de outros que resultam da necessidade de criação das condições requeridas para o cumprimento das orientações de política energética, em linha com os compromissos assumidos pelo Estado Concedente – Projetos Complementares.

Assim, tal como o operador da RNTGN propõe, neste capítulo apresentam-se e analisam-se apenas os projetos Base que dependem, essencialmente, da iniciativa da REN, com o objetivo de continuar a assegurar a segurança e a operacionalidade das instalações da RNTIAT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos, tendo em conta a avaliação que os operadores fazem sobre o estado dos ativos em serviço e a segurança de operação das infraestruturas, e ainda aqueles que visam dar cumprimento aos compromissos já acordados com os ORD relativamente ao reforço de ligação à RNDGN, projetos esses considerados na última proposta de PDIRD. Estes projetos integram, neste documento, o conjunto designado por Projetos Base da proposta de PDIRGN.

Por sua vez, os Projetos Complementares da presente proposta de PDIRGN e que integram os projetos que decorrem fundamentalmente de necessidades exógenas à RNTIAT, assim como os projetos que não resultam de compromissos já assumidos serão analisados apenas em edições futuras de propostas de PDIRGN. A realização destes projetos está assim entendida, nesta proposta de PDIRGN, como condicionada, caso a caso, à manifestação do interesse na sua realização por parte de *stakeholders* externos, bem como à confirmação do Concedente quanto ao interesse e concordância com os mesmos.

O Quadro A.4 - 1 apresenta o conjunto de projetos Base de investimento, previsto na proposta de PDIRGN 2017 para o período até 2022, para os quais o operador da RNTGN solicita uma Decisão Final de Investimento (aprovação, reprovação ou adiamento). O Quadro apresenta o valor total de cada projeto de investimento e o valor anual do investimento respetivo, ambos a custos diretos externos. Por sua vez são também apresentados os encargos de estrutura, gestão e financeiros (7% no caso da REN Gasodutos e 11% no caso da REN Armazenagem e da REN Atlântico) pelo que estão também disponibilizados os encargos de cada projeto de investimento.

Quadro A.4 - 1 - Investimentos previstos na proposta de PDIRGN 2017 para os projetos Base

Projetos Base do PDIRGN 2017 - Investimentos (mil €)	Total Projeto	2018 a 2027	2 018	2 019	2 020	2 021	2 022	2023-2027
RNTGN - REN Gasodutos	20991	20 991	5 497	4 539	4 055	3 761	3 140	0
Remodelação e modernização	19618	19 618	5 137	4 242	3 790	3 515	2 935	
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	1373	1 373	360	297	265	246	205	
ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO - REN Armazenagem	17911	14 302	7 287	4 712	577	921	805	0
Remodelação e modernização	6085	6 085	2 265	1 745	520	830	725	
Estação de gás - Debottlenecking	2279	0						
Estação de gás - Up-grade compressão	5272	4 300	4 300					
Estação de gás - Sistema de controlo	2500	2 500		2 500				
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	1775	1 417	722	467	57	91	80	
TERMINAL de GNL - REN Atlântico	13820	13 820	5 550	4 218	1 388	1 332	1 332	0
Remodelação e Modernização	12450	12 450	5 000	3 800	1 250	1 200	1 200	
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	1370	1 370	550	418	138	132	132	
Total RNTIAT	52 723	49 113	18 334	13 469	6 020	6 014	5 277	0
Total RNTIAT @CDE	48 204	44 953	16 702	12 287	5 560	5 545	4 860	0
Total Encargos	4519	4160	1632	1182	460	469	417	0

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

Analisando o conjunto de projetos apresentados no Quadro A.4-1, começa por se assinalar o projeto da otimização da estação de gás do armazenamento subterrâneo do Carriço, que irá ser traduzida na continuação da expansão da capacidade de processamento da estação de superfície da infraestrutura de armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço, nomeadamente na duplicação da atual capacidade de 24 GWh/d na injeção. O montante final previsto para este investimento no período de 2018 a 2019 corresponde, aproximadamente, a 6,8 milhões de euros.

Tal como já assumido aquando do Parecer da ERSE à proposta de PDIRGN 2015, a ERSE concorda com a concretização deste investimento, razão pela qual apoia a sua aprovação em sede de PDIRGN 2017. O *upgrade* na capacidade de extração, de 86 para 129 GWh/d (*Debottlenecking*) já foi entretanto realizado.

Com efeito, para beneficiar do aumento verificado nos últimos anos da capacidade de armazenamento subterrâneo do SNGN (atualmente 3839 GWh), é importante reduzir as restrições na estação de superfície, permitindo maximizar a mobilização das quantidades armazenadas.

Por outro lado ganhará flexibilidade a mobilização das reservas de segurança pelos agentes, com uma autonomia mínima de 15 dias, em caso de falta de aprovisionamento de gás natural.

Desta forma, o reforço da capacidade de processamento proposto (injeção) da estação de superfície da infraestrutura de armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço é uma medida relevante que também irá facilitar o cumprimento do Regulamento (UE) n.º 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho de 25 de Outubro, no que respeita à norma relativa às infra estruturas (Artigo 5.º) e ao cumprimento do critério N-1.

SEGURANÇA E MELHORIA OPERACIONAL, ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR E SUBSTITUIÇÃO POR FIM DO TEMPO DE VIDA ÚTIL

A proposta de PDIRGN 2017 apresenta um conjunto de investimentos nas infraestruturas para os diversos operadores da RNTIAT, a saber REN Gasodutos, REN Armazenagem e REN Atlântico, relacionados com “Segurança e melhoria operacional, adequação regulamentar e substituição por fim do tempo de vida útil”. Os montantes envolvidos no período de 2018 a 2022, a CDE, são da ordem de, respetivamente, 19,6 milhões de euros na RNTGN, 6,1 milhões de euros nas infraestruturas de Armazenamento Subterrâneo do Carriço e 12,5 milhões de euros no Terminal de GNL de Sines.

A ERSE considera que estes investimentos devem ser concretizados, razão pela qual apoia a sua aprovação em sede de PDIRGN 2017.

PROJETOS DE LIGAÇÃO ENTRE A RNTGN E A RNDGN

A proposta de PDIRGN 2017 prevê uma verba para projetos de ligação de novos pontos de entrega da RNTGN à RNDGN, de adequação das capacidades de entrega em pontos de ligação à RNDGN já existentes (redimensionamentos), de ligação de novos clientes industriais em alta pressão (AP) ou reforço das ligações já existentes. O montante tem por objetivo fazer face a solicitações não previstas mas que poderão vir a ocorrer entre a data de submissão da presente proposta de PDIRGN e a data de aprovação da próxima revisão do PDIRGN. Para este efeito foi considerado um montante de 0,6 M€, inferior ao valor considerado na proposta de PDIRGN 2015, para cada um dos anos de 2018, 2019 e 2020.

No que diz respeito a estes investimentos, a ERSE não se opõe à sua aprovação em sede de PDIRGN 2017, remetendo no entanto para o disposto no Regulamento de Relações Comerciais, em particular para o capítulo VII referente às ligações e à partilha de encargos a realizar no caso de clientes em AP, salientando que estes investimentos devem estar devidamente harmonizados face ao próximo Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNDGN a submeter para aprovação. Os benefícios destes projetos deverão ser assumidos pelos operadores de redes de distribuição que deles usufruem e os custos a serem aceites deverão ser somente os que venham a ser provados como economicamente eficientes.

SÍNTESE

No essencial do atual processo de análise e avaliação da proposta de PDIRGN 2017, existe um projeto de investimento com maior pertinência para uma tomada de "Decisão Final de Investimento". Este projeto representa um investimento previsto de 6,8 milhões de euros, tratando-se do reforço da capacidade de extração/injeção no Armazenamento Subterrâneo do Carriço que já tinha merecido a concordância para a sua concretização no âmbito do Parecer da ERSE à proposta de PDIRGN 2015.

A proposta de PDIRGN 2017 apresenta também um conjunto de investimentos que merecem um parecer positivo da ERSE para a sua aprovação relacionados com "Segurança e melhoria operacional, adequação regulamentar e substituição por fim do tempo de vida útil" a serem concretizados pelos três operadores da RNTIAT, REN Gasodutos, REN Armazenagem e REN Atlântico, nas suas infraestruturas. Os montantes envolvidos nesse conjunto de investimentos, durante o período de 2018 a 2020, totalizam aproximadamente 38,2 milhões de euros.

A proposta de PDIRGN 2017 prevê ainda uma verba 600 mil euros anuais para projetos de ligação de novos pontos de entrega da RNTGN à RNDGN, de adequação das capacidades de entrega em pontos de ligação à RNDGN já existentes (redimensionamentos), de ligação de novos clientes industriais em alta pressão (AP) ou reforço das ligações já existentes.

A ERSE considera que estes três conjuntos de investimentos devem ser concretizados, razão pela qual apoia a sua aprovação em sede de PDIRGN 2017.

