

## Parecer sobre

### **“Consulta Pública n.º 98 – Propostas de Planos de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição de gás natural, 2021-2025 (PDIRD-GN 2020)”**

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário <sup>1</sup> (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho “(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*” <sup>2</sup>

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e setor nacional de gás - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT os documentos referentes à **Consulta Pública n.º 98 supra identificada** <sup>3</sup> cabendo ao CT emitir parecer até 09 de abril de 2021.

No decurso da elaboração do presente parecer foram efetuadas 2 apresentações ao CT:

- Pelos Operadores das Redes de Distribuição (ORD) em 4/março/2021;
- Pela ERSE em 4/março/2021.

O CT solicitou um conjunto de esclarecimentos à ERSE em 19/março/2021 que foram respondidos em 22/março/2021.

Assim, a Secção do Setor do Gás do CT emite o seguinte parecer:

## **I – ENQUADRAMENTO**

### **1. Legislação comunitária**

Os princípios gerais e as competências dos operadores das redes de distribuição (ORD), no que respeita à elaboração de planos de desenvolvimento e investimento nas grandes infraestruturas, encontram-se definidas na Diretiva 2009/73/CE, de 13 de julho, alterada pela Diretiva (UE) 2019/692 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2019, o qual remete a sua disciplina para o Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, nomeadamente no que se refere à elaboração, acompanhamento e monitorização dos planos de investimento dos operadores das redes de transporte e à sua coerência com o plano decenal de desenvolvimento da rede à escala comunitária referido neste Regulamento europeu.

### **2. Legislação nacional**

Ao nível do ordenamento jurídico nacional, 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 as regras relativas à segurança do abastecimento e sua monitorização e à constituição e manutenção de reservas de segurança, encontram-se estabelecidos no Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, que procedeu à terceira

<sup>1</sup> Doravante abreviado por CT.

<sup>2</sup> Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho

<sup>3</sup> Ref: CA/ERSE, ETécnicos/2021/295, de 25/ fevereiro/2021

alteração ao Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, desenvolvendo as bases gerais da organização e funcionamento do SNGN, instruídas pelo Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro.

Por seu lado, o Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, concluiu a transposição (iniciada com o Decreto-Lei n.º 77/2011, de 20 de junho, que alterou o Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro) da Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, bem como deu também execução ao Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, e ao Regulamento (CE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, revogado pelo Regulamento (UE) 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2017.

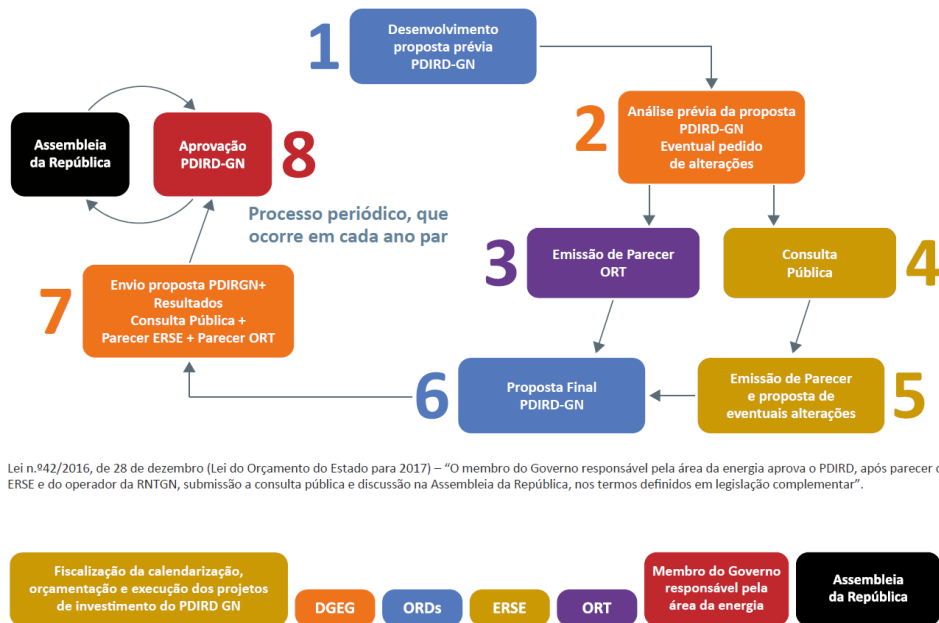
Finalmente, o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, definiu a organização e o funcionamento do SNGN, agora Sistema Nacional de Gás (SNG), estabelecendo o regime jurídico aplicável à produção e injeção de outros gases para além do gás natural, adequando a agora Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG) de forma a assegurar a existência de capacidade nas redes para a receção e entrega de gás, com níveis adequados de qualidade de serviço e de segurança, no âmbito do mercado interno de gás, e ainda um contributo para as metas estabelecidas a nível nacional no Plano Nacional Energia-Clima 2030 (PNEC 2030), no Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050) e na Estratégia Nacional para o Hidrogénio.

Nos termos do disposto no nº 10 do artigo 12º-C do Decreto-Lei nº 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, a aprovação das propostas de PDIRD-GN, compete ao membro do Governo responsável pela área da energia, após parecer da ERSE.

Cabe aqui referir que o PDIRD-GN 2018, enquanto plano de investimento para o período 2019-2023, foi aprovado por Despacho do membro do governo responsável pela área de energia, de 16 de março de 2020, com um montante global de 286,2 milhões de euros, tendo sido salientada a importância de articular os termos aprovados com as novas metas para gases renováveis a fixar na Estratégia e Planos de Ações para o hidrogénio.

Com relevância para o atual processo, acresce que o Secretário de Estado de Energia atribuiu, respetivamente a 15 de março e a 3 de julho de 2019, seis e duas licenças de exploração de novos polos à Sonorgás, com um montante de 38,3 milhões de euros de investimento a ser concretizado até 2023.

A esquematização de desenvolvimento, aprovação e execução do PDIRD-GN é a seguinte, conforme ilustrada na Figura 1-1 do Documento de Enquadramento da presente consulta pública:



