

PARECER

PLANO DECENAL INDICATIVO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA RNTIAT PARA O PERÍODO 2020-2029 (PDIRGN 2019)



ÍNDICE

1	ENQUADRAMENTO	1
2	PARECER	2
	ANEXO AO PARECER DA ERSE À PROPOSTA DE PDIRGN 2019.....	9
1	ENQUADRAMENTO	10
2	ALTERAÇÕES NA PROPOSTA DE PDIRGN 2019 FACE À PROPOSTA DE PDIRGN 2017 E PRINCIPAIS RECOMENDAÇÕES.....	11
2.1	Principais recomendações no parecer à proposta de PDIRGN 2017	11
2.2	Evolução da proposta de PDIRGN 2019 face à proposta de PDIRGN 2017.....	12
3	EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL.....	13
3.1	Enquadramento.....	13
3.2	Contexto Macroeconómico	13
3.3	Evolução Histórica do Consumo de gás natural.....	16
3.3.1	Evolução histórica na Europa.....	16
3.4	Previsões da Procura da proposta de PDIRGN 2019.....	22
3.5	Previsões da Procura e Cenários ERSE para o PDIRGN 2019	24
3.5.1	Previsões do Mercado Convencional.....	24
3.5.2	Previsões Mercado Elétrico	26
3.5.3	Definição de cenários	28
4	EVOLUÇÃO DA OFERTA DE CAPACIDADE NA RNTIAT.....	31
5	COERÊNCIA COM O PLANO DECENAL NÃO VINCULATIVO DE DESENVOLVIMENTO DA REDE À ESCALA COMUNITÁRIA (TYNDP)	35
6	SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO.....	38
6.1	Normas relativas às infraestruturas.....	38
7	PLANEAMENTO	42
7.1	Metodologia de planeamento e classificação de projetos	42
7.2	Decisão final de investimento	43
7.3	Análise custo-benefício e valorização de benefícios.....	43
8	ANÁLISE DOS MONTANTES DE INVESTIMENTO PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRGN 2019	47
8.1	Novo investimento previsto na proposta de PDIRGN 2019.....	47
8.2	Investimento já aprovado na proposta de PDIRGN 2017 previsto ser concretizado de 2020 a 2022	49
9	ANÁLISE DOS PROJETOS PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRGN 2019	53
9.1	Projetos Base.....	53
9.2	Projetos complementares padrão.....	58

9.3	Projetos complementares duplamente dependentes.....	60
9.4	Cenário de investimento ERSE.....	61
10	FUTURO DO SETOR DO GÁS NATURAL EM PORTUGAL E NA EUROPA.....	63
11	ANÁLISE DE IMPACTES NOS PROVEITOS E NAS TARIFAS.....	67
11.1	Análise efetuada pelo operador da RNTGN.....	70
11.2	Impactes do PDIRGN nos proveitos.....	74
11.3	Impactes tarifários dos investimentos na RNTGN previstos na proposta de PDIRGN 2019 em 2024	85

1 ENQUADRAMENTO

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

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

Por sua vez, a DGEG comunicou à ERSE a proposta recebida, cabendo 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 2019, elaborada pela REN Gasodutos, que decorreu de 13 de fevereiro até 27 de março de 2020.

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.

2 PARECER

A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E A PROPOSTA DE PDIRGN 2019

1. O setor energético vive um momento de discussão e reflexão a nível europeu, sobre o papel que cada um dos vetores energéticos irá desempenhar na transição energética em curso.

O Plano Nacional Energia Clima 2021-2030 (PNEC 2030), desenvolvido no âmbito das obrigações decorrentes do designado Pacote Energia Limpa para todos os Europeus, estabelece que os atuais instrumentos de planeamento da rede, nos quais se enquadra a proposta de PDIRGN 2019 em análise neste Parecer, devem passar a considerar as metas e objetivos previstos no PNEC e no Roteiro para a Neutralidade Carbónica em 2050 (RNC 2050), bem como a necessidade de adaptar os investimentos nas infraestruturas de forma a prepará-las para os desafios da transição energética.

2. Nessa perspetiva, o gás natural irá desempenhar um papel importante na transição para um sistema energético de base renovável, dado que funcionará como *backup* a um sistema eletroprodutor fortemente renovável, permanecendo no sistema nas próximas duas décadas, sendo expectável a redução gradual da sua utilização no médio e longo prazo. A discussão em curso sobre o futuro papel do gás num sistema energético totalmente descarbonizado irá identificar as possíveis tecnologias necessárias para esses desenvolvimentos, e explorar como essas tecnologias podem promover o acoplamento entre os setores de eletricidade e gás. Assim, no horizonte temporal abrangido pela proposta de PDIRGN 2019, deverão surgir projetos que, inicialmente enquadrados como projetos piloto ou de base exploratória, permitirão avaliar o potencial destas novas tecnologias.

Os comentários recebidos durante a Consulta Pública à proposta de PDIRGN 2019 foram favoráveis à adaptação gradual das infraestruturas do SNGN à receção de gases descarbonizados, dando concretização à política energética e, assim, promovendo o aproveitamento das infraestruturas mesmo num contexto de redução geral das fontes de emissão de gases de efeito de estufa. Em particular, o Conselho Tarifário da ERSE recomenda a adoção de incentivos e “estímulos” à incorporação de gases descarbonizados no SNGN, por exemplo através de projetos piloto e remoção de eventuais barreiras regulatórias à injeção de gases descarbonizados no SNGN.

3. A proposta de PDIRGN 2019 foi preparada em momento anterior à aprovação do PNEC 2030 e, por essa razão não incorpora ainda toda a perspetiva anterior. As propostas de futuras edições do PDIRGN deverão ser preparadas para terem em consideração as perspetivas anteriores, acautelando os novos investimentos necessários para a transição energética, mas também a sustentabilidade económica do

setor, procurando evitar novos investimentos que se tornem ociosos antes do fim da sua vida útil. Esse teste deverá ser aplicado a qualquer novo investimento, não prejudicando os objetivos mais clássicos como a manutenção da garantia de abastecimento, a qualidade do serviço e a integração dos mercados regionais de gás.

PROJETOS BASE, PROJETOS COMPLEMENTARES E DECISÕES FINAIS DE INVESTIMENTO

4. Globalmente, reconhece-se que a atual proposta de PDIRGN 2019 constitui uma evolução positiva face à proposta de PDIRGN 2017 (2018-2027). Para tal, na elaboração da proposta de PDIRGN 2019, o operador da RNTGN incorporou diversas recomendações e sugestões resultantes, por um lado, das questões colocadas pela DGEG e dos comentários produzidos pela ERSE nos seus pareceres às anteriores propostas de PDIRGN, e, por outro, dos contributos recebidos durante o processo de Consulta Pública à proposta de PDIRGN 2017, 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
5. O operador da RNTGN apresenta na proposta de PDIRGN 2019, submetida a Parecer da ERSE, um montante total de investimentos de 184,4 milhões de euros, a custos totais, a realizar até 2029, o que representa uma redução de cerca de 8% face aos 199,8 milhões de euros inscritos na proposta de PDIRGN 2017. Em termos de desagregação temporal, o investimento é repartido por 35,6 milhões de euros no primeiro quinquénio (2020-2024) e 148,8 milhões no segundo quinquénio (2025-2029).
6. A proposta de PDIRGN 2019 é a primeira a ser submetida para Parecer após a aprovação de uma proposta de PDIRGN. Falamos, mais concretamente, da aprovação do PDIRGN 2017, com um montante de investimento de 51,0 milhões de euros¹, desagregado por 49,1 milhões de euros em «Projetos Base» e 1,9 milhões de euros em «Projetos Complementares»², com concretização prevista desses projetos até 2022.

Posteriormente à aprovação do PDIRGN 2017, o operador da RNTGN enviou à ERSE uma atualização dos montantes e calendarização desses projetos aprovados que pretende concretizar

¹ Foi aprovado um montante 54,6 milhões de euros, com 51,0 milhões de euros relativos ao horizonte temporal do PDIRGN 2017 (2018-2027) e ainda 3,6 milhões de euros relativos a «Projetos Base» iniciados em 2015 e 2016.

² Este montante corresponde a projeto de ligação a clientes de Alta Pressão que estava classificado no PDIRGN 2017 como «Projeto Complementar». O montante foi aprovado em sede de PDIRGN 2017.

até 2022, resultando numa redução de 11,8 milhões de euros e, assim, num total final de 39,2 milhões de euros.

Com relevância para o presente Parecer, dessa atualização resulta que estão aprovados no PDIRGN 2017 e o operador da RNTGN prevê concretizar projetos que totalizam um montante de investimento de 22,5 milhões de euros³, que irão ser concretizados em período temporal coincidente com os investimentos constantes da proposta de PDIRGN 2019 (entre 2020 e 2024). Assim, o impacto nos custos a recuperar pelas tarifas dos investimentos agora em apreciação, acresce ao daqueles que, já estando aprovados, o operador da RNTGN assumiu que irá concretizar.

7. Analisando os investimentos apresentados na proposta de PDIRGN 2019 para o período de 2020-2024, verifica-se que o operador da RNTGN propõe projetos de investimento num total de 35,6 milhões de euros agora em apreciação, que se repartem por 25,7 milhões de euros, relativos a «Projetos Base», e 9,9 milhões de euros, relativos a um «Projeto Complementar Padrão⁴».
8. Assim, considerando esta sobreposição no mesmo período de 5 anos (2020-2024) entre projetos de investimentos já aprovados e novos projetos de investimento previsto na proposta de PDIRGN 2019 em análise, temos, em termos médios, os operadores da RNTIAT a preverem transferir para exploração e acrescentar à Base Regulada de Ativos, que é remunerada pela tarifa de acesso às redes, um total de ativos no valor de 58,1 milhões de euros, com um valor anual médio de 11,6 M€/ano.
9. O operador da RNTGN desagrega os 25,7 milhões de euros propostos para serem concretizados, no primeiro quinquénio, como «Projetos Base» em projetos associados, por um lado, à Gestão Técnica Global (5,3 M€) e, por outro, à «melhoria operacional, «adequação regulamentar» e «gestão fim vida útil de ativos» das infraestruturas da RNTGN, do Armazenamento Subterrâneo do Carriço e do Terminal de GNL de Sines (20,4 M€).

Considerando que é fundamental garantir a fiabilidade da operação das infraestruturas e a qualidade dos serviços associados ao setor de gás natural, a ERSE não identifica qualquer motivo para que não seja emitida Decisão Final de Investimento para o referido conjunto de «Projetos Base», identificados pelo operador da RNTGN como prioritários e a serem concretizados até 2024.

³ Já considerando a atualização dos montantes e calendarizações dos projetos aprovados em sede de PDIRGN 2017.

⁴ Projeto relativo à «Adaptação do cais de acostagem (*Jetty*) do Terminal de Gás Natural Liquefeito (TGNL) de Sines, para permitir a atividade de carregamento de bancas para navios («LNG *bunkering*»).

Esta posição foi suportada pela generalidade dos contributos de entidades que participaram na Consulta Pública, que não incluiu qualquer reserva quanto aos «Projetos Base», salientando antes a importância da garantia da fiabilidade da operação das infraestruturas da RNTIAT.

10. Sobre o «Projeto Complementar Padrão» «Adaptação do cais de acostagem (*Jetty*) do Terminal de Gás Natural Liquefeito (TGNL) de Sines, para permitir a atividade de carregamento de bancas⁵ para navios («LNG *bunkering*)», a ERSE reconhece a importância do transporte marítimo como potencial nova utilização de GNL e a sua importância como eixo da descarbonização da economia, enquadrado na estratégia nacional para os combustíveis alternativos (Decreto-Lei n.º 60/2017, de 9 de junho) e no Quadro de Ação Nacional para a criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos (Resolução do Conselho de Ministros n.º 88/2017, de 26 de junho).

Não obstante, considera-se que ainda não é o momento adequado para uma tomada de Decisão Final de Investimento favorável a este projeto, devido à incerteza sobre o modo como a referida estratégia nacional virá a ser concretizada. Para além disso, levantam-se dúvidas sobre a remuneração do ativo envolvido, devido ao enquadramento regulamentar desta nova atividade no âmbito da concessão do SNGN e às características dos beneficiários finais desta nova infraestrutura que poderão não integrar o SNGN. Importa, ainda, esclarecer qual o estado de desenvolvimento de toda a restante cadeia de valor que se encontra associada a esta potencial nova utilização de GNL.

Esta posição está em linha com a maioria dos comentários recebidos durante a Consulta Pública à proposta de PDIRGN 2019, que favorece o adiamento da decisão quanto a este investimento para permitir a realização de estudos mais substanciados entre as duas opções que são colocadas, tendo presente o impacto sobre a operação normal do terminal para receção de GNL e os desenvolvimentos da implementação da estratégia nacional para o transporte marítimo.

Neste sentido, e suportado nos contributos recebidos durante a Consulta Pública à proposta de PDIRGN 2019, a ERSE recomenda que seja adiada para edições futuras a DFI relativa a este projeto e que, entretanto, sejam desenvolvidos estudos independentes e mais aprofundados sobre as soluções de investimento identificadas, nomeadamente sobre a sua compatibilidade com o modelo de aprovisionamento que venha a ser adotado pelos portos nacionais, sobre a potencial interferência com a normal operação do terminal para receção de GNL ou sobre os custos e

⁵ Bancas é o termo que designa o abastecimento do combustível a navios

benefícios das diversas soluções, incluindo as fontes de financiamento disponíveis. Este estudo deverá ser apresentado antes da próxima edição do PDIRGN, de modo a permitir o envolvimento mais substancial dos interessados.

OUTROS ASPETOS EM CONSIDERAÇÃO

11. A procura de gás natural é explicada quer pelo mercado convencional, por um lado, e pelo mercado elétrico por outro. No que diz respeito ao mercado convencional, designadamente aos consumos em AP (Alta Pressão), MP (Média Pressão) e BP (Baixa Pressão), há um comportamento estável da evolução ao longo dos anos, com consumos anuais com uma média da ordem dos 17 TWh, em AP, e 23 TWh, em MP/BP, não sendo esperadas alterações nessa tendência nos próximos anos.

No entanto, já quanto ao mercado elétrico há uma volatilidade maior, associada com a utilização das centrais a gás natural. Tendo em conta a incerteza futura quanto à utilização destas centrais, associada a uma saída das centrais a carvão até 2023 e a uma penetração crescente das centrais a partir de fontes de energia renovável solar e eólica, expressas no recente RMSA GN 2019, a ERSE entendeu definir dois cenários distintos de procura.

O cenário superior perspetiva a situação da produção de eletricidade a gás natural ser um backup ao sistema elétrico, com as saídas das centrais a carvão. Este cenário antevê um aumento inicial do consumo de gás natural por via da substituição do carvão pelo gás natural, como fonte primária para a produção de eletricidade. Neste cenário considera-se a implementação dos projetos de nova capacidade renovável, nomeadamente capacidade solar e hídrica, que de acordo com o RMSA 2019 (cenário continuidade), representará cerca de 4 600 MW de nova potência no período de 2020 a 2024, que se reflete numa tendência de diminuição do consumo de gás natural das centrais CCGN.

Por outro lado, o cenário inferior perspetiva a entrada de nova capacidade de produção com origem renovável, entre 2020 e 2024 que representa 7 300 MW de acordo com o cenário ambição do RMSA 2019, perspetivando assim um declínio mais acentuado do consumo a gás natural.

IMPACTES TARIFÁRIOS DOS INVESTIMENTOS PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRGN 2019

12. 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 dois cenários com perspectivas de evolução do nível da procura para 2024, a saber: cenário inferior (50,4 TWh/ano) e cenário superior (60,7 TWh/ano).

13. Considerando o cenário base de investimentos proposto no PDIRGN 2019, no cenário inferior de procura é expectável um aumento de preço médio, enquanto que no cenário superior de procura é expectável uma redução de preço médio.
14. As perspectivas da ERSE para a procura em 2024 são substancialmente distintas e, conseqüentemente, resultam em variações de preço médio muito diferenciadas numa análise temporal entre 2019 e 2024. Importa, por isso, avaliar o impacte tarifário em 2024 da decisão de investimento prevista no PDIRGN 2019, que se revela moderado em qualquer um dos cenários de procura(Quadro 2-1).
15. O impacte tarifário em 2024 da proposta de PDIRGN 2019 é um acréscimo de 1,43% na tarifa de uso da rede de transporte, em qualquer dos cenários de procura, o que representa um aumento médio anual de 0,28% entre 2019 e 2024.
16. No que respeita às tarifas de Acesso às Redes, os impactes tarifários máximos, que se verificam no cenário inferior de procura, são moderados e apresentam uma diferenciação por nível de pressão e tipo de fornecimento: alta pressão 1,34%; média pressão 0,53%; baixa pressão > 10 000 m³/ano 0,12% e baixa pressão < 10 000 m³/ano 0,05%.
17. No que respeita às tarifas de Venda a Clientes Finais, os impactes tarifários máximos, que se verificam em ambos os cenários de procura, são relativamente reduzidos, estando compreendidos entre 0,08% e 0,03%.

Quadro 2-1 - Impactes tarifários em 2024 do cenário base de investimentos do PDIRGN 2019

Impacte Tarifário em 2024 do cenário de investimentos		Procura (2024)	
		Cenário Inferior	Cenário Superior
Uso Rede Transporte (URT)	(%)	1,43%	1,43%
Acesso às Redes	(%)	0,37%	0,32%
AP	(%)	1,34%	1,33%
MP	(%)	0,53%	0,47%
BP>	(%)	0,12%	0,10%
BP<	(%)	0,05%	0,04%
Preços Finais	(%)	0,06%	0,05%
AP	(%)	0,08%	0,07%
MP	(%)	0,06%	0,05%
BP>	(%)	0,04%	0,04%
BP<	(%)	0,03%	0,02%

18. Considerando o cenário de aceitação dos investimentos previstos na proposta de PDIRGN 2019 para a RNTGN, verifica-se que os preços médios apresentam variações bastante distintas em função da evolução da procura. No entanto, independentemente do cenário de procura considerado, verifica-se uma variação tarifária moderada em 2024, decorrente da decisão de concretização dos investimentos propostos na RNTGN.

CONCLUSÕES

19. A proposta de PDIRGN 2019 corresponde à primeira a ser submetida após a aprovação de um plano de desenvolvimento e investimento na RNTIAT, o PDIRGN 2017, que já inclui a concretização de investimentos na RNTIAT da ordem dos 22,5 milhões de euros, de 2020 a 2022, de acordo com a informação mais recente recebida pela ERSE do operador da RNTGN.

20. Analisadas as propostas de investimento apresentadas na proposta de PDIRGN 2019 e os comentários recebidos na Consulta Pública, a ERSE recomenda que, na versão final de PDIRGN 2019 a submeter ao Concedente para aprovação, o operador da RNTGN solicite a emissão de Decisão Final de Investimento apenas para um montante total de 25,7 milhões de euros para serem concretizados, no período de 2020 a 2024, nos «Projetos Base» propostos e associados, por um lado, à Gestão Técnica Global (5,3 M€) e, por outro, à «melhoria operacional, «adequação regulamentar» e «gestão fim vida útil de ativos» das infraestruturas da RNTGN, do Armazenamento Subterrâneo do Carriço e do Terminal de GNL de Sines (20,4 M€).

Todos os restantes projetos de investimento apresentados na proposta de PDIRGN 2019 deverão ver a apreciação da sua DFI adiada para futuras edições da proposta de PDIRGN.

21. Em resultado desta recomendação, o valor total de investimento na RNTIAT no período de 2020-2024 ascenderá a 48,2 milhões de euros, valor que integra o investimento já aprovado no PDIRGN 2017 e o investimento decorrente da recomendação da ERSE para o PDIRGN 2019.

22. A análise realizada pela ERSE a este volume de investimentos, resumida nos pontos anteriores e que se aprofunda no Anexo a este Parecer, que dele faz integrante, permite antecipar uma manutenção dos custos a suportar pelos consumidores em sede de tarifas de acesso às redes de gás natural.

ANEXO AO PARECER DA ERSE À PROPOSTA DE PDIRGN 2019

1 ENQUADRAMENTO

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

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

De seguida, a DGEG comunicou à ERSE a proposta recebida, competindo à ERSE, 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. Assim, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE submeteu a Consulta Pública a proposta do PDIRGN 2019, elaborada pelo operador da RNTGN.

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.

A análise da proposta de PDIRGN 2019 é assumida pela ERSE como uma oportunidade para fazer um balanço entre os aspetos positivos e negativos que se podem retirar do exercício de Parecer anterior, com o objetivo de contribuir para melhorar todo o processo, desde a submissão pela DGEG, passando pela Consulta Pública e terminando no atual Parecer. Ao ocorrer com uma periodicidade bienal e ser suportado numa Consulta Pública, este processo de avaliação, assente numa ponderação dos custos e benefícios subjacentes, permite avaliar de forma quase contínua a evolução das principais condicionantes que enquadram as propostas de investimento nas infraestruturas da RNTIAT, apresentadas nas sucessivas edições de PDIRGN e representa um processo meritório de transparência no setor de gás natural em Portugal.

2 ALTERAÇÕES NA PROPOSTA DE PDIRGN 2019 FACE À PROPOSTA DE PDIRGN 2017 E PRINCIPAIS RECOMENDAÇÕES

2.1 PRINCIPAIS RECOMENDAÇÕES NO PARECER À PROPOSTA DE PDIRGN 2017

De modo sumário, os principais comentários e recomendações do Parecer da ERSE à proposta de PDIRGN 2017 foram os seguintes:

- Prudência sobre os «Projetos Complementares» de investimento relativos à 3ª interligação PT-ES e à estação de compressão do Carregado.
- A alteração da classificação das ligações em Alta Pressão, de «Projetos Complementares» para «Projetos Base». Na realidade, a concretização destas ligações está já prevista na regulamentação da ERSE, não sendo necessária a sua inclusão nas propostas de PDIRGN, a não ser em casos muito especiais.
- No que diz respeito aos cenários de evolução do consumo anual de gás natural e da ponta diária, a ERSE referia que o nível de procura verificado em 2017 decorreu de fatores conjunturais extraordinários (climáticos, económicos como associados ao funcionamento nesse ano do mercado elétrico espanhol e das centrais nucleares do sistema elétrico francês). Na proposta de PDIRGN 2019, a data de realização da mesma não permitiu que a previsão da procura pudesse incorporar a informação relevante mais recente, nomeadamente as decisões governamentais de política energética do programa do XXII Governo Constitucional, de 26 de outubro de 2019.
- Relativamente às análises custo-benefício e à hierarquização dos projetos de investimento, os sucessivos Pareceres da ERSE às sucessivas propostas de PDIRGN identificaram melhorias que deveriam ser introduzidas. Assim, o Parecer da ERSE caracterizava a proposta de PDIRGN 2015 como significativamente mais completa do que a anterior, já que incorporava indicadores de avaliação económica dos benefícios líquidos dos custos dos investimentos (CBA) e uma análise de sensibilidade ao impacte dos dois principais investimentos. No entanto, essa proposta de PDIRGN 2015, não quantificava os impactes económicos destes benefícios. Por sua vez, na proposta de PDIRGN 2017, o operador da RNTGN apresentou uma metodologia combinada multicritério/custo-benefício abrindo o caminho para possibilitar decisões abrangendo os diversos projetos propostos. Finalmente, na sequência de comentário da ERSE no seu Parecer, a proposta de PDIRGN 2019 dá um passo adicional e, embora refira que considera existirem algumas limitações no exercício, apresenta uma quantificação generalizada dos diversos atributos desta avaliação.

2.2 EVOLUÇÃO DA PROPOSTA DE PDIRGN 2019 FACE À PROPOSTA DE PDIRGN 2017

O Parecer da ERSE emitido após a consulta pública à proposta de PDIRGN 2017, relativa ao período de 2018 a 2027, incluía uma lista de aspetos a melhorar em futuras edições do PDIRGN, embora reconhecendo que a proposta de PDIRGN 2017 constituiu uma evolução bastante positiva face à proposta de PDIRGN 2015.

Assim, a proposta de PDIRGN 2019 incorpora um conjunto de alterações e melhorias que resultam das questões colocadas pela DGEG e dos 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.

Da comparação das duas propostas, constata-se que existem algumas diferenças refletindo algumas melhorias da presente proposta comparativamente à anteriormente apresentada. Na lista de alterações agora introduzidas destacam-se:

- A análise à taxa de utilização das infraestruturas em 2017 e 2018, com resolução diária;
- A utilização como referência do RMSA-GN 2018 (período 2019-2040), aprovado por despacho do Sr. Secretário de Estado da Energia, no qual a perspetiva de evolução da procura na trajetória Ambição assume a manutenção do funcionamento das centrais a carvão de Sines e do Pego até ao final do ano de 2025, e da central a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029, enquanto a trajetória Continuidade assume a manutenção em funcionamento das centrais a carvão de Sines e do Pego até final de 2029, e da central a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2040;
- A classificação dos projetos propostos em dois grupos distintos: (1) os «Projetos Base»; e (2) os «Projetos Complementares». Face à anterior proposta de Plano, este incorpora nos «Projetos Base» os relativos à Gestão Técnica Global. Adicionalmente considera agora uma subdivisão do conjunto dos «Projetos Complementares», em «Projetos Complementares Padrão» (projeto «Adaptação do *Jetty* do Terminal de Gás Natural Liquefeito (TGNL) de Sines para permitir a atividade de carregamento de bancas para navios («LNG *bunkering*»)) e em «Projetos Complementares Duplamente Dependentes» (projeto da «Estação de compressão do Carregado» e o projeto da «3.ª interligação entre Portugal e Espanha (1ª fase)»);
- Identificados os investimentos aprovados no âmbito da anterior edição do Plano (PDIRGN 2017), todos eles referentes a «Projetos Base», os quais, uma vez que já se encontram aprovados, não são referidos na proposta de PDIRGN 2019.

3 EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL

3.1 ENQUADRAMENTO

No processo de análise e aprovação dos projetos de investimentos, a estimativa da evolução da procura de gás natural é importante, em primeiro lugar por motivos técnicos, definindo se o investimento é o adequado para satisfazer a ponta diária de consumo e consequentemente assegurando a segurança de abastecimento e, em segundo lugar, por razões económicas, pois o custo do investimento é suportado por todos os consumidores de gás natural.