Na preparação da presente proposta de PDIRGN 2017, o operador da RNTGN adotou uma prática, que permite clarificar quais são os projetos de investimento que necessitam de uma "Decisão Final de Investimento" em cada uma das edições de PDIRGN e tornará claro que a aprovação de uma proposta de PDIRGN só vinculará o decisor quanto aos projetos que tenham obtido uma "Decisão Final de Investimento" de aprovação.

Espera-se que esta clarificação contribua para facilitar o processo de aprovação das propostas de PDIRGN contribuindo para que, após o concessionário da RNTGN alterar a atual proposta de PDIRGN 2017, em conformidade com as instruções que surgirem do concedente da RNTGN, do Parecer da ERSE e dos

comentários recebidos durante a Consulta Pública, seja finalmente possível uma aprovação do PDIRGN em conformidade com o estabelecido na atual legislação do setor.

A.5. SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

A segurança do aprovisionamento constituiu um dos critérios para a elaboração da presente proposta de PDIRGN 2017 colocada em consulta. Este critério resulta da aplicação do Regulamento (UE) n.º 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, bem como do 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.

O Regulamento (UE) n.º 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, revogou o Regulamento (CE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, ainda que as disposições relativas às normas relativas a infraestruturas e normas relativas ao aprovisionamento mantenham, no essencial, as mesmas obrigações para os Estados-membros.

Assim, na elaboração da presente proposta de PDIRGN 2017 destacam-se os artigos 5.º e 6.º do Regulamento (UE) 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, que versam respetivamente as “normas relativas às infraestruturas” e as “normas de aprovisionamento de gás”.

De acordo com o estabelecido no 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, cabe à DGEG a responsabilidade de monitorização da segurança de abastecimento do SNGN. A ERSE tem contribuído para este tema com pareceres aos planos preventivos de ação e aos planos de emergência que incorporam a perspetiva do impacte económico das opções de investimento em relação às necessidades e que beneficiam dos comentários recebidos dos participantes nas Consultas Públicas, nos pareceres que prepara sobre as propostas de PDIRGN.

NORMAS RELATIVAS ÀS INFRAESTRUTURAS

A norma relativa às infraestruturas, consubstanciadas no artigo 5.º do Regulamento (UE) 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, impõem que os Estados Membros tomem as medidas necessárias para que, caso se verifique uma perturbação da maior infraestrutura individual de gás, a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1 do Anexo II 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 num teste de resiliência das infraestruturas nacionais de gás natural, no qual é aferida a oferta de capacidade técnica 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 técnica do terminal de GNL de Sines (na sua qualidade de maior infraestrutura individual de gás natural), sendo o valor resultante comparado com a procura de gás de um dia de procura de gás excecionalmente elevada com uma probabilidade estatística de ocorrência de uma vez em vinte anos.

Refletindo os comentários recebidos durante as diversas Consultas Públicas organizada para efeito de preparação dos Pareceres da ERSE às sucessivas propostas de PDIRGN, a ERSE tem concluído que não existe risco de incumprimento da norma da infraestruturas estabelecida no Regulamento europeu, já que existem alternativas nacionais do lado da procura.

A fórmula N-1 do Anexo II prevê contabilizar, do lado da oferta, a soma da capacidade técnica de todos os pontos de entrada das interligações internacionais, a soma dos volumes técnicos máximos que as instalações de armazenamento podem fornecer diariamente à rede e a capacidade técnica de expedição diária máxima das instalações de GNL para a rede, tendo em conta as respetivas características físicas. Existem situações concretas, onde os documentos com origem no operador da RNTGN utilizam os valores que comercialmente são disponibilizados para o mercado em vez das capacidades técnicas previstas no Regulamento europeu.

Por sua vez, do lado da procura, o n.º 2 do artigo 5.º do referido Regulamento (UE) 2017/1938 prevê que a obrigação de assegurar que as restantes infraestruturas dispõem da capacidade técnica para satisfazer a procura total de gás natural é considerada cumprida caso uma perturbação do aprovisionamento de gás possa ser suficiente e atempadamente compensada por medidas adequadas do lado da procura, baseadas no mercado. Nestas condições, a fórmula N-1 a aplicar corresponderá àquela que se encontra estabelecida no n.º 4 do Anexo II.

É nesse quadro que a legislação nacional prevê, no n.º 1 do artigo 47.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho na redação do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, que a promoção das condições de garantia e segurança do abastecimento de gás natural do SNGN, em termos transparentes, não discriminatórios e compatíveis de funcionamento do mercado, possa ser feita através de medidas do lado da oferta e do lado da gestão da procura e, mais concretamente, identifica, como uma das medidas possíveis do lado da gestão da procura, a utilização de combustíveis alternativos em substituição dos combustíveis fósseis nas instalações de produção de eletricidade.

Tal como tem vindo a ser referido pela ERSE nos seus Pareceres às anteriores edições de proposta de PDIRGN, um caso concreto destas medidas que se encontra aplicada em Portugal corresponde aos consumos interruptíveis de gás natural dos centros eletroprodutores que estão autorizados a contratualmente terem garantido o seu funcionamento através do fornecimento de combustível alternativo

ao gás natural¹⁰, ao abrigo do previsto no artigo 50.º -B 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.

Nas condições anteriores, a aplicação da fórmula N-1 irá permitir concluir também que não existe risco de incumprimento da norma da infraestruturas estabelecida no Regulamento europeu ao longo do período de vigência do PDIRGN 2017.

De realçar que, no âmbito dos comentários recebidos durante a Consulta Pública à proposta de PDIRGN 2017, lançada pela ERSE em 29 de dezembro passado, em relação à questão referida de se deixar de considerar os consumos interruptíveis de gás natural, dos centros electroprodutores que estão autorizados a utilizar combustíveis alternativos, é transmitida a posição de que "...não pode deixar de recomendar que se clarifique o quadro legal e regulamentar que operacionaliza a implementação desta medida de gestão da procura".

A ERSE concorda com esta recomendação que emana da Consulta Pública e sugere que, ultrapassadas as questões que se identifiquem como a necessitar de clarificação, o operador da RNTGN passe a subtrair os consumos interruptíveis de gás natural, dos centros eletroprodutores autorizados para o efeito, quando aplica a norma relativa às infraestruturas estabelecida no artigo 5.º do Regulamento (UE) 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro e a fórmula N-1 prevista no n.º 4 do respetivo Anexo II.

A incerteza existente em relação à evolução futura da procura de gás natural no SNGN recomenda prudência quanto ao risco real dos investimentos em novas infraestruturas no SNGN se poderem vir a tornar futuros "custos afundados"¹¹. É esse o sentido que se associa à posição avançada pelo operador da RNTGN de que somente na edição de 2019, ou em outras futuras edições, do PDIRGN será eventualmente necessária a Decisão Final de Investimento relativa aos Projetos Complementares, de construção da 1ª fase da 3ª interligação entre Portugal e Espanha e a Estação de Compressão do Carregado, num montante total que agora identifica de 139,1 M€ (a CDE), que se encontram previstos entrarem em exploração no segundo quinquénio do período de abrangência da proposta de PDIRGN 2017.

Secundada pelos comentários recebidos durante a Consulta Pública, a ERSE realça esta posição de cautela do operador da RNTGN em relação a estes Projetos Complementares e às razões que os justificam.

¹⁰ As centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares, dotadas de grupos bi-fuel e armazenamento de combustível alternativo *in-situ*

¹¹ A acrescer aos custos diretos associados a investimentos que venham a ocorrer em Portugal, é necessário considerar a possibilidade dos consumidores portugueses terem de suportar parte dos custos que se venham a verificar em Espanha

A.6. VALORIZAÇÃO DOS BENEFÍCIOS / ANÁLISE CUSTO – BENEFÍCIO E PRIORIZAÇÃO DE INVESTIMENTOS

Na consulta pública e no Parecer da ERSE à proposta de PDIRGN 2015, foi identificada a importância da apresentação de uma valorização dos benefícios e da necessidade de realização de análises benefício custo associadas aos projetos de investimentos apresentados.

A proposta de PDIRGN 2017 apresenta uma evolução relevante do tema e um passo positivo no sentido adequado relativamente à proposta de PDIRGN 2015, em que o operador da RNTGN não apresentava a valorização de benefícios dos diversos projetos nem o resultado da análise benefício custo alcançada por cada um dos projetos de investimento.

Na apresentação da metodologia e apoio à decisão para o PDIRGN agora apresentada, nomeadamente no Anexo 3 da proposta de PDIRGN 2017, é referido que “os projetos desta proposta de Plano serão avaliados, quer ao nível dos projetos Base, quer ao nível dos projetos complementares, através do cálculo de um conjunto de atributos que permitem evidenciar os diferentes impactos destes projetos.” O Anexo 3 tem como foco principal a apresentação detalhada do significado e da forma de cálculo de cada um dos atributos correspondentes. Adicionalmente, no ponto 6.2, estes indicadores estão calculados sendo apresentada a sua evolução temporal. Apesar do detalhe deste exercício, os diferentes atributos são analisados isoladamente, parecendo faltar ainda a monetização associada a cada um desses atributos e o peso associado a cada um dos indutores de avaliação por forma a completar a análise custo/benefício, permitir uma seriação dos projetos de investimento pela importância correspondente bem como uma tomada de decisão.