ERSE, Documento de enquadramento – Propostas de PDIRD-GN 2020

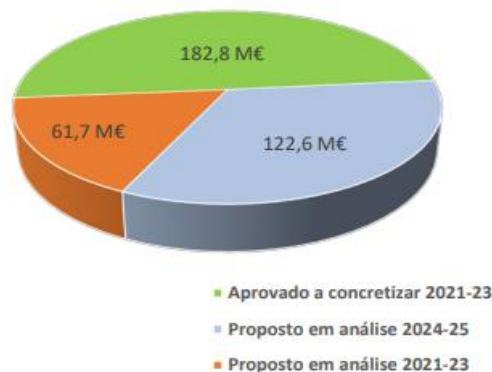
## II – ESPECIALIDADE

### A. PDIRD-GN 2018 (2019-2023)

1. As propostas de PDIRD-GN 2018 (2019-2023) foram aprovadas pelo Secretário de Estado Adjunto e da Energia, em 16 de março de 2020, com um montante global de 286,2 milhões de euros, englobando uma redução em 6% face ao montante das propostas iniciais dos operadores. Adicionalmente, o Secretário de Estado Adjunto e da Energia atribuiu a 15 de março e a 3 de julho de 2019, respetivamente, seis e duas licenças de exploração de novos polos à Sonorgás, com um montante de 38,3 milhões de euros a ser concretizado até 2023. Nesse sentido, para o quinquénio 2019-23, foi aprovado pelo concedente um montante global de 324,6 M€.
2. Da análise da ERSE, conclui-se que, para o triénio 2021-2023, já se encontra aprovado um montante de 182,8 4 milhões de euros, previamente a qualquer das propostas em análise. O CT avalia positivamente que os valores relativos a estes anos, que são propostos na edição do PDIRD-GN agora em análise, sejam coerentes com os apresentados no PDIRD-GN 2018, na lógica de continuidade subjacente à metodologia de revisão sequencial dos planos.

<sup>4</sup> Pág. 9 do documento de enquadramento da proposta – “Apesar de existir um montante de 192,3 M€ já aprovado no triénio 2021-23, os operadores reviram em baixa o investimento a concretizar nesse período, em cerca de 9,6 M€, pelo que o montante já aprovado a concretizar, previsto nas propostas de PDIRD-GN 2020 é de apenas 182,8 M€”.

**Figura 2-1 – Investimento na RNDG aprovado e em apreciação para o período 2021-2025**



ERSE, Documento de enquadramento – Propostas de PDIRD-GN 2020

3. O CT tem manifestado a sua preocupação face a decisões de investimento que não prevejam o devido aumento de consumo e novos clientes e que, conseqüentemente, representem uma pressão tarifária adicional para o conjunto dos clientes do SNG. Deste modo, o CT considera que sobre os investimentos realizados nos últimos anos, nomeadamente os 2 primeiros anos do PDIRD-GN 2018, agora retirados do planeamento, a ERSE deveria ter realizado pelo menos uma análise indicativa, por exemplo sobre o número de novos clientes e respetivos consumos já captado nas novas redes, de forma a aquilatar o progresso verificado.
4. Concretamente, o investimento aprovado nos novos polos, se não for indutor de consumo e novas ligações, contribuirá para um incremento médio da Tarifa de Uso de Rede, situação que o CT considera penalizante para o SNG, reforçando assim a necessidade de análises post mortem que confirmem a validade dos pressupostos subjacentes às aprovações, e possam servir para referência futura.

#### **B. PDIRD-GN 2020 (2021-2025)**

1. O CT nota que os PDIRD-GN são elaborados numa lógica temporal sequencial, em que sobre o plano anterior são adicionados os dois anos subsequentes ao período então abrangido, e retirados os dois primeiros anos do mesmo período. Assim, o PDIRD-GN em análise incide sobre o período 2021-2025, sendo sequencial ao anterior que abrangia o período 2019-2023.
2. A ERSE apresenta face a esta lógica temporal, e dada a incerteza que algumas opções de política energética podem encerrar, a possibilidade de serem avaliados apenas os valores incrementais dos três anos de 2021, 2022 e 2023 face ao PDIRD-GN anterior, deixando para o próximo exercício a avaliação dos anos de 2024 e 2025.
3. O CT entende que as operações de rede, por natureza envolvendo decisões de investimento a realizar no médio prazo não devem ser colocadas em causa pela potencial indefinição de metas de longo prazo para o sistema de gás.
4. Neste sentido, e mesmo com algumas dúvidas conjunturais sobre o futuro, o CT entende que se a lei estabelece que o PDIRD-GN é quinquenal, a análise desenvolvida pela ERSE para efeitos de consulta pública deveria abranger os 5 anos do Plano.

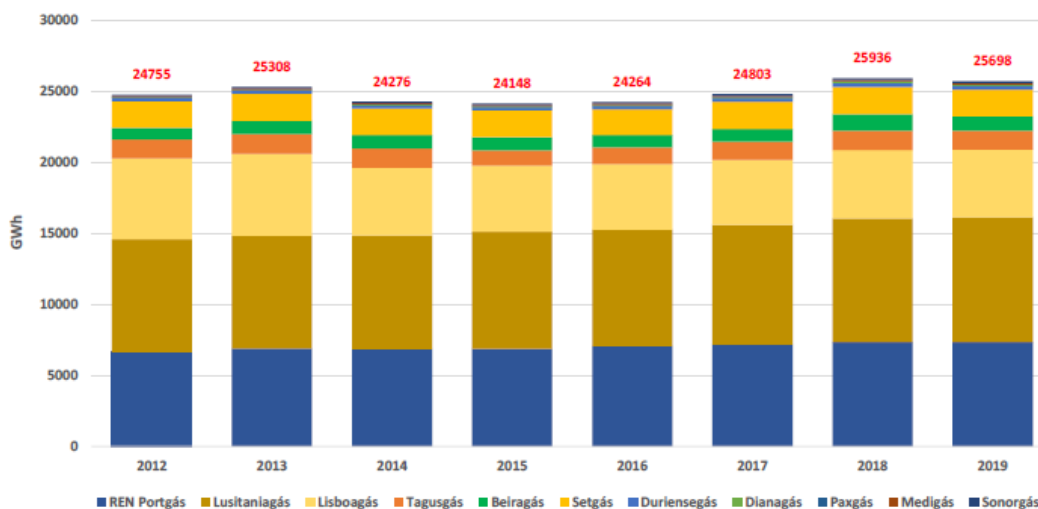
5. Face ao enquadramento de política energética atual, designadamente:
- (i) a Resolução de Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho, que aprova o Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC2030) e que reforça, entre outros aspetos a relevância do aumento da eletrificação dos consumos em particular nos sectores residencial e serviços,
  - (ii) a Resolução de Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto, que aprova a Estratégia Nacional para o Hidrogénio, que tem, entre outros, como objetivo a cumprir até 2030, a injeção de 10-15% de hidrogénio verde nas redes de gás,
  - (iii) a indefinição relativamente ao impacto real e ao grau de implementação efetiva destas políticas no período de referência do PDIRD-GN 2020 (2021-2025),
  - (iv) as recentes alterações regulamentares que preveem a injeção de gases renováveis e de baixo teor de carbono na rede de gás, que poderão implicar novos investimentos de adaptação da rede e da garantia da qualidade do gás nela veiculada, e que não estão contemplados nos planos apresentados pelos ORDs.
6. O CT acompanha a prudência e as cautelas manifestadas pela ERSE relativamente à necessidade de adequar os investimentos nas redes de gás à realidade atual de política energética e ao horizonte temporal de aplicação da mesma, com o intuito de evitar a realização de investimentos que possam rapidamente apresentar uma relação custo benefício penalizadora para o sistema.
7. Este aspeto é particularmente relevante se considerarmos que o objetivo nacional que visa a neutralidade carbónica em 2050 reforça a importância do aumento da eletrificação de consumos e, por inerência, o previsível impacto ao nível da energia distribuída pelas redes de gás.
8. O CT reforça, portanto, a importância da ERSE manifestar ao legislador a necessidade de que os montantes de investimento a aprovar, em particular aqueles que se prevê concretizar nos anos 2024 e 2025, estejam totalmente alinhados com os objetivos de política energética vigente, fundamental para uma análise adequada ao impacto no SNG, nomeadamente para a sua estrutura de clientes e nos custos a suportar.