Neste enquadramento, a evolução da procura deve ser avaliada considerando vários fatores, designadamente:

- Um horizonte temporal de longo prazo como é o do PDIRGN (10 anos), obriga a que análise da evolução da procura esteja enquadrada com as previsões macroeconómicas decorrentes da evolução da economia portuguesa para o mesmo horizonte temporal.
- A evolução histórica dos consumos de gás natural noutras geografias da Europa e também a nível mundial.
- A evolução histórica do consumo e das pontas diárias no SNGN, para os vários segmentos de mercado em Portugal.
- Uma desagregação do consumo de gás natural do mercado elétrico (centrais de ciclo combinado a gás natural) e do mercado convencional (engloba os setores da indústria e da cogeração e os segmentos residencial e terciário). Esta opção justifica-se pelas características distintas de cada um destes segmentos de mercado.

3.2 CONTEXTO MACROECONÓMICO

O plano de investimentos relativo ao desenvolvimento e investimento da RNTIAT abrange um período de 10 anos e, mesmo possuindo um caráter indicativo e ser reavaliado de 2 em 2 anos, deve ser enquadrado em termos macroeconómicos, de forma a se encontrar contextualizado da envolvente socioeconómica do país onde os investimentos ocorrem e da respetiva realidade externa.

Após o fim do Programa de Assistência Económica e Financeira e a recuperação do acesso aos mercados de financiamento, a economia portuguesa caracterizou-se por um período de consolidação da recuperação da atividade, pese embora após ter atingido um crescimento de 3,5% em 2017, tenha vindo a desacelerar em 2018 e 2019 (2,6 e 2,2%, respetivamente)

No entanto, a presente análise macroeconómica efetua-se num momento absolutamente excecional, cujos os efeitos económicos são desconhecidos e difíceis de prever. No comunicado lançado pelo Banco de Portugal (BdP) relativo à publicação do boletim económico de março de 2020⁶, a referida instituição destaca que esse exercício de projeção para a economia portuguesa caracteriza-se por um ambiente de incerteza exacerbada e complexo. Neste contexto, o BdP optou por apresentar dois cenários de recessão técnica de magnitude diferentes⁷ resultantes do impacto económico da pandemia COVID-19. De acordo com esta instituição, o choque económico adverso será temporário, antecipando-se um retomar do crescimento em 2021 e 2022.

Recentes publicações de previsões de outras entidades, designadamente o FMI⁸ e a CE⁹, antecipam que a queda do PIB de Portugal em 2020 será maior do que a anteriormente prevista pelo BdP, sendo mesmo a magnitude dos efeitos económicos de curto prazo comparados com os da crise financeira ocorrida na última década. No entanto, ambas as instituições internacionais preveem uma recuperação superior em 2021 comparativamente com as previsões do BdP, sendo que ambas as instituições também destacam que a capacidade de recuperação da economia depende da eficácia das políticas adotadas para combater estes impactes negativos.

A proposta de PDIRGN 2019 considera os cenários macroeconómicos de longo prazo para o PIB considerados no RMSA-GN 2018. Na Figura 3-1 apresenta-se a comparação entre os dados mais recentes de evolução do PIB e os vários cenários de evolução do PIB incluídos nos pressupostos gerais do RMSA-GN 2018 e proposta de PDIRGN 2019.

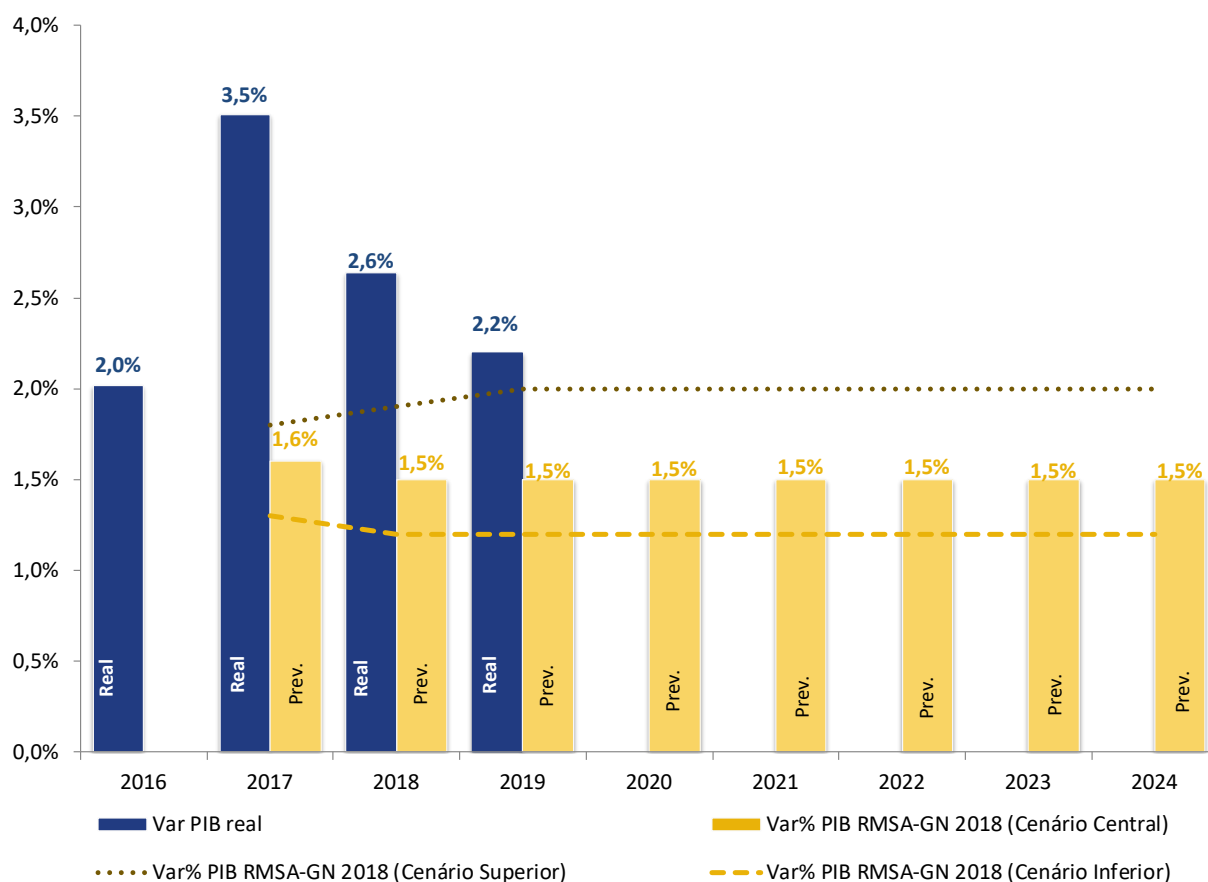
⁶ <https://www.bportugal.pt/comunicado/comunicado-do-banco-de-portugal-sobre-o-boletim-economico-de-marco-de-2020>

⁷ Cenário base, redução de -3,7% do PIB, cenário adverso, redução de -5,7% do PIB.

⁸ <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2020/04/14/weo-april-2020>

⁹ https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/economic-performance-and-forecasts/economic-forecasts/spring-2020-economic-forecast-deep-and-uneven-recession-uncertain-recovery_pt

Figura 3-1 - Comparação da evolução do PIB prevista no RMSA-GN 2018/proposta de PDIRGN 2019 com os dados mais recentes



Fonte: Banco de Portugal/INE, RMSA-GN 2018

Da anterior figura é possível observar que o RMSA-GN 2018 prevê uma evolução do crescimento do PIB português entre os 1,2% e os 2% (1,5% no cenário central) para o primeiro quinquénio da proposta de PDIRGN 2019. Estas previsões, por terem sido realizadas em data anterior ao impacto da pandemia COVID-19, refletem condições “normais” de atividade económica. Deste modo, é possível admitir que os valores antecipados¹⁰ para o crescimento em horizontes temporais mais distantes refletem a tendência de crescimento de longo prazo na economia.

Posteriormente à publicação do RMSA-GN 2018, as perspetivas macroeconómicas foram revistas nos documentos RMSA-E 2018 e 2019. Comparativamente ao RMSA-GN 2018, o RMSA-E 2019 revê em alta o crescimento económico em todos os cenários macroeconómicos, mas nunca em valores superiores a 2

¹⁰ Neste contexto, importa também referir que as previsões dos RMSA-GN são fundamentadas com base em várias fontes (nacionais e internacionais).

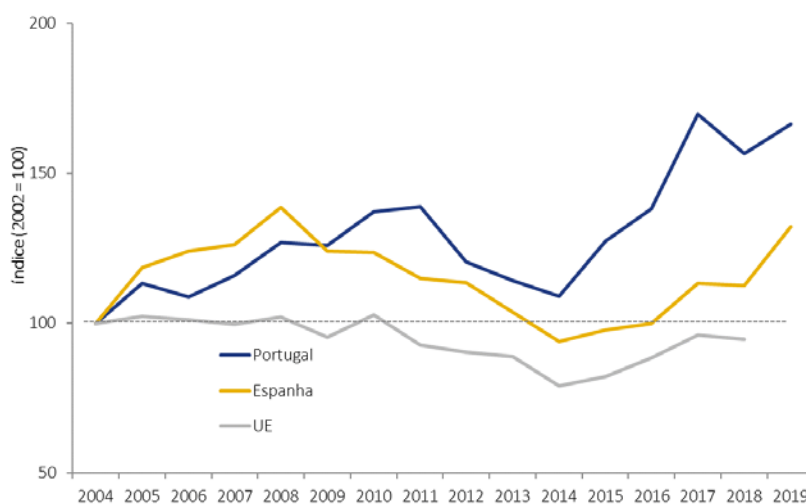
décimas. Desta forma as perspetivas para o nível de atividade da economia portuguesa são ligeiramente mais otimistas no RMSA-E 2019.

3.3 EVOLUÇÃO HISTÓRICA DO CONSUMO DE GÁS NATURAL

3.3.1 EVOLUÇÃO HISTÓRICA NA EUROPA

A Figura 3-2 apresenta a evolução do consumo de gás natural na União Europeia, Espanha e Portugal. Ao contrário do resto da União Europeia, Portugal e Espanha apresentam, desde 2004, uma tendência global de crescimento do consumo de gás natural, que foi temporariamente invertida devido ao contexto macroeconómico registado que levou à necessidade de intervenção do FMI nos dois países. Para essa tendência de crescimento em muito contribuiu a consolidação da utilização de gás natural para a produção de eletricidade e as restantes alterações estruturais vividas pelo setor eletroprodutor nas últimas duas décadas. Mais recentemente, o crescimento registado de consumo de gás natural resulta das condicionantes aplicadas à produção elétrica a partir de carvão, do agravamento dos impostos de CO₂ e das previsões de descomissionamento para este tipo de centrais em Portugal e em Espanha.

Figura 3-2 – Evolução do consumo de gás natural em Portugal, Espanha e EU



Fonte: BP Statistical Review of World Energy June 2019

No que diz respeito à evolução do consumo de gás natural no conjunto da UE, verifica-se uma tendência globalmente decrescente até 2014. A partir desse ano observa-se uma inversão desta tendência, embora com pouca intensidade.

A Europa tem vindo gradualmente a alterar a estrutura de consumo de energia primária, através da substituição de combustíveis fósseis considerados como mais poluentes, tais como o carvão, por fontes de energia renováveis. Esta transição reflete a crescente importância das políticas energéticas e ambientais na União Europeia. No entanto, a crescente integração de energias renováveis, com tecnologias de produção elétrica intermitentes, resulta numa necessidade adicional de funcionamento de centrais de ciclo combinado a gás natural para capacidade firme de backup, nos últimos anos.

O Quadro 3-1 apresenta o consumo de gás natural para a produção de energia elétrica, bem como as taxas de crescimento anuais nos últimos anos, para alguns países da EU. Realça-se que nos últimos 4 anos a maioria dos países registou um crescimento acentuado.

Quadro 3-1 – Consumo de gás natural na produção de energia elétrica

Países	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	TCMA ₁₀₋₁₄	TCMA ₁₄₋₁₈
Euro area (19)	639	589	587	518	390	305	250	295	385	467	412	-19%	13%
Bélgica	30	41	43	27	23	21	20	23	23	24	25	-18%	6%
Alemanha	78	67	73	65	47	31	19	17	37	40	41	-28%	21%
Irlanda	33	32	36	29	26	24	22	21	27	28	28	-11%	6%
Grécia	31	21	25	29	27	23	14	14	27	31	28	-13%	19%
Espanha	183	161	132	107	83	58	51	66	64	83	69	-21%	8%
França	1	29	38	25	18	14	8	21	45	54	35	-33%	46%
Itália	201	147	143	145	112	87	69	80	94	111	98	-17%	9%
Holanda	40	50	56	53	32	39	40	34	48	52	53	-8%	7%
Portugal	25	24	22	21	12	3	3	12	16	28	21	-37%	57%

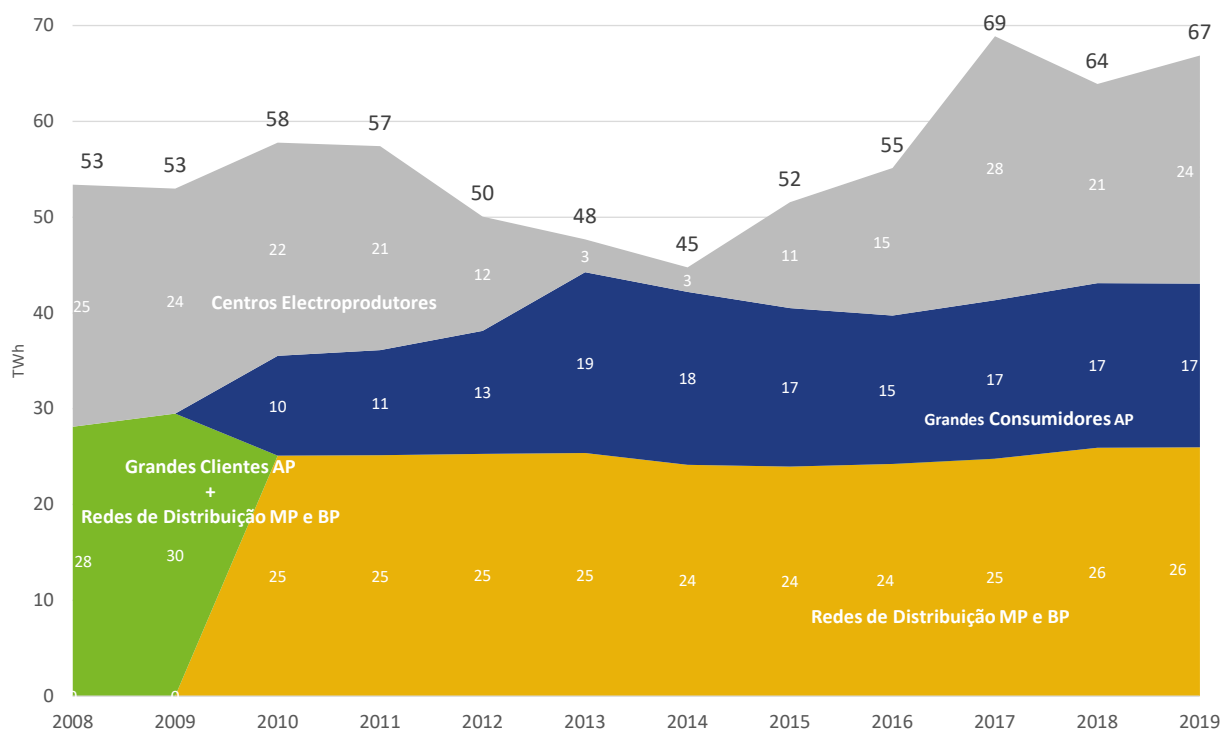
GWh

Fonte: BP Statistical Review of World Energy June 2019

EVOLUÇÃO HISTÓRICA EM PORTUGAL

A Figura 3-3 – Evolução do consumo de gás natural em Portugal apresenta a evolução histórica do consumo de gás natural em Portugal até 2019, tendo em conta os vários segmentos de mercado.

Figura 3-3 – Evolução do consumo de gás natural em Portugal



Fonte: ERSE, REN

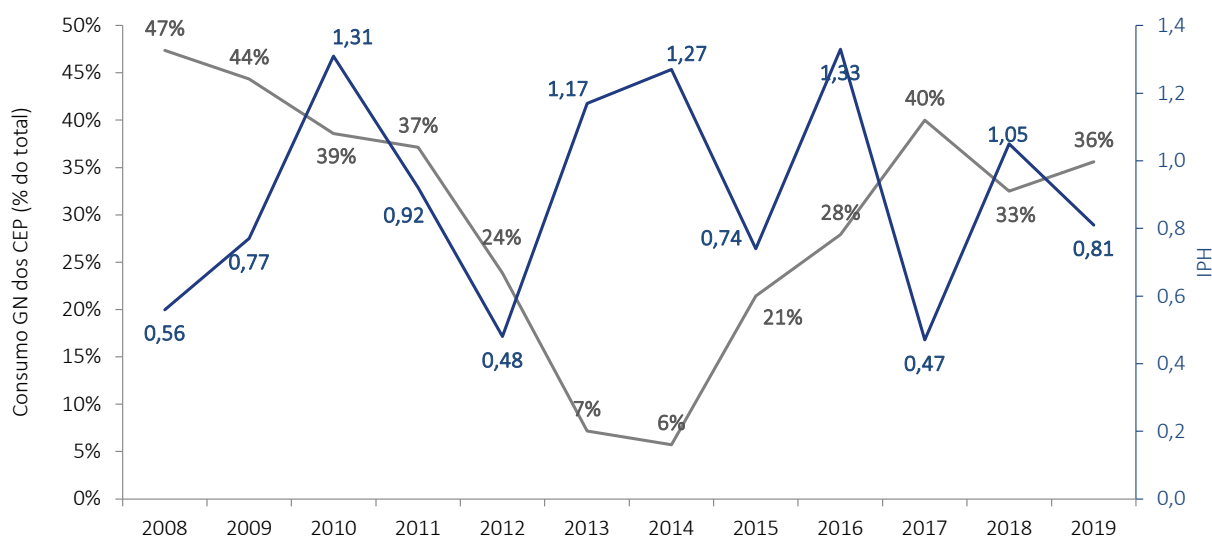
A figura ilustra a evolução do consumo de gás natural em Portugal desagregado entre (i) Centros eletroprodutores, (ii) clientes em AP e (iii) em operadores de redes de distribuição em MP e BP¹¹. Como descrito anteriormente, verifica-se uma tendência crescente entre 2008 e 2010, a inversão desta tendência entre 2011 e 2014 e a recuperação a partir desse ano. No entanto, a separação do consumo por segmento de mercado permite verificar que estas tendências são essencialmente justificadas pelo consumo do mercado eletroprodutor. Verifica-se que o mercado convencional, na vertente das redes de distribuição em MP e BP, é bastante estável e na vertente dos grandes consumidores em AP regista um crescimento acentuado até 2013, tendo depois disso atingido um nível estável, após um decréscimo relacionado com a saída de grandes consumidores. Assim, se conclui que as evoluções de consumo de gás natural do mercado nacional estão fortemente dependentes do consumo dos centros eletroprodutores.

O comportamento do consumo de gás natural pelo mercado elétrico está relacionado com a estrutura de produção do sistema eletroprodutor (gás natural, carvão, hídrica, eólica e solar, assim como da importação) verificada em cada ano. Adicionalmente, a volatilidade da produção de energia elétrica a partir de fontes

¹¹ Só a partir de 2009 é que há a separação do mercado convencional entre o consumo em AP e o consumo nas redes de distribuição. Os dados estão no referencial da AP

de produção renováveis implica alterações significativas na utilização das centrais termoelétricas e, em particular, das centrais de ciclo combinado a gás natural. Assim, pode-se relacionar o consumo de gás natural do mercado elétrico com as condições climáticas, sendo estas um fator não controlável. A Figura 3-4 apresenta a relação existente entre o consumo de gás natural para produção de eletricidade e o índice de produtividade hidroelétrica (IPH).

Figura 3-4 - Produção de energia elétrica em Portugal: Hídrica versus consumo de gás natural dos Centros Eletroprodutores

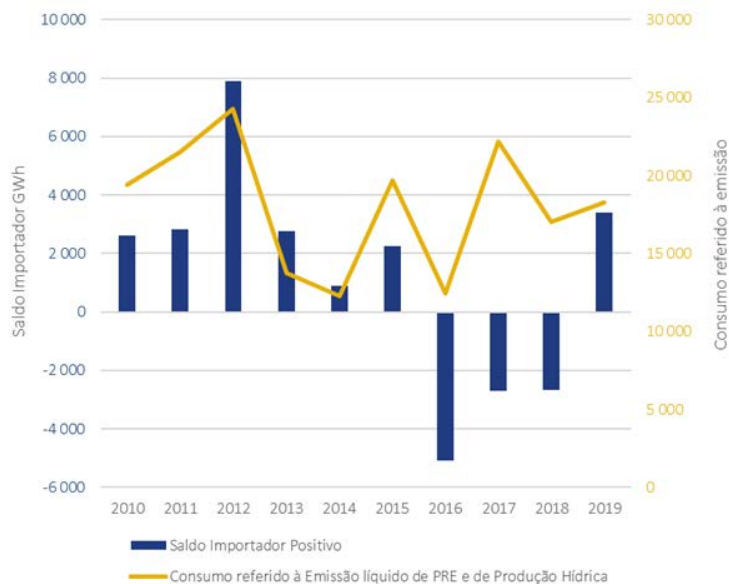


Fonte: ERSE, REN

Nessa figura verifica-se a dependência quase direta do consumo de gás natural pelo mercado elétrico das condições anuais de hidraulicidade. Assim, anos húmidos como os de 2013 e de 2014 (índice IPH acima de 1) foram anos historicamente baixos de consumo de gás natural pelos centros eletroprodutores. Por sua vez, em anos secos (índice IPH abaixo de 1) registam-se taxas de utilização das centrais termoelétricas a gás natural mais elevadas.

Recentemente, as condições climáticas deixaram de ser os fatores dominantes na produção de energia elétrica a partir de gás natural, passando o saldo importador ou exportador da interligação do setor elétrico a ser também um fator com muita influência. A figura que se segue apresenta o saldo da interligação do setor elétrico, bem como o consumo elétrico referido à emissão sem contabilizar a produção PRE e das centrais hidroelétricas.

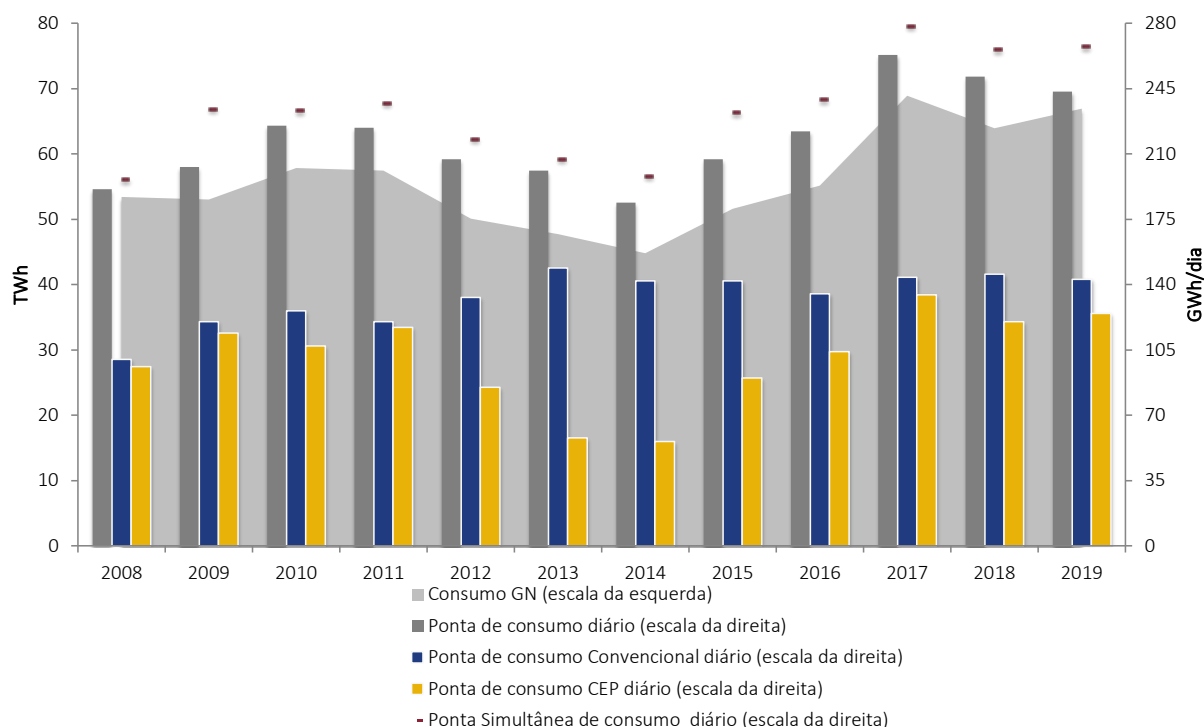
Figura 3-5 – Consumo elétrico referido à emissão e Saldo Importador



Na figura verifica-se que, tanto no ano de 2016 (que foi particularmente húmido, IPH = 1,33) como no ano de 2017 (que foi bastante seco, IPH = 0,47) se registaram consumos elevados de GN nos centros eletroprodutores e também um saldo importador negativo (exportador) na interligação elétrica entre Portugal e Espanha. Por sua vez, no ano 2019, que se pode considerar um ano mais neutro em termos de hidraulicidade (apesar de tendencialmente seco, IPH = 0,81) registou-se o retorno ao saldo importador na interligação elétrica e, simultaneamente, um consumo relativamente elevado de GN nos centros eletroprodutores, justificado essencialmente pelas condicionantes da produção termoelétrica a carvão que passaram a existir a partir desse ano.

O consumo máximo diário que ocorre em cada ano também é um fator importante na análise de investimentos, uma vez que representa a capacidade de resposta das infraestruturas do SNGN à procura de gás natural.