O operador da RNTGN refere que na atual proposta de PDIRGN 2017, os Projetos Base não têm qualquer impacto na capacidade das infraestruturas da RNTIAT, nem ao nível da capacidade de oferta, nem ao nível da capacidade de armazenamento. Assim, a análise multicritério / atributos custo-benefício que se efetua a estes projetos é diferente da análise multicritério / atributos custo-benefício que se efetua para determinar o impacto sistémico dos projetos estratégicos e de desenvolvimento, que constituem os Projetos Complementares.

Para o caso dos projetos de investimento, apresenta-se em seguida a matriz com os indutores estratégicos de desenvolvimento e os respetivos atributos associados:

Atributos	Indutores Avaliados			
	Integração de mercado	Aumento da concorrência	Segurança do abastecimento	Sustentabilidade
Reserva de capacidade	X		X	
Capacidade bidirecional	X		X	
IHH da capacidade	X	X	X	
IHH do aprovisionamento	X	X	X	
Dependência dos fornecedores		X	X	
Critério N-1			X	
Capacidade de armazenamento	X	X	X	
Diminuição de emissões (GEE)				X
Backup às FER				X

Nota: IHH – Índice de Herfindahl Hirschman

No que diz respeito aos projetos Base, o operador da RNTGN apresenta na proposta de PDIRGN 2017 as análises efetuadas aos diversos projetos, organizados em três vetores com metodologias de análise distintas (Melhoria Operacional, Adequação Regulamentar e Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil).

No caso dos projetos Base, em que se trata de remodelação e modernização de ativos, são os seguintes os atributos analisados:

- Melhoria do indicador do estado do Ativo;
- Indicador de Criticidade;
- Capacidade em Risco de Interrupção;
- Redução da probabilidade de Falha;
- Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens;
- Redução de Impactos Ambientais;
- Redução do Incremento de Custos para o SNGN;
- Manutenção ou Criação de Emprego Externo.

Como se referiu a proposta de PDIRGN 2017 calcula com detalhe os diversos atributos em causa dos projetos Base e dos projetos Complementares. Deste modo, abre-se o caminho para a ordenação dos projetos de investimento propostos por importância e para a determinação do valor do benefício líquido para o SNGN associado à concretização do PDIRGN.

Contudo, a síntese dos resultados, bem como as conclusões apresentadas são de certa forma inconsequentes, pois seria importante que a REN Gasodutos valorizasse os projetos, em todas as suas vertentes.

Refere-se no entanto que a atual proposta de PDIRGN 2017 apenas apresenta os projetos Base como os projetos que solicitam Decisão Final de Investimento, guardando-se uma análise dos projetos Complementares para próximas edições do PDIRGN.

SÍNTESE

A tomada de decisão de investimento deve ponderar o valor dos benefícios face ao valor dos custos de investimento.

A metodologia apresentada nesta proposta propõe uma avaliação dos projetos Base e dos projetos Complementares através do cálculo de um conjunto de atributos que permitem evidenciar os diferentes impactos destes projetos. O operador da RNTGN refere que a metodologia combinada multicritério/custo-benefício para abordagem aos projetos da RNTIAT foi desenvolvida de acordo com as boas práticas internacionais do sector do gás natural pela ENTSG e aprovada pela Comissão Europeia em fevereiro de 2015. Refere-se por outro lado que esta metodologia está em processo de revisão pela ENTSG na sequência de um processo desencadeado pela Comissão Europeia e ao qual a ACER¹² tem dado

¹² A ACER emitiu sobre o assunto a [Opinion 15/2017](#)

contributos que a ERSE tem acompanhado. Espera-se que esta nova metodologia de CBA incorpore aspetos ligados à monetização de benefícios (atributos).

A avaliação rigorosa dos benefícios é de extrema importância. No entanto, a proposta de PDIRGN 2017 não apresenta a valorização final de cada projeto e a sua respetiva hierarquização tendo em conta a aplicação de fatores de ponderação, por cada atributo/indutor, visto cada um poder apresentar uma importância diferente consoante as opções estratégicas assumidas na proposta de PDIRGN 2017.

De forma a garantir a transparência do processo, as metodologias e os pressupostos considerados deverão ser divulgados, bem como o peso dado a cada fator de ponderação dos diferentes indutores estratégicos de decisão considerados.

Apesar do exercício de análise Custo-Benefício apresentado nesta proposta de PDIRGN pelo operador da RNTGN, ser mais adequado que o da proposta de PDIRGN anterior, na medida em que é estendida a todos os projetos de investimento, as melhorias que se esperam na metodologia do ENTSG por um lado e a definição clara dos projetos com DFI ligados fundamentalmente a critérios de segurança operacional, manutenção e adequações regulamentares, deixam para propostas de PDIRGN futuras uma atenção mais cuidada à análise custo-benefício.

A.7. FUTURO DO SETOR DO GÁS NATURAL EM PORTUGAL E NA EUROPA

O investimento na concretização dos Projetos Complementares, que são apresentados previstos para o segundo quinquénio do período temporal de abrangência da proposta de PDIRGN 2017, têm que ser equacionados no âmbito das perspetivas de qual será o futuro do setor do gás natural em Portugal e na Europa, apesar da não solicitação de uma Decisão Final de Investimento por parte do Concedente nesta edição do PDIRGN.

Não se estando confrontado com a urgência de uma decisão, é esta uma oportunidade para se analisar e discutir as perspetivas para o futuro do setor, sabendo-se que a generalidade dos investimentos que venham agora a ser concretizados só poderão ser economicamente justificados se utilizados, pelo menos, durante os próximos 30 ou mais anos¹³. O cumprimento das necessidades energéticas dos consumidores de gás natural, com segurança e de forma competitiva e eficiente é de extrema importância. Este objetivo fundamental nos dias de hoje deve ser igualmente válido no mercado de energia do futuro, que pretende caminhar para a descarbonização.

Apesar do sector do gás ser uma das componentes da espinha dorsal do sector energético da União Europeia (UE) e constituir uma alternativa de energia competitiva, segura e eficiente, baseando-se numa

¹³ O regulador holandês passou a considerar 55 anos como tempo de vida dos investimentos

infraestrutura que se encontra já desenvolvida, madura e tem uma dimensão à escala da UE, é de realçar que a descarbonização da sociedade irá mudar o papel futuro do setor do gás natural.

Apesar da forte aposta em energias renováveis, o acréscimo extraordinário da procura de gás natural ocorrida nos dois últimos anos em Portugal para a produção de energia elétrica terá de ser também considerado. De igual modo, a substituição futura das centrais termoelétricas a carvão em Portugal e na Europa terá que ser equacionada nessa análise. Desse modo, importa pesar o papel que o gás natural irá ter no futuro da produção de uma energia elétrica mais sustentável.

Em contrapartida, dever-se-á considerar as características de volatilidade que essa potencial utilização das infraestruturas de gás natural poderá apresentar e as consequências que os custos com eventuais investimentos adicionais poderão ter para a própria sustentabilidade do setor do gás natural. Assim, apresentará particular relevância a volatilidade inter-anual na utilização das infraestruturas de gás natural associada, por exemplo, com as condições hidrológicas ocorrida em cada ano.

Esta volatilidade poderá ser também geradora de volatilidade na faturação das tarifas de acesso às redes e, conseqüentemente, na recuperação dos custos com as infraestruturas de gás natural, induzindo desvios de faturação impactantes na estabilidade da estrutura tarifária e na faturação de todos os consumidores de gás natural.

Também dever-se-á ter em conta a utilização do gás natural para outros fins que não os mais utilizados atualmente atuais, tal como servir de combustível de substituição para a propulsão de veículos rodoviários ou marítimos. Em sentido oposto, não pode deixar de ser tida em conta a substituição de combustíveis fósseis, tais como o gás natural, pela energia elétrica no consumo doméstico, designadamente para o aquecimento, e nos transportes, que se assiste nas economias mais avançadas.

A proposta de PDIRGN que vier a ser aprovada deverá refletir uma posição de equilíbrio e de prudência, que todo este vasto leque de questões justifica, e assumir as opções que vierem a ser tomadas por Portugal em relação a algumas delas.

A.8. ANÁLISE DE IMPACTES NOS PROVEITOS E NAS TARIFAS PAGAS PELOS CONSUMIDORES

1. IMPACTES NOS PROVEITOS

A concretização dos projetos de investimento incluídos na proposta de PDIRGN 2017 apresentará impactos, que importará analisar, no nível dos custos das atividades reguladas do setor do gás natural e no nível das tarifas de acesso às redes pagas pelos consumidores de gás natural.