## **B.1 Análise dos Planos de Desenvolvimento e Investimento da Redes de Distribuição**

### **B.1.1 - Análise à evolução da Procura**

1. A quantidade de gás natural veiculado pelas redes de distribuição tem crescido, desde 2015 no seu total, tendo já ultrapassado o valor de 2010, conseguindo mesmo mitigar o efeito de saídas de consumidores industriais de dimensão muito particular (consumo de c. 100 Mm<sup>3</sup>/ano na rede da LisboaGás em 2013; consumo de c. 50 Mm<sup>3</sup>/ano na rede da REN Portgás em 2014), que apenas por motivos históricos foram ligados à RNDG e não à RNTG:

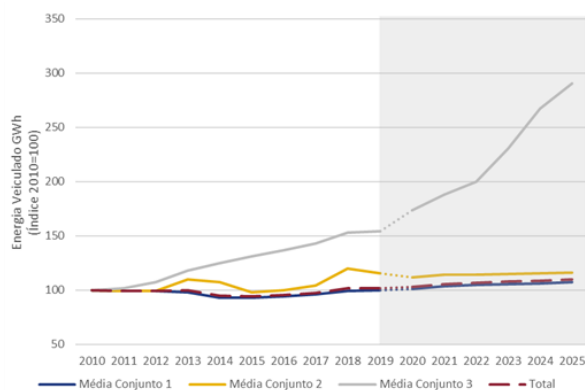
Figura 3-1 – Evolução da distribuição de GN



Fonte: ERSE, Documento de enquadramento – Propostas de PDIRD-GN 2020

- Neste PDIRD-GN 2020, os operadores apresentam cenários de crescimento de volumes associados aos investimentos propostos.

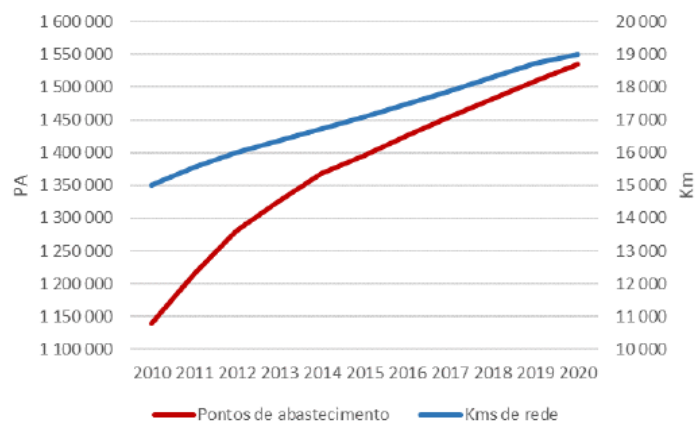
	TCM <sub>2010-2019</sub>	TCM <sub>2020-2025</sub>
Lisboagás	-2,6%	1,0%
Lusitaniagás	0,8%	0,5%
Setgás	0,4%	1,0%
Beiragás	3,1%	1,0%
Duriensegás	1,3%	1,9%
Dianagás	5,1%	3,7%
Paxgás	7,0%	1,3%
Medigás	4,4%	4,1%
REN Portugal	1,0%	2,1%
Sonorgás	5,0%	18,3%
Tagusgás	0,7%	0,4%
<b>Total</b>	<b>0,2%</b>	<b>1,3%</b>



Fonte: ERSE, apresentação ao CT

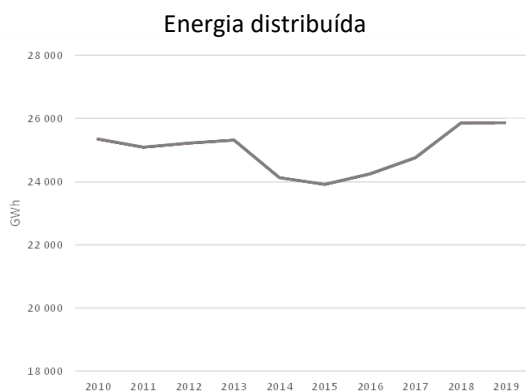
- Adicionalmente, o CT nota que, caso esta análise tivesse sido realizada sem consideração das saídas dos clientes de dimensão AP acima referidos, ter-se-ia constatado um crescimento de consumo na rede entre 2010-2019 claramente superior ao apresentado pela ERSE e mais alinhado com o previsto pelos ORDs para 2020-2025, o que parece coerente com o grau de maturidade entretanto atingido pela atividade de distribuição.
- Para a recuperação e aumento de consumo, do passado recente, foi fundamental o crescimento da rede e o crescimento do número de pontos de abastecimento servidos, por força da continuação da penetração do gás natural como forma alternativa de energia competitiva nas áreas atribuídas às concessões e licenças de distribuição de gás natural.

Figura 3-2 – Evolução do N.º de PA e dos km de rede

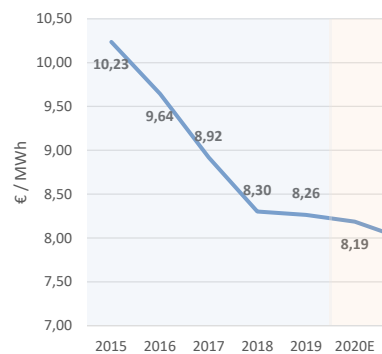


Fonte: ERSE, Documento de enquadramento – Propostas de PDIRD-GN 2020

5. O CT constata que a ligação de clientes, sobretudo domésticos, e a saída de clientes industriais com alguma expressão, tem levado à redução de consumos unitários globais. Ainda assim, o CT verifica que a dinâmica criada tem permitido a redução do TOTEX unitário, tal como previsto pelos PDIRD-GN apresentados até ao momento.