Figura 3-6 – Pontas de consumo diário em Portugal



Fonte: ERSE, REN

A Figura 3-6 demonstra que as pontas de consumo (consumo máximo diário) acompanham a evolução do consumo total de gás natural. Se analisarmos as pontas diárias do consumo convencional, verifica-se que são estáveis e que não acompanham a evolução do consumo. Este segmento do mercado está relacionado com os processos produtivos dos grandes consumidores industriais ligados em AP e o seu consumo de gás natural. Já as pontas diárias do consumo dos centros eletroprodutores refletem a evolução do consumo, importa também referir que atualmente as oscilações da ponta de consumo diário são determinadas pelas oscilações da ponta de consumo diário dos CEP.

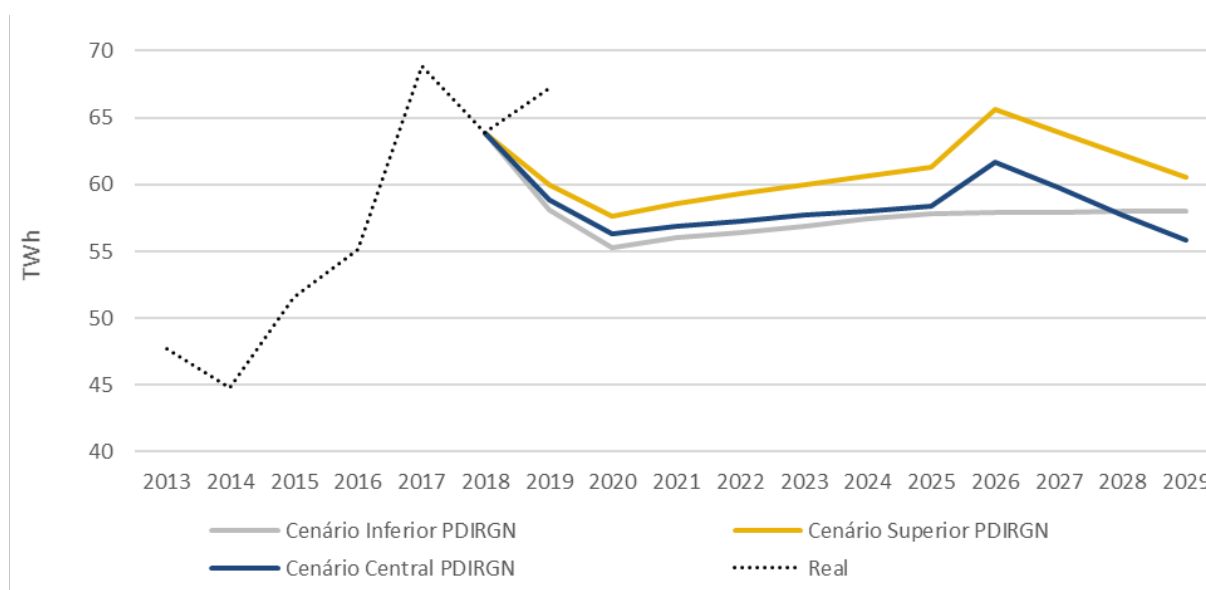
A ponta simultânea do consumo diário representa a ponta extrema possível se o consumo máximo dos dois segmentos de mercado (convencional e centros eletroprodutores) ocorresse no mesmo dia. Este conceito também é importante para o processo de avaliação da capacidade de oferta das infraestruturas e da necessidade de investimento que deve ser projetado de forma a responder à solicitação máxima da procura.

3.4 PREVISÕES DA PROCURA DA PROPOSTA DE PDIRGN 2019

Tal como na edição anterior, na presente proposta de PDIRGN 2019, o operador da RNTGN apresentou três cenários de evolução da procura discriminadas entre o consumo do mercado elétrico e do mercado convencional. Os três cenários variam consoante os diferentes pressupostos para o crescimento económico. No caso do segmento de mercado elétrico, os pressupostos estão associados ao “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Eléctrico Nacional 2019-2040” (RMSA-E 2018) e às suas duas trajetórias, que eram determinadas essencialmente pelo calendário assumido, em 2018, para os descomissionamentos das centrais termoelétricas a carvão.

Para o segmento do mercado convencional, os cenários incluem a evolução dos consumos das Unidades Autónomas de Gás (UAG,) tendo em conta a previsão da entrada em exploração de 20 novas UAG no período 2018-2023, bem como as estimativas dos ORD apresentadas nas suas propostas de PDIRD-GN 2018 para a evolução da procura do mercado convencional nas suas áreas de concessão ou de licença.

Figura 3-7 – Cenários de procura do PDIRGN 2019 (RMSA – GN 2018)



Fonte: ERSE, REN

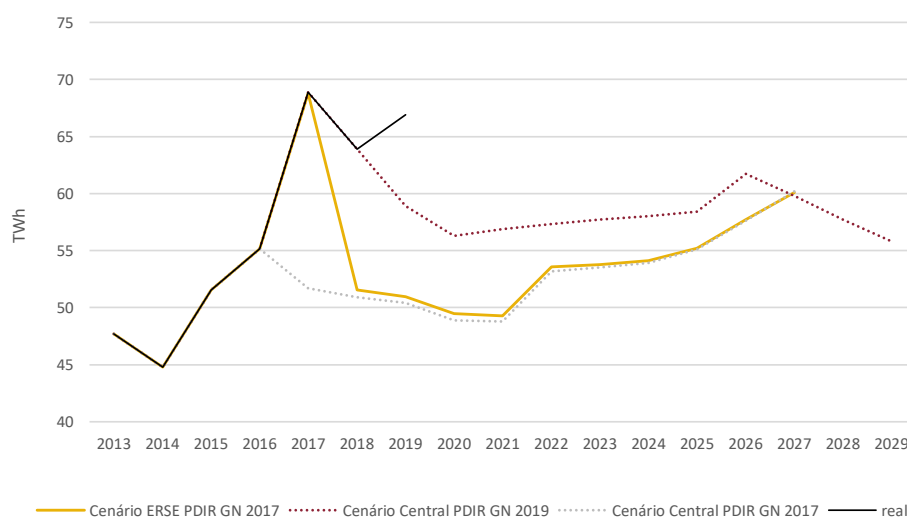
Os cenários de evolução do consumo da proposta de PDIRGN 2019 basearam-se nos cenários considerados no “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimentos do SNGN – Período 2019-2040” (RMSA-GN 2018), publicado em maio de 2018, pelo que não reflete as últimas tendências de consumo de gás natural.

Tal como na anterior versão do PDIRGN, verifica-se uma grande diferença entre a evolução mais recente do consumo de gás natural e as previsões implícitas nesta proposta de PDIRGN 2019. Da análise da figura verifica-se que os valores previstos para o consumo em 2019 são bastante inferiores ao valor real. Em qualquer um dos cenários apresentados, os valores, em 2019, estão em linha com os consumos ocorridos em 2016 e apenas em 2026, e somente no cenário superior, se supera o valor ocorrido em 2018.

Os cenários para o mercado convencional, apresentados na proposta de PDIRGN 2019, registam taxas de crescimento anual médias no período entre 2019 e 2029 (TCMA₁₉₋₂₉) de 1,2%, 0,9% e 0,5%, para o cenário superior, central e inferior respetivamente. Para o mercado elétrico as taxas de crescimento anual médias, para o mesmo período, são de -3,1%, -4,3% e -2,9% para o cenário superior, central e inferior, respetivamente.

A figura seguinte apresenta a comparação entre os dois cenários centrais do atual PDIRGN 2019 e do PDIRGN 2017, bem como o cenário que a ERSE considerou para a avaliação dos impactos do PDIRGN 2017.

Figura 3-8 – Comparação de cenários de procura do anterior e do atual PDIRGN



Fonte: ERSE, REN

A Figura 3-8 mostra que o cenário central do PDIRGN 2017 foi revisto em alta na edição do PDIRGN 2019. Os valores reais mostram que as previsões em ambas as edições são inferiores aos valores verificados. No entanto, verifica-se que apesar das previsões serem inferiores aos valores reais, estes são sempre menores que os verificados no passado, com o valor máximo a ocorrer no ano 2017, quer em consumo anual, quer em capacidade.

3.5 PREVISÕES DA PROCURA E CENÁRIOS ERSE PARA O PDIRGN 2019

A ERSE reconhece que no contexto atual da COVID-19, o nível de incerteza na previsão de consumo de gás natural é elevado e que um exercício de previsão de médio e longo prazo é uma tarefa bastante complexa. As medidas de contenção da propagação da COVID-19, terão um impacto no nível de consumo de gás natural principalmente no ano de 2020, antevendo-se uma recuperação durante os anos seguintes. A volatilidade do consumo, obriga a avaliar os investimentos propostos no PDIRGN 2019 para vários cenários de evolução de procura de gás natural, pós COVID-19.

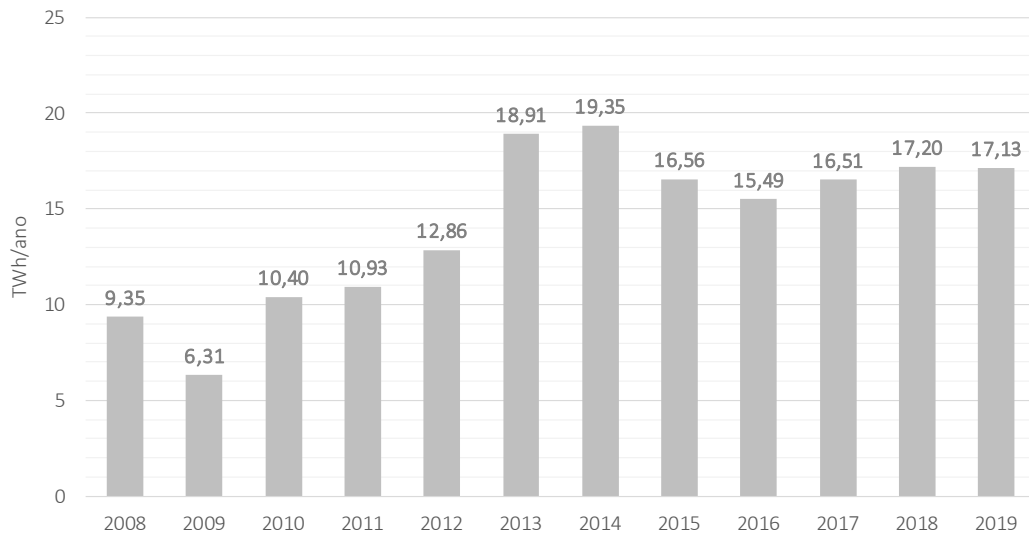
A procura de gás natural para os grandes consumidores ligados à rede de transporte em alta pressão (AP) e para os centros eletroprodutores representa cerca de 60% do consumo nacional de gás natural. Assim, o setor do gás natural em Portugal é indissociável da evolução dos consumos destes dois setores, pois quando ocorrem arranques ou paragens de um centro eletroprodutor ou de um grande consumidor industrial, o consumo nacional regista variações relevantes. Neste enquadramento, torna-se importante determinar previsões do mercado convencional e do mercado elétrico de forma individualizada, tendo em conta as particularidades dos dois setores.

3.5.1 PREVISÕES DO MERCADO CONVENCIONAL

O mercado convencional é composto pelo consumo dos grandes consumidores em AP e dos consumidores ligados nas redes de distribuição de gás natural em MP e BP.

No segmento dos grandes consumidores ligados em AP, tendo em conta as evoluções do passado, a ERSE considera que o consumo de gás natural terá atingido nos últimos anos um nível estável, sem entradas e saídas de instalações relevantes que influenciem significativamente o nível de consumo deste segmento. Como se verifica na Figura 3-9, desde 2015, os consumidores ligados em AP existentes atingiram um regime quase permanente de laboração, com consumo na ordem dos 17 TWh/ano.

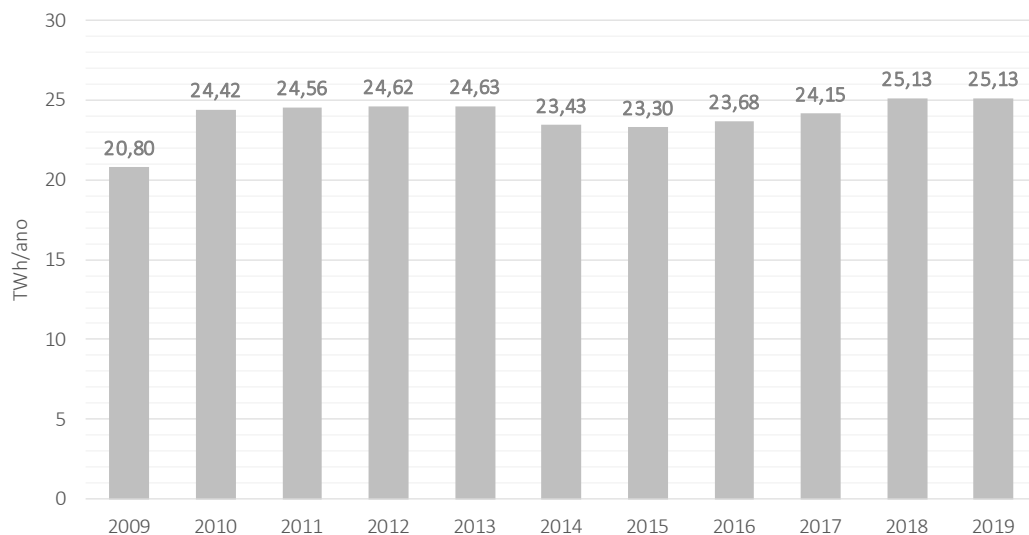
Figura 3-9 – Consumo anual de gás natural dos consumidores ligados em AP



Fonte: ERSE

Assim, a ERSE assume o valor registado em 2019 para este tipo consumidores nos cenários propostos a partir de 2020, para este PDIRGN 2019.

Figura 3-10 – Consumo anual de gás natural dos consumidores clientes ligados nas redes dos ORD em MP e BP



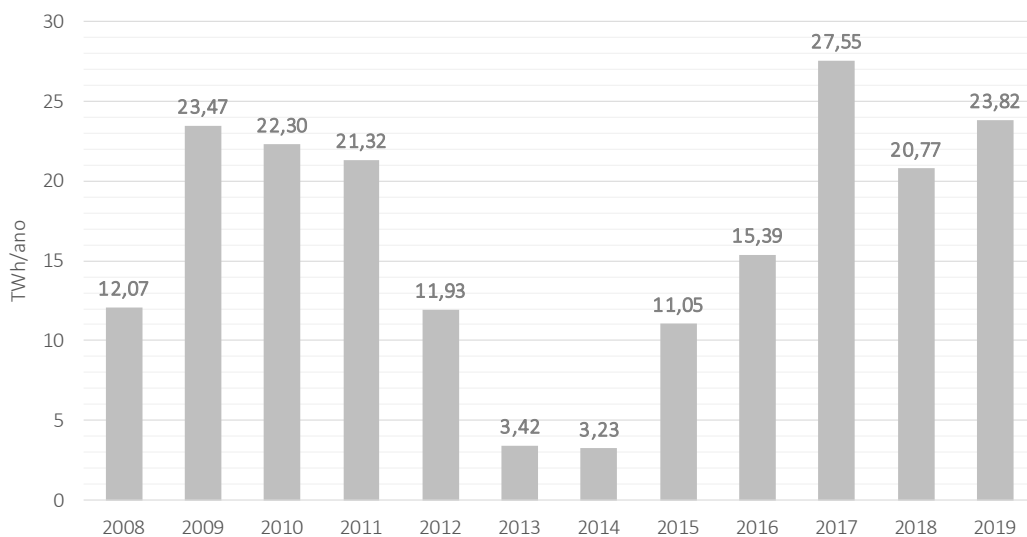
Fonte: ERSE

Como se verifica na Figura 3-10, o consumo dos clientes ligados em MP e BP também apresenta um nível de consumo relativamente estável, na ordem dos 25 TWh/ano. Assim, ERSE assume o valor registado em 2019 para este tipo consumidores nos cenários propostos a partir de 2020, para este PDIRGN 2019.

3.5.2 PREVISÕES MERCADO ELÉTRICO

Tal como referido anteriormente a procura nacional de gás natural é muito dependente da procura do mercado elétrico, as variações deste segmento têm um forte impacto no valor global da procura. A Figura 3-11 ilustra o consumo de gás natural dos centros eletroprodutores no período entre 2008 e 2019. Como se verifica este segmento de mercado apresenta uma grande volatilidade de ano para ano.

Figura 3-11 – Consumo anual de gás natural dos centros eletroprodutores



Fonte: ERSE

Devido a esta volatilidade, considerou-se prudente definir diferentes cenários de evolução do setor elétrico, que reflitam diferentes conjugações dos vários fatores que condicionam o consumo de gás natural dos centros eletroprodutores de ciclo combinado, designadamente:

- A neutralização no *mix* de produção elétrica dos efeitos de hidraulicidade e eolicidade tal como tem vindo a acontecer no passado recente (período de 2016 a 2019), em que a dependência do consumo de gás natural do mercado elétrico das condições climatéricas tem vindo a deixar de ser o único fator dominante;
- A política energética e ambiental a nível nacional e europeu, que favorecem a produção a gás natural em detrimento do carvão, como se comprova pela redução das taxas de utilização das centrais a carvão, principalmente no 2.º semestre de 2019.
- As previsões de redução a médio prazo da potência térmica a carvão instalada na Península Ibérica, devido essencialmente a 3 fatores: (i) implementação da política fiscal de agravamento do imposto (ISP) sobre o CO₂ (25% em 2019, 50% em 2020, 75% em 2021 e 100% em 2022) que afeta em

particular a central a carvão de Sines, (ii) o anúncio do governo de descomissionar a breve trecho as centrais a carvão nacionais (do Pego e de Sines até 31/12/2021 e 31/12/2023 respetivamente e (iii) o anúncio de descomissionamento de centrais a carvão em Espanha até 2030

- O RMSA-E 2019, publicado em julho, que apresenta um enquadramento do setor elétrico nacional, quer em termos de oferta de capacidade de produção elétrica, nomeadamente de nova capacidade solar e hidroelétrica, quer em termos da evolução do consumo de energia elétrica nacional.

Tal como referido anteriormente, a estrutura do sistema eletroprodutor português assenta numa quota elevada de capacidade de potência instalada de produção com origem renovável, que deverá continuar a aumentar nos próximos anos, cujas as variações de produção, podem determinar alterações significativas na utilização das centrais termoelétricas e, em particular, das centrais de ciclo combinado a gás natural. Assim, os dois cenários da procura de gás natural, para este setor, foram definidos considerando a evolução de oferta de capacidade instalada da produção refletida nos cenários de (i) continuidade e (ii) de ambição do RMSA-E 2019. Assim, foi refletido o *mix* disponível em cada ano, nomeadamente, a saída e a entrada de nova capacidade de produção térmica e renovável. Os dois cenários têm também em conta o nível do consumo de eletricidade referido à emissão para o período temporal definido, de acordo com a procura estabelecida no parecer da ERSE ao PDIRT-E 2019¹².

¹² <https://www.erse.pt/media/3mufb0qj/parecer-%C3%A0-proposta-de-pdirt-e-2019.pdf>

3.5.3 DEFINIÇÃO DE CENÁRIOS

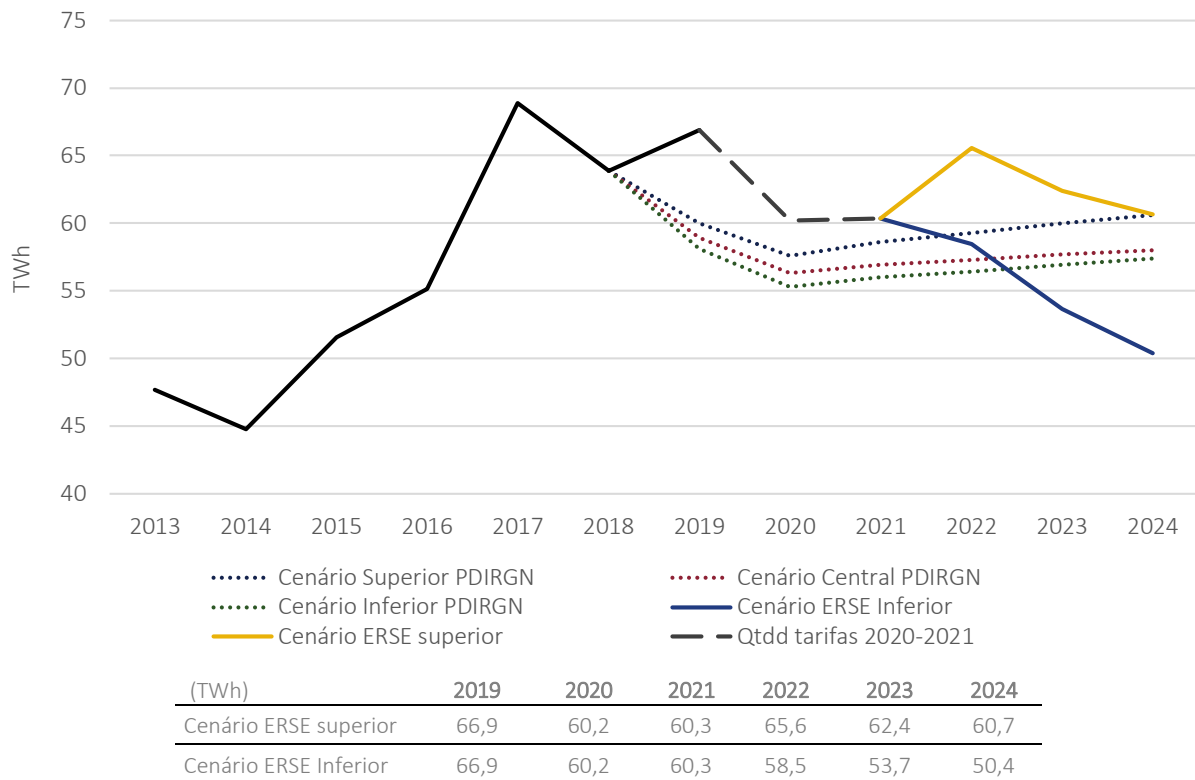
Figura 3-12 – Pressupostos para os cenários de procura de gás natural considerados pela ERSE

Mercado elétrico		Cenário Superior	Cenário Inferior
Produtores com fontes de origem renovável	<u>Hídrica:</u>	Entrada de nova potência - previsão RMSA2019 -cenário continuidade	Entrada de nova potência - previsão RMSA2019 - cenário ambição
		FU = média (2008-2019) = 22%	
	<u>Eólica, Solar e cogeração, etc:</u>	Entrada de nova potência - previsão RMSA2019 - cenário continuidade	Entrada de nova potência - previsão RMSA2019 - cenário ambição
		FU = média (2009-2019) = 18%	
Descomissionamento das centrais a carvão		Saídas de acordo com o cenário do Governo: <ul style="list-style-type: none"> • a 31/12/2021 a central do Pego • a 31/12/2023 e a central de Sines Fatores de Utilização para estas centrais que tem em conta o agravamento dos custos do ISP e do imposto de CO2	
Interligação		Saldo importador nulo	
Consumo Referido à Emissão		Cenário ERSE Inferior do PDIRT E (estagnação da procura)	
Mercado Convencional		Estabilização do consumo no valor real verificado em 2019, pelo operador da rede transporte e pelos operadores das redes de distribuição.	

Os cenários resultantes dos pressupostos anteriormente descritos são apresentados na figura seguinte, em comparação com os cenários da atual proposta de PDIRGN 2019.

Nos dois cenários definidos, os valores estabelecidos para anos 2020 e 2021 são os previstos pela ERSE para o ano gás 2020-2021. Assim, os dois cenários registam variações do consumo apenas a partir de 2022.

Figura 3-13 – Cenários ERSE e REN Gasodutos de procura de gás natural



Fonte: ERSE, REN Gasodutos

Adicionalmente, a ERSE não pode ignorar o facto que a análise do PDIRGN 2019 está a ser realizada num contexto de incerteza introduzido pela COVID-19 sem se conseguir antever quais as consequências sociais e económicas futuras no setor do gás natural. Neste sentido os cenários adotados pela ERSE neste exercício tendem a ser conservadoras no que respeita aos cenários de consumo de gás natural em Portugal no horizonte temporal até 2024.

O cenário superior perspetiva a situação da produção de eletricidade a gás natural ser um *backup* ao sistema elétrico, com as saídas das centrais a carvão. Este cenário antevê um aumento inicial do consumo de gás natural por via da substituição do carvão pelo gás natural, como fonte primária para a produção de eletricidade.

Neste cenário considera-se a implementação dos projetos de nova capacidade renovável, nomeadamente capacidade solar e hídrica, que de acordo com o RMSA 2019 (cenário continuidade), representará cerca de 4 600 MW de nova potência no período de 2020 a 2024, que se reflete numa tendência de diminuição do consumo de gás natural das CCGN.

Por outro lado, o cenário inferior perspectiva a entrada de nova capacidade de produção com origem renovável, entre 2020 e 2024 que representa 7 300 MW de acordo com o cenário ambição do RMSA 2019, perspectivando assim um declínio mais acentuado do consumo a gás natural.

4 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, na medida em que um dos racionais de investimento é evitar ou eliminar congestionamentos das infraestruturas.

Os valores das capacidades técnicas máximas 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 das interligações é de 164,2 GWh/dia mas é aplicada a “lesser rule” para determinar o valor comercial). No que diz respeito à infraestrutura de armazenamento subterrâneo do Carriço a capacidade máxima de extração é de 129 GWh/dia, limitados a 71,0 GWh/dia, se o volume operacional de GN nas cavernas for inferior a 60% da capacidade de armazenagem ¹³.

No que diz respeito à ponta de consumo, depois do mínimo ocorrido em 2014 (184 GWh/dia), a evolução foi crescente nos anos seguintes (207, 222 e 263 GWh/dia, entre 2015 e 2017), tendo 2017 registado o valor máximo histórico da ponta do consumo bem como da produção anual das centrais elétricas a gás natural. Posteriormente, o parque eletroprodutor e o contexto do mercado elétrico¹⁴ conduziram a produções um pouco mais baixas das centrais de ciclo combinado nos anos seguintes, afetando ligeiramente a ponta do consumo em 2018 e 2019 (respetivamente, 251 e 243 GWh/dia). Já no início de 2020 a ponta do consumo voltou a registar uma subida tendo atingido o valor de 259 GWh/dia.