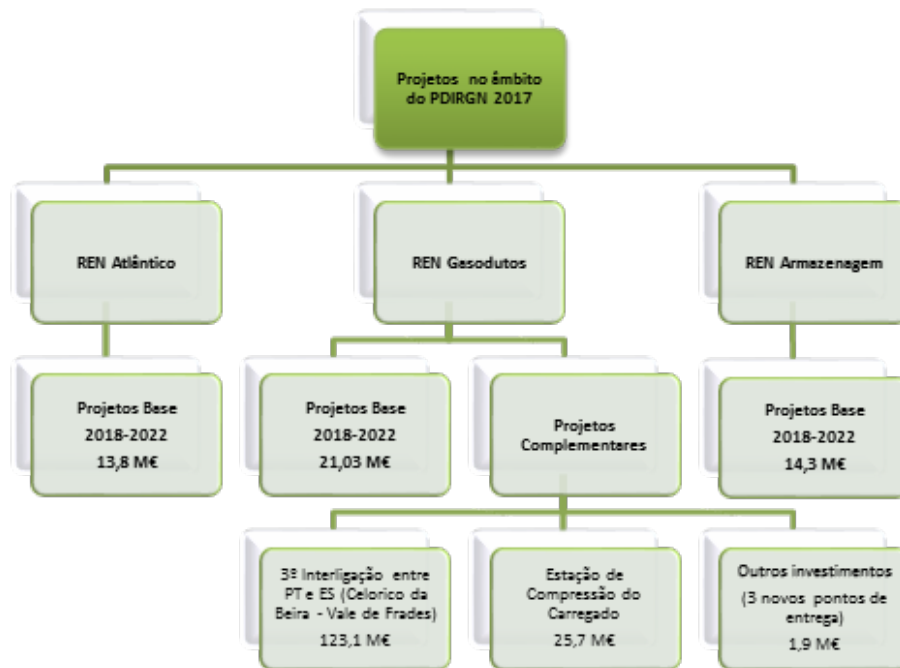
Na proposta de PDIRGN 2017, os projetos de investimento são classificados em dois grupos distintos: Projetos Base e Projetos Complementares. Os investimentos incluídos no primeiro grupo são da iniciativa do operador da RNTGN com o objetivo de assegurar a segurança e a operacionalidade das infraestruturas da rede nacional de transporte, armazenamento e terminais de GNL. Os investimentos incluídos no segundo grupo dependem de necessidades exógenas à RNTIAT e não resultam de compromissos assumidos entre o operador da RNTGN e os ORDs. De acordo com a entidade promotora do plano, a realização destes investimentos está dependente dos interesses dos diversos *stakeholders*, do Concedente e da viabilização do projeto STEP (primeira fase do projeto MIDCAT) na fronteira entre Espanha e França.

A proposta de PDIRGN 2017 considera que os investimentos relativos aos Projetos Base realizar-se-ão no quinquénio de 2018 a 2022. Estes são constituídos pelos projetos de remodelação e modernização propostos e pelos projetos em curso de anos anteriores. De acordo com o operador da RNTIAT, os projetos de remodelação e modernização incorporam os projetos de melhoria operacional, adequação regulamentar e gestão de ativos em fim de vida útil.

No caso dos investimentos nos Projetos Complementares, por a sua realização ser condicionada à realização do projeto STEP, é considerado a sua potencial concretização do quinquénio de 2023 a 2027. Estes são constituídos pelos seguintes projetos: Estação de Compressão do Carregado, 1.^a fase da Terceira Interligação Portugal-Espanha, nomeadamente, o gasoduto entre Celorico da Beira e Vale de Frades e, por fim, a inclusão de um plano de investimento relativo a três novos pontos de entrega.

A Figura A.8 - 1 apresenta a repartição dos investimentos apresentados na proposta de PDIRGN 2017 por cada um dos operadores das atividades de Alta Pressão de gás natural.

Figura A.8 - 1 - Investimentos previstos na proposta de PDIRGN 2017 por operador de infraestruturas



Refira-se que, ao contrário do ocorrido na proposta de PDIRGN anterior, os valores dos investimentos propostos são a custos totais e desagregados nas componentes referentes aos custos diretos e aos encargos financeiros, de gestão e de estrutura. Para a determinação da última componente, o operador da RNTGN definiu como pressuposto que estes encargos corresponderiam a 7% dos custos diretos externos no caso da RNTGN e a 11% no caso da TGNL e do Armazenamento Subterrâneo do Carriço.

AValiação DAS SIMULAÇÕES EFETUADAS PELO OPERADOR DA RNTGN

A REN efetuou dois conjuntos de simulações para apurar os impactes nos proveitos permitidos unitários das atividades de alta pressão decorrentes da execução dos investimentos apresentados na proposta de PDIRGN 2017. Especificamente, no primeiro conjunto de simulações, o operador da RNTGN optou por analisar apenas os impactes tarifários dos investimentos base na globalidade das atividades de alta pressão, isto é, avaliar os impactes dos projetos base na totalidade dos proveitos permitidos das três atividades de alta pressão: i) RNTGN, ii) Armazenamento subterrâneo e iii) Terminais de GNL em três cenários de evolução da procura. Sucintamente, as três simulações elaboradas para avaliação do impacte nas atividades de RNTIAT variam entre si em função de 2 pressupostos de base:

1. Investimento nas atividades de RNTIAT:
 - a. Decisão de investimento nos projetos base apresentados na proposta de PDIRGN 2017;
2. Cenários da procura:

- a. Cenário Central;
- b. Cenário Superior;
- c. Cenário Inferior.

Os projetos complementares apenas incorporam a hipótese de realização de investimentos na RNTGN. Neste sentido, o operador da RNTGN apresentou um segundo conjunto de 9 simulações de análise dos impactos dos investimentos em Projetos Base e em Projetos Complementares apresentados na proposta de PDIRGN 2017 que variam entre si em função de 3 pressupostos de base:

1. Investimento nas atividades de RNTIAT:
 - a. Decisão de investimento nos Projetos Base apresentados na proposta de PDIRGN 2017;
 - b. Decisão de investimento nos Projetos Complementares apresentados na proposta de PDIRGN 2017.
2. Subsídio do programa CEF para os projetos complementares em 0% ou em 50%;
3. Cenários da procura:
 - a. Cenário Central;
 - b. Cenário Superior;
 - c. Cenário Inferior.

O Quadro A.8 - 1 resume as simulações efetuadas pela REN Gasodutos para a evolução dos proveitos unitários da RNTIAT.

Quadro A.8 - 1 - Simulações relativas à RNTIAT

Simulações	Classificação dos Projetos		Cenários da Procura			Subsídios	
	Projetos Base	Projetos Complementares	Central	Superior	Inferior	0%	50%
Simulação A1*	✓		✓				
Simulação A2*	✓			✓			
Simulação A3*	✓				✓		
Simulação B1	✓	✓				✓	
Simulação B2	✓	✓					✓
Simulação C1	✓	✓				✓	
Simulação C2	✓	✓					✓
Simulação D1	✓	✓				✓	
Simulação D2	✓	✓					✓

Para as simulações efetuadas, o operador da RNTGN optou por manter os valores de OPEX constantes para todo o período em análise, o que na realidade não se prevê que possa ocorrer. No caso dos projetos complementares, para a definição dos valores destes investimentos foram considerados os custos de exploração associados a estes desenvolvimentos e o seu apuramento ocorreu a partir dos dados históricos disponíveis.

Decorrente dos dois conjuntos de simulações efetuadas, o operador da RNTGN apresenta as seguintes conclusões:

- i. Nas simulações efetuadas para os impactos nos proveitos das atividades de RNTIAT:
 - a. o operador da RNTGN conclui que em qualquer dos cenários considerados há uma redução dos proveitos permitidos unitários médios entre os valores calculados para o ano de 2017 e os valores apurados para o final do 1º quinquénio (ano de 2022). A redução

mais baixa do proveito permitido unitário médio é de 3%, na simulação A3, com o cenário inferior da procura e para a concretização dos investimentos base. Por outro lado, a redução maior, ao nível do proveito permitido unitário médio, é de 26% e ocorre na simulação A2, considerando os investimentos base e o cenário superior da procura.

- ii. No caso das simulações de análise dos impactes na atividade de transporte, o operador da RNTGN considerou que a entrada em exploração do investimento relativo à Terceira Interligação Portugal-Espanha e à Estação de Compressão do Carregado irá ocorrer no final de 2024. Nesta avaliação, o operador da RNTGN apresenta as estimativas dos impactes nos proveitos unitários resultantes dos projetos bases nos diferentes cenários de evolução da procura e as estimativas de acréscimo destes custos resultantes dos projetos complementares considerando os diferentes cenários dos subsídios.
 - a. o operador da RNTGN conclui que em qualquer dos cenários há uma redução dos proveitos permitidos unitários médios no período de 2023 a 2027 considerando os impactes dos investimentos base nos diferentes cenários de procura. No caso dos impactes dos projetos complementares, o operador da RNTGN concluiu que o impacto nos proveitos unitários é baixo e inferior à redução tarifária que se verificará até 2027, em qualquer dos cenários relativos aos subsídios. A redução dos proveitos permitidos unitários com a inclusão dos projetos base variará entre os 20% e os 22%, enquanto o acréscimo resultante dos projetos complementares correrá entre os 12% e os 16%.