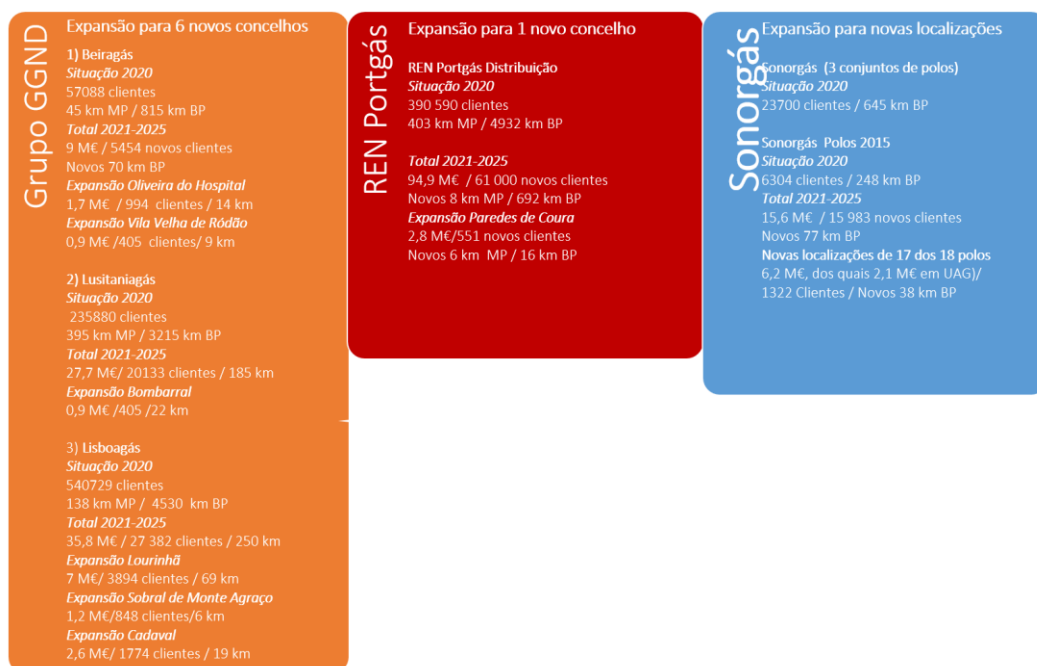
TOTEX unitário por energia distribuída



Fonte: ERSE, apresentação ao CT

6. O CT entende que é por esta via que se poderá demonstrar o benefício dos investimentos realizados a que, complementarmente, se deverá acrescentar uma análise do benefício aportado ao sistema em termos de recuperação de proveitos permitidos.
7. Nas propostas de PDIRD-GN 2020 os operadores apresentam uma estratégia de crescimento semelhante aos Planos anteriormente apresentados. Ainda assim, cada Plano leva em conta as características próprias dos clientes e das geografias.

CONSELHO TARIFÁRIO



Fonte: ERSE, apresentação ao CT

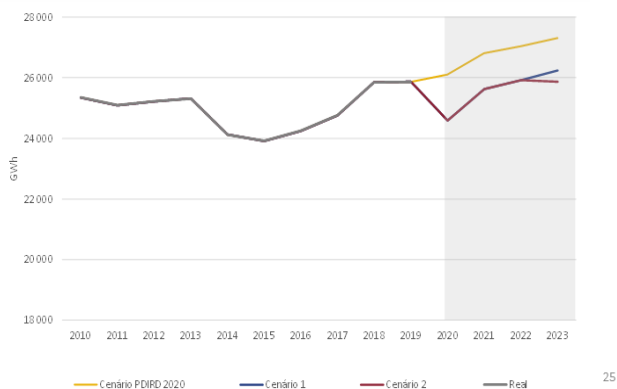
8. A ERSE apresentou também, para efeito de impactes em Proveitos mais dois cenários de procura baseados na projeção de procura para o ano gás 2021/22, cuja evolução para os próximos anos diverge da evolução apresentada pela compilação dos dados dos PDIRD-GN 2020 das empresas.

Pressupostos dos Cenários

	Energia veiculada	Número de Pontos de Abastecimentos	Consumo unitário
<b>Cenário 1</b>	2020 a 2022 - Definida para T2021/2022 2023 - Definida tendo em conta o número de PA e consumo unitário do Cenário	2020 - Dados T2021/2022 2021 a 2023 - Dados do PDIRD 2020	2020 a 2022: Resulta da Energia e Número de PA do cenário 2023 - TCMA de 5 anos reais (2019-2014)
<b>Cenário 2</b>	2020 a 2022 - Definida para T2021/2022 2023 - Estabilização do consumo de 2019	2020 - Dados T2021/2022 2021 a 2023 - Dados do PDIRD 2020	Definida de acordo com a Energia e Número de PA do Cenário
<b>Cenário PDIRD</b>	Dados PDIRD das empresas a partir de 2020		

Nota: A procura definida em Tarifas é a procura estimada/prevista pelos ORD, com ajustamento para a Sonorgás.

Comparação dos Cenários



Fonte: ERSE, apresentação ao CT



9. O CT entende que a especificidade do ano de 2020 pode constituir uma base de partida inadequada para as previsões de recuperação da economia e do crescimento dos consumos, especialmente porque o contexto pandémico ainda não se encontra ultrapassado.
10. À semelhança do que acontecerá noutras dimensões da economia, também ao nível do consumo energético é expectável uma recuperação dos índices de consumo para níveis consistentes com o desenvolvimento do SNG pré-pandemia.
11. O CT verifica que os cenários apresentados pela ERSE não permitem aferir a evolução dos consumos por segmento. Para o CT importa analisar a evolução do consumo por segmentos, na medida em que as oscilações de consumo não são proporcionais aos impactes financeiros, em termos de proveitos permitidos considerando o nível tarifário dos diferentes segmentos.
12. O CT reitera, para a avaliação deste Plano, o que emitiu como parecer aos PDIRD-GN 2016 e 2018:
  - a) As previsões de consumo apresentadas por cada ORD devem assumir as evoluções históricas e as projeções de novas ligações em cada área geográfica justificáveis com base em estudos do mercado potencial.
  - b) Os critérios de previsão da procura apresentados pelos ORD devem reger-se por critérios semelhantes e comparáveis, permitindo a agregação das previsões para realização de uma análise conjunta.
  - c) Cada ORD deverá ser responsabilizado pelo rigor da sua previsão de consumo, quer para o consumo regular, quer para os novos pontos de consumo, devendo responder pelos desvios que não sejam justificáveis por alterações imprevistas na estrutura dos consumidores.

### B.1.2 – Propostas de investimento

1. É proposto neste Plano um valor global para investimento de cerca de 367 milhões de euros, superior em cerca de 13% do valor previsto no PDIRD-GN 2018.