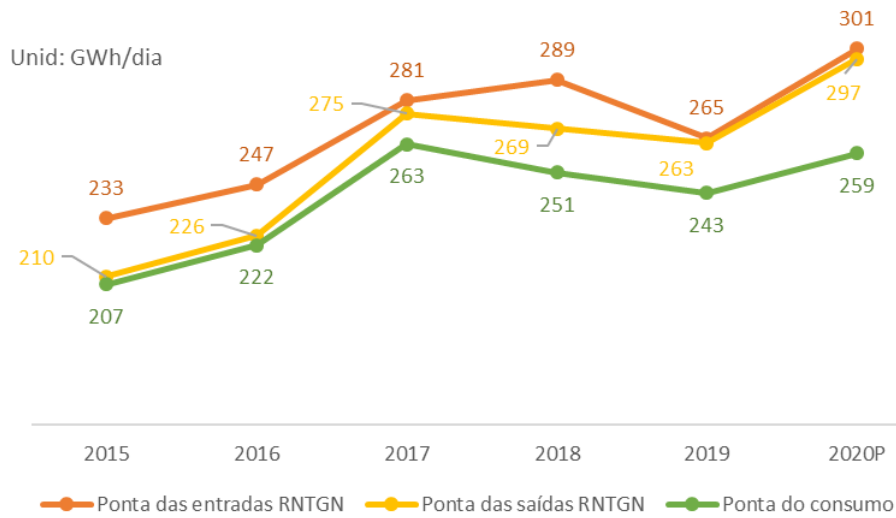
A ponta do consumo corresponde a uma realidade estrutural, no sentido em que depende de decisões dos consumidores (externas aos agentes de mercado do gás). Todavia, importa também analisar as pontas síncronas da RNTGN, quer nas entradas quer nas saídas. Recentemente, registou-se com maior expressão a ocorrência de exportação de gás para Espanha, através da interligação, aumentando assim a ponta observada nos fluxos de gás na rede, além do funcionamento do armazenamento subterrâneo que também pode ter este efeito. A figura seguinte representa a evolução da ponta do consumo assim como as pontas síncronas das entradas e das saídas da RNTGN. Em 2020, por exemplo, o dia da ponta síncrona das saídas (valor provisório) ocorreu com um valor de exportação no VIP Ibérico de cerca de 42 GWh/dia. Para efeitos

¹³ 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)”.

¹⁴ A falta de capacidade de oferta a preços inframarginais ao da tecnologia de gás natural, determinou a sua necessidade no diagrama de produção e, conseqüentemente, o aumento do preço de mercado para o nível desta tecnologia marcadora.

de monitorização da garantia de abastecimento, considera-se a ponta do consumo e não a ponta das entradas/saídas da RNTGN.

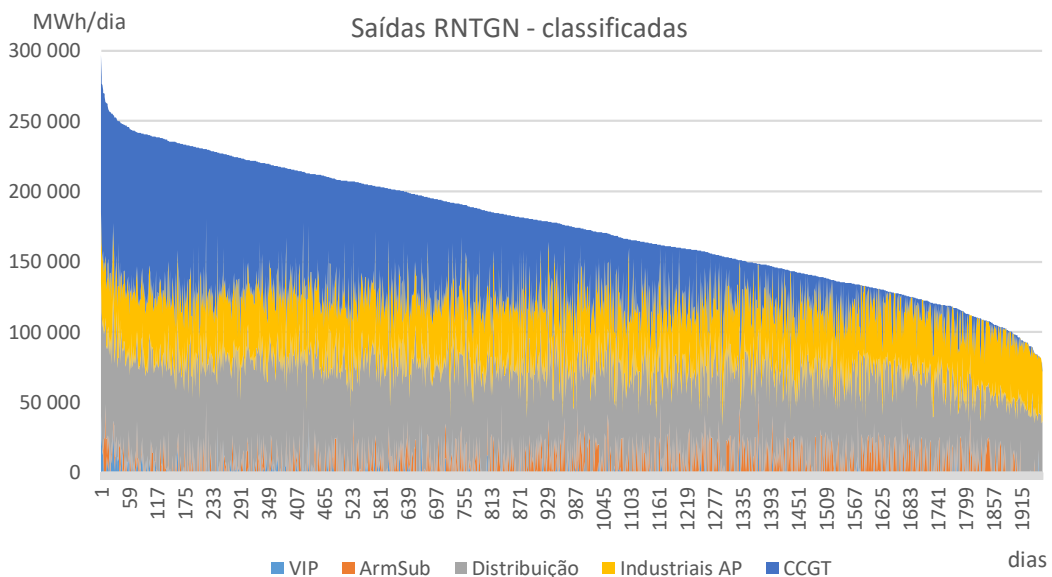
Figura 4-1– Ponta síncrona anual das entradas e saídas da RNTGN e ponta do consumo nacional



Nota: Valores de 2020 provisórios.

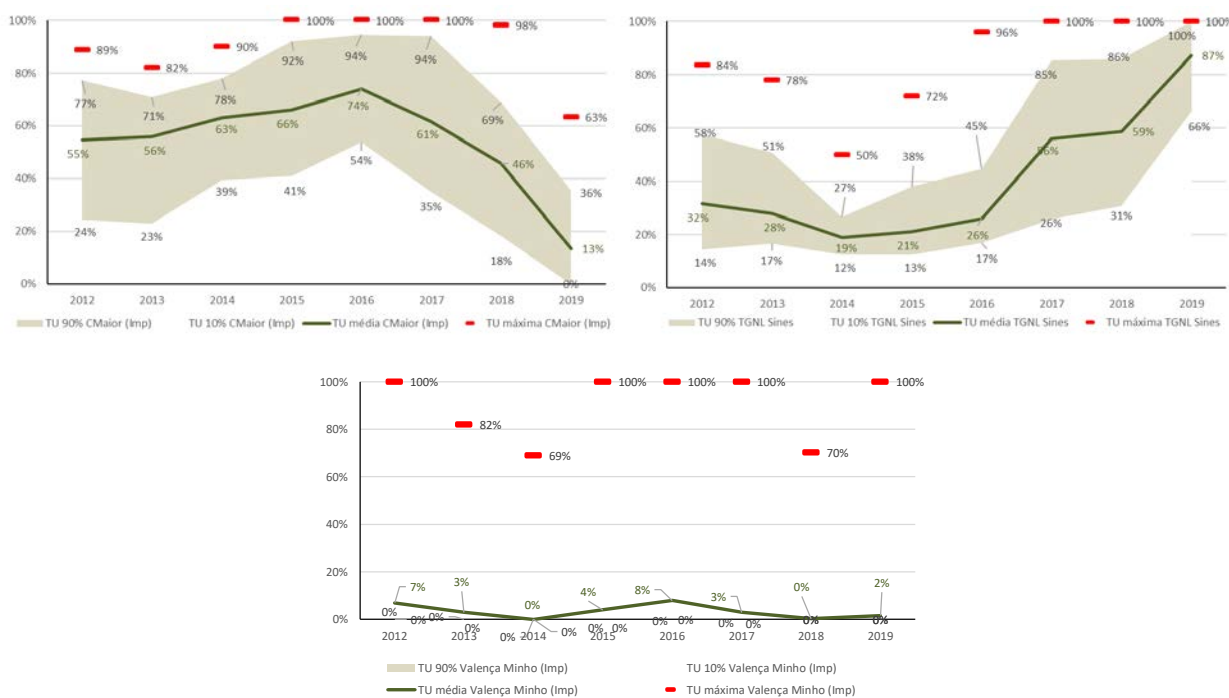
É ainda interessante notar a grande influência que as centrais elétricas têm na ocorrência de utilizações elevadas na RNTGN. A figura seguinte apresenta a curva classificada das saídas da RNTGN desde 2015.

Figura 4-2– Valores classificados das saídas diárias da RNTGN desde 2015



A Figura abaixo apresenta a evolução anual, entre 2012 e 2019, 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.

Figura 4-3 - Evolução anual das taxas máxima e média de utilização e dos percentis de 10% e 90% das interligações de Campo Maior e Valença do Minho e do TGNL de Sines

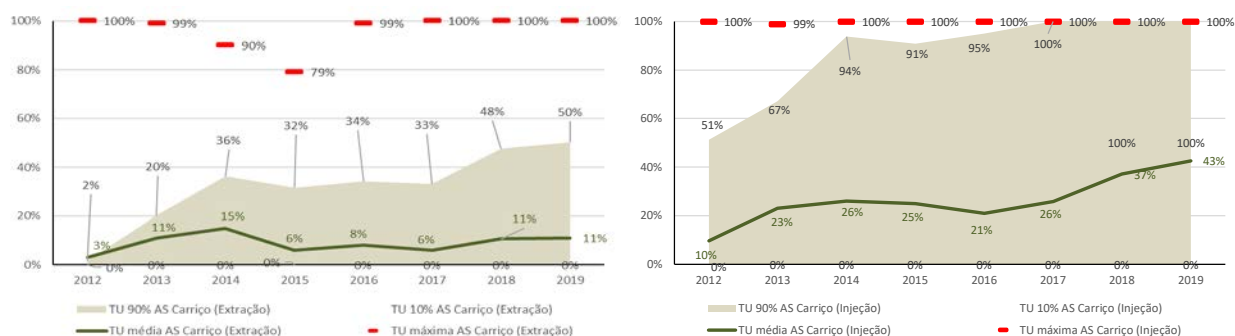


Os gráficos permitem observar a taxa média de utilização da interligação de Campo Maior e do Terminal de GNL de Sines, verificando-se uma redução da utilização média (%) da interligação de Campo Maior até 13% em 2019. Por oposição, no caso do Terminal de GNL, desde o ano 2015 que se verifica um crescimento gradual da utilização média (com maior expressão desde 2017), atingindo 87% em 2019.

Relativamente às taxas máximas de utilização, estas atingiram em Campo Maior os 98% em 2018 e os 63% em 2019, enquanto no Terminal de GNL elas mantiveram os 100% desde 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 sido atingida quase todos os anos (entre 2016 e 2019), 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 2019, das taxas máxima e média de utilização bem como dos percentis de 10 e 90% do armazenamento subterrâneo (AS) do Carriço (injeção e extração).

Figura 4-4 - Evolução anual das taxas máxima e média de utilização e dos percentis de 10% e 90% das instalações de armazenamento do Carricho



O AS do Carricho apresentou na capacidade de extração, uma taxa de utilização média de 8% em 2016, 6% em 2017 e 11% em 2018 e 2019, e uma utilização máxima de 99% em 2016, 100% em 2017, 2018 e 2019. A capacidade de injeção apresentou uma taxa de utilização média de 21% em 2016, 26% em 2017, 37% em 2018 e 43% em 2019, e uma taxa de utilização máxima de 100% desde 2016 até 2019.

Face aos valores apresentados, observa-se que a capacidade de injeção no armazenamento subterrâneo é frequentemente uma restrição à operação da infraestrutura.

5 COERÊNCIA COM O PLANO DECENAL NÃO VINCULATIVO DE DESENVOLVIMENTO DA REDE À ESCALA COMUNITÁRIA (TYNDP)

De acordo com a legislação, o Parecer da ERSE à proposta de PDIRGN deve verificar a coerência do plano nacional com o Plano Decenal Não Vinculativo de Desenvolvimento da Rede à escala comunitária (*Ten Year Network Development Plan*, TYNDP)¹⁵. O TYNDP mais recente corresponde ao TYNDP 2018¹⁶, publicado em janeiro de 2020 pela Rede dos Operadores das Redes de Transporte para o gás (ENTSOG, em inglês). Este plano foi submetido a consulta pública em fevereiro de 2019, pela ENTSOG. A proposta de TYNDP 2018 submetida a consulta foi considerada pela REN na elaboração do PDIRGN 2019.

O TYNDP 2018 assentou numa visão integrada (gás e eletricidade) dos cenários de evolução do sistema energético europeu e da perspetiva de concretização dos objetivos políticos de descarbonização. Foram utilizados cenários coincidentes nos planos decenais de gás e de eletricidade. Esta mesma preocupação assistiu à elaboração do PDIRGN 2019 e aos cenários considerados pela ERSE na elaboração do parecer.

O TYNDP 2018 definiu cenários de evolução da procura associados a vários ritmos de implementação da descarbonização, considerando um incremento expressivo da produção de eletricidade a partir de energias renováveis, uma tendência de eletrificação dos consumos de energia (por exemplo, veículos elétricos ou aquecimento), uma inversão da ordem de mérito do gás e do carvão (a favor do primeiro), ou uma participação do biometano nas redes de gás. Os cenários definidos denotam ainda um incremento da incerteza das previsões da procura, quer no âmbito da procura europeia de gás natural (face ao ritmo de descarbonização), quer das fontes de aprovisionamento deste gás (*vide* instabilidade geopolítica que afeta os fornecimentos de gás a partir da Rússia ou a dinâmica de preços entre o GNL e o gás continental). Estas dimensões estão também presentes na proposta de PDIRGN 2019, embora com especificidades nacionais vincadas.

Os projetos de investimento na RNTIAT presentes no TYNDP 2018 são apresentados no quadro seguinte.

¹⁵ Vd. art. 12.º-A do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação atual, e art. 22.º da Diretiva 2009/73/CE.

¹⁶ <https://www.entsog.eu/tyndp#>

Quadro 5-1 – Projetos de investimento na RNTIAT que integram o plano decenal europeu 2018 (TYNDP 2018)

1ª Fase da 3ª Interligação	
<p>Estação de compressão do Carregado [TRA-N-320]</p> <p>Entrada em exploração: 2024</p> <p>Potência instalada: 14 MW; Principal motivação: procura do mercado; Outros benefícios: aumentar a capacidade de injeção de gás no terminal de Sines e a flexibilidade da rede, nomeadamente face à procura das centrais elétricas.</p>	<p>3ª interligação Portugal-Espanha, gasoduto Celorico-fronteira Espanhola [TRA-N-283]</p> <p>Entrada em exploração: 2024</p> <p>Comprimento: 162 km (700 mm); Principal motivação: procura do mercado; Outros benefícios: entre outros, inclui a melhoria da segurança de abastecimento e da flexibilidade da rede face à procura das centrais elétricas.</p>
2ª Fase da 3ª Interligação	
<p>Estação de compressão de Cantanhede [TRA-N-284]</p> <p>Entrada em exploração: 2028</p> <p>Potência instalada: 12 MW; Principal motivação: procura do mercado; Outros benefícios: entre outros, inclui a melhoria da segurança de abastecimento e da flexibilidade da rede face à procura das centrais elétricas.</p>	<p>3ª interligação Portugal-Espanha, duplicação gasoduto Cantanhede-Mangualde [TRA-N-285]</p> <p>Entrada em exploração: 2028</p> <p>Comprimento: 67 km (500 mm); Principal motivação: procura do mercado; Outros benefícios: entre outros, inclui a melhoria da segurança de abastecimento e da flexibilidade da rede face à procura das centrais elétricas.</p>

Relativamente à proposta de PDIRGN 2019, verificam-se algumas diferenças, justificadas no próprio documento. A proposta de PDIRGN 2019 apenas inclui os projetos associados à 1.ª Fase da 3.ª Interligação: a estação de compressão no Carregado e o gasoduto Celorico-Espanha. A 2.ª Fase é referida como estando fora do horizonte do plano, i.e., com eventual comissionamento posterior a 2029. A proposta de PDIRGN 2019 justifica esta opção pelos atrasos na aprovação da 1.ª Fase e pelos desenvolvimentos do projeto STEP, na fronteira Espanha-França (que viu recusada, pelos reguladores respetivos, a proposta apresentada pelos operadores de rede envolvidos).

A proposta de PDIRGN 2019 projeta a execução da 1.ª Fase da 3.ª Interligação para o período 2025-29, representando aqui também um atraso face às datas inscritas no TYNDP 2018. A proposta de PDIRGN 2019 refere ainda que estes projetos estão dependentes quer da manifestação de interesse pelos utilizadores, quer da aprovação do concedente, quer ainda da concretização dos projetos complementares no eixo regional europeu, que viabilizariam os resultados das novas infraestruturas.

Quanto à motivação para o investimento, os projetos identificados no TYNDP 2018 referem em geral uma motivação ligada à satisfação da procura do mercado, nomeadamente num contexto de integração ibérica

do mercado de gás natural. Os projetos referem ainda benefícios complementares associados ao aumento da flexibilidade do sistema para acomodar picos de funcionamento das centrais térmicas (em momentos de quebra de recursos renováveis) e à melhoria da segurança de abastecimento.

A proposta de PDIRGN 2019 avalia os projetos de investimentos em dimensões coerentes com as mencionadas no TYNDP, nomeadamente: integração de mercados; concorrência; e segurança do abastecimento. Avalia ainda a dimensão do contributo para a descarbonização (sustentabilidade). Os resultados da avaliação multicritério da proposta de PDIRGN 2019 relativamente aos projetos de investimento “complementares duplamente dependentes”, que integram o TYNDP, revelam e quantificam os benefícios quanto ao incremento da capacidade disponível para a integração ibérica do mercado e flexibilidade do sistema, quanto à promoção de condições concorrenciais e quanto à melhoria da segurança de abastecimento. O projeto de investimento na Estação de Compressão do Carregado contribui sobretudo para a primeira dimensão, dado que está associado à entrada de gás a partir do terminal de Sines e essa é precisamente a infraestrutura em contingência na análise da segurança “n-1”. A avaliação dos benefícios dos projetos está assim consistente com a descrição que consta do TYNDP 2018.

Apesar da consistência verificada entre a proposta de PDIRGN 2019 e o TYNDP 2018 (e das diferenças também, como é o caso da não consideração da 2ª Fase da 3ª Interligação), importa referir que a Comissão Europeia aprovou recentemente (31 de outubro de 2019) a 4ª Lista de Projetos de Interesse Comum¹⁷ (PCI List), na qual não se inclui qualquer projeto do SNGN.

¹⁷ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32020R0389&from=EN>

6 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

De acordo com o operador da RNTGN, a segurança do aprovisionamento constituiu um dos critérios para a elaboração da proposta de PDIRGN 2019. Este critério resulta da aplicação do Regulamento (UE) 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.

Assim, na elaboração da proposta de PDIRGN 2019 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.

6.1 NORMAS RELATIVAS ÀS INFRAESTRUTURAS

As normas relativas 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 excepcionalmente elevada com uma probabilidade estatística de ocorrência de uma vez em vinte anos.

Refletindo os comentários recebidos durante as diversas Consultas Públicas organizadas para efeito de preparação dos Pareceres da ERSE às sucessivas propostas de PDIRGN, a ERSE tem concluído que não existe risco de incumprimento das normas de infraestruturas estabelecidas 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 natural¹⁸, 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.

De realçar que, no âmbito dos comentários recebidos durante a Consulta Pública à proposta de PDIRGN 2019, em relação à questão dos consumos interruptíveis de gás natural dos centros eletroprodutores que estão autorizados a utilizar combustíveis alternativos, é transmitida a posição de que “...deveria ser desenvolvido um quadro legal e regulamentar que potencie a aplicação, em caso de emergência e de forma clara, de medidas de atuação do lado da procura não-baseadas no mercado, como sejam algumas das identificadas no Anexo VIII do Regulamento n.º 2017/1938”.

A ERSE concorda com esta recomendação que emana da Consulta Pública e que reforça as suas posições anteriores e recomenda 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 as normas relativas às infraestruturas estabelecidas 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.

Nas condições anteriores, a aplicação da fórmula N-1, de acordo com os valores de procura apresentados no RMSA-GN 2019 (2020-2040), aprovado pelo Sr. Secretário de Estado Adjunto e da Energia em 21 de janeiro passado, irá permitir concluir que existe um risco reduzido de incumprimento das normas de infraestruturas estabelecidas no Regulamento europeu ao longo do período de vigência do PDIRGN 2019, e apenas na situação em que as instalações do Armazenamento Subterrâneo do Carriço apresentem um volume de enchimento inferior a 60% do valor máximo. Também aí os comentários da Consulta Pública se manifestam no sentido de afirmar que «...consideramos que o SNGN tem evidenciado uma resiliência a situações de potencial stress muito apreciável, traduzida na elevadíssima disponibilidade que se tem verificado. Neste sentido, avaliamos o nível de risco como reduzido, mesmo na situação em que se deva atender ao critério (N-1).». Nesta medida pode ser importante uma nova política de exploração do Armazenamento Subterrâneo, ou uma alteração da estratégia de armazenamento das reservas de segurança.

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

¹⁸ As centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares, dotadas de grupos bi-fuel e armazenamento de combustível alternativo *in-situ*

tornar futuros “custos afundados”. É esse o sentido que se associa à posição avançada pelo operador da RNTGN de adiamento, para edições futuras do PDIRGN, da análise da eventual Decisão Final de Investimento relativa aos Projetos Complementares Duplamente Dependentes, de construção da 1ª fase da 3ª interligação entre Portugal e Espanha e da Estação de Compressão do Carregado, num montante total que agora identifica como sendo de 148,8 M€ (a custos totais).

Assim, pela própria natureza destes projetos, uma eventual decisão sobre a realização da 3.ª interligação e da estação de compressão do Carregado, é da competência do Concedente e, neste contexto, essa decisão tanto pode ser tomada no âmbito da presente proposta de PDIRGN, como no âmbito de futuras edições do Plano.

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 Duplamente Dependentes e às razões que os justificam.

7 PLANEAMENTO

7.1 METODOLOGIA DE PLANEAMENTO E CLASSIFICAÇÃO DE PROJETOS

Na proposta de PDIRGN 2019, 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, classificados como «Projetos Base», daqueles 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, classificados como «Projetos Complementares».

Entre os «Projetos Complementares», o operador da RNTGN distingue ainda aqueles que dependem de decisão estratégica por parte do Concedentes, «Projetos Complementares Padrão», daqueles que dependem da concretização de outros projetos internacionais, decididos por entidades terceiras «Projetos Complementares Duplamente Dependentes».

Assim, os «Projetos Base» que dependem, essencialmente, da iniciativa do respetivo operador de infraestrutura, 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 PDIRDGN.

Por sua vez, os «Projetos Complementares» da presente proposta de PDIRGN 2019 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 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.

Importa ainda referir que os «Projetos Complementares Duplamente Dependentes», estão calendarizados apenas para o 2.º quinquénio, pelo que a necessidade emissão de Decisão Final de Investimento recai apenas nos «Projetos Base» e no único «Projeto Complementar Padrão».

7.2 DECISÃO FINAL DE INVESTIMENTO

Em linha com a proposta de PDIRGN 2017, o operador da RNTGN identifica os projetos, e respetivo montante associado, para os quais solicita uma Decisão Final de Investimento (DFI), a emitir pelo Concedente, e que inclui essencialmente os projetos relativos ao primeiro quinquénio de abrangência temporal desta proposta de PDIRGN (período temporal 2020-2024).

Assume-se, assim, que os projetos de investimento para os quais o operador da RNTGN não solicita DFI surgem nesta proposta de PDIRGN 2019 como meramente indicativos daquilo que poderá ocorrer durante o segundo quinquénio do período de abrangência temporal do plano e que, se voltarem a constar de futuras edições de PDIRGN com solicitação de DFI, serão então avaliados e poderão ver eventualmente tomada a respetiva DFI.

Esta prática foi de resto adotada na aprovação do PDIRGN 2017, com o Concedente a emitir DFI para projetos de investimento previstos para o primeiro quinquénio do período de abrangência temporal do plano em questão, um total de 54,6 milhões de euros, incluindo todos os «Projetos Base» propostos pelo operador da RNTGN, que totalizavam 49,1 milhões de euros e ainda 1,9 milhões relativos a projetos de ligação a pontos de entrega em Alta Pressão, classificados então como «Projetos Complementares». Adicionalmente, o concedente emitiu ainda DFI para um montante de 3,6 milhões de euros, relativos a investimento em «Projetos Base», mas anteriores a 2018.

Relativamente à proposta de PDIRGN 2019, o operador da RNTGN solicita uma Decisão Final de Investimento (DFI) para a totalidade dos «Projetos Base» a realizar no triénio 2020-2022, num montante total de 12,4 milhões de euros, incluindo a totalidade dos «Projetos Base» dedicados a «Remodelação e modernização de ativos (8,5 M€) e Gestão Técnica Global (3,9 M€). Os restantes projetos relativos aos dois últimos anos do primeiro quinquénio, que perfaz o montante de 25,7 milhões de euros para os quais o operador da RNTGN não expressa a necessidade de emissão de DFI, deverão ser objeto de confirmação quando à sua necessidade efetiva em sede de proposta de PDIRGN 2021.

7.3 ANÁLISE CUSTO-BENEFÍCIO E VALORIZAÇÃO DE BENEFÍCIOS

A proposta de PDIRGN 2019 dá continuidade à melhoria introduzida no anterior PDIRGN 2017, quanto à metodologia adotada para realização de uma análise custo-benefício aos projetos propostos.

A ERSE tem vindo a sublinhar, nos seus últimos Pareceres, a importância da apresentação de uma valorização dos benefícios e da necessidade de realização de análises benefício-custo associadas aos projetos de investimentos apresentados. Nesse sentido, no PDIRGN 2017, o operador da RNTGN introduziu pela primeira vez uma quantificação dos benefícios decorrentes da concretização dos projetos propostos. Nessa edição de PDIRGN, o operador da RNTGN apresentou a metodologia e apoio à decisão, referindo a avaliação dos «Projetos Base» e «Projetos Complementares», através do cálculo de um conjunto de atributos que permitem evidenciar os diferentes impactos destes projetos.

Na proposta de PDIRGN 2019, o operador da RNTGN mantém a mesma metodologia multicritério, concluindo que «os Projetos Base propostos não têm qualquer impacto na capacidade das infraestruturas da RNTIAT, quer ao nível da oferta de capacidade de movimentação de gás, quer ao nível da capacidade de armazenamento».

Refere ainda que «os atributos utilizados na análise multicritério / custo-benefício que se efetua a estes projetos são diferentes dos atributos utilizados na análise multicritério / custo-benefício que se efetua para determinar o impacto sistémico dos projetos estratégicos e de desenvolvimento. Esta última análise foi efetuada para os Projetos Complementares Duplamente Dependentes...».