Para além do supra referido, a análise do impacto nos custos a recuperar pelas tarifas decorrentes da realização dos investimentos da proposta de PDIRGN 2017, efetuada pelo operador da RNTGN, não inclui, à semelhança da anterior proposta um cenário alternativo que apresentasse a evolução dos custos das atividades de alta pressão, caso os investimentos propostos não se realizassem.

Neste quadro, com base nos dados incluídos na proposta de PDIRGN 2017, a ERSE estimou, tal como lhe compete, os impactes na evolução dos custos das atividades de alta pressão a recuperar pelas respetivas tarifas, decorrentes da realização dos investimentos propostos na proposta de PDIRGN 2017.

IMPACTO DA PROPOSTA DE PDIRGN 2017 NOS CUSTOS DAS ATIVIDADES DE ALTA PRESSÃO A RECUPERAR PELAS RESPETIVAS TARIFAS

Os impactes nos custos a recuperar por aplicação das tarifas da proposta de PDIRGN 2017 foram avaliados para as atividades das infraestruturas em alta pressão, ponderando cenários de evolução da procura e de investimentos. Esta ponderação é de seguida apresentada.

CENÁRIOS DE PROCURA

De acordo com o exposto no ponto A.2.3, os anos de 2015 e 2016 apresentaram uma inversão da tendência da evolução da procura de gás natural comparativamente à evolução observada no triénio de 2012 a 2014. O período de 2012 a 2014 foi caracterizado pela acentuada quebra na procura de gás natural enquanto no período de 2015 a 2016 observou-se um incremento significativo da procura de gás natural. O ano de 2017 veio acentuar esta tendência, em particular no 2.º semestre de 2017, alcançando-se níveis históricos de procura de gás natural. Neste sentido, apesar de a proposta de PDIRGN 2017 ter sido elaborada no 1º semestre de 2017 importará incorporar nesta avaliação a informação recente relativa à procura de GN associada a alguma incerteza nas datas de descomissionamento das centrais a ciclo combinado. Consequentemente, a ERSE sentiu a necessidade de redefinir cenários alternativos de evolução da procura de GN, apresentados no ponto 3.5, por forma a obter-se uma avaliação dos impactos dos investimentos apresentados na proposta de PDIRGN mais aderente à situação atual.

Deste modo, no que se refere à procura de gás natural, foram efetuadas análises segundo quatro cenários que incorporam uma redefinição do calendário de descomissionamento das centrais a ciclo combinado e os consumos do mercado convencional e do mercado elétrico conforme o desenvolvimento apresentado no A.2.5.

CENÁRIOS DE INVESTIMENTO

Os projetos de investimentos apresentados na proposta de PDIRGN 2017 são classificados em dois grupos distintos em função do potencial da sua concretização do investimento. O grupo dos Projetos Base incorpora montantes de menor relevância, associados à manutenção das atuais infraestruturas, cuja realização ocorrerá já em 2018, enquanto o grupo dos Projetos Complementares, com montantes de maior relevância, deverão ocorrer apenas após 2022, estando a sua realização condicionada à manifestação de interesse de um conjunto de entidades e à materialização de projetos internacionais.

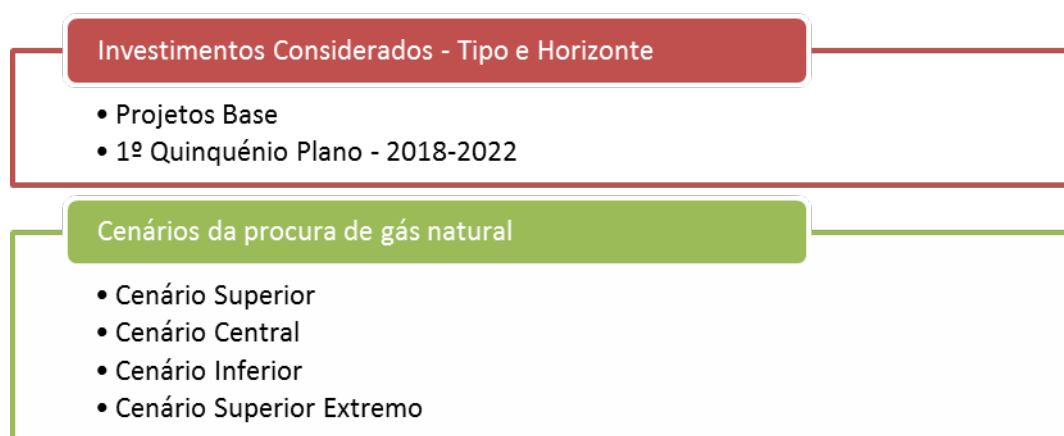
Face ao horizonte da análise efetuada pela ERSE, até 2022, e ao enquadramento dado pelo operador da RNTGN aos projetos complementares na proposta de PDIRGN 2017, a ERSE optou apenas por considerar a análise dos impactos dos projetos base nos proveitos permitidos unitários.

Registe-se que os projetos de investimento base não incorporam a possibilidade de financiamento por obtenção de subsídios. Registe-se, igualmente, que na proposta de PDIRGN 2017, o operador da RNTGN incorpora uma melhoria, comparativamente ao plano anterior, ao considerar um acréscimo percentual no montante do investimento por forma a incluir encargos de estrutura, gestão e financeiros. Nas simulações efetuadas pela ERSE, optou-se por decompor estes encargos em duas componentes: financeiros e de estrutura/gestão. De forma, a calcular os encargos financeiros associados aos investimentos foi utilizada a taxa média de financiamento das empresas apresentada nos seus relatórios e contas.

APRESENTAÇÃO DAS SIMULAÇÕES EFETUADAS

A Quadro A.8 - 2 apresenta as hipóteses consideradas pela ERSE na construção dos diferentes cenários de análise dos impactes dos investimentos propostos nos custos unitários (o detalhe dos cenários de evolução da procura considerados pela ERSE é apresentado na Figura A.2 - 4).

Figura A.8 - 2 - Investimentos previstos na proposta de PDIRGN 2017 por operador de infraestruturas



Refira-se que para cada um dos vetores de análise foi, também, apurada a evolução dos custos no caso de não se proceder a qualquer investimento. Tal permite avaliar os impactes dos investimentos propostos ao nível dos custos unitários das infraestruturas.

Com base nas várias alternativas consideradas foram construídos quatro cenários de avaliação dos impactes dos custos dos investimentos previstos. O Quadro A.8 - 2 apresenta os cenários construídos pela ERSE para avaliação dos impactes dos investimentos propostos.

Quadro A.8 - 2 - Cenários de avaliação dos impactes dos investimentos apresentados na proposta de PDIRGN 2017

	Investimentos	Quantidades	Subsídios
Cenário 1	Investimentos Base - PDIRGN 2017	Cenário Central - ERSE	N/A
Cenário 2	Investimentos Base - PDIRGN 2017	Cenário Inferior - ERSE	N/A
Cenário 3	Investimentos Base - PDIRGN 2017	Cenário Superior - ERSE	N/A
Cenário 4	Investimentos Base - PDIRGN 2017	Cenário Superior Extremo - ERSE	N/A

RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES EFETUADAS

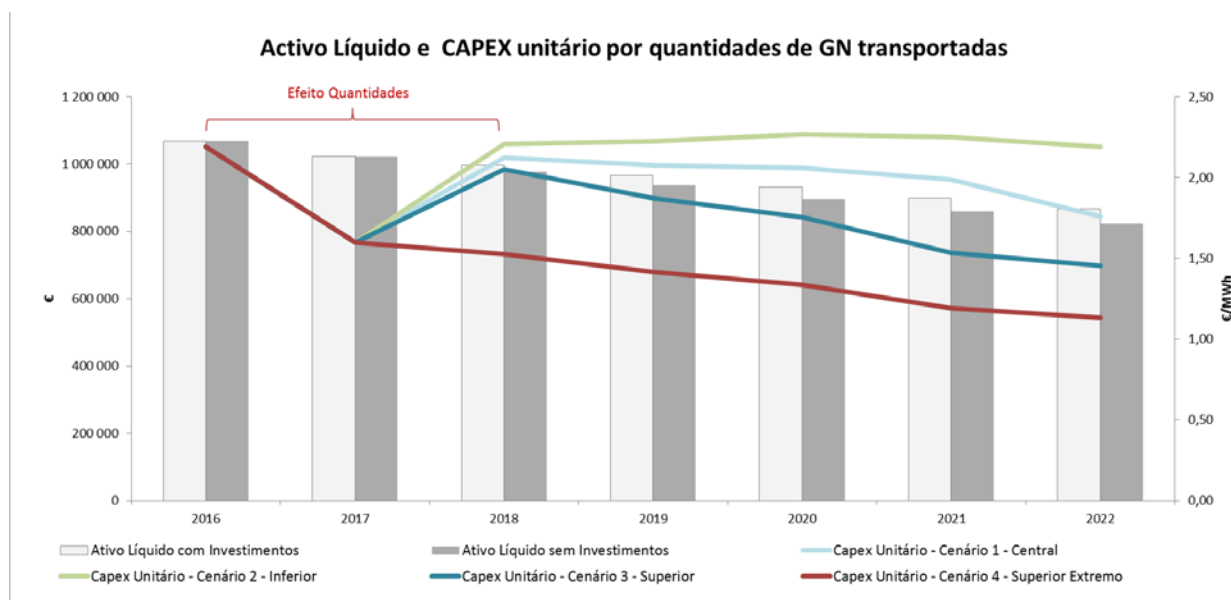
O Quadro A.83 sintetiza, os impactes que a realização dos investimentos apresentados na proposta de PDIRGN em análise terá em 2022 ao nível do TOTEX unitário para as atividades reguladas de Transporte de gás natural, terminal e armazenamento.