Figura 3-10 – Comparação dos investimentos previstos nas Propostas de PDIRD-GN 2020 face aos PDIRD-GN 2018 aprovados

Empresas	Valor de Investimento Propostas PDIRD-GN			Variação	
	PDIRD-GN 2018	PDIRD-GN 2020	Variação	€	%
	Aprovado 2019 - 2023	Propostas 2021 - 2025			
<b>REN Portgás Distribuição</b>	<b>121,3 M€</b>	<b>126,6 M€</b>	<b>+ 5,4 M€</b>	<b>+ 4,5%</b>	
<b>Sonorgas</b>	<b>71,6 M€</b>	<b>73,1 M€</b>	<b>+ 1,5 M€</b>	<b>+ 2,1%</b>	
Polos 2005	1,7 M€	5,4 M€	+ 3,7 M€	+ 217,6%	
Polos 2015	31,6 M€	27,5 M€	- 4,1 M€	- 13,0%	
Polos 2019	38,3 M€	40,2 M€	+ 1,9 M€	+ 5,0%	
<b>Grupo GGND</b>	<b>131,1 M€</b>	<b>167,3 M€</b>	<b>+ 36,2 M€</b>	<b>+ 27,6%</b>	
Lisboagás	46,7 M€	66,0 M€	+ 19,3 M€	+ 41,3%	
Lusitaniagás	32,7 M€	40,6 M€	+ 7,9 M€	+ 24,1%	
Setgás	19,8 M€	24,4 M€	+ 4,6 M€	+ 23,2%	
Tagusgás	14,0 M€	12,3 M€	- 1,7 M€	- 12,1%	
Beiragás	8,0 M€	11,8 M€	+ 3,8 M€	+ 47,5%	
Duriensegás	5,5 M€	6,1 M€	+ 0,6 M€	+ 10,9%	
Medigás	2,9 M€	3,5 M€	+ 0,6 M€	+ 20,7%	
Dianagás	1,1 M€	2,1 M€	+ 1,0 M€	+ 90,9%	
Paxgás	0,3 M€	0,5 M€	+ 0,2 M€	+ 66,7%	
<b>TOTAL</b>	<b>324,6 M€</b>	<b>367,1 M€</b>	<b>+ 42,5 M€</b>	<b>+ 13,1%</b>	

Fonte: Propostas de PDIRD-GN 2018 e PDIRD 2020

Fonte: ERSE, Documento de enquadramento – Propostas de PDIRD-GN 2020

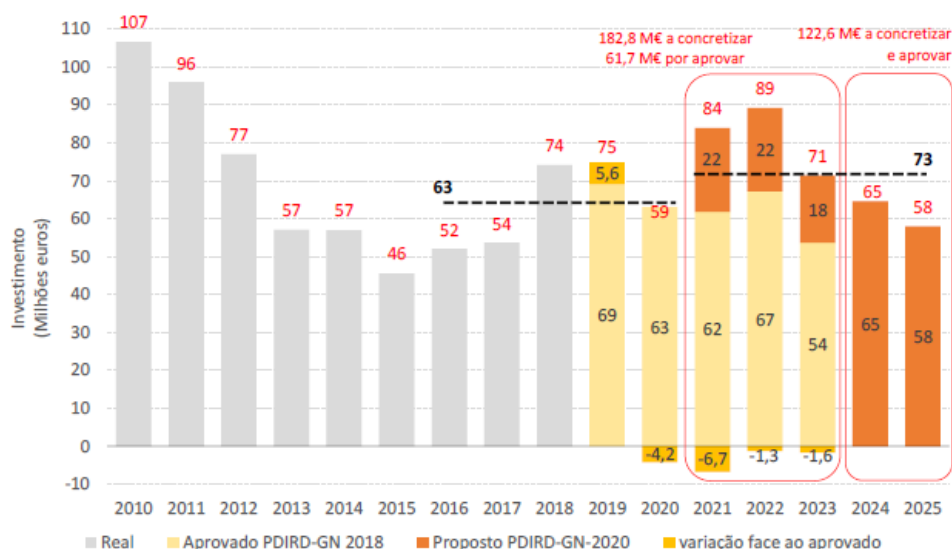
2. A ERSE alerta no seu documento de enquadramento:

*“Em montantes globais, as propostas de PDIRD-GN 2020 traduzem-se num acréscimo da ordem de 15% no montante de investimento previsto para os 5 anos do período de 2021 a 2025, comparativamente com os investimentos entrados em exploração<sup>5</sup> no último quinquénio.*

*Este acréscimo, previsto pelos ORD, tenderá a ser ainda maior, se tivermos em consideração que os montantes previstos para os anos de 2023 a 2025 ainda poderão ser agravados pelos valores a serem propostos na próxima edição de PDIRD-GN 2022 e na seguinte, PDIRD-GN 2024. Se considerássemos montantes da ordem dos 80 milhões de euros anuais para esses 3 últimos anos, o acréscimo seria então da ordem dos 26%. Proposto neste Plano um valor global para investimento de cerca de 367 milhões de euros, superior em cerca de 13% do valor previsto no PDIRD-GN 2018”.*

3. Na Figura 2-2 do Documento de Enquadramento, a seguir reproduzida, a ERSE apresenta a evolução anual do investimento entrado em exploração desde 2010 e do investimento apresentado nas propostas de PDIRD-GN 2020, incluindo o investimento já aprovado até 2023 no PDIRD-GN 2018 e nas licenças dos novos polos da Sonorgás atribuídas em 2019.

Figura 2-2 – Evolução anual do investimento entrado em exploração e apresentado nas propostas de PDIRD-GN 2020



Fonte: ERSE, Documento de enquadramento – Propostas de PDIRD-GN 2020

4. O CT defende que o tratamento comparativo histórico do investimento deve ser acompanhado por uma desagregação adequada que permita evidenciar o investimento que efetivamente é recuperado através da aplicação de tarifas.
5. A não evidenciação deste montante levará a uma interpretação da evolução distorcida, no que se refere aos montantes de investimento a reconhecer em tarifas, uma vez que existem investimentos

<sup>5</sup> Investimentos efetivamente contabilizados como entrados em exploração até 2018 e estimados como tal para os anos de 2019 e 2020.

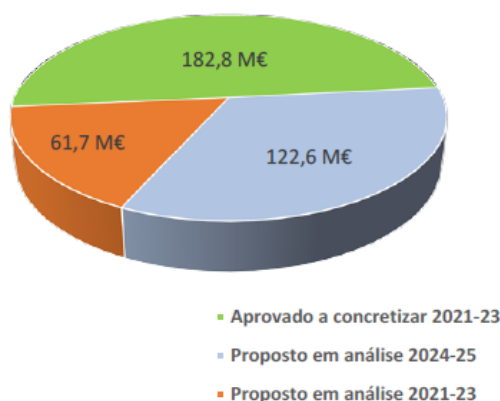
realizados pelos ORD, e que não são aceites para efeitos de tarifas. Estes montantes que assumem uma expressividade cada vez maior dizem, essencialmente, respeito a contadores que são instalados e renovados com um custo totalmente suportado pelos ORD.