Quanto aos «Projetos Base», o operador da RNTGN desagrega os resultados da análise Custo-benefício quanto a projetos de modernização, melhoria de qualidade de serviço e eficiência operacional:

- a) Melhoria operacional: São os projetos cuja implementação traz vantagens operacionais seja ao nível de custos e/ou de segurança, ou que derivam da necessidade de acompanhar a evolução tecnológica e do mercado.
- b) Adequação regulamentar: Projetos que visam dar cumprimento à legislação e regulação do setor.
- c) Gestão de ativos em fim de vida útil: Intervenções necessárias nos ativos em fim de vida útil de modo a manter os níveis de segurança e disponibilidade das infraestruturas. Embora com algumas exceções de carácter técnico, estas intervenções procuram a reabilitação e beneficiação dos ativos em detrimento da sua substituição.

Já quanto aos «Projetos Complementares Padrão», que engloba apenas a «Adaptação do cais de acostagem (*Jetty*) do Terminal de Gás Natural Liquefeito (TGNL) de Sines, para permitir a atividade de carregamento de bancas para navios («LNG *bunkering*»)», o operador da RNTGN refere que o mesmo «não implica a alteração de capacidade de emissão ou armazenamento da infraestrutura, nem tem qualquer influência nas funcionalidades atualmente garantidas pelo SNGN.

Pela sua especificidade, a utilização dos indutores de desenvolvimento bem como a respetiva avaliação de atributos normalmente empregues para avaliação dos «Projetos Complementares Duplamente Dependentes» não tem uma aplicação direta, não podendo ser utilizados neste projeto os mesmos atributos da análise multicritério / custo-benefício utilizados por exemplo, para projetos com impacto transfronteiriço como é o caso da 3.ª interligação».

Por isso, o operador da RNTGN adota como base para a análise custo-benefício deste projeto as apresentadas no Anexo 8 - «Estudo sobre fornecimento de GNL como combustível marítimo», designadamente usando como atributos principais de decisão o valor de investimento, o prazo de execução e a capacidade de enchimento.

Finalmente, quanto aos «Projetos Complementares Duplamente Dependentes», o operador da RNTGN refere que estes resultam da aplicação dos indutores de desenvolvimento considerados e da avaliação do resultado dos respetivos atributos, através dos quais se evidencia a importância e a contribuição de cada uma das infraestruturas para o cumprimento de determinados objetivos.

A organização dos indutores quantitativos de avaliação dos projetos, assim como a dos respetivos atributos, procura alinhar a base metodológica do PDIRGN com o regulamento relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias, Regulamento n.º 347/2013, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2013.

Os atributos de avaliação dos princípios e critérios de planeamento utilizados são os seguintes:

- a) Integração de Mercados: reserva de capacidade, capacidade bidirecional, Índice Herfindahl-Hirschman (IHH) da capacidade, IHH do aprovisionamento e capacidade de armazenamento;
- b) Concorrência: IHH da capacidade, dependência dos fornecedores, IHH do aprovisionamento e capacidade de armazenamento;
- c) Segurança do abastecimento: reserva de capacidade, capacidade bidirecional, IHH da capacidade, dependência dos fornecedores, IHH do aprovisionamento, capacidade de oferta (indicador “critério N-1”) e capacidade de armazenamento;
- d) Sustentabilidade: diminuição das emissões de gases com efeito de estufa (GEE) e

Destes, o operador da RNTGN destaca o fator segurança do abastecimento, avaliado no RMSA pela flexibilidade do sistema para fazer face a situações de perturbação do aprovisionamento, pela dependência dos fornecedores, pela diversificação das fontes e das rotas alternativas de aprovisionamento, bem como

pelo cumprimento da norma relativa às infraestruturas (“critério N-1”), nos termos do n.º 1 do artigo 5.º do Regulamento (UE) n.º 2017/1938. A existência de capacidade adequada de armazenamento que permita a constituição e manutenção das reservas de segurança é igualmente um indicador relevante para aferir a segurança do abastecimento do SNGN, devendo, como mínimo, assegurar o armazenamento das quantidades de gás previstas na norma do aprovisionamento, artigo 6.º do Regulamento (UE) n.º 2017/1938.

Relativamente ao cumprimento do “critério N-1”, são apresentadas na proposta de PDIRGN 2019 várias situações de limitação da disponibilidade de capacidade de entrada na RNTGN em função de condições operacionais das infraestruturas, no contexto dos três cenários de evolução da procura referenciados no Plano como Superior, Central e Inferior.

Em geral, na ausência de restrições à capacidade de extração do AS Carriço, o critério N-1 poderá ser cumprido quase até ao final do período abrangido nos cenários de procura Inferior e Central. A análise realizada permite também identificar e caracterizar os casos em que o critério N-1 não é cumprido na ausência de medidas de gestão da procura baseadas em mercado ou de capacidade adicional de entrada de gás em Portugal.

8 ANÁLISE DOS MONTANTES DE INVESTIMENTO PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRGN 2019

8.1 NOVO INVESTIMENTO PREVISTO NA PROPOSTA DE PDIRGN 2019

Na proposta de PDIRGN 2019, o operador da RNTGN propõe um montante total de investimento, a custos totais, de cerca de 184,4 milhões de euros, repartidos por 35,6 milhões no primeiro quinquénio e 148,8 milhões no segundo quinquénio¹⁹.

Face à proposta de PDIRGN 2017, em que era proposto um investimento global para os dez anos que ascendia a 199,8 milhões de euros, verifica-se uma ligeira redução da ordem dos 15 milhões de euros.

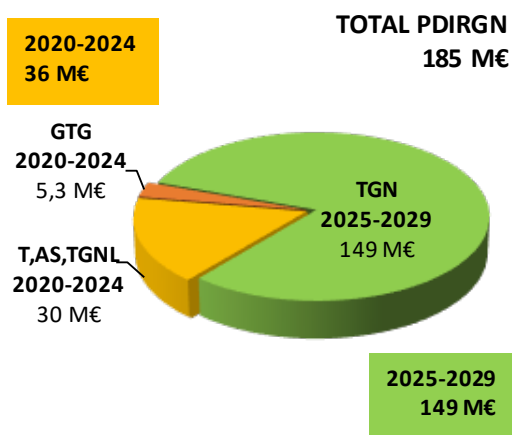
Comparando as duas propostas apenas em termos de investimento proposto para os primeiros cinco anos, constata-se uma redução significativa, de cerca de 60% no valor total de transferências para exploração (custos totais), passando de 92,3 milhões de euros na proposta de PDIRGN 2017 para 35,6 milhões de euros na atual proposta de PDIRGN 2019.

Relativamente ao triénio 2020-2022, horizonte em que se situam aqueles projetos de investimento que necessitam obrigatoriamente de Decisão Final de Investimento, a proposta de PDIRGN 2019 propõe investimentos num total de apenas 22,4 milhões de euros, um valor que se compara com os 39,7 milhões de euros propostos nos primeiros 3 anos da proposta de PDIRGN 2017.

A Figura 8-1 ilustra esta repartição, permitindo ainda identificar o montante afeto à atividade dos operadores da RNTIAT e o afeto à atividade de Gestão Técnica Global.

¹⁹ O operador da RNTGN não quantifica as verbas em «Projetos Base» a concretizar no segundo quinquénio (2025-2029), uma vez que refere não serem ainda conhecidas, já que a sua identificação resultará do acompanhamento que a REN continuará a realizar sobre o estado futuro dos ativos e das tecnologias disponíveis.

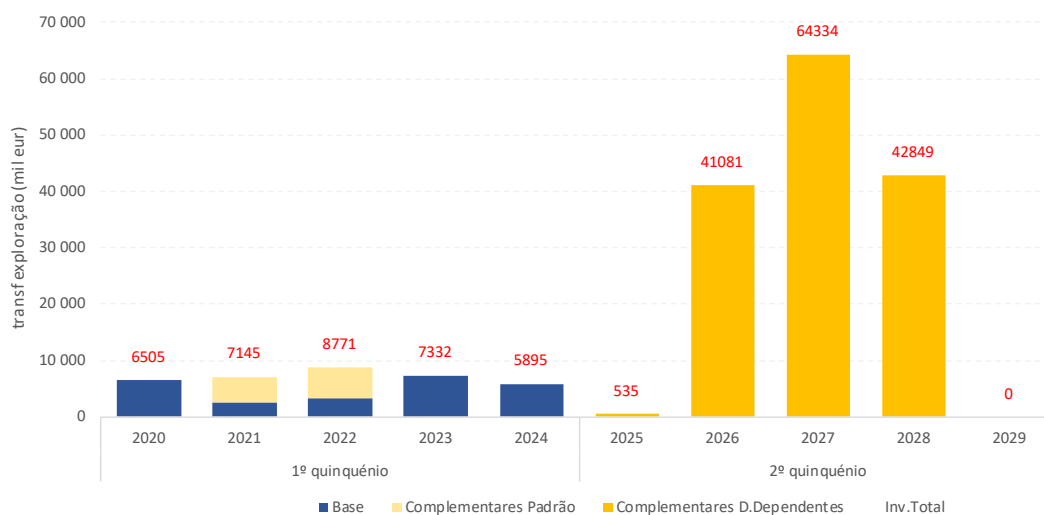
Figura 8-1 - Investimento total proposto ao longo do horizonte do plano



Fonte: ERSE, REN Gasodutos

Tendo em conta a classificação efetuada pelo operador da RNTGN dos projetos em «Projetos Base» e «Projetos Complementares», a proposta de PDIRGN 2019 identifica, a custos totais, um montante de 25,7 milhões de euros em «Projetos Base», 9,9 milhões de euros em «Projetos Complementares Padrão» e 148,8 milhões de euros em «Projetos Complementares Duplamente Dependentes», desagregado temporalmente ao longo dos 10 anos, como ilustra a Figura 8-2.

Figura 8-2 – Desagregação temporal do investimento em Projetos Base e Projetos Complementares



Fonte: ERSE, REN Gasodutos

8.2 INVESTIMENTO JÁ APROVADO NA PROPOSTA DE PDIRGN 2017 PREVISTO SER CONCRETIZADO DE 2020 A 2022

Como referido no documento de enquadramento da Consulta Pública, a proposta de PDIRGN 2019 caracteriza-se pelo facto de ser a primeira a ser submetida após um PDIRGN ter sido aprovado, dando continuidade ao exercício de planeamento de 2017. O PDIRGN 2017, aprovado, prevê investimento a realizar no total de 51,0 milhões de euros²⁰ durante o período de 2018 a 2022, desagregado por 49,1 milhões de euros em «Projetos Base» e 1,9 milhões de euros em «Projetos Complementares»²¹.

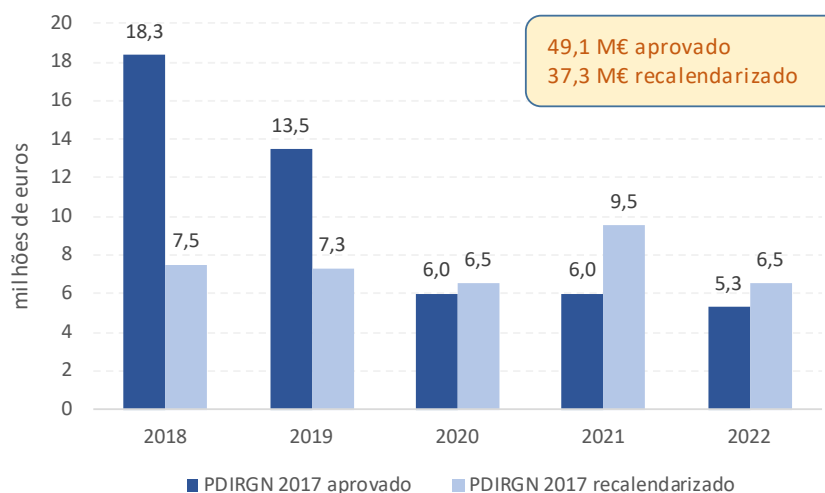
Sobre o investimento já aprovado em sede de PDIRGN 2017, importa referir que, em momento posterior à receção da proposta de PDIRGN 2019 pela DGEG, e no âmbito da atividade de supervisão da ERSE, a ERSE solicitou um pedido de esclarecimentos ao operador da RNTGN cuja resposta permitiu identificar uma atualização sobre os projetos já aprovados. Esta atualização resulta numa redução de cerca de 12 milhões de euros no montante de projetos a concretizar até 2022, com redução de 17,0 milhões de euros em 2018-2019 e um acréscimo do investimento entre 2020-2022, de 5,1 milhões de euros.

Na Figura 8-3 é possível verificar a nova distribuição temporal dos montantes de investimento, excluindo a atividade de Gestão Técnica Global, que resultou quer da recalendarização de alguns projetos, quer do cancelamento definitivo de outros.

²⁰ O despacho do Sr. Secretário de Estado da Energia, de 19 de dezembro de 2018, que aprova o PDIRGN 2017, prevê um montante total de 54,6 M€, superior ao valor a investir no quinquénio 2020-2024, uma vez que inclui um montante de 3,6 M€ correspondente a obras realizadas anteriormente a 2018, que ainda não estavam aprovadas.

²¹ O montante de 1,9 M€ diz respeito a ligações a pontos de entrega na RNTGN, classificadas pelo operador da RNTGN como «Projetos Complementares»

Figura 8-3 – Atualização da calendarização e de montantes do PDIRGN 2017



Fonte: ERSE, REN Gasodutos

Este investimento, já aprovado, estende-se até 2022, o que significa que, por existir um período temporal em que os dois PDIRGN coincidem, dever-se-á ter em atenção que a proposta de PDIRGN 2019 propõe um conjunto de novos projetos de investimento («Projetos Base» e «Projetos Complementares»), que serão adicionais àqueles que já foram aprovados no PDIRGN 2017 para o período de 2020 a 2022, e cuja grande maioria não foi ainda concretizada, mas contribuirá para um crescimento da base de ativos ao longo dos próximos anos.

O Quadro 8-1 apresenta a sequência temporal, para o período de 2020 a 2024, dos montantes já aprovados pelo PDIRGN 2017 e aqueles que são agora apresentados pela proposta de PDIRGN 2019.

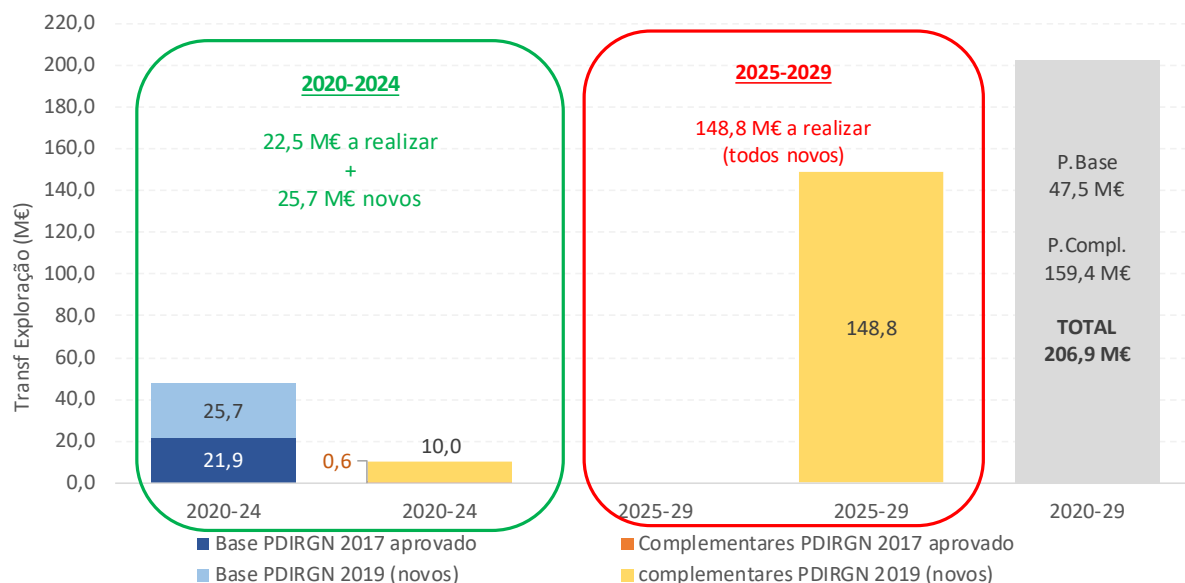
Quadro 8-1 – Investimento aprovado (PDIRGN 2017) e em apreciação (proposta de PDIRGN 2019)

	2020	2021	2022	2023	2024	TOTAL M€
PDIRGN 2017 (já aprovado)	6,5	9,5	6,5	-	-	22,5
Proposta PDIRGN 2019	6,5	7,1	8,8	7,3	5,9	35,6
Total (milhões euros)	12,5	13,1	14,1	7,3	5,9	58,1

Fonte: ERSE, REN Gasodutos

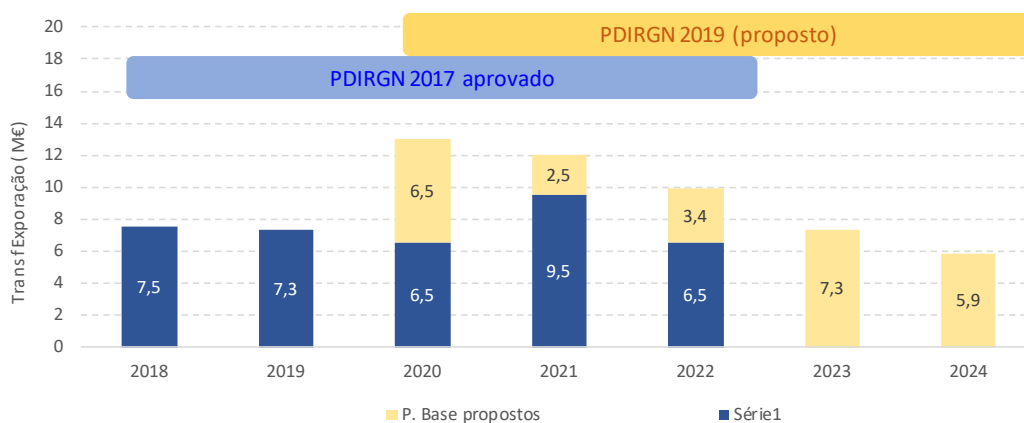
Analisando o quadro, verifica-se que nos próximos anos existe um montante, a custos totais, de cerca de 58,1 milhões de euros a acrescentar à Base Regulada de Ativos, ou seja um montante de cerca de 11,6 M€/ano. Já na Figura 6-4 pode constatar-se que o volume de projetos ainda por realizar é da mesma ordem de grandeza do investimento total proposto pelo operador da RNTGN para o segundo quinquénio.

Figura 8-4 – Investimento já aprovado e em apreciação (2020-2029)



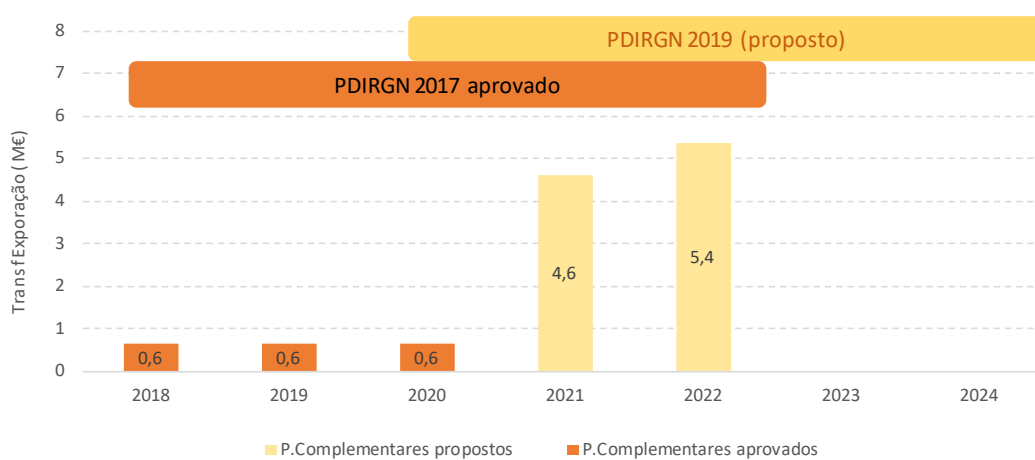
Esta sobreposição de projetos de investimentos é patente e significa que, em termos médios, aos 7,5 M€/ano aprovados em «Projetos Base» 2020-2022, há que somar mais 5,1 M€/ano 2020-2024, resultando numa média anual nos 7 anos de cerca de 9M€/ano, até 2024, como se observa nas figuras seguintes.

Figura 8-5 - «Projetos Base» – investimento aprovado PDIRGN 2017 e em apreciação (PDIRGN 2019)



Já em termos de «Projetos Complementares», em termos médios, aos 0,4 M€/ano aprovados até 2022 há que somar mais 2,0 M€/ano até 2024, resultando numa média anual nos 7 anos de 1,7 M€/ano, até 2024.

Figura 8-6 – «Projetos Complementares» – investimento aprovado PDIRGN 2017 e em apreciação (PDIRGN 2019)



Fonte: ERSE, REN Gasodutos

9 ANÁLISE DOS PROJETOS PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRGN 2019

9.1 PROJETOS BASE

Os projetos de investimento classificados como «Projetos Base» totalizam no primeiro quinquénio 2020-2024 cerca de 25,7 milhões de euros, divididos em dois blocos de investimento.

O primeiro bloco está associado à «atividade de transporte de gás natural», à «atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GNL» e à «atividade de armazenamento subterrâneo», com 20,4 milhões de euros, no total das três atividades.

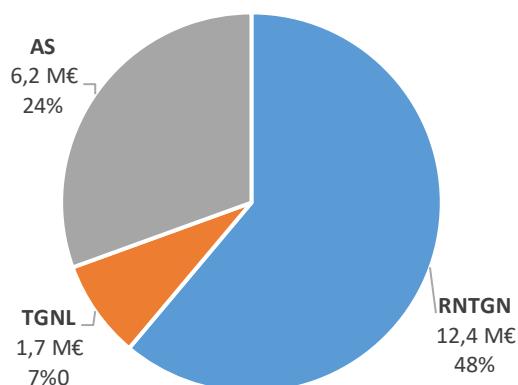
No essencial, estes investimentos são destinados a:

- a) remodelação e modernização de ativos em serviço, por obsolescência, das instalações da RNTIAT, de forma a manter a eficiência operacional das instalações
- b) garantir a continuidade e a qualidade de serviço em pontos de ligação a utilizadores da rede já constituídos (pontos de entrega aos ORD, em AP e nas interligações.
- c) cumprimento dos compromissos já acordados com clientes em AP e/ou com os ORD relativamente à disponibilização de novos pontos de entrega ou expansão dos já existentes, no caso dos ORD em articulação com os projetos dos operadores das redes de distribuição considerados nos seus PDIRD

Já o segundo bloco de projetos de investimentos diz respeito à atividade de Gestão Técnica Global, com um investimento de 5,3 milhões de euros, dividido em: 1) ferramentas de suporte às atividades do Gestor Técnico Global da REN Gasodutos (GTG); 2) Rede de Telecomunicações de Segurança (RTS); e 3) instalações do Despacho Principal de Bucelas (DPB).

Em termos de infraestruturas, o investimento proposto em «Projetos Base» distribui-se de acordo com a Figura 9-1, com quase metade do investimento total a concretizar na RNTGN.

Figura 9-1 – «Projetos Base» – distribuição do investimento proposto por infraestrutura

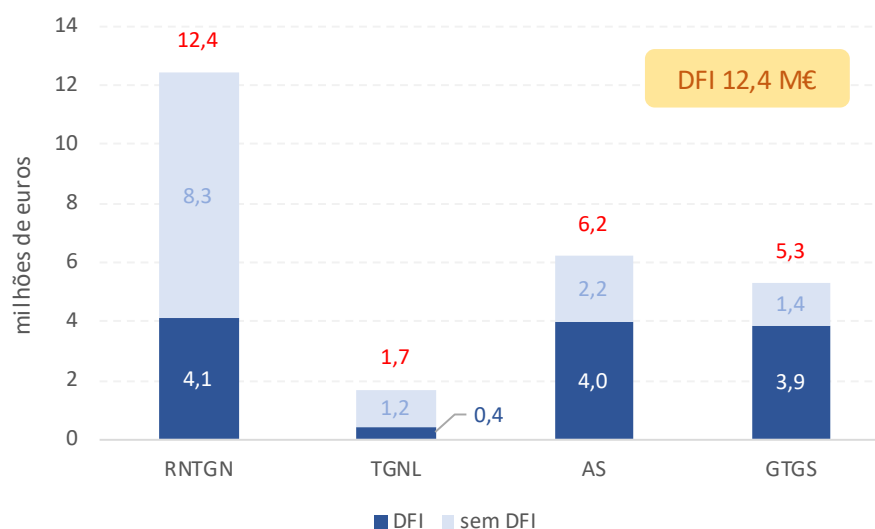


Fonte: ERSE, REN Gasodutos

De acordo com a proposta de PDIRGN 2019, o operador da RNTGN solicita uma Decisão Final de Investimento (DFI) para cerca de 12,4 milhões de euros, incluindo a totalidade dos «Projetos Base» dedicados a «Remodelação e modernização de ativos (8,5 M€) e Gestão Técnica Global (3,9 M€), propostos para o triénio 2020-2022, já que, segundo o operador da RNT, para os anos seguintes, alguns investimentos estão condicionados por fatores a ser confirmados em data posterior à data de elaboração da atual proposta.

A Figura 9-2 permite ilustrar, para cada infraestrutura, a distribuição dos montantes investimentos para os quais o operador da RNTGN solicita DFI face ao valor total inscrito na proposta.