Quadro A.8 - 3 - Impactes dos investimentos ao nível do TOTEX – 2022

2022	Impacto dos investimentos no TOTEX unitário da atividade de Transporte (%)	Impacto dos investimentos no TOTEX unitário da atividade do Terminal (%)	Impacto dos investimentos no TOTEX unitário AP (%)
Cenário 1	2,7%	4,6%	6,9%
Cenário 2	2,7%	3,1%	6,0%
Cenário 3	2,7%	6,1%	7,7%
Cenário 4	2,7%	5,7%	8,4%

A Figura A.8 - 3 permite observar a evolução prevista no período 2018-2022, após a entrada em exploração dos investimentos base previstos na proposta de PDIRGN, ao nível dos ativos das atividades de Alta Pressão, bem como a evolução do CAPEX unitário em cada um dos quatros cenários de procura mencionados no ponto A.2.5.

Figura A.8 - 3 - Ativo Líquido e CAPEX unitário por quantidades de gás natural transportadas



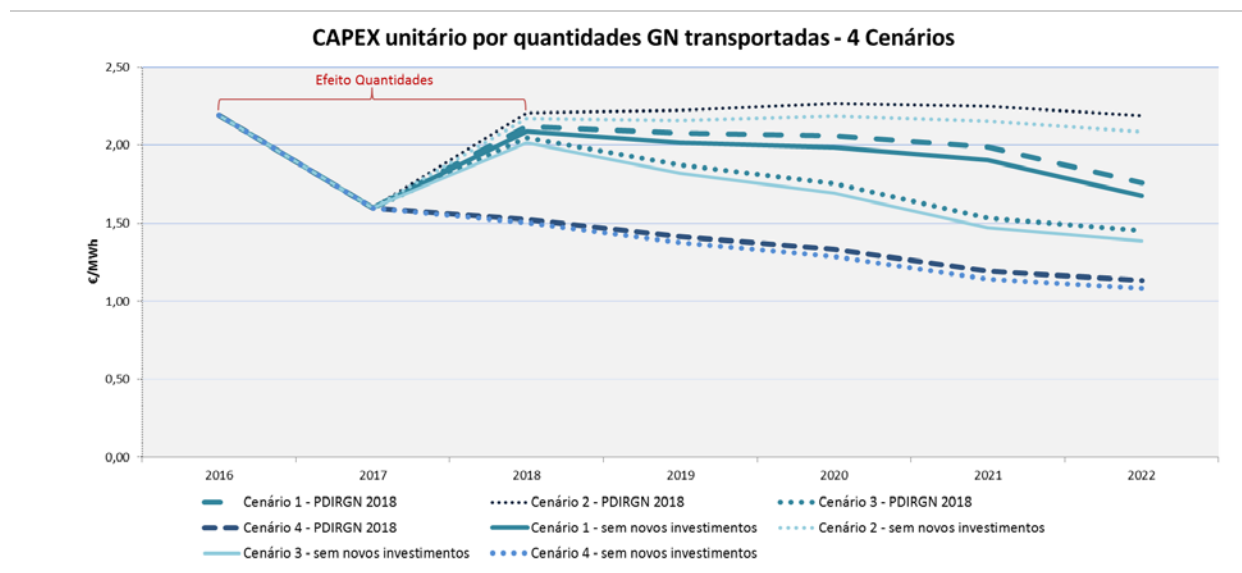
A quebra acentuada que se observa no ano de 2017 deve-se ao efeito das quantidades de gás natural consumidas em 2017 onde ocorreu um nível histórico do consumo (a linha de evolução do cenário 4 –

superior extremo construído a partir do consumo deste ano comprova este impacto). Com a entrada em exploração dos investimentos base durante o quinquénio de 2018 a 2022, verifica-se um incremento gradual do valor dos ativos líquidos com novos investimentos comparativamente ao valor destes ativos sem os novos investimentos (em 2018, este diferencial representa 2%, crescendo moderadamente nos anos seguintes, alcançando um valor máximo de 5% em 2022). Contudo, observa-se, em ambas as situações, a manutenção da tendência de diminuição do ativo líquido significando que os valores incrementais dos novos investimentos são inferiores ao valor das amortizações anuais dos ativos em exploração.

Naturalmente, observa-se um crescimento no ano de 2018, comparativamente a 2017, do CAPEX unitário para todos os cenários de procura apresentados, exceto no cenário superior extremo onde se observa uma tendência de diminuição do CAPEX unitário. No cenário inferior é alcançado em 2022 um nível de custos similar ao registado em 2016 e observa-se uma manutenção do nível do custo unitário ao longo do quinquénio em análise. Nos cenários central e superior observa-se uma tendência de decréscimo do CAPEX unitário, após 2018, alcançando no cenário superior valores ao nível dos registados 2017.

Para avaliar os impactes dos novos investimentos nos custos unitários, simulou-se a não inclusão dos novos investimentos propostos (Figura A.8 - 4).

Figura A.8 - 4 - CAPEX unitário por quantidades de gás natural transportada

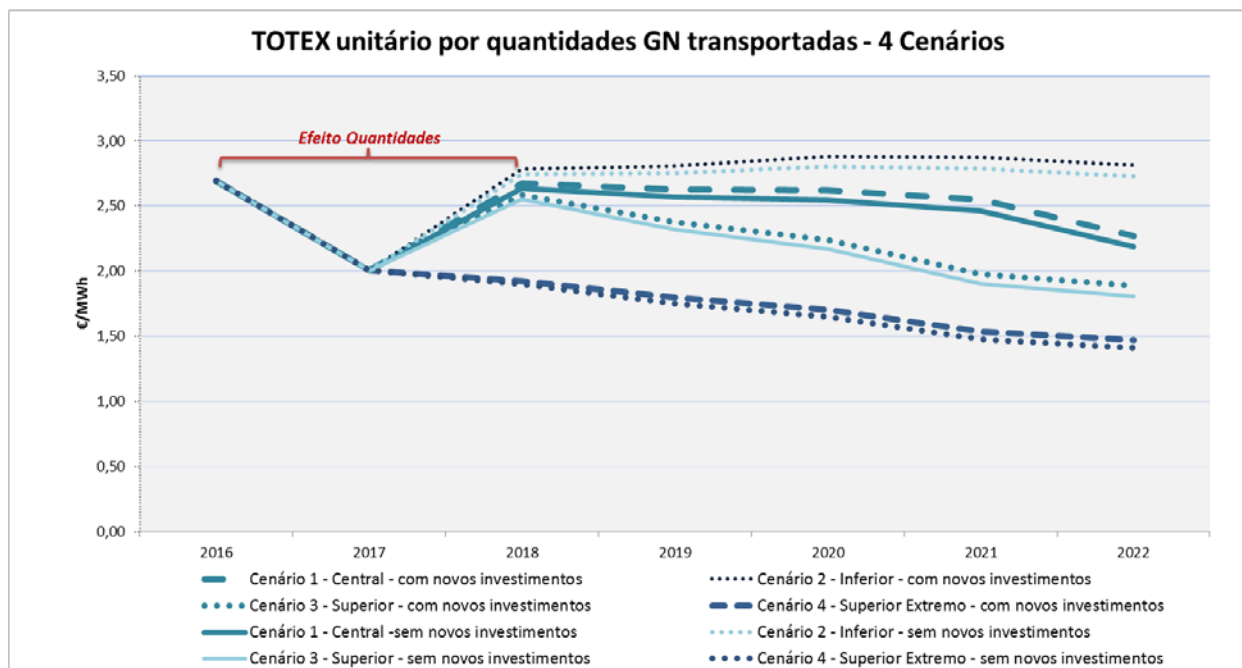


Com a realização dos investimentos propostos, o CAPEX unitário apresenta, em 2022, um crescimento a rondar os 5% comparativamente ao valor sem os novos investimentos. Da análise da figura anterior, para além da manutenção do nível do custo unitário registado em 2016 ao longo do período de 2018 a 2022 no cenário inferior, observa-se uma redução do CAPEX unitário nos restantes cenários. No período de 2016

a 2022, registam-se as seguintes taxas médias anuais: -3,6%, -6,6% e -10,6% nos cenários central, superior e superior extremo, respetivamente.