6. Em suma, o CT sugere que a ERSE passe a evidenciar de forma inequívoca o investimento elegível para recuperação em sede de aplicação de tarifas.
7. Relativamente aos incrementos sugeridos pela ERSE para as próximas edições do PDIRD-GN o CT considera que a ERSE deveria justificar estas hipóteses, sem o que as mesmas serão extemporâneas não contribuindo para uma discussão objetiva.
8. O CT nota que se os ORDs reforçarem os investimentos nas próximas edições dos PDIRD-GN face aos valores agora propostos para 2024/2025 terão de o justificar aprofundadamente, sendo essa aliás a lógica do PDIRD-GN ser “*revolving*” com a adição de 2 anos, mas com a manutenção de 3 anos já apresentados.
9. De acordo com a análise realizada pela ERSE aos Planos apresentados pelos operadores:

*“nas propostas de PDIRD-GN 2020, que agora se submetem a Consulta Pública, os operadores de rede propõem um montante global de 367,1 milhões de euros para o quinquénio 2021-2025, dos quais 244,5 milhões de euros a serem concretizado no triénio 2021-2023 e 122,6 milhões de euros relativos aos últimos dois anos do horizonte do plano, 2024-2025.*

*Verifica-se que há uma revisão em baixa de alguns investimentos já aprovados, num total de 9,6 milhões de euros, ou seja, os operadores das redes propõem concretizar nestes 3 anos um montante inferior (182,8 milhões de euros) àquele que já foi aprovado em sede de PDIRD-GN 2018, e em sede de atribuição de licenças dos novos polos. Assim, para efeitos da presente consulta pública, verificou-se que **está em apreciação um montante total de 184,3 milhões de euros, repartidos por 61,7 milhões de euros para os anos comuns a ambas as propostas, ou seja 2021-2023, e um montante de 122,6 milhões de euros relativos aos últimos dois anos do horizonte do plano, 2024-2025.**”*

Figura 2-1 – Investimento na RNDG aprovado e em apreciação para o período 2021-2025



Fonte: ERSE, Documento de enquadramento – Propostas de PDIRD-GN 2020

10. Entende o CT que este aumento do valor previsto deverá ser objeto de cuidada apreciação em função da defesa de sustentabilidade do setor de gás e da incerteza nas variáveis futuras da evolução do

setor, tendo em conta o enquadramento ditado pelos objetivos de política de energia e clima aprovados para o País.

11. Por outro lado, a sua avaliação deverá ter em consideração a evolução prevista para os consumos e faturação no período de vigência do Plano.
12. De acordo com os cenários dos ORD, o CT constata que os incrementos de investimento estão, regra geral, associados aos incrementos de consumo que garantem estabilidade ou redução tarifária, acrescentando que este efeito poderá ser reforçado pelo facto de o pagamento da rede conter um termo fixo independente do consumo.
13. Das análises conjugadas, o CT regista o esforço demonstrado por cada ORD na quantificação dos critérios de seleção e benefícios estimados dos investimentos apresentados nas propostas de PDIRD-GN 2020 e com a conclusão genérica de sustentabilidade dos investimentos propostos.

### **B.2 Impacto da descarbonização e políticas públicas nos PDIRD-GN**

1. Em agosto de 2020 foi publicado o Decreto-Lei 62/2020, de 28 de agosto, com a reformulação da lei de bases do setor e a incorporação dos mecanismos legislativos para a introdução dos gases de origem renovável e de baixo teor de carbono nas infraestruturas de gás natural.
2. O CT reconhece que a rede de gás está a evoluir para a incorporação progressiva de gases renováveis e de baixo teor de carbono:
  - a. a tecnologia de produção de gases de origem renovável, sendo atualmente imatura, está em desenvolvimento sendo agora uma aposta política energética nacional;
  - b. existe uma orientação de política pública da UE para a produção, transporte e distribuição de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, nomeadamente biogás e hidrogénio renovável;
  - c. existem fundos públicos, nacionais e europeus, relevantes destinados à descarbonização do setor do gás.
3. Os ORD apresentaram nos seus Planos um valor de 24M€, 7% do investimento global, para a dinamização de estudos e pilotos tecnológicos com vista à avaliação de medidas eficientes para a descarbonização e digitalização das suas redes para acomodar as novas realidades.
4. Tendo em conta a necessidade de adaptação das redes de distribuição para dar resposta aos desafios da descarbonização o CT recomenda que os projetos a desenvolver sejam avaliados na globalidade do SNG e pelo benefício que aportam, garantindo-se o desejado rigor na avaliação custo-benefício de cada iniciativa e o seu impacto tarifário, assim como a criação de sinergias entre os ORD de forma complementar e não redundante.
5. No entanto, e tal como aconteceu no passado com investimentos para a expansão das redes de distribuição de gás natural em que se recorreu ao uso de Fundos Europeus para fomentar conversões e reconversões, o CT entende que o mesmo esforço deverá ser realizado pelos ORD para estes projetos. Previamente à apresentação de um projeto piloto junto da ERSE, os ORD deverão candidatar estes projetos aos diversos programas de financiamento disponíveis e só depois à ERSE para financiamento suportado pelos consumidores nas tarifas.
6. Não obstante o CT solicita à ERSE uma vigilância contínua da execução destes estudos e projetos.

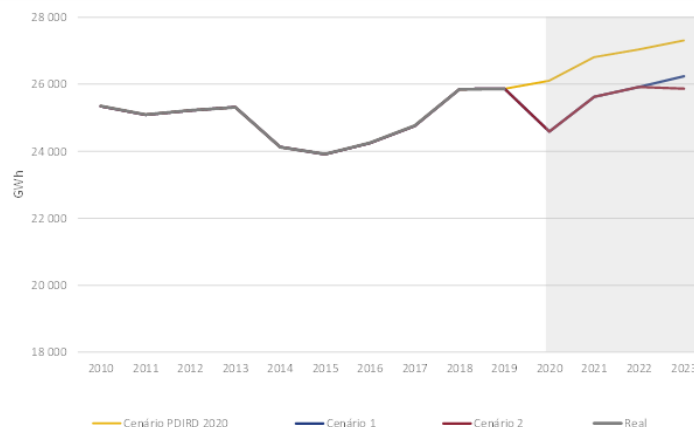
### B.3 Impactes tarifários

1. O CT nesta análise reitera, pela atualidade, alguns dos comentários do seu Parecer ao PDIRD-GN 2018:
  - a. O CT regista o cuidado da ERSE na avaliação dos impactes que as propostas do PDIRD-GN poderão ter a nível tarifário.
  - b. O CT reitera o igualmente expresso em pareceres anteriores no sentido de que deve ser evitada a realização de investimentos que possam conduzir a impactes tarifários no SNG sem as adequadas contrapartidas para o serviço prestado.
  - c. Sem prejuízo de reconhecer que o alargamento das redes de distribuição de Gás a novas áreas pode representar, por exemplo, uma melhoria da qualidade de vida das populações ou o acesso de clientes empresariais, o CT realça que um programa de investimentos que não seja equilibrado entre ORD poderá desvirtuar os objetivos subjacentes ao princípio da uniformidade tarifária nacional que tem sido aplicado pela ERSE e que, aliás, merece o acordo do CT.
2. A ERSE apresenta uma análise de sensibilidade baseada na comparação de vários cenários de procura, o que parece metodologicamente correto ao CT.