Figura 9-2 – «Projetos Base» – Decisão Final de Investimento



Fonte: ERSE, REN Gasodutos

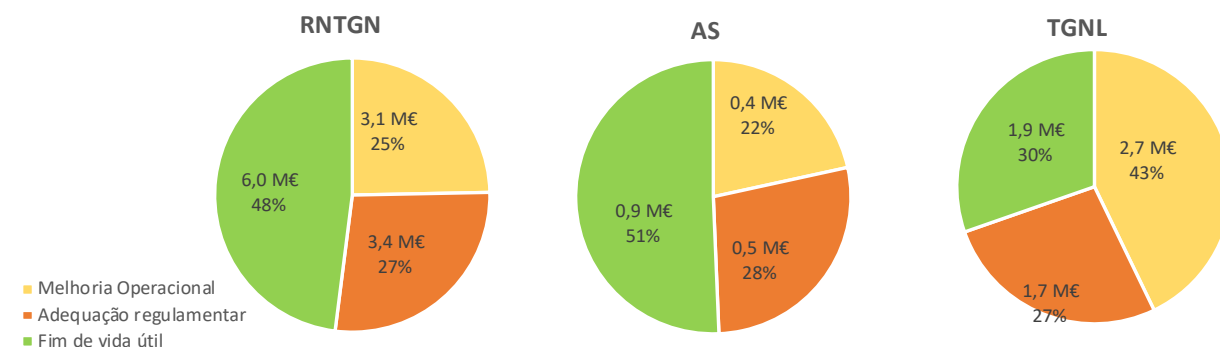
REMODELAÇÃO E RENOVAÇÃO DE ATIVOS EM EXPLORAÇÃO

Para os projetos incluídos neste bloco, num total de 12,4 milhões de euros no primeiro quinquénio, o operador da RNTGN desagrega os investimentos em cada infraestrutura em três finalidades:

- Melhoria operacional: projetos cuja análise técnica e económica demonstrou existirem vantagens operacionais na sua implementação, seja ao nível da eficiência, segurança ou qualidade, seja pela necessidade de acompanhar a evolução tecnológica, ou resultante da aquisição de ferramentas e equipamentos cujo impacto na operação das infraestruturas seja positivo tendo sempre como propósito a eficiência do sistema, a segurança de abastecimento, de pessoas e bens ou ambiental.
- Adequação regulamentar: projetos que visam dar cumprimento ao estipulado na legislação do setor e aos regulamentos publicados pela ERSE. São projetos, de execução mandatária, relacionados com a integridade estrutural das infraestruturas e com a aferição e acondicionamento dos equipamentos de leitura e medida.
- Gestão fim vida útil de ativos: Resultam da análise ao estado dos equipamentos instalados na RNTIAT e seu desempenho, ponderado pelo nível de risco associado. Estas decisões de investimento têm por base uma estratégia de planeamento da remodelação de ativos baseada no «Indicador do Estado do Ativo (IE)», que reflete a obsolescência dos mesmos e *know how* sobre a tecnologias, não tendo em conta apenas a idade económica, mas também: 1) a necessidade de antever os futuros volumes de investimento e evitar picos de investimento que oneram excessivamente o sistema; 2) a relevância de informar de forma transparente e sustentada sobre a motivação para substituição de ativos; 3) a utilidade de envolver os fornecedores tecnológicos no processo de planeamento do investimento.

Na Figura 9-3 ilustra-se a distribuição do investimento relativo a estas três finalidades, proposto para o primeiro quinquénio para cada infraestruturas.

Figura 9-3 – «Projetos Base» – distribuição do investimento proposto por infraestrutura



Fonte: ERSE, REN Gasodutos

O operador da RNTGN refere que o investimento inscrito na proposta, entre 2020-2024, resulta essencialmente de programas de substituição de equipamento em final de fim de vida útil já iniciadas no âmbito do PDIRGN 2017, para os anos 2023-2024, portanto fora do horizonte do PDIRGN 2017 aprovado, sendo o restante investimento relativo a dois projetos: “adequação de estações fronteira na RNTGN, à exportação para Espanha” e “extensão e reforço do canal de rejeição de água no Terminal de GNL.

De modo mais desagregado, o Quadro 9-1 apresenta a desagregação temporal dos «Projetos Base», previsto na proposta de PDIRGN 2019 para o primeiro quinquénio, e para os quais o operador da RNTGN solicita uma Decisão Final de Investimento (aprovação, reprovação ou adiamento).

O Quadro apresenta o valor anual do investimento respetivo a custos diretos externos. Por sua vez são também apresentados os encargos de estrutura, gestão e financeiros pelo que estão também disponibilizados os encargos de cada projeto de investimento.

Quadro 9-1 - Investimentos previstos na proposta de PDIRGN 2019 para os «Projetos Base»

Projetos Base do PDIRGN 2019 - Investimentos (mil €)	2020 a 2029	2 020	2 021	2 022	2 023	2 024	2025-2029
RNTGN - REN Gasodutos	12 439	1 723	1 584	792	4 451	3 889	0
Melhoria Operacional	2 870	710	600	660	600	300	
Adequação regulamentar	3 175	730	580	80	905	880	
Fim de vida útil	5 580	170	300	0	2 655	2 455	
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	814	113	104	52	291	254	
ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO - REN Armazenagem	1 698	200	167	83	888	361	0
Melhoria Operacional	330	80	150	0	100	0	
Adequação regulamentar	425	50	0	0	375	0	
Fim de vida útil	775	50	0	75	325	325	
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	168	20	17	8	88	36	
TERMINAL de GNL - REN Atlântico	6 216	2 553	333	1 110	1 110	1 110	0
Melhoria Operacional	2 400	250	150	1 000	500	500	
Adequação regulamentar	1 500	1 500	0	0	0	0	
Fim de vida útil	1 700	550	150	0	500	500	
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	616	253	33	110	110	110	
Gestão Técnica Global	5 305	2 029	455	1 402	883	535	0
Custos Diretos Externos	4 958	1 897	426	1 311	825	500	
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	347	133	30	92	58	35	
Total RNTIAT Projetos Base	25 658	6 505	2 538	3 387	7 332	5 895	0
Total RNTIAT @CDE	23 713	5 987	2 356	3 126	6 785	5 460	0
Total Encargos	1598	386	153	170	489	400	0

Fonte: REN Gasodutos

Análise e Comentários

O conjunto de projetos atrás descrito, e classificado pelo operador da RNTGN como «Projetos Base», diz respeito a projetos 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. Estes projetos são, por isso, os mais prioritários, e nesse sentido é solicitada a emissão de DFI para todos os que estão calendarizados para o triénio 2020-2022, sendo os restantes projetos a concretizar em 2023 e 2024 objeto de acompanhamento e análise, com reflexo no próximo PDIRGN 2021 (2022-2027).

A generalidade dos contributos de entidades que participaram na consulta pública não inclui qualquer reserva quanto aos «Projetos Base», considerando que é fundamental garantir a fiabilidade da operação das infraestruturas e a qualidade dos serviços associados ao setor de gás natural.

Deste modo, a ERSE não identifica qualquer motivo para que não seja emitida Decisão Final de Investimento para aqueles projetos identificados pelo operador da RNTGN como prioritários, num total de 12,4 milhões de euros a investir entre 2020-2022.

No entanto, e no que à substituição de ativos em fim de vida útil diz respeito, a ERSE recomenda que, em sede da próxima proposta de PDIRGN 2021, seja incluída uma análise de sensibilidade à vida útil efetiva dos ativos, e não apenas à vida útil contabilística, na medida que é esperada uma menor utilização das infraestruturas, fruto da transição energética e a descarbonização da economia.

9.2 PROJETOS COMPLEMENTARES PADRÃO

Na proposta de PDIRGN 2019, o operador da RNTGN propõe a realização de um projeto de investimento, designado como «Projeto Complementar Padrão», associado à adaptação do cais de descarga do TGNL de Sines, de modo a possibilitar o enchimento de navios de menores dimensões, proporcionando o abastecimento de GNL como combustível marítimo. O projeto está estimado em 9,9 milhões de euros, e deverá ser concretizado ao longo do triénio 2020-2022.

O projeto enquadra-se na estratégia nacional para os combustíveis alternativos (Decreto-Lei n.º 60/2017, de 9 de junho) e no Quadro de Ação Nacional para a criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos (Resolução do Conselho de Ministros n.º 88/2017, de 26 de junho). A REN Gasodutos refere a existência de manifestações de interesse, externas à REN Atlântico, de potenciais futuros utilizadores desta infraestrutura.

O projeto é ainda comparado com uma alternativa mais estrutural - a construção de um novo cais, próximo do atual. Com esta solução alternativa, ficaria viabilizado o fornecimento de GNL a navios em Sines sem interferência com a descarga em simultâneo de navios metaneiros para os depósitos de GNL do TGNL de Sines, embora representasse um investimento muito superior (entre 40 e 50 milhões de euros) e mais tempo de implementação.

O abastecimento de GNL a navios, como combustível, tem sido efetuado através de sistemas de abastecimento *truck-to-ship*.

Análise e Comentários

Os comentários à Consulta Pública à proposta de PDIRGN 2019, incluindo os pareceres do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário, apontam a necessidade de mais estudos de benefícios e custos das opções de investimento identificadas no plano (opção de adaptação e opção de construção de um novo cais). Os comentários destacam a importância do transporte marítimo como uma nova utilização do GNL e como um eixo relevante da descarbonização da economia, devendo o SNGN integrar-se na estratégia

nacional para o setor. Não obstante, o momento é ainda de muita incerteza, o que se reflete em dúvidas sobre a melhor opção de investimento. A maioria dos comentários favorece o adiamento deste investimento para permitir a realização de estudos mais substanciados entre as duas opções, tendo presente o impacto sobre a operação normal do terminal para receção de GNL e os desenvolvimentos da implementação da estratégia nacional para o transporte marítimo. Alguns comentários defendem a solução de menor investimento, com forma de concretizar a curto prazo uma opção de abastecimento de navios a GNL e evitar os riscos de um investimento mais avultado.

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 175/2017, sobre a Estratégia para o Aumento da Competitividade da Rede de Portos Comerciais do Continente, projeta para 2026 a criação de condições para o abastecimento de GNL a navios nos portos do Continente. A Lei 2/2020 (Orçamento Geral do Estado) refere que o Governo avaliará em 2020 a viabilidade económica do abastecimento de navios a GNL.

Este quadro legal demonstra que o abastecimento de GNL a navios está inserido numa política europeia e nacional de diversificação dos combustíveis, mas que a sua concretização nos portos portugueses está ainda sob avaliação. A frota mundial de navios a GNL é ainda residual, levando alguns anos a alterar essa realidade. Neste contexto, os investimentos no terminal de GNL de Sines relativamente a um modelo de abastecimento de GNL aos portos deverão ser melhor sustentados por decisões firmes no que respeita à restante cadeia de abastecimento, sob pena de se revelarem ociosos ou até deslocados do modelo concreto a implementar.

Os investimentos para este tipo de serviços complementares do terminal de GNL devem também encontrar fontes de financiamento específicas. Estas fontes podem ser públicas, por exemplo a título de incentivo a criar pela política de transportes (vd. medida “Construir uma rede de postos de abastecimento a navios nos portos nacionais” do Quadro de Ação Nacional para a criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos, aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 88/2017), ou privadas, por exemplo associadas a contratos específicos com as entidades gestoras dos portos. Este tipo de financiamento deverá garantir que os custos de adaptação do terminal de GNL para a prestação de um novo serviço, com procura incerta, não recaem sobre os restantes utilizadores do terminal e, por consequência, sobre os consumidores finais de gás natural.

Note-se que o adiamento deste investimento não prejudica o abastecimento de navios a GNL, pela via usada até aqui (a partir de camião) ou outras a desenvolver.

A ERSE solicita ao operador do terminal de GNL de Sines que desenvolva estudos mais aprofundados sobre as soluções de investimento identificadas, nomeadamente sobre a sua compatibilidade com o modelo de aprovisionamento que venha a ser adotado pelos portos nacionais, sobre a potencial interferência com a normal operação do terminal para receção de GNL ou sobre os custos e benefícios das soluções, incluindo as fontes de financiamento disponíveis. Este estudo deverá ser apresentado antes da próxima edição do PDIRGN, de modo a permitir uma discussão mais substancial e demorada com os interessados.

9.3 PROJETOS COMPLEMENTARES DUPLAMENTE DEPENDENTES

Na proposta de PDIRGN 2019, o operador da RNTGN cria uma subclasse de «Projetos Complementares» designada «Projetos Complementares Duplamente Dependentes» como sendo aqueles que, dependem da manifestação de interesse por outra entidade que não o operador da RNTIAT e da sua aprovação pelo Concedente, bem como da subordinação à concretização de outras infraestruturas europeias com os quais esses projetos se articulam.

Em particular, são enquadrados nesta categoria a concretização da 1.^a fase da 3.^a interligação Portugal-Espanha, incluindo o gasoduto entre Celorico da Beira a Vale de Frades, num investimento total de cerca de 123 milhões de euros, e a estação de compressão do Carregado, num total de 25,7 milhões de euros.

A posição apresentada na proposta de PDIRGN 2019 é a de aguardar pela manifestação de interesse por outra entidade que não o operador da RNTIAT e a sua aprovação pelo Concedente, recordando igualmente a subordinação à concretização de outras infraestruturas europeias com os quais esses projetos se articulam. A realização destes projetos depende assim também da prévia concretização dos investimentos associados à construção do projeto STEP, uma nova interligação de gás natural entre Espanha e França, no seguimento das orientações do Estado, da ERSE e da posição do *“High Level Group on Interconnections for South-West Europe”*.

Assim, pela própria natureza destes projetos, uma eventual decisão sobre a realização da 3.^a interligação PT-ES e da estação de compressão do Carregado, é da competência do Concedente e, neste contexto, essa decisão tanto pode ser tomada no âmbito da presente proposta de PDIRGN, como no âmbito de futuras edições do Plano.

Adicionalmente, já em momento posterior à elaboração da proposta de PDIRGN 2019, os investimentos associados à construção da terceira interligação entre Portugal e Espanha, à semelhança da nova

interligação de gás natural entre Espanha e França, o projeto STEP, não foram incluídos na 4ª Lista de Projetos de Interesse Comum da União Europeia²², embora tenham feito parte das três versões anteriores da referida Lista.

Tal como visto anteriormente, as normas das infraestruturas que decorrem do artigo n.º 5 do Regulamento (EU) 2017/1938, permitem concluir que existe um risco reduzido de incumprimento das normas de infraestruturas estabelecidas no Regulamento europeu ao longo do período de vigência do PDIRGN 2019, e apenas na situação em que as instalações do Armazenamento Subterrâneo do Carriço apresentem um volume de enchimento inferior a 60% do valor máximo. Em sintonia, os comentários da Consulta Pública afirmam que «...consideramos que o SNGN tem evidenciado uma resiliência a situações de potencial stress muito apreciável, traduzida na elevadíssima disponibilidade que se tem verificado. Neste sentido, avaliamos o nível de risco como reduzido, mesmo na situação em que se deva atender ao critério (N-1).».

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, evitando que se possam vir a criar futuros “custos afundados”.

9.4 CENÁRIO DE INVESTIMENTO ERSE

Tendo por base os comentários recebidos durante a Consulta Pública à proposta de PDIRGN 2019 sobre o «Projeto Complementar Padrão» associado à adaptação do cais de descarga do TGNL de Sines, que suportam a recomendação da ERSE de adiar a decisão do projeto para a avaliação da proposta de PDIRGN 2021, por um lado, e considerando a posição favorável dos mesmo comentários recebidos sobre a necessidade dos Projetos Base num montante total proposto para o primeiro quinquénio de 25,7 milhões de euros, por outro, a ERSE define como cenário final de investimento que considera justificado e necessário para o primeiro quinquénio o seguinte:

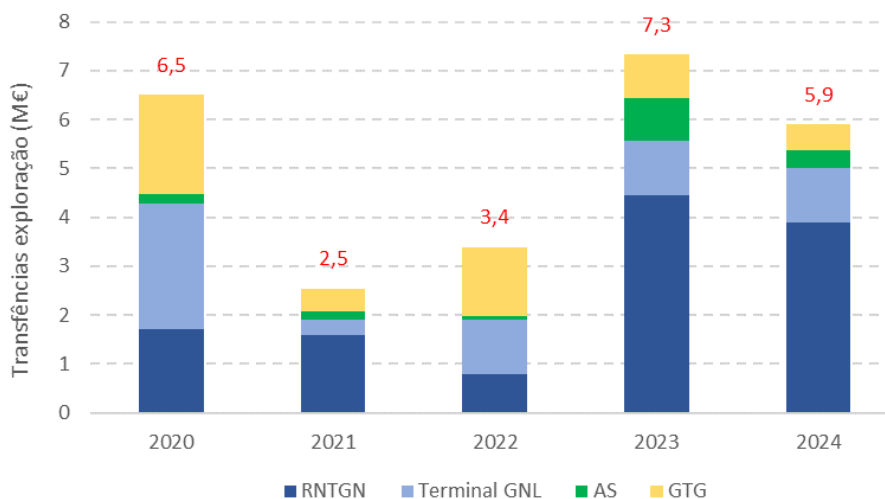
²² Estabelecida de acordo com o Regulamento Delegado (UE) 2020/389 da Comissão, de 31 de outubro de 2019, que altera o Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho no que diz respeito à lista da União de projetos de interesse comum

Quadro 9-2 – Cenário Final de Investimento ERSE PDIRGN 2019 (milhares de euros)

	TOTAL	2020	2021	2022	2023	2024
RNTGN	12439	1723	1584	792	4451	3889
Terminal GNL	6216	2553	333	1110	1110	1110
Armazenamento Subterrâneo	1698	200	167	83	888	361
GTG	5305	2029	455	1402	883	535
RNTIAT	25658	6505	2538	3387	7332	5895

Fonte: ERSE, REN Gasodutos

Figura 9-4 – Cenário Final de Investimento ERSE PDIRGN 2019



Fonte: ERSE, REN Gasodutos

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

O setor energético vive um momento de discussão e reflexão a nível europeu, sobre o papel que cada um dos vetores energéticos irá desempenhar na transição energética. A ERSE emite parecer sobre um plano que poderá não estar totalmente alinhado com as atuais diretrizes da política energética europeia e nacional, dado que a proposta de PDIRGN 2019 foi elaborada antes da aprovação do Plano Nacional Energia Clima 2021-2030 (PNEC 2030), desenvolvido no âmbito das obrigações decorrentes do designado Pacote Energia Limpa para todos os Europeus.

O PNEC 2030 estabelece que os atuais instrumentos de planeamento da rede, sob a forma de planos de desenvolvimento e investimentos nas redes, devem considerar as metas e objetivos previstos no PNEC e no Roteiro para a Neutralidade Carbónica em 2050 (RNC 2050), bem como a necessidade de adaptar os investimentos nas infraestruturas de forma a prepará-las para os desafios da transição energética.

O PNEC 2030 apresenta como visão estratégica de Portugal para o horizonte 2030 «Promover a descarbonização da economia e a transição energética visando a neutralidade carbónica em 2050», referindo que, embora todos os setores de atividade contribuam para a transição para uma sociedade descarbonizada, na próxima década, o setor da energia é aquele que dará o maior contributo.

Alinhado com a visão estratégica da União Europeia (UE), o PNEC 2030 elege a eficiência energética e as energias renováveis como uma prioridade para Portugal, estabelecendo metas mais ambiciosas do que as da UE para o horizonte 2030: 35% para a eficiência energética, 47% de incorporação de renováveis no consumo final bruto de energia.

O gás natural irá desempenhar um papel importante na transição para um sistema energético de base renovável, dado que funcionará como *backup* a um sistema eletroprodutor fortemente renovável, permanecendo no sistema nas próximas duas décadas, sendo expectável a redução gradual da sua utilização no médio e longo prazo.

A Comissão Europeia publicou recentemente o estudo «*Potentials of sector coupling for decarbonisation: Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU*», onde se procura discutir o futuro papel do gás num sistema energético totalmente descarbonizado, identificar as possíveis tecnologias necessárias para esses desenvolvimentos, e explorar como essas tecnologias podem levar a ligações entre os setores de eletricidade e gás.

O PNEC 2030 define prioridades da política energética na área da incorporação de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono nas redes de gás natural, como o hidrogénio “verde” e o biometano, nos vários setores da economia, permitindo alcançar níveis mais elevados de incorporação de fontes renováveis de energia no consumo final de energia.

Além da anunciada regulamentação da injeção destes gases nas redes do SNGN, durante 2020, o PNEC 2030 antecipa a definição política de metas nacionais de incorporação obrigatória destes gases, quer nas redes de gás natural quer noutros setores da economia (vd. *Linha de atuação 3.6. - Promover a produção e consumo de gases renováveis*).

A produção de gases descarbonizados não é competitiva em preço com o gás natural, nem se espera que venha a ser a breve prazo, pelo que a sua incorporação necessitará de mecanismos de incentivo, seja através de subsídios seja através da obrigação de incorporação, ambos mencionados no PNEC 2030.

A nova proposta política da Comissão Europeia – *An European Green Deal*, reafirmada com maior ênfase como estratégia de recuperação da atual crise económica resultante da crise sanitária, define eixos prioritários de investimento, apoiado por fundos nacionais e europeus, no sentido do cumprimento da meta de neutralidade climática em 2050. O alinhamento dos objetivos políticos para a energia e a criação de instrumentos financeiros adequados irão certamente provocar alterações visíveis no setor do gás natural, quer em Portugal quer na Europa.

O estudo «Avaliação do Potencial e Impacto do Biometano em Portugal» (LNEG, 2015) avalia em cerca de 15 TWh/ano o potencial de produção de biogás e biometano em Portugal. Este valor, que não incorpora a dimensão da viabilidade económica, tem diversas origens, sendo as mais expressivas a indústria de madeiras (9,4 TWh/ano), os resíduos sólidos urbanos (4,5 TWh/ano) e a indústria agropecuária (2,8 TWh/ano). As restantes formas de produção têm um potencial residual.

Os custos de tratamento e injeção (incluindo compressão) na rede de gás, são maioritários no custo final de produção de biometano. Assim, atendendo à dispersão das potenciais localizações de produção, para reduzir os custos de recolha da biomassa, a dimensão das unidades de produção de gases descarbonizados será reduzida e mais apropriada a uma injeção ao nível das redes de distribuição de gás natural, se existirem na proximidade. No caso do hidrogénio, o estado de maturidade das tecnologias de produção é substancialmente menos avançado.

Assim, os projetos que podem surgir no horizonte da proposta de PDIRGN 2019 serão necessariamente integrados em projetos piloto ou de base exploratória do potencial das tecnologias.

Análise e Comentários

Os comentários recebidos na consulta pública, em geral, favorecem a adaptação gradual das infraestruturas do SNGN à receção de gases descarbonizados, dando concretização à política energética e, assim, promovendo o aproveitamento das infraestruturas mesmo num contexto de redução geral das fontes de emissão de gases de efeito de estufa.

O Conselho Tarifário da ERSE em particular, recomenda a adoção de incentivos e “estímulos” à incorporação de gases descarbonizados no SNGN, por exemplo através de projetos piloto, e remoção de eventuais barreiras regulatórias à injeção de gases descarbonizados.

A ERSE reconhece que o momento atual é de mudança quanto ao impulso nas políticas de descarbonização. A viragem da década, com novos instrumentos de planeamento como o PNEC 2030 ou o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050), com o início de mandato de uma nova Comissão Europeia e com o novo quadro plurianual dos fundos europeus e até com a crise económica global provocada pela COVID19, contém os elementos necessários para uma mudança de paradigma, à qual o setor do gás natural não ficará certamente imune.

Nessa linha, os exercícios do PDIRGN devem acautelar os novos investimentos necessários para a transição energética e também a sustentabilidade económica do setor, procurando evitar novos investimentos que se tornem ociosos antes do fim da sua vida útil. Esse teste deverá ser aplicado a qualquer novo investimento, não prejudicando os objetivos mais clássicos como a manutenção da garantia de abastecimento, a qualidade do serviço e a integração dos mercados regionais de gás.

No que respeita à incorporação de gases renováveis ou gases de baixo teor de carbono nas redes de gás natural, a RNTIAT deve avançar para criar as condições reais para essa incorporação, começando pela identificação da capacidade de receção de gases descarbonizados na rede, bem como dos eventuais constrangimentos dessa injeção e medidas mitigadoras. Deve ainda identificar os investimentos necessários, se for o caso, para capacitar a Gestão Técnica Global a observar e gerir a injeção de gases nas redes. Finalmente, as próximas edições do PDIRGN, além dos objetivos anteriores, deverão incluir a projeção do impacto da injeção de gases descarbonizados na satisfação da procura de gás natural e na utilização das infraestruturas.

O exercício referido deve ser feito em articulação com os planos de investimento da distribuição - PDIRD-GN – e salvaguardando os aspetos de interoperabilidade com o operador das redes interligadas, em Espanha, nomeadamente através dos instrumentos de planeamento regional de investimentos.

A caracterização da capacidade de recepção de gases descarbonizados nas redes do SNGN deve ser tornada pública e atualizada regularmente, e não apenas no contexto dos exercícios de planeamento dos novos investimentos.

Tal como refere o Conselho Tarifário, o instrumento dos projetos piloto deverá ser explorado para acelerar a concretização desta realidade, permitindo adotar procedimentos e aperfeiçoá-los à medida que a experiência prática da sua implementação o permita.

Importará ter presente que, no domínio dos novos investimentos para favorecer a descarbonização do setor, existirão diversos instrumentos financeiros de apoio público, com vista a reduzir o impacte de adaptação das infraestruturas atuais. Assim, o interesse dos consumidores de gás natural só será assegurado se for maximizado o aproveitamento destas formas de financiamento dos novos projetos e se forem alocados adequadamente os custos do sistema para servir os novos utilizadores, sejam os produtores de gases descarbonizados, sejam os novos consumidores de GNL ou outros.

11 ANÁLISE DE IMPACTES NOS PROVEITOS E NAS TARIFAS

A realização dos investimentos incluídos na proposta de PDIRGN 2019 impactarão nos custos das atividades reguladas de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL; de Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural; de Transporte de Gás Natural e de Gestão Técnica Global do Sistema (GTG), por via da alteração das componentes dos custos de capital e dos custos de exploração.

Esta alteração dos custos impactará na definição dos proveitos permitidos dos operadores das atividades suprarreferidas e, conseqüentemente, nas tarifas de acesso às infraestruturas e redes que recuperam esses proveitos, e que são pagas pelos consumidores de gás natural. Naturalmente, estes impactes tarifários dependerão igualmente da evolução da procura de gás natural e, no caso particular das tarifas de uso da rede de transporte, do gás natural veiculado por esta rede.