As análises anteriores quando efetuadas para o TOTEX unitário revelam as mesmas tendências evidenciadas pela tendência de evolução do CAPEX. Tal deve-se essencialmente ao pequeno peso dos custos com OPEX no total dos custos das atividades de Alta Pressão (Figura A.8 - 5). A realização dos investimentos implicam, para o ano de 2022, um crescimento do TOTEX unitários na ordem dos 4% nos diferentes cenários, à exceção do cenário inferior onde este acréscimo será de 3%. No período de 2016 a 2018, ocorrendo os investimentos base apresentados no plano, observa-se uma taxa média de crescimento anual do TOTEX unitário de 2% no cenário inferior. Nos restantes cenários ocorre uma descida do TOTEX unitário em -5%, -11% e - 18% nos cenários central, superior e superior extremo, respetivamente.

Figura A.8 - 5 - TOTEX unitário por quantidades de gás natural transportada



Em seguida são apresentados com maior pormenor, os resultados das simulações efetuadas, os pressupostos assumidos pela ERSE, bem como os seus impactes ao nível dos custos unitários das redes de Alta Pressão.

No contexto da avaliação económica do impacto dos investimentos constantes na proposta de PDIRGN 2017, a análise do impacto dos custos para os consumidores constitui a vertente com maior simplicidade de apreciação. A análise dos benefícios resultantes destes investimentos assume maior complexidade por incluir perspetivas de avaliação quantitativa e qualitativa. Na avaliação dos impactos destes investimentos

ao nível dos custos adicionais para o SNGN, importa analisar os impactes das decisões de investimento nos montantes de proveitos permitidos unitários previstos recuperar através do estabelecimento de tarifas de uso das redes a pagar pelos consumidores.

Os dados constantes da proposta de PDIRGN 2017 tornaram possível identificar o impacto dos investimentos propostos na evolução dos proveitos permitidos das atividades de Alta Pressão. Para tal, a ERSE considerou um conjunto de pressupostos que lhe permitiram simular a evolução do CAPEX das atividades reguladas de Alta Pressão.

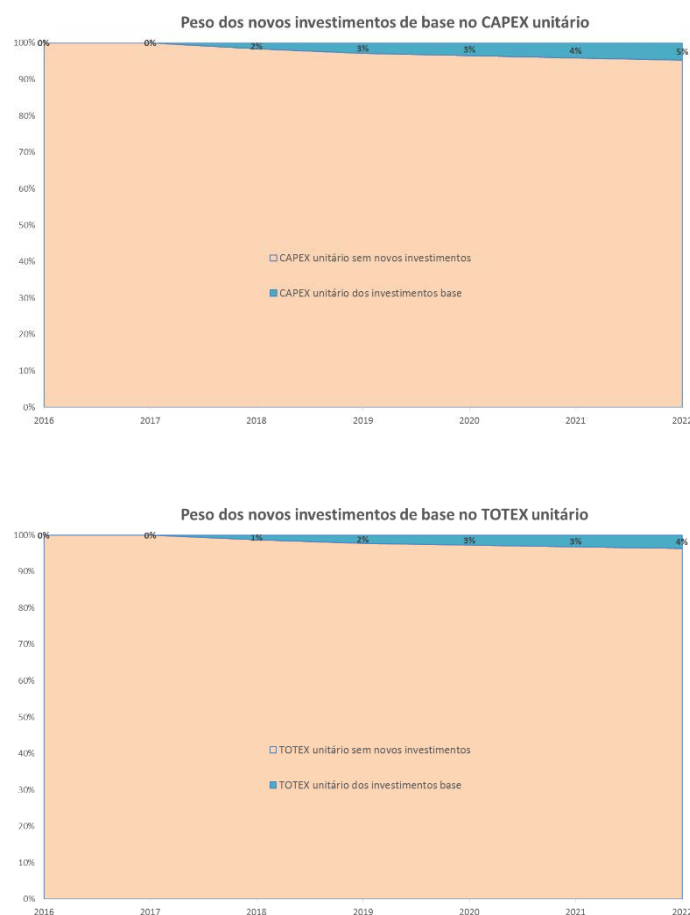
A avaliação, dos impactes em proveitos resultantes dos investimentos propostos, apenas teve em conta os projetos de investimento base e o calendário deste tipo de investimentos apresentado na proposta de PDIRGN, partiu dos seguintes pressupostos contabilístico-financeiros:

- Entrada dos investimentos em exploração no final do período do investimento. Assim, só nessa data é que os investimentos propostos passam a ter impacto no cálculo dos proveitos permitidos das atividades a que dizem respeito;
- A taxa de financiamento considerada para cálculo dos encargos financeiros a imputar aos investimentos corresponde à taxa média mensal de capitalização dos encargos financeiros reportada pelas empresas nos relatórios e contas do exercício de 2016. O valor reportado significa uma taxa anual de 3,323%;
- Na proposta de PDIRGN 2017, a REN apresenta os valores relativos de 11% e 7% como pressupostos para o cálculo dos valores referentes aos encargos financeiros, de estrutura e gestão das atividades de armazenagem / terminal e de transporte, respetivamente. Neste sentido, a ERSE deduziu a estes valores relativos a taxa de financiamento referida no ponto anterior para cálculo dos encargos de estrutura e gestão;
- Para apurar as amortizações dos novos investimentos foi considerada uma taxa média anual de amortização de 3,41% correspondendo à taxa média apresentada nas três atividades e significando um tempo de vida útil a rondar os 29 anos;
- Para a amortização dos imobilizados em exploração anteriores a 2018 foi utilizada a taxa média de amortização referida no ponto anterior;
- Taxa de remuneração dos ativos de 6,35%, correspondente à taxa de remuneração do ano de 2018, e prevista nas tarifas de 2017-2018.

Ao nível do OPEX, foram efetuadas simulações para cada um dos operadores da rede de Alta Pressão, REN Atlântico, REN Gasodutos e REN Armazenagem. Nestas simulações foi considerado como pressuposto que a metodologia de regulação de cada uma das empresas se iria manter ao longo do horizonte temporal das simulações.

As análises efetuadas pretendem avaliar os impactes dos novos investimentos ao nível dos CAPEX e dos TOTEX das atividades reguladas de Alta Pressão. Na Figura A.8 - 6 são apresentados os pesos dos dois principais investimentos apresentados na proposta de PDIRGN no total do CAPEX unitário e do TOTEX unitário das atividades de Alta Pressão.

Figura A.8 - 6 - Peso dos investimentos base propostos



Da análise da figura anterior observa-se um peso pouco significativo dos investimentos base apresentados na atual proposta. No caso do CAPEX unitário, estes investimentos representam 5% no ano de 2022 onde se prevê estar a totalidade dos investimentos deste tipo em exploração. Considerando o TOTEX unitário, estes investimentos representam cerca de 4% na mesma referência temporal.

O Quadro A.8 - 4 apresenta para 2022 os impactes ao nível do TOTEX das atividades de Alta Pressão dos novos investimentos propostos, em cada um dos cenários estudados.

Quadro A.8 - 4 - Impacte dos novos investimentos no TOTEX unitário das atividades de Alta Pressão por quantidades de gás natural transportada

€/MWh 2022	Custos com investimento	Custos sem investimento	Impacto dos investimentos no TOTEX unitário da AP	Impacto dos investimentos no TOTEX unitário REN (%)
REN				
Cenário 1 - Central	2,2705	2,1870	0,0835	3,8%
Cenário 2 - Inferior	2,8166	2,7259	0,0907	3,3%
Cenário 3 - Superior	1,8877	1,8095	0,0782	4,3%
Cenário 4 - Superior Extremo	1,4722	1,4113	0,0609	4,3%
Transporte				
Cenário 1 - Central	1,3621	1,3261	0,0360	2,7%
Cenário 2 - Inferior	1,6978	1,6529	0,0449	2,7%
Cenário 3 - Superior	1,1270	1,0972	0,0298	2,7%
Cenário 4 - Superior Extremo	0,8790	0,8558	0,0232	2,7%
Armazenagem				
Cenário 1 - Central	0,3737	0,3497	0,0240	6,9%
Cenário 2 - Inferior	0,4622	0,4358	0,0263	6,0%
Cenário 3 - Superior	0,3117	0,2893	0,0224	7,7%
Cenário 4 - Superior Extremo	0,2446	0,2257	0,0190	8,4%
Terminal				
Cenário 1 - Central	0,5347	0,5112	0,0234	4,6%
Cenário 2 - Inferior	0,6567	0,6372	0,0194	3,1%
Cenário 3 - Superior	0,4490	0,4230	0,0260	6,1%
Cenário 4 - Superior Extremo	0,3486	0,3299	0,0187	5,7%

O maior impacto dos novos investimentos base, ao nível do TOTEX unitário, ocorre nos dois cenários superiores. Nestes cenários ocorre um acréscimo de 4,3% no TOTEX unitário considerando o custo de todas as atividades de alta pressão. Este impacto é menos significativo na atividade de transporte (2,7%) e de igual efeito em todos os cenários. Esta atividade representa cerca de 60% do TOTEX unitário de todas as atividades de alta pressão. O impacto dos investimentos base no TOTEX unitário é maior na atividade de armazenagem seguindo-se o terminal.