	Energia veiculada	Número de Pontos de Abastecimentos	Consumo unitário
<b>Cenário 1</b>	2020 a 2022 - Definida para T2021/2022 2023 - Definida tendo em conta o número de PA e consumo unitário do Cenário	2020 - Dados T2021/2022 2021 a 2023 - Dados do PDIRD 2020	2020 a 2022: Resulta da Energia e Número de PA do cenário 2023 - TCMA de 5 anos reais (2019-2014)
<b>Cenário 2</b>	2020 a 2022 - Definida para T2021/2022 2023 - Estabilização do consumo de 2019	2020 - Dados T2021/2022 2021 a 2023 - Dados do PDIRD 2020	Definida de acordo com a Energia e Número de PA do Cenário
<b>Cenário PDIRD</b>	Dados PDIRD das empresas a partir de 2020		

Nota: A procura definida em Tarifas é a procura estimada/prevista pelos ORD, com ajustamento para a Sonorgás.

#### Comparação dos Cenários

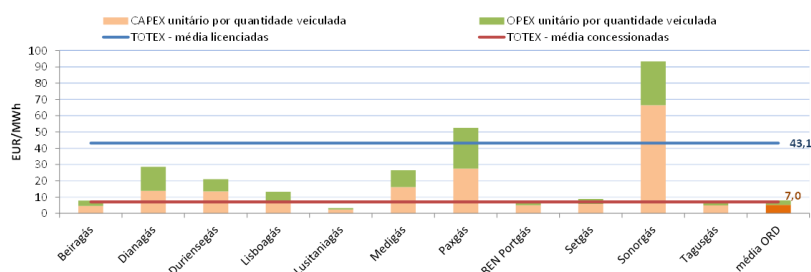


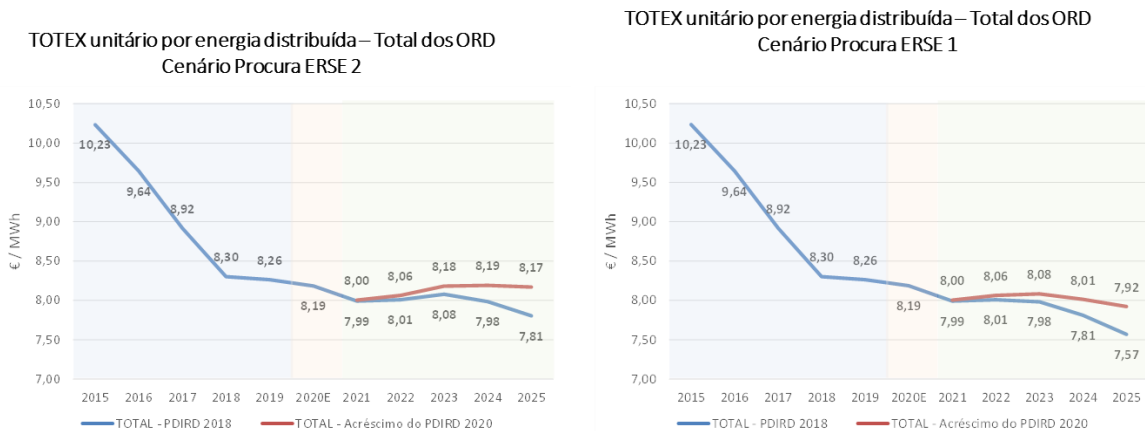
Fonte: ERSE, Documento de enquadramento – Propostas de PDIRD-GN 2020

3. O CT realça em particular o cenário mais conservador (cenário 2), que analisa a realização dos investimentos previstos sem qualquer aumento de consumo, em que o gás adicional veiculado nas novas infraestruturas apenas reporiria os consumos que, naturalmente, irão cessar nas redes existentes, nomeadamente pela substituição por outras energias.

4. Reconhecendo tratar-se do cenário mais conservador apresentado pela ERSE, o CT verifica que o mesmo aponta para um incremento do TOTEX unitário entre 2021 e 2023, ainda que de forma moderada.
5. Em contrapartida os outros cenários, nomeadamente os propostos pelos ORD, que consideram um crescimento moderado dos consumos, indicam que os investimentos propostos cumprem o objetivo de não crescimento das tarifas de acesso.
6. O CT nota que o impacto moderado nas tarifas resulta do montante dos investimentos agora propostos no PDIRD-GN 2020 ser comparativamente reduzido face ao elevado montante do ativo remunerado da Distribuição, o que amortece o efeito na tarifa nacional, especialmente considerando a perequação que lhe está subjacente.
7. O CT considera assim que estas análises não se devem limitar ao efeito sobre o eventual impacto global nas tarifas, mas passar igualmente a considerar uma análise específica sobre os custos unitários dos investimentos, quando os mesmos puderem ser adequadamente comparados e daqui se retirarem conclusões uteis para a decisão do Concedente.
8. O CT recomenda assim que a ERSE complemente as análises apresentadas, de modo a também induzir um equilíbrio nos custos unitários de desenvolvimento das redes dos diferentes ORD, considerando as especificidades geográficas e de mercado das diferentes áreas de distribuição.
9. No que toca aos investimentos associados a conversões/reconversões o CT entende que se devem realizar na ótica do desenvolvimento harmonioso com a rede de distribuição a construir, desde que esses investimentos sejam sustentáveis do ponto de vista tarifário.
10. O CT entende que, sem estes investimentos, a execução dos Planos como um todo coerente ficará comprometida. Por outro lado, sem crescimento da base de clientes, ou pelo menos reposição dos clientes desligados, verificar-se-á uma redução progressiva da base de clientes com o conseqüente impacto tarifário negativo.
11. Já de acordo com as análises disponibilizadas pela ERSE, contemplando 3 cenários, verifica-se que a incidência unitária nos proveitos dos ORD não sofrerá aumentos expressivos mesmo nos cenários mais conservadores de investimento sem acréscimo de volumes.

### TOTEX unitário por unidade de energia veiculada em Tarifas 2020-2021





Fonte: ERSE, apresentação ao CT

12. Não obstante, o CT entende que a análise de sustentabilidade realizada pela ERSE deveria, à semelhança de anos anteriores, ser detalhada por cada um dos Planos dos ORD isoladamente, de modo a ficar claro o contributo, maior ou menor, de cada estratégia apresentada.
13. Esta análise é tanto mais importante quanto se verificaram na aprovação dos Planos anteriores ajustamentos diferenciados a cada um dos Planos, realizados pelo Concedente.

