

# PDIRD-G 2026

Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de Gás 2027-2031

# ÍNDICE

## Sumário Executivo

---

<b>Plano de Investimento</b>	7
<b>Principais Indicadores e Triggers de Seleção</b>	11
<b>Objetivos Estratégicos do Plano</b>	12
1. Ligar mais consumidores ao Sistema Nacional de Gás	12
2. Descarbonizar o Sistema Nacional de Gás e promover a integração de gases renováveis	12
3. Modernizar e digitalizar a operação	13
4. Combater a pobreza energética	14
5. Promover a coesão territorial e reduzir disparidades regionais	15
6. Manter um serviço de qualidade, fiabilidade e referência	15
<b>Especificidades Operativas da Sonorgás</b>	16
1. Dispersão territorial e complexidade logística	17
2. O maior operador de UAG da Península Ibérica	18
3. Considerações para a leitura de indicadores harmonizados	19
<b>Descarbonização e Digitalização do Sistema Nacional de Gás</b>	19
1. A rede de gás como plataforma da transição energética	19
2. Investimento em descarbonização e integração de gases renováveis	20
3. Investimento em digitalização e modernização operacional	20
<b>Benefícios para os Consumidores e para o Sistema</b>	20
1. Benefícios económicos diretos para os consumidores	21
2. Benefícios ambientais	21
3. Benefícios sociais	22

## Introdução

---

<b>1.1 Enquadramento Legislativo</b>	24
<b>1.2 Crescimento, transformação e visão estratégica da Sonorgás</b>	25
1.2.1 Expansão e consolidação operacional	25
1.2.2 Integração no Grupo iCON e transformação estratégica	26
1.2.3 O papel estratégico da infraestrutura de gás	26
1.2.4 Dinamismo das atividades, especificidades das licenças e custos operacionais	28
<b>1.3 Melhorias e alterações face às anteriores propostas de PDIRD-G</b>	31
<b>1.4 Demonstração de compromisso com o PDIRD-G</b>	32
<b>1.5 Tipologias de investimento</b>	33

## Enquadramento estratégico e de política energética

---

<b>2.1 Caracterização da atividade de Distribuição de Gás</b>	36
<b>2.2 Enquadramento europeu e nacional de transição energética</b>	39
<b>2.3 Enquadramento europeu e nacional de transição energética</b>	41
2.3.1 PNEC 2030, RNC 2050 e REPowerEU	43
2.3.1.1 PNEC 2030	43
2.3.1.2 Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050	46
2.3.1.3 Plano REPowerEU	46
2.3.1.4 Proposta de avaliação multivetorial e custos sistémicos do sistema energético nacional	47
2.3.2 Biometano e RNDG	48
<b>2.4 Sustentabilidade da infraestrutura de gás no contexto da transição energética</b>	49
2.4.1 Competitividade energética e posicionamento do gás	49
2.4.2 Segurança energética e complementaridade entre vetores	50
2.4.3 Pobreza energética, acessibilidade e coesão territorial	51
2.4.4 Papel do gás na competitividade e descarbonização do setor industrial	51
2.4.5 Análise do programa E-Lar e impactos nos ativos da Sonorgás	53
2.4.6 Enquadramento do RMSA-G e particularidades regionais das previsões	54
2.4.7 Implicações para o planeamento da rede e para a sustentabilidade dos ativos	55
<b>2.5 Conjuntura Macroeconómica</b>	56
<b>2.6 Conjuntura Regional</b>	57

## Caracterização das Infraestruturas de Distribuição de Gás

---

<b>3.1 Áreas e Caracterização das Licenças</b>	61
<b>3.2 Caracterização das infraestruturas de Distribuição de Gás</b>	65
3.2.1 UAG	65
3.2.2 Stock de Armazenagem	65
3.2.3 Rede de distribuição de Gás	66
<b>3.3 Dados Operacionais</b>	66
<b>3.4 Caracterização da Rede de Distribuição</b>	70
<b>3.5 Investimento nos últimos anos – Caracterização</b>	71
<b>3.6 Qualidade do serviço</b>	72

## Previsão para evolução dos pontos de abastecimento e volumes de gás veiculados

---

4.1 Evolução do Price Cap e implicações para o sistema tarifário	77
4.2 Previsão para evolução dos pontos de abastecimento	85
4.3 Taxa de penetração	89
4.4 Previsão para evolução do volume de Gás veiculado	89
4.5 Suporte à evolução de pontos de abastecimento e volume de Gás veiculado	91