No caso do terminal, o impacto dos investimentos base no TOTEX unitário é maior no cenário superior comparativamente ao que se observa no cenário superior extremo. Este resultado é justificado pelos indutores de custos associados a esta atividade – energia regaseificada e o consumo de energia ativa – e pelos pressupostos associados a estes indutores. Na definição da previsão da evolução da energia gaseificada assume-se que a mesma está indexada à taxa de variação das quantidades totais de GN. E como o cenário superior, apesar de considerar uma menor quantidade de GN, assume-se uma taxa de crescimento mais elevada comparativamente à taxa de crescimento das quantidades subjacente ao cenário 4 leva a que os dois indutores supra referidos assumam valores superiores no cenário superior comparativamente ao cenário superior extremo.

2. IMPACTES TARIFÁRIOS

Neste ponto procede-se à avaliação do impacto tarifário associado aos vários cenários anteriormente apresentados no quadro da atividade de transporte de gás natural.

São analisados 4 cenários diferentes de avaliação de impactes tarifários na atividade de transporte de gás natural, tendo por base diferentes perspetivas de evolução do nível da procura para 2022, a saber: cenário inferior (42,3 TWh/ano), cenário central (52,8 TWh/ano), cenário superior (63,8 TWh/ano) e cenário superior extremo (81,8 TWh/ano). Em todos estes cenários de procura considera-se um consumo base em 2017 de 69 TWh. No que respeita ao nível dos investimentos na RNTGN foi considerado o cenário base de investimentos, proposto no PDIRGN (2017).

O Quadro A.8 - 5 apresenta a evolução de preço médio entre 2017 e 2022, em valores percentuais, para os quatro cenários de procura considerando o cenário base de investimentos, proposto no PDIRGN (2017). Adicionalmente apresenta-se a variação tarifária entre 2022 e as tarifas 2017/2018, considerando o cenário base de investimentos, proposto no PDIRGN 2017, para os vários cenários de procura.

Quadro A.8 - 5 - Variação de preço médio (2022/2017) e variação tarifária (Tarifas 2017-2018/2022) do cenário base de investimentos do PDIRGN 2017

		Tarifas	Análise dos cenários				
		2017-2018 (a)	2017 (b)	2022 (c)			
			Base	Inferior	Central	Superior	Superior Extremo
Energia	(GWh)	51 698	69 450	42 347	52 782	63 795	81 793
Preço Médio URT	(€/MWh)	1,89	1,18	1,70	1,36	1,13	0,88
Variações de preço médio dos cenários de procura (2017-2022) [c/b-1] %							
Uso Rede Transporte (URT)	(%)			43,8%	15,4%	-4,5%	-25,5%
Acesso às Redes	(%)			10,4%	3,6%	-1,1%	-6,0%
AP	(%)			32,3%	11,3%	-3,3%	-18,8%
MP	(%)			13,7%	4,8%	-1,4%	-8,0%
BP>	(%)			3,3%	1,2%	-0,3%	-2,0%
BP<	(%)			1,6%	0,5%	-0,2%	-0,9%
Preços Finais	(%)			2,3%	0,8%	-0,2%	-1,3%
AP	(%)			3,2%	1,1%	-0,3%	-1,9%
MP	(%)			2,0%	0,7%	-0,2%	-1,2%
BP>	(%)			1,4%	0,5%	-0,1%	-0,8%
BP<	(%)			0,8%	0,3%	-0,1%	-0,5%
Variações Tarifárias (Tarifas 2017-2018 a 2022) [c/a-1] %							
Uso Rede Transporte (URT)	(%)			-12,5%	-29,8%	-41,9%	-54,7%
Acesso às Redes	(%)			-3,0%	-7,0%	-9,9%	-12,9%
AP	(%)			-9,2%	-22,0%	-30,9%	-40,3%
MP	(%)			-3,9%	-9,3%	-13,1%	-17,0%
BP>	(%)			-1,0%	-2,3%	-3,2%	-4,2%
BP<	(%)			-0,4%	-1,1%	-1,5%	-2,0%
Preços Finais	(%)			-0,6%	-1,5%	-2,2%	-2,8%
AP	(%)			-0,9%	-2,2%	-3,1%	-4,0%
MP	(%)			-0,6%	-1,4%	-1,9%	-2,5%
BP>	(%)			-0,4%	-0,9%	-1,3%	-1,7%
BP<	(%)			-0,2%	-0,6%	-0,8%	-1,0%

Analisando os resultados verifica-se que as variações de preço médio e tarifárias entre 2017 e 2022, ao nível da tarifa de uso da rede de transporte, apresentam valores muito diferenciados em consequência das

diferenças significativas da procura para 2022 dos vários cenários. O cenário superior extremo apresenta um nível de procura para 2022 que é praticamente o dobro do nível de procura do cenário inferior.

No que respeita às tarifas pagas pelos consumidores, esta evolução tarifária com valores muito diferenciados é particularmente significativa ao nível das tarifas de Acesso às Redes e dos Preços Finais dos clientes em alta pressão e média pressão, onde o peso da tarifa de uso da rede de transporte na sua fatura é relevante.

Ao nível dos preços pagos pelos consumidores em baixa pressão, designadamente no que respeita aos consumidores domésticos em BP < 10000 m³, quer nas tarifas de acesso às redes quer nos preços finais a sua materialidade é menos relevante.

O cenário inferior e central, orientados por uma visão não expansionista da procura, apresentam acréscimos de preço médio relevantes em 2022 face a 2017. Nos cenários superior e superior extremo com níveis de procura muito elevados em 2022 observar-se-ão decréscimos de preço médio em 2022 face a 2017.

No que respeita às variações tarifárias entre 2022 e as tarifas aplicadas em 2017-2018 são expectáveis reduções em todos os cenários de procura ao longo deste período, na medida em que o nível tarifário em 2017-2018 é elevado. Estas reduções tarifárias são mais expressivas nos cenários de procura mais elevada (cenários superior e superior extremo).

Considerando que as perspetivas de procura para 2022 nos 4 cenários são substancialmente distintas e por consequência apresentam impactes tarifários acentuados numa análise temporal entre 2022 e 2017, importa avaliar o impacte no próprio ano de 2022 da decisão de investimento prevista no PDIRT. Assim sendo para cada um dos cenários de procura identificados avalia-se o impacte em 2022 das decisões de investimento base previstas no PDIRGN 2017, conforme se apresenta no Quadro A.8 - 6. Estes impactes tarifários calculados para 2022 são assim praticamente independentes dos pressupostos de evolução da procura, conforme se pode constatar.

Verifica-se que o impacte tarifário no ano de 2022 da presente proposta de PDIRGN no que concerne à atividade de transporte de gás natural é de 2,7% em qualquer dos cenários de procura.

No que respeita às Tarifas de Acesso às Redes estes impactes apresentam uma diferenciação por nível de pressão e tipo de fornecimento: alta pressão 2,1%; média pressão 0,9%; baixa pressão > 10 000 m³/ano 0,2% e baixa pressão < 10 000 m³/ano 0,1%.

No que respeita às Tarifas de Venda a Clientes Finais estes impactes tarifários são relativamente reduzidos estando compreendidos entre 0,2% e 0,1% para todos os clientes.

Estes impactes tarifários moderados, associados à decisão de investimento no PDIRGN 2017, coexistem com uma perspetiva evolutiva de descidas significativas das tarifas 2017-2018 para as tarifas 2022, em todos os cenários de procura.

Quadro A.8 - 6 - Impacte tarifário em 2022 do cenário base de investimentos do PDIRGN 2017

Impacte Tarifário em 2022 do cenário base de investimentos		Cenários de Procura (2022)			
		Inferior	Central	Superior	Superior Extremo
Uso Rede Transporte (URT)	(%)	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%
Acesso às Redes	(%)	0,8%	0,7%	0,6%	0,5%
AP	(%)	2,2%	2,1%	2,0%	1,8%
MP	(%)	1,1%	0,9%	0,8%	0,7%
BP>	(%)	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%
BP<	(%)	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Preços Finais	(%)	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%
AP	(%)	0,3%	0,2%	0,2%	0,1%
MP	(%)	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%
BP>	(%)	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
BP<	(%)	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%

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