Na proposta de PDIRGN 2019, os projetos de investimento são classificados em dois grupos distintos: «Projetos Base» e «Projetos Complementares». Os investimentos incluídos no primeiro grupo incorporam os projetos de remodelação e modernização que os operadores das três concessões que integram as infraestruturas da rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL (RNTIAT) consideram ter que realizar. Desta forma, estes investimentos são da iniciativa destes operadores com o objetivo de assegurar a segurança e a operacionalidade das infraestruturas da RNTIAT.

Os investimentos incluídos no segundo grupo são categorizados em dois subconjuntos: «Projetos Complementares Padrão» e «Projetos Complementares Duplamente Dependente». Na primeira categoria está incluída a adaptação do *Jetty* do Terminal de Gás Natural Liquefeito (TGNL) de Sines para permitir a atividade de carregamento de bancas para navios. Na segunda categoria incluem-se o projeto da estação de compressão do Carregado e o Projeto da 3.^a Interligação entre Portugal e Espanha. 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.

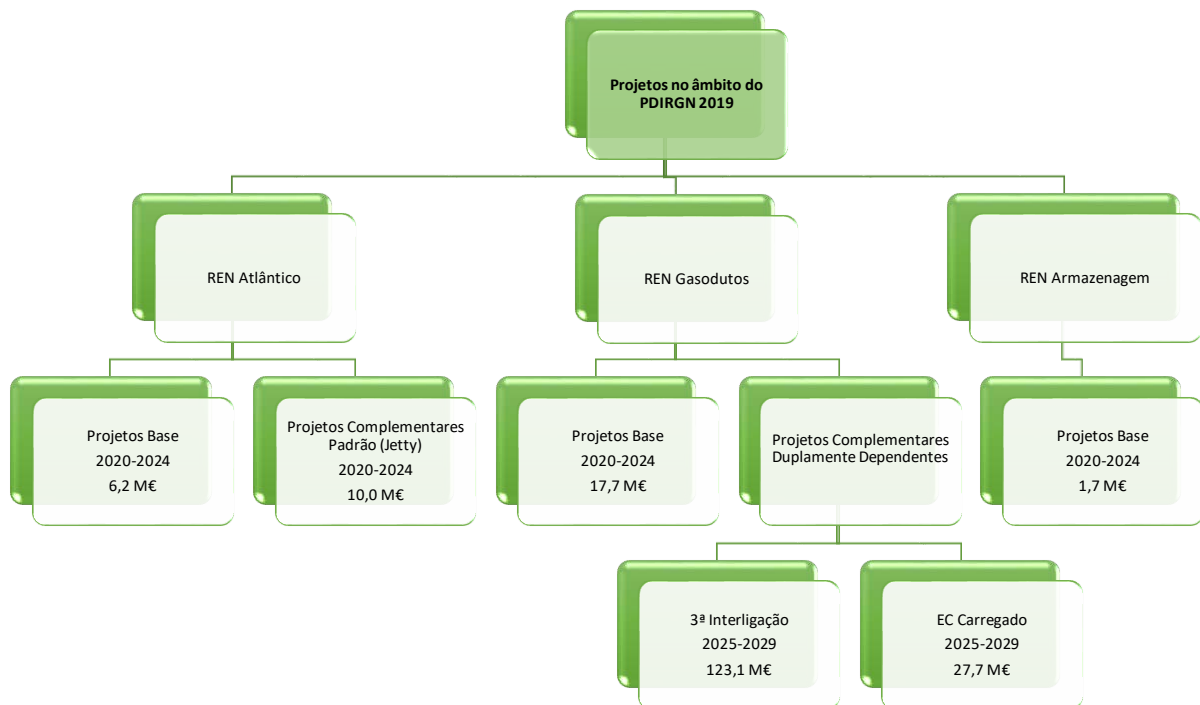
A proposta de PDIRGN 2019 considera que os investimentos relativos aos «Projetos Base» realizar-se-ão no quinquénio de 2020 a 2024. Estes são constituídos por propostas de projetos de remodelação e modernização novos ou ainda não aprovados. De acordo com os operadores das três concessões que integram a RNTIAT, os projetos de remodelação e modernização incorporam os projetos de melhoria operacional, adequação regulamentar e gestão de ativos em fim de vida útil. Os projetos relativos à GTG

incluem investimentos no âmbito de ferramentas de suporte às atividades do Gestor do Sistema, na rede de telecomunicações de segurança e nas instalações do Despacho Principal de Bucelas.

No caso dos investimentos nos Projetos Complementares Padrão, em particular o investimento na adaptação do *Jetty*, a proposta de PDITRGN 2019 indica que este irá ocorrer entre 2021 e 2022 (1º quinquénio), entrando em exploração neste último ano. Por outro lado, para os Projetos Complementares Duplamente Dependentes, cuja realização está condicionada à realização do projeto STEP, a sua potencial concretização é considerada para o quinquénio de 2025 a 2029.

A Figura 11-1 apresenta a repartição dos investimentos apresentados na proposta de PDIRGN 2019 por cada um dos operadores das infraestruturas de Alta Pressão (AP) de gás natural.

Figura 11-1 - Investimentos previstos na proposta de PDIRGN 2019 por operador de infraestruturas



Refira-se que 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 os 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.

Em consonância com o procedimento adotado em anteriores análises, atendendo à menor maturidade dos projetos previstos para o segundo quinquénio, à sua maior incerteza em termos de montante de investimento e respetiva calendarização, a análise de impactos tarifários realizada pela ERSE incidiu apenas no quinquénio 2020-2024. O próprio operador da RNTIAT não apresenta uma proposta de projetos base para o segundo quinquénio por esta razão. Adicionalmente, esta opção também se justifica pelo facto do PDIRGN ser revisto bienalmente, pelo que os projetos que caem na janela temporal do segundo quinquénio serão seguramente analisados em momentos futuros.

Em termos metodológicos, as simulações foram efetuadas em dois passos: num primeiro momento estima-se o impacto da decisão de investimento nos montantes de proveitos permitidos nas atividades da RNTIAT, que serão recuperados através das tarifas de Uso da Rede de Transporte, de Uso Global do Sistema e das Infraestruturas de Armazenagem e Terminal e, num segundo momento, estima-se o impacto tarifário da proposta de PDIRGN 2019, para as tarifas suprarreferidas.

A análise dos impactes da proposta de PDIRGN 2019 incluiu uma envolvente distinta das análises efetuadas para anteriores planos de investimentos na rede de transporte, dado esta ser desenvolvida após a aprovação do plano anterior. Com efeito, o Secretário de Estado da Energia aprovou, a 19 de dezembro de 2018, parte dos projetos de investimento propostos no PDIRGN 2017, que totalizam o montante de 54,6 M€ de Projetos Base.

Neste contexto, de modo a ter a perceção dos impactes incrementais dos investimentos associados ao PDIRGN 2019 em apreço, optou-se por desagregar a análise dos investimentos em duas categorias: (i) agregado dos investimentos aprovados do PDIRGN 2017 e anteriores a este plano de investimentos; (ii) investimentos propostos no PDIRGN 2019. Esta análise de impactos é apresentada a partir do ano 2017, de modo a incluir o ano anterior ao 1.º quinquénio do PDIRGN 2017 (2018-2022) e que termina no último ano do 1.º quinquénio da proposta do PDIRGN 2019 (2020-2024).

Os restantes pressupostos usados nestas simulações respeitam ao valor inicial e às evoluções consideradas para a base de ativos regulados, para os custos de exploração e para as restantes componentes dos proveitos permitidos às atividades da RNTIAT. Importa referir que as análises de impactes tarifários efetuadas no presente documento pela ERSE são *ceteris paribus* relativamente aos restantes custos do SNGN.

11.1 ANÁLISE EFETUADA PELO OPERADOR DA RNTGN

A REN efetuou três conjuntos de simulações para apurar os impactos nos proveitos permitidos unitários das atividades de AP decorrentes da execução dos investimentos apresentados na proposta de PDIRGN 2019. Especificamente, no primeiro conjunto de simulações, o operador da RNTGN optou por analisar apenas os impactos tarifários dos investimentos base na globalidade das atividades em AP, isto é, avaliar os impactos dos Projetos Base na totalidade dos proveitos permitidos das três atividades: i) RNTGN, ii) Armazenamento subterrâneo e iii) Terminais de GNL em três cenários de evolução da procura. A base de ativos considerada compreendia três parcelas: ativos existentes em operação; investimentos em curso ou aprovados no PDIRGN 2017 a entrar em exploração durante o período em análise e os projetos base propostos no PDIRGN 2019. A taxa de remuneração dos ativos considerada foi de 5,5%. Sucintamente, as três simulações elaboradas para avaliação do impacto 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 2019;
2. Cenários da procura:
 - a. Cenário Central;
 - b. Cenário Superior;
 - c. Cenário Inferior.

Os projetos complementares incorporam a hipótese de realização de investimentos na RNTGN e no TGNL. Neste sentido, o operador apresentou dois conjuntos de simulações de análise dos impactos dos investimentos:

- Projetos Base e Projeto Complementar Padrão no TGNL, apresentados na proposta de PDIRGN 2019, e que variam entre si em função de 3 pressupostos de base;
- Projetos Base e Projetos Complementares Duplamente Dependentes, apresentados na proposta de PDIRGN 2019, e que também variam entre si em função de 3 pressupostos de base

SUCINTAMENTE:

Projetos Complementares Padrão

1. Investimento nas atividades de RNTIAT:
 - a. Decisão de investimento nos Projetos Base apresentados na proposta de PDIRGN 2019;

- b. Decisão de investimento nos Projeto Complementar Padrão apresentado na proposta de PDIRGN 2019.
2. Cenários da procura:
- a. Cenário Central;
 - b. Cenário Superior;
 - c. Cenário Inferior

Projetos Complementares Duplamente Dependentes

1. Investimento nas atividades de RNTIAT:
- a. Decisão de investimento nos Projetos Base apresentados na proposta de PDIRGN 2019;
 - b. Decisão de investimento no Projeto Complementar Padrão apresentado na proposta de PDIRGN 2019.
 - c. Decisão de investimento nos Projetos Complementares Duplamente Dependentes apresentados na proposta de PDIRGN 2019
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 11-1 resume as simulações efetuadas pela REN Gasodutos para a evolução dos proveitos unitários da RNTIAT.

Quadro 11-1 - Simulações relativas à RNTIAT

Simulações	Classificação dos Projetos			Cenários da Procura			Subsídios	
	Projetos Base	Projeto Complementar Padrão	Projetos Complementares Duplamente Dependentes	Central	Superior	Inferior	0%	50%
Simulação A1	✓			✓				
Simulação A2	✓				✓			
Simulação A3	✓					✓		
Simulação B1	✓	✓		✓				
Simulação B2	✓	✓			✓			
Simulação B3	✓	✓				✓		
Simulação C1	✓	✓	✓	✓			✓	
Simulação C2	✓	✓	✓	✓				✓
Simulação D1	✓	✓	✓		✓		✓	
Simulação D2	✓	✓	✓		✓			✓
Simulação E1	✓	✓	✓			✓	✓	
Simulação E2	✓	✓	✓			✓		✓

Para as simulações efetuadas, o operador da RNTGN optou por manter os valores de OPEX constantes para todo o período em análise. 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 três conjuntos de simulações efetuadas, o operador da RNTGN apresenta as seguintes conclusões:

- i. Nas simulações efetuadas para os impactos dos Projetos Base 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 2019 e os valores apurados para o final do 1º quinquénio (ano de 2024). A redução mais alta do proveito permitido unitário médio é de 10%, na simulação A2, com o cenário superior da procura e para a concretização dos investimentos base. Por outro lado, nos restantes dois cenários, a redução do proveito permitido unitário médio é de 8% (nas simulações A1 e A3, considerando os investimentos base e os cenários central e inferior da procura, respetivamente). Contudo, o operador refere que a evolução da procura se apresenta como fator determinante na evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT, em particular, são referidas a desclassificação das atuais centrais térmicas a carvão de Sines e o Pego, como fatores influenciadores da procura.
- ii. No caso das simulações de análise dos impactes do Projeto Complementar Padrão (adaptação do *jetty*), o operador da RNTGN considerou que a entrada em exploração deste investimento no ano de 2022:
 - 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 2019 e os valores apurados para o final do 1º quinquénio (ano de 2024). A redução mais alta do proveito permitido unitário médio é de 9%, na simulação B2, com o cenário superior da procura e para a concretização dos investimentos base. Por outro lado, nos restantes dois cenários, a redução do proveito permitido unitário médio é de 7% (nas simulações B1 e B3, considerando os investimentos base e os cenários central e inferior da procura, respetivamente).
- iii. 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 2027. Nesta avaliação, o operador da RNTGN apresenta as estimativas dos impactes nos proveitos unitários resultantes dos

Projetos Base e do Projeto Complementar Padrão nos diferentes cenários de evolução da procura e as estimativas de acréscimo destes custos resultantes dos Projetos Complementares Duplamente Dependentes 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 2024 a 2029, 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 impacte nos proveitos unitários é reduzido apresentando uma tendência de decrescimento dos proveitos permitidos unitários nos três cenários de consumo e em qualquer dos cenários relativos aos subsídios. A redução dos proveitos permitidos unitários com a inclusão dos Projetos Base e do Projeto Complementar Padrão em 2029, comparativamente a 2024, variará entre os 16% e os 20%, enquanto o acréscimo resultante dos Projetos Complementares correrá entre os 6% e os 10%.

Para além do suprarreferido, a análise do impacte nos custos a recuperar pelas tarifas decorrentes da realização dos investimentos da proposta de PDIRGN 2019, efetuada pelo operador da RNTGN, não inclui, à semelhança das anteriores propostas, um cenário alternativo que apresentasse a evolução dos custos das atividades em AP, caso os investimentos propostos não se realizem.

Neste quadro, com base nos dados incluídos na proposta de PDIRGN 2019, a ERSE estimou, tal como lhe compete, os impactes na evolução dos custos das atividades em AP a recuperar pelas respetivas tarifas, decorrentes da realização dos investimentos referidos na proposta de PDIRGN 2019.

11.2 IMPACTES DO PDIRGN NOS PROVEITOS

Os impactes nos custos a recuperar por aplicação das tarifas da proposta de PDIRGN 2019 foram avaliados para as atividades das infraestruturas em AP, ponderando cenários de evolução da procura e de investimentos. Esta ponderação é de seguida apresentada.

CENÁRIOS DE PROCURA

No ponto A3, é apresentada a evolução histórica do consumo de gás natural nacional e noutras geografias da Europa, neste ponto também é apresentada uma análise aos cenários da procura apresentados pela REN na análise de impactos nos proveitos permitidos unitários na RNTIAT. A proposta de PDIRGN foi

elaborada em 2018, pelo que os cenários considerados não refletem as últimas tendências da evolução do consumo, assim verifica-se uma grande diferença entre a evolução mais recente do consumo de gás natural e as previsões implícitas na proposta.

A procura nacional de gás natural é muito dependente da procura do mercado elétrico. Assim, as alterações estruturais do setor eletroprodutor têm influenciado as tendências registadas nos últimos anos para a procura do gás natural. No passado, a alteração da estrutura do sistema eletroprodutor e as suas fontes, nomeadamente as de origem renovável e da sua potência instalada, determinaram alterações significativas na utilização das centrais de ciclo combinado a gás natural. Mais recentemente, o crescimento da procura de gás natural registado nos últimos anos está relacionado com as condicionantes da produção elétrica a carvão, o agravamento dos impostos sobre o ISP, os preços das licenças de emissão de CO₂ e as previsões de descomissionamento para este tipo de centrais. Nesse quadro, a ERSE considerou prudente definir dois cenários de procura, que estimem consumos anuais, que reflitam diferentes evoluções do setor elétrico, conjugando vários fatores que condicionam o consumo de gás natural dos centros eletroprodutores de ciclo combinado, tal como apresentado no ponto A3.10

CENÁRIOS DE INVESTIMENTO

Os projetos de investimentos apresentados na proposta de PDIRGN 2019 são classificados em dois grupos distintos em função do potencial da sua concretização. O grupo dos Projetos Base incorpora montantes associados à manutenção das atuais infraestruturas, cuja realização ocorrerá já a partir de 2020.

O grupo dos Projetos Complementares encontra-se dividido em dois subconjuntos. Um primeiro designado de Projetos Complementares Padrão associado à adaptação do terminal *jetty* proposto ocorrer no 1.º quinquénio e um segundo, com montantes de maior relevância, designado de Projetos Complementares Duplamente Dependentes, e que apenas deverão ocorrer após 2024, 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 2024, e ao enquadramento dado pelo operador da RNTGN aos diferentes Projetos Complementares na proposta de PDIRGN 2019, a ERSE optou apenas por considerar a análise dos impactos dos Projetos Base e do Projeto Complementar Padrão nos proveitos permitidos unitários.

Registe-se que os Projetos Base e o Projeto Complementar Padrão não incorporam a possibilidade de financiamento através de subsídios. Registe-se, igualmente, que na proposta de PDIRGN 2019, o operador da RNTGN incorpora uma melhoria, comparativamente ao plano anterior, ao apresentar os pressupostos assumidos do acréscimo percentual, bem como, os respetivos montantes em valor absoluto acrescidos aos valores do investimento (a custos diretos) relativos aos encargos de estrutura, gestão e financeiros. Desta forma, as simulações efetuadas pela ERSE e pelo operador da RNTGN foram efetuadas a custos totais.

Adicionalmente, relativamente ao investimento proposto para o terminal de GNL que contempla a adaptação do *jetty*, sendo uma infraestrutura que integra uma atividade que se encontra fora das definidas atualmente para o operador do terminal de GNL no âmbito da concessão do SNGN, bem como, os beneficiários desta infraestrutura poderem não integrar o SNGN considera-se que a remuneração deste investimento pode ser enquadrada fora do contexto tarifário. Além disso, considera-se que o atual momento é ainda de muita incerteza, o que se reflete em dúvidas, por um lado sobre o momento da decisão (por não estar garantida a simultaneidade de toda a restante cadeia de abastecimento), e por outro sobre qual a melhor opção de investimento – se adaptando o atual cais, se a opção alternativa de construção de um novo cais específico para este efeito.

APRESENTAÇÃO DAS SIMULAÇÕES EFETUADAS

O Quadro 11-2 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 3-13).

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.

Quadro 11-2 - Cenários de avaliação dos impactes dos investimentos apresentados na proposta de PDIRGN 2017

Cenários Investimento	Descritivo dos Cenários de Investimento	Sigla	Cenário de Quantidades	Subsídios
Cenário ERSE PDIRGN 2017	Investimentos anteriores ao PDIRGN 2017 + Investimentos PDIRGN 2017 aprovados (com esclarecimentos REN)	A1	Cenário Superior	Não Aplicável
		A2	Cenário Inferior	Não Aplicável
Cenário ERSE PDIRGN 2019 Base	Investimentos anteriores ao PDIRGN 2017 + Investimentos PDIRGN 2017 aprovados (com esclarecimentos REN) + Investimentos PDIRGN 2019 Projetos Base	B1	Cenário Superior	Não Aplicável
		B2	Cenário Inferior	Não Aplicável
Cenário ERSE PDIRGN 2019 Base + Jetty	Investimentos anteriores ao PDIRGN 2017 + Investimentos PDIRGN 2017 aprovados (com esclarecimentos REN) + Investimentos PDIRGN 2019 Projetos Base e Projeto Complementar Padrão (Jetty)	C1	Cenário Superior	Não Aplicável
		C2	Cenário Inferior	Não Aplicável

PRESSUPOSTOS DAS SIMULAÇÕES EFETUADAS

Os dados constantes da proposta de PDIRGN 2019 tornaram possível identificar o impacto dos investimentos propostos na evolução dos proveitos permitidos das atividades em AP. Para tal, a ERSE considerou um conjunto de pressupostos que permitiram simular a evolução do CAPEX das atividades reguladas.

A avaliação dos impactes em proveitos resultantes dos investimentos propostos no PDIRGN, apenas teve em conta os projetos de investimento Base e o seu calendário e partiu dos seguintes pressupostos contabilístico-financeiros:

1. entrada dos investimentos em exploração no final do período do investimento. Apenas nessa data se considera que os investimentos propostos passam a ter impacto no cálculo dos proveitos permitidos das atividades a que dizem respeito;
2. foram considerados os valores dos investimentos a custos totais apresentados na proposta de PDIRGN 2019.

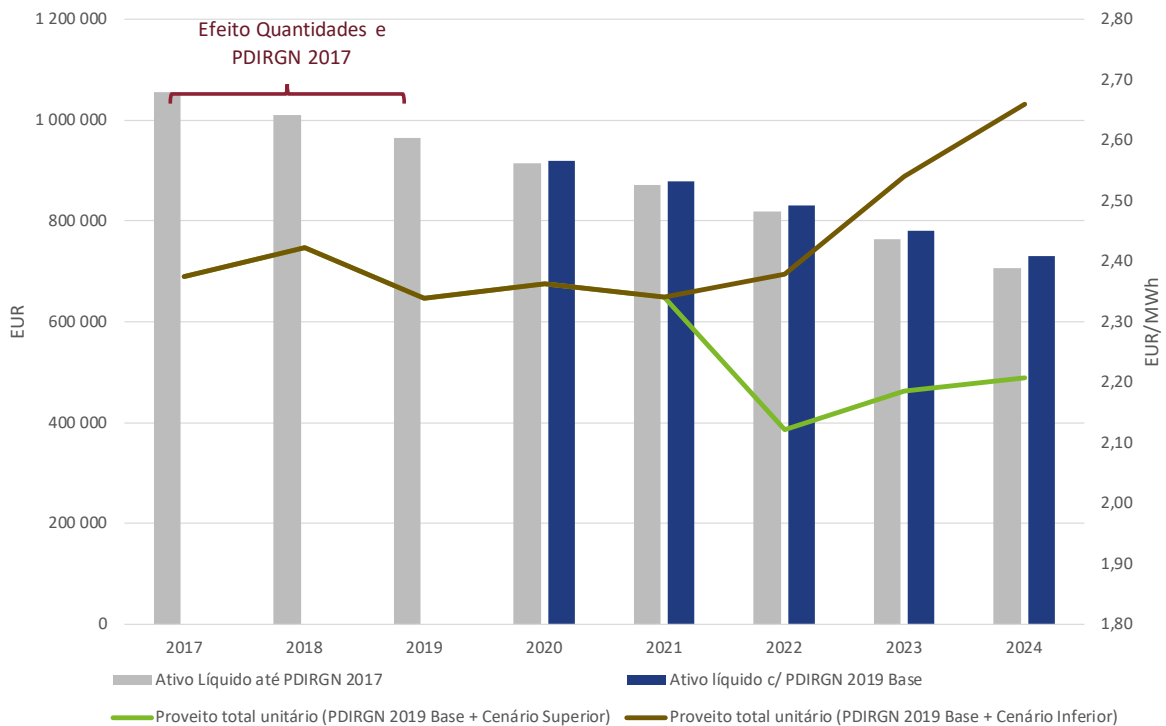
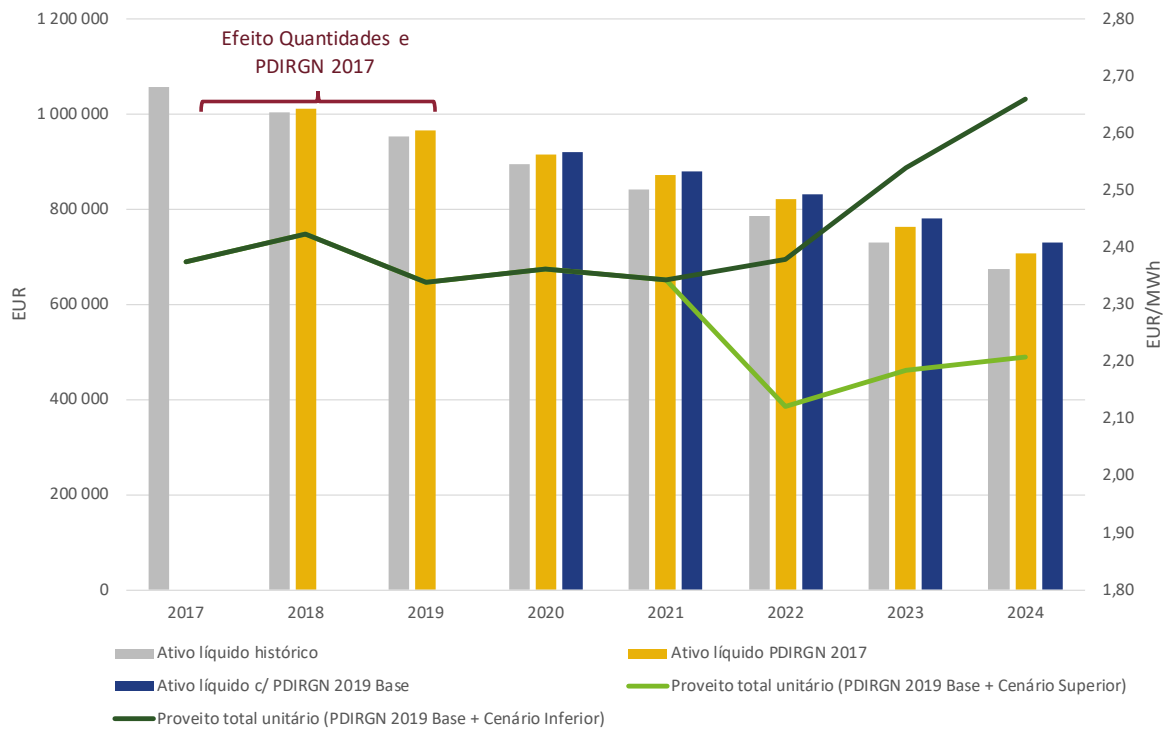
3. para apurar as amortizações dos novos investimentos foram consideradas as seguintes taxas médias anuais de amortização específicas de cada atividade: atividade de transporte; atividade do armazenamento subterrâneo e atividade do terminal;
4. taxas de remuneração dos ativos de 6,02%, 5,52% e 5,40% para os anos de 2017, 2018 e 2019, respetivamente, definidas e previstas na proposta de tarifas para o ano gás de 2020-2021. Para 2020 e anos seguintes foi considerada a taxa de 4,58%, valor estimado no final do 1º trimestre de 2020 com os últimos dados disponíveis.