### III - Síntese de Recomendações

Em conclusão da análise da proposta de “Planos de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição de Gás Natural para o período de 2021 a 2025 (PDIRD-GN 2020)”, objeto da 98ª consulta pública, o CT expressa um conjunto de recomendações de que se destaca:

1. No que se refere ao investimento aprovado nos novos polos, o CT considera que, se não for indutor de consumo e novas ligações, contribuirá para um incremento médio da Tarifa de Uso de Rede, situação penalizante para o SNG, pelo que reforça a necessidade de análises *post mortem* que confirmem a validade dos pressupostos subjacentes às aprovações, e possam servir para referência futura.
2. Quanto à proposta, apresentada pela ERSE, de serem avaliados apenas os valores incrementais dos três anos de 2021, 2022 e 2023 face ao PDIRD-GN anterior, deixando para o próximo exercício a avaliação dos anos de 2024 e 2025, o CT entende que as operações de rede, por natureza envolvendo decisões de investimento a realizar no médio prazo não devem ser colocadas em causa pela potencial indefinição de metas de longo prazo para o sistema de gás.
3. Adicionalmente, entende o CT que, se a lei estabelece que o PDIRD-GN é quinquenal, a análise desenvolvida pela ERSE para efeitos de consulta pública deveria abranger os 5 anos do Plano.
4. O CT acompanha a prudência e as cautelas manifestadas pela ERSE relativamente à necessidade de adequar os investimentos nas redes de gás à realidade atual de política energética e ao horizonte temporal de aplicação da mesma, com o intuito de evitar a realização de investimentos que possam rapidamente apresentar uma relação custo benefício penalizadora para o sistema.

5. Por conseguinte, o CT reforça a importância da ERSE manifestar ao legislador a necessidade de que os montantes de investimento a aprovar, em particular aqueles que se prevê concretizar nos anos 2024 e 2025, estejam totalmente alinhados com os objetivos de política energética vigente, fundamental para uma análise adequada ao impacto no SNG, nomeadamente para a sua estrutura de clientes e nos custos a suportar.
6. Quanto aos cenários de procura, o CT considera necessária uma análise rigorosa das evoluções da procura por segmento para avaliação dos impactos tarifários.
7. O CT sugere que a ERSE passe a evidenciar de forma inequívoca o investimento elegível para recuperação em sede de aplicação de tarifas.
8. No que diz respeito aos projetos piloto, tendo em conta a necessidade de adaptação das redes de distribuição para dar resposta aos desafios da descarbonização, o CT recomenda que sejam avaliados na globalidade do SNG e pelo benefício que aportam, garantindo-se o desejado rigor na avaliação custo-benefício de cada iniciativa e o seu impacto tarifário, assim como a criação de sinergias entre os ORD de forma complementar e não redundante, pelo que solicita à ERSE uma vigilância contínua da execução destes estudos e projetos.
9. O CT reforça que os investimentos que se perspetivam na rede de gás, decorrentes das opções e metas de política energética, devem, sempre que possível, recorrer a linhas de financiamento da UE que estejam disponíveis.
10. O CT considera que as análises de sensibilidade baseadas na comparação de vários cenários de procura não se devem limitar ao efeito sobre o eventual impacto global nas tarifas, mas passar igualmente a considerar uma análise específica sobre os custos unitários dos investimentos, quando os mesmos puderem ser adequadamente comparados.
11. O CT recomenda que a ERSE complemente as análises apresentadas, de modo a induzir um equilíbrio nos custos unitários de desenvolvimento das redes dos diferentes ORD, considerando as especificidades geográficas e de mercado das diferentes áreas de distribuição.
12. O CT entende que a análise de sustentabilidade realizada pela ERSE deveria, à semelhança de anos anteriores, ser detalhada por cada um dos Planos dos ORD isoladamente, de modo a ficar claro o contributo, maior ou menor, de cada estratégia apresentada.

#### **IV – CONCLUSÕES**

O Conselho Tarifário, Secção do Setor do Gás, considera que a proposta apresentada pela ERSE deverá ser reformulada em conformidade com as recomendações constantes deste Parecer.



**Em 26 de março 2021**, o parecer que antecede teve a seguinte votação:

**Votos a favor:** 20 (vinte)

**Votos contra:** 0

tendo sido aprovado por **unanimidade**

O parecer que antecede contém **16 (dezasseis)** páginas.

Constam ainda, mais **21 (vinte e uma)** páginas, que fazem parte integrante do mesmo:

- **3 (três)** contendo sentidos de voto e votação final agregada;
- **18 (dezoito)** contendo sentido de voto,

o que perfaz um total de **37 (trinta e sete)** folhas.

CONSELHO TARIFÁRIO

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
<b>Patrícia Carolino</b> Representante da Direção-Geral do Consumidor (DGC)	Anexo 1	—	—
<b>Luís Vasconcelos</b> Representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP)	Anexo 2	—	—
<b>Luís Pisco</b> Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica	Anexo 3	—	—
<b>Célia Marques</b> Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica	Anexo 4	—	—
<b>Eduardo Quintanova</b> Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica	Anexo 4	—	—
<b>Carolina Gouveia</b> Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica	Anexo 5	—	—
<b>Pedro Furtado</b> Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de gás (RNT) (REN)	Anexo 6	—	—
<b>Paula Almeida</b> Representante das entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de gás natural liquefeito - (GNL) (REN Atlântico)	Anexo 7	—	—
<b>Jorge Lúcio</b> Representante do CUR Grossista	Anexo 8	—	—
<b>José Rodrigues Vieira</b> Representante das entidades concessionárias das redes de distribuição regional de gás (Lisboagás)	Anexo 9	—	—
<b>Eduardo Viana</b> Representante das entidades titulares de licença de distribuição de gás em regime de serviço público. (Sonorgás)	Anexo 10	—	—
<b>Ana Teixeira Pinto</b> Representante dos comercializadores de último recurso retalhistas de gás (EDP SU)	Anexo 11	—	—
<b>Ricardo Ferrão</b> Representante dos comercializadores de gás em regime livre (Endesa)	Anexo 12	—	—
<b>Teresa Marques</b> Representante de consumidores nos termos do n.º 5 do Art.º 46º dos Estatutos da ERSE	Anexo 13	—	—
<b>Ricardo Emílio</b> Representante dos pequenos comercializadores da energia	Anexo 14	—	—
<b>Rafaela Matos</b> Representante para a área de ambiente nos termos do n.º 1 do Art.º 46º dos Estatutos da ERSE	Anexo 15	—	—
<b>João Marinho</b> Representante de consumidores nos termos do n.º 5 do Art.º 46º dos Estatutos da ERSE	Anexo 13	—	—



**ERSE**

ENTIDADE REGULADORA  
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
<b>Celso Pedreiras</b> Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás com consumos anuais superiores a 10.000m3. (CIP)	Anexo 13	—	—
<b>Frederico Pisco</b> Representante de consumidores nos termos do n.º 5 do Art.º 46º dos Estatutos da ERSE	Anexo 13	—	—

	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO	VOTO DE QUALIDADE
<b>Manuela Moniz</b> Presidente do Conselho Tarifário nos termos do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho	Anexo 16	—	—	—