Ao nível do OPEX, foram efetuadas simulações para cada um dos operadores das infraestruturas de AP, 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.

Resultados das simulações efetuadas

A Figura 11-2 permite observar a evolução prevista no período 2017-2024, após a entrada em exploração dos investimentos Base previstos na proposta de PDIRGN, ao nível dos ativos das atividades de AP, bem como a evolução do Proveito Permitido Total unitário em cada um dos dois cenários de procura mencionados no ponto 3.5.3.

Figura 11-2 - Ativo Líquido e Proveito Permitido Total unitário por quantidades de gás natural transportadas



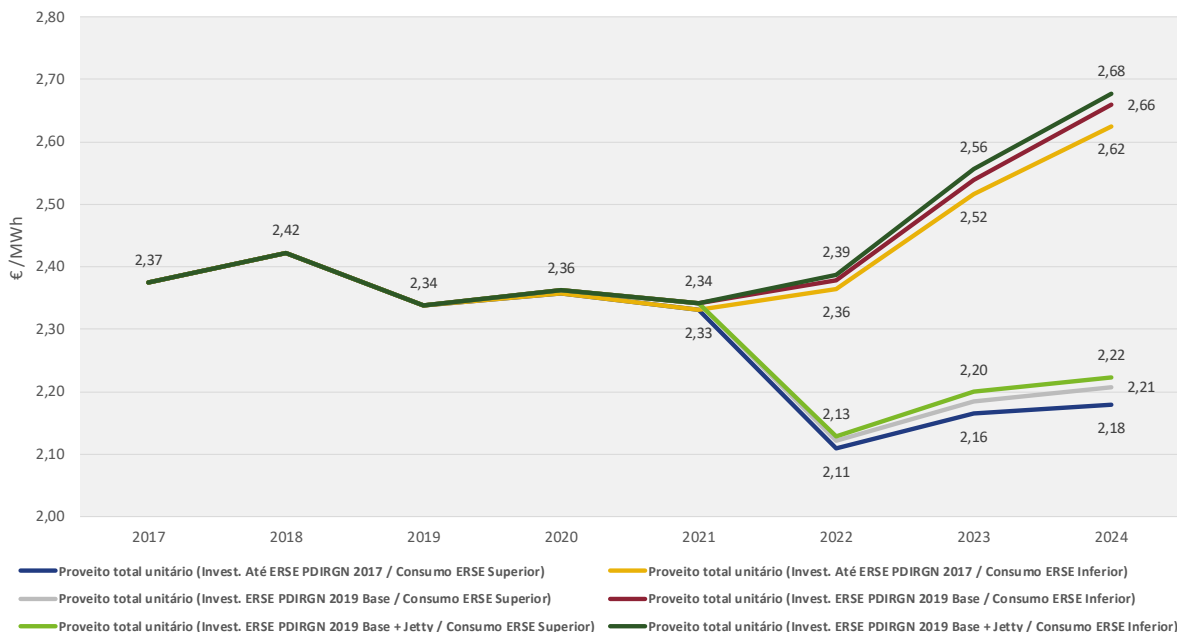
O crescimento do proveito unitário que se observa no ano de 2018 reflete o início da entrada em exploração dos investimentos aprovados para o PDIRGN 2017. A entrada em exploração dos investimentos base propostos no PDIRGN 2019 durante o quinquênio de 2020 a 2024, juntamente com a entrada em

exploração dos investimentos aprovados no anterior PDIR, contribuem para o incremento gradual do valor dos ativos líquidos com novos investimentos, se comparáramos ao valor destes ativos sem os novos investimentos (em 2018, este diferencial representou 1%, devendo crescer moderadamente nos anos seguintes, alcançando um valor máximo de 8% em 2024). 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.

Na figura supra observa-se um decréscimo no ano de 2019, do Proveito Permitido Total unitário justificado pelo crescimento das quantidades em 2019 em 4,7% face ao ano anterior. Nos anos de 2020 e 2021, estima-se uma quebra nas quantidades na ordem dos 10%, em ambos os cenários da procura, comparativamente ao ano de 2019. Observa-se uma manutenção do proveito permitido unitário nos anos de 2020 e 2021, em ambos os cenários da procura, que se justifica por efeitos de sentido oposto. Por um lado, verificar-se-á uma quebra acentuada das quantidades, em conjunto com o incremento das amortizações dos novos investimentos, que criam pressão tarifária. Por outro lado, verificar-se-á uma diminuição da remuneração dos ativos, originada por um maior montante de amortizações comparativamente ao valor dos investimentos entrados em exploração e pela diminuição da taxa de remuneração a partir de 2020. A partir de 2022 a evolução estimada das quantidades nos dois cenários da procura apresenta-se bastante díspar facto que justifica os diferentes comportamentos do proveito permitido unitário em cada cenário, observado na figura supra.

Para avaliar os impactes dos novos investimentos nos custos unitários, simulou-se a não inclusão dos novos investimentos propostos (Figura A.8 - 3).

Figura 11-3 - Proveito Permitido Total Unitário por quantidades de gás natural transportada

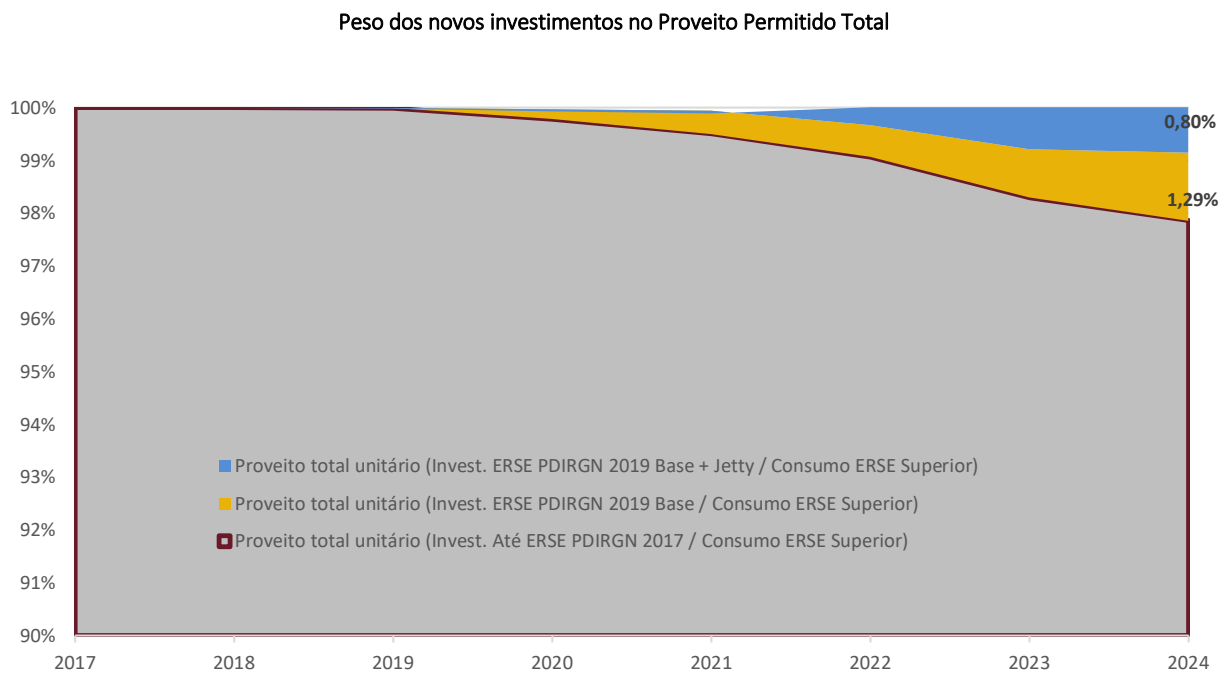
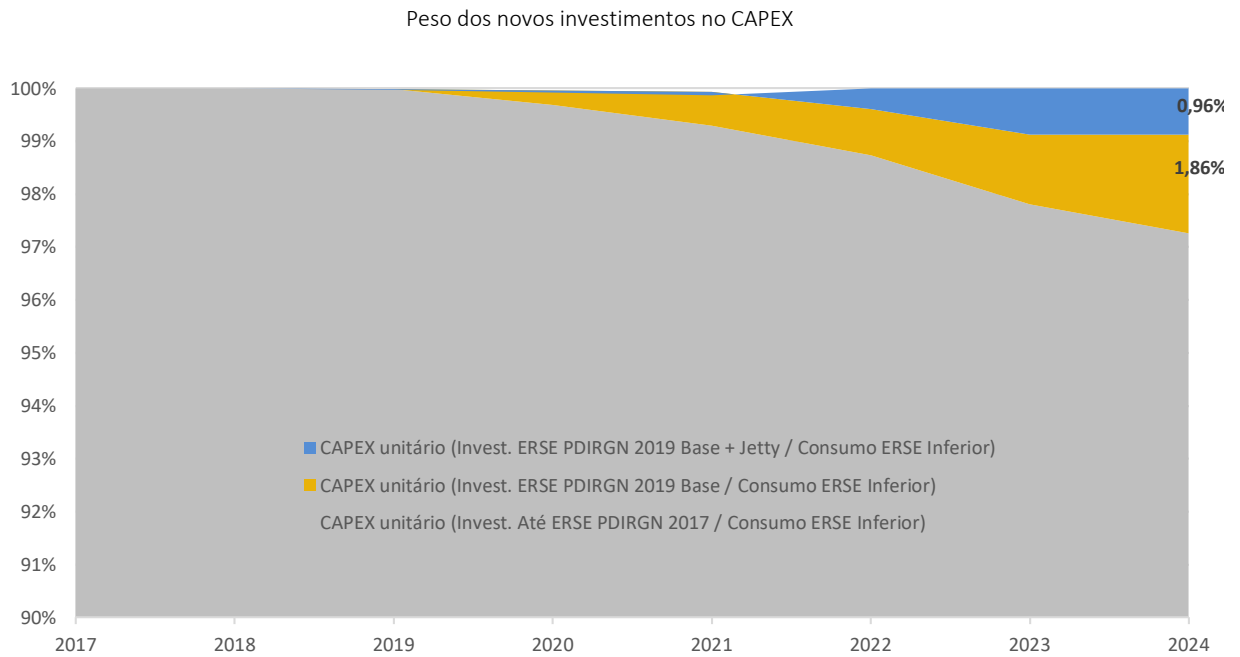


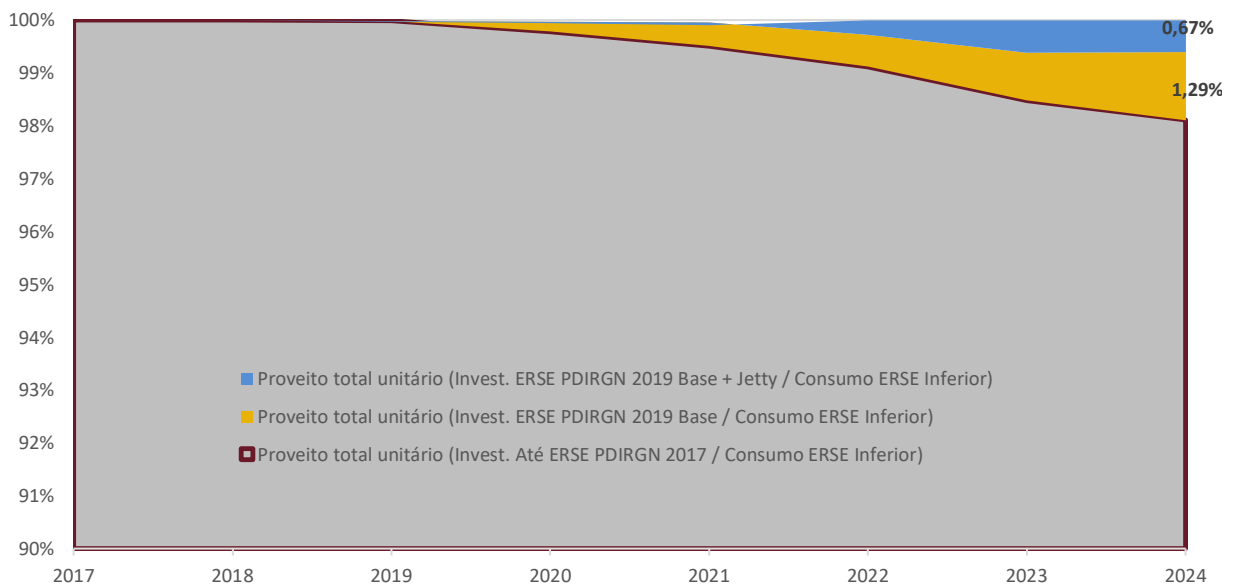
A realização dos investimentos base propostos no PDIRGN 2019 implica, para o ano de 2024, um crescimento do Proveito Permitido Total unitário na ordem dos 1,3% nos dois cenários da procura comparativamente ao Proveito Permitido Total unitário desse ano sem estes investimentos. Considerando o projeto complementar padrão (*jetty*) a taxa de crescimento será na ordem dos 2,0% em ambos os cenários da procura.

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 AP.

As análises efetuadas pretendem avaliar os impactes dos novos investimentos ao nível dos CAPEX e dos Proveito Permitido Total das atividades reguladas. Na Figura 11-4 são apresentados os pesos dos novos investimentos apresentados na proposta de PDIRGN no total do CAPEX unitário e do Proveito Permitido Total unitário das atividades em AP.

Figura 11-4 - Peso dos investimentos base propostos





Da análise da figura anterior observa-se um peso pouco significativo dos investimentos base e do investimento de adaptação do *Jetty* apresentados na atual proposta. No caso do CAPEX unitário, estes investimentos representam, respetivamente, 1,9% e 1,0% no ano de 2024 onde se prevê estar a totalidade dos investimentos deste tipo em exploração. Considerando o Proveito Permitido Total unitário, estes investimentos representam cerca de 1,3% e 0,7% a 0,8% na mesma referência temporal.

O quadro seguinte apresenta para 2024 os impactes ao nível do Proveito Permitido Total das atividades em AP dos novos investimentos propostos, em cada um dos cenários estudados.

Quadro 11-3 - Impacte dos novos investimentos no Proveito unitário das atividades de Alta Pressão por quantidades de gás natural transportada

€/ MWh	Custos 2019	Custos sem Investimentos PDIRGN 19 2024	Custos com Investimentos		Impacto dos investimentos no TOTEX unitário da AP			
			Projetos Base	Projetos Base + Jetty	€		%	
					Projetos Base	Projetos Base + Jetty	Projetos Base	Projetos Base + Jetty
			2024		2024			
REN								
Cenário Superior	2,3384	2,1788	2,2074	2,2222	0,0286	0,0434	1,313%	1,992%
Cenário Inferior		2,6250	2,6594	2,6772	0,0345	0,0523	1,313%	1,992%
REN ATLÂNTICO								
Cenário Superior	0,6295	0,5987	0,6069	0,6217	0,0082	0,0230	1,378%	3,847%
Cenário Inferior		0,7213	0,7312	0,7490	0,0099	0,0277	1,378%	3,847%
REN ARMAZENAGEM								
Cenário Superior	0,3155	0,2821	0,2839	0,2839	0,0018	0,0018	0,639%	0,639%
Cenário Inferior		0,3399	0,3420	0,3420	0,0022	0,0022	0,639%	0,639%
REN GASODUTOS								
Cenário Superior	1,3934	1,2980	1,3166	1,3166	0,0186	0,0186	1,430%	1,430%
Cenário Inferior		1,5638	1,5862	1,5862	0,0224	0,0224	1,430%	1,430%

O maior impacte dos novos investimentos base, ao nível do Proveito unitário, ocorre na atividade de transporte de GN (que inclui a atividade de Gestão Técnica Global do Sistema) e na atividade do terminal e armazenamento de GN. Nestas duas atividades, estima-se que o Proveito unitário, para o ano de 2024, cresça em 1,43% e 1,38%, respetivamente, em relação ao valor que estima obter neste ano sem incluir os investimentos propostos no PDIRGN 2019.

No caso da atividade de armazenamento subterrâneo, este crescimento do Proveito unitário situar-se-á na ordem dos 0,64%. Desta forma, a concretização do investimento dos projetos base implicará um crescimento do Proveito unitário na ordem dos 1,31% para a globalidade das atividades em AP. O impacte da concretização do projeto complementar padrão (adaptação do *Jetty*) apresenta-se materialmente no Proveito da atividade do Terminal de GNL com um crescimento do Proveito Unitário na ordem dos 3,85% face ao valor estimado sem a concretização dos projetos propostos no PDIRGN 2019 (o impacte dos projetos base estima-se ser na ordem dos 1,38%, tal como suprarreferido).

Apesar do montante dos novos investimentos (aprovados no PDIRGN 2017 e propostos nos projetos base e complementar padrão no PDIRGN 2019) ser inferior ao montante das amortizações anuais, dos atuais ativos em exploração que se reflete numa tendência de redução do ativo líquido, verifica-se que a procura é determinante para o comportamento do Proveito unitário. Os dois cenários da procura considerados para a presente análise comprovam este facto pois para as três atividades em AP regista-se uma tendência de crescimento ou de decréscimo do Proveito unitário consoante seja considerado o cenário inferior ou superior.

11.3 IMPACTES TARIFÁRIOS DOS INVESTIMENTOS NA RNTGN PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRGN 2019 EM 2024

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

São analisados dois cenários de avaliação dos impactes tarifários na atividade de transporte de gás natural, decorrentes da concretização do investimento em Projetos Base incluídos da proposta de PDIRGN 2019, diferenciados segundo as duas perspetivas de evolução do nível da procura, definidas pela ERSE para 2024, a saber:

- Cenário Superior – consumo de gás natural em 2024 de 60,7 TWh/ano,
- Cenário inferior – consumo de gás natural em 2024 de 50,4 TWh/ano,

Em ambos os cenários de procura, considera-se um consumo base, verificado em 2019, de 66,9 TWh.

No que respeita ao nível dos investimentos na RNTGN, foi considerado como cenário base de referência para a análise dos impactes tarifários o “Cenário ERSE PDIRGN 2017”, que resulta da soma dos investimentos anteriores ao PDIRGN 2017 e dos investimentos do PDIRGN 2017 aprovados (com esclarecimentos REN).

A análise do impacte tarifário é então realizada para o cenário de investimento denominado “Cenário ERSE PDIRGN 2019 Base”²³, que resulta da soma dos investimentos anteriores ao PDIRGN 2017, dos investimentos PDIRGN 2017 aprovados (com esclarecimentos REN) e dos investimentos previstos na proposta de PDIRGN 2019 em Projetos Base.

A análise de impactes tarifários é assim realizada para dois cenários de procura e apenas um cenário de investimento. Esta análise considera apenas os investimentos na RNTGN, não incluindo qualquer investimento aprovado em anteriores planos de desenvolvimento e investimento das redes de gás natural.

O Quadro 11-4 apresenta a variação do preço médio entre 2019 e 2024, em valores percentuais, para os dois cenários de procura e para o cenário de investimento “Cenário ERSE PDIRGN 2019 Base”. Para estimar o impacte tarifário tem que se considerar os valores das tarifas praticadas em 2019. Assim, o preço médio das tarifas de Uso da Rede de Transporte (URT) em 2019 resulta da média ponderada das tarifas 2018/2019

²³ O cenário de investimento denominado “Cenário ERSE PDIRGN 2019 Base + Jetty” não é considerado nesta análise, porque o investimento no Projeto Complementar Padrão (*Jetty*) não afeta a tarifa de uso da rede de transporte, nem as tarifas de Acesso às Redes.

e das tarifas 2019/2020, e traduz-se por ¾ das tarifas de 2018/2019 e ¼ das tarifas de 2019/2020, uma vez que as tarifas de 2019/2020 estiveram em vigor só a partir de setembro de 2019.

Quadro 11-4 – Variação de preço médio (2024/2019) do cenário de investimentos do PDIRGN 2019 na RNTGN

	Tarifas 2019* (a)	Análise dos cenários			
		2024 (b)			
		Sem Investimento		Com Investimento	
		Procura Inferior	Procura Superior	Procura Inferior	Procura Superior
Preço Médio URT (€/MWh)	1,44	1,56	1,30	1,59	1,32
Variações preço médio (Tarifas 2019 a 2024) [b/a-1] %					
Uso Rede Transporte (URT) (%)		8,8%	-9,7%	10,3%	-8,4%
Acesso às Redes (%)		2,1%	-2,4%	2,5%	-2,0%
AP (%)		8,2%	-9,1%	9,6%	-7,9%
MP (%)		3,1%	-3,5%	3,7%	-3,0%
BP> (%)		0,7%	-0,8%	0,8%	-0,7%
BP< (%)		0,3%	-0,3%	0,3%	-0,3%
Preços Finais (%)		0,4%	-0,4%	0,4%	-0,3%
AP (%)		0,4%	-0,5%	0,5%	-0,4%
MP (%)		0,3%	-0,4%	0,4%	-0,3%
BP> (%)		0,2%	-0,3%	0,3%	-0,2%
BP< (%)		0,1%	-0,2%	0,2%	-0,1%

* Média ponderada de 3/4 das tarifas do ano gás 2018/2019 e 1/4 das tarifas do ano gás 2019/2020

Analisando os resultados, o impacto ao nível da tarifa de uso da rede de transporte, regista uma variação muito distinta entre 2019 e 2024, em qualquer um dos cenários de investimento, em resultado das diferentes perspetivas da ERSE para os dois cenários de procura em 2024 (o cenário superior apresenta um nível de procura 20% acima do nível de procura do cenário inferior, mas ainda assim abaixo do nível verificado em 2019). Estas diferenças nos cenários de procura traduzem-se em acréscimos de preço médio no cenário de procura inferior e em reduções de preço médio no cenário de procura superior.

No que respeita às tarifas pagas pelos consumidores finais, as variações são mais significativas ao nível das tarifas de Acesso às Redes e ao nível dos Preços Finais dos clientes em alta pressão e média pressão, uma vez que o peso da tarifa de uso da rede de transporte na sua fatura é mais relevante. Já ao nível dos preços pagos pelos consumidores em baixa pressão, designadamente no que respeita aos consumidores domésticos em BP< (com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³), a materialidade dos impactes é menos relevante, quer para as tarifas de acesso às redes, quer para os preços de venda a clientes finais.

Analisando as variações decorrentes da concretização do investimento, verifica-se que independentemente de o investimento ocorrer ou não, no caso do cenário inferior de procura, ocorre

sempre um acréscimo de preço médio entre 2019 e 2024. Por outro lado, no cenário superior, com um nível de procura mais elevado, observa-se sempre um decréscimo de preço médio para o mesmo período.

Considerando que os dois cenários de procura para 2024 são substancialmente distintos, verificam-se variações bastante diferenciadas na análise temporal entre 2019 e 2024, importando por isso avaliar o impacte tarifário no próprio ano 2024 resultante da decisão de investimento prevista na proposta de PDIRGN 2019 (Cenário ERSE PDIRGN 2019 Base).

Deste modo, para cada cenário de procura, avalia-se o impacte tarifário em 2024 resultante da concretização do investimento previsto na proposta de PDIRGN 2019 (Quadro 11-5). Uma vez que os preços médios em 2024 apresentam a mesma base de consumo, a variação do preço médio, com e sem investimento, traduz a variação tarifária. A variação tarifária é moderada em qualquer um dos cenários de procura, em resultado do reduzido acréscimo de proveitos decorrente dos investimentos.

Os impactes tarifários nas tarifas de uso da rede de transporte, de acesso às redes e nos preços finais, resultantes da decisão de investimento prevista na proposta de PDIRGN 2019, são calculados com base nas variações de preço médio entre “tarifas 2019*(a)” e o preço médio em 2024²⁴, para cada cenário de procura, de acordo com os valores apresentados no Quadro 11-4.

Verifica-se que o impacte tarifário em 2024 resultante da proposta de PDIRGN 2019, no que concerne à atividade de transporte de gás natural é de 1,43% em qualquer dos cenários de procura, o que representa um aumento médio anual de 0,28% entre 2019 e 2024.

Já no que respeita às tarifas de acesso às redes e às tarifas de venda a clientes finais, os impactes são diferenciados, consoante o cenário de procura, sendo ligeiramente superiores no cenário inferior de procura. Mesmo assim, nas tarifas de acesso às redes, os impactes tarifários que se verificam no cenário inferior de procura são moderados, e apresentam a seguinte diferenciação por nível de pressão e tipo de fornecimento: alta pressão 1,34%; média pressão 0,53%; baixa pressão > 10 000 m³/ano 0,12% e baixa pressão < 10 000 m³/ano 0,05%.

²⁴ Por exemplo, o impacte tarifário de 1,43% no cenário inferior de procura na RNT é calculado da seguinte forma: $(1+10,3\%)/(1+8,8\%)-1$.

Finalmente, no que respeita às tarifas de venda a clientes finais, os impactes tarifários que se verificam no cenário inferior de procura são relativamente reduzidos, estando compreendidos entre 0,03% e 0,08% para todos os clientes.

Quadro 11-5 - Impacte tarifário em 2024 resultante da proposta de investimento PDIRGN 2019 base

Impacte Tarifário em 2024 do cenário de investimentos		Procura (2024)	
		Cenário Inferior	Cenário Superior
Uso Rede Transporte (URT)	(%)	1,43%	1,43%
Acesso às Redes	(%)	0,37%	0,32%
AP	(%)	1,34%	1,33%
MP	(%)	0,53%	0,47%
BP>	(%)	0,12%	0,10%
BP<	(%)	0,05%	0,04%
Preços Finais	(%)	0,06%	0,05%
AP	(%)	0,08%	0,07%
MP	(%)	0,06%	0,05%
BP>	(%)	0,04%	0,04%
BP<	(%)	0,03%	0,02%

Considerando o cenário de aceitação dos investimentos previstos na proposta de PDIRGN 2019 para a RNTGN, verifica-se que os preços médios apresentam variações bastante distintas em função da evolução da procura. No entanto, independentemente do cenário de procura considerado, verifica-se uma variação tarifária moderada em 2024, decorrente da decisão de concretização dos investimentos propostos na RNTGN.

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