## Plano de Investimento (2027-2031)

---

5.1 Investimento Total	98
5.1.1 Investimento em conformidade e segurança do abastecimento	100
5.1.1.1 Melhoria, renovação e cumprimento de requisitos legais em UAGs existentes	100
5.1.1.2 Edifícios, transportes e instalações	102
5.1.1.3 Equipamento Técnico	104
5.1.1.4 SMART Cyber Security and Protection	105
5.1.2 Investimento em descarbonização do sistema nacional de gás	106
5.1.2.1 SMART Grid Gas Tracking	108
5.1.2.2 SMART Renewable Gases Grid	109
5.1.2.3 Renewable Gas Project Connections	111
5.1.3 Investimento em Desenvolvimento e expansão de rede	112
5.1.3.1 5 Licenças, atribuídas em 2008	113
5.1.3.2 18 Licenças, atribuídas em 2015	114
5.1.3.3 8 Licenças, atribuídas em 2019	115
5.1.3.4 Capitalização de encargos de estrutura	116
5.1.3.5 Outros Investimentos em infra-estruturas	117
5.1.4 Investimento em digitalização	119
5.1.4.1 SMART Grid & Asset Management	121
5.1.4.2 SMART Process Optimization	130
5.1.5 Contadores não elegíveis para a base de ativos regulada	131
5.2 Atualização dos custos unitários	131

## **Análise dos impactos Económico-Financeiros e Tarifários**

---

<b>6.1 Critérios de suporte à seleção de investimento</b>	133
6.1.1 Impacto do plano de investimento nas tarifas	135
<b>6.2. Indicadores Harmonizados</b>	138
6.2.1. Indicadores definidos pelo regulador (ERSE)	139
6.2.2. Indicadores normalizados	144

## **Identificação dos benefícios associados ao Plano de Investimento**

---

<b>7.1 Benefícios</b>	148
7.1.1 Benefícios Económicos	149
7.1.2 Benefícios Sociais	154
7.1.3 Benefícios Ambientais	157
<b>7.2. Validação independente - exercício True Value 2024</b>	158

## **Glossário**

---

## **Anexos**

---

# Sumário Executivo

O presente Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de Gás (PDIRD-G 2026) é apresentado pela Sonorgás — Sociedade de Gás do Norte, S.A., ao abrigo do artigo 89.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, e cobre o período quinquenal 2027-2031. O plano foi elaborado em cumprimento das diretrizes estabelecidas no Despacho n.º 4725/2026, de 10 de abril, incorporando as orientações do Concedente e as recomendações formuladas pela ERSE e DGEG no âmbito do parecer ao PDIRD-G 2024.

O quadro regulatório europeu estruturante compreende, em particular, a Diretiva (UE) 2024/1788, relativa ao mercado in-

- **Plano alinhado com enquadramento regulatório e estratégico:** O PDIRD-G 2026 cumpre as diretrizes nacionais e europeias (PNEC 2030, RNC 2050, diretivas UE), incorporando recomendações da ERSE e orientações do Concedente, garantindo coerência com a transição energética e prevenção de ativos obsoletos.

- **Investimento robusto e orientado ao crescimento da rede:** Prevê-se um investimento total de 56,1 milhões de euros (2027-2031), com forte foco (~70%) na expansão da rede, assegurando cobertura nos territórios do interior Norte, sustentabilidade tarifária e resposta à procura local.

- **Sustentabilidade económica e impacto positivo no sistema:** O plano gera um prémio estimado de cerca de 10 milhões de euros para o sistema regulado, com indicadores de eficiência abaixo dos limites de referência e elevada fiabilidade de execução.

O contexto regulatório nacional tem evoluído, em 2025 e 2026, no sentido de uma leitura crescentemente sistémica do funcionamento do setor energético, expressa em processos públicos como as recomendações do Grupo de Aconselhamento Técnico (GAT) sobre robustez do sistema elétrico nacional e a discussão pública, lançada em abril de 2026 pela DGEG, sobre o estudo quantitativo dos Custos Totais do Sistema. A Sonorgás considera materialmente importante que a avaliação dos investimentos nas redes de distribuição de gás, incluindo o presente PDIRD-G, seja realizada em articulação com os restantes investimentos energéticos e com o respe-

terno do gás renovável, do gás natural e do hidrogénio, com obrigações específicas em matéria de prevenção de ativos obsoletos e coerência com os planos nacionais de energia e clima; o Regulamento (UE) 2024/1787, relativo à redução das emissões de metano no setor da energia; e a Diretiva (UE) 2022/2555 (NIS2), relativa à cibersegurança das infraestruturas críticas. A nível nacional, o plano alinha-se com o PNEC 2030, o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050, o Plano de Ação para o Biometano 2024-2040 e a Estratégia Nacional de Longo Prazo para o Combate à Pobreza Energética (EL-PPE), aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 11/2024 e a Lei n.º 98/2021, de 31 de dezembro

- **Benefícios diretos para consumidores e sociedade:** Destaca-se uma poupança estimada de 41 milhões de euros para os consumidores, redução de custos energéticos face ao GPL, mitigação da pobreza energética, criação de emprego e reforço da coesão territorial.

- **Aposta na transição energética e modernização:** Inclui investimentos em descarbonização, integração de gases renováveis (biometano/hidrogénio) e digitalização, reforçando eficiência operacional, segurança (NIS2) e posicionando a rede como plataforma da transição energética.

tivo impacto sistémico, e não numa lógica isolada por vetor. Esta leitura integrada beneficia simultaneamente as quatro dimensões em jogo: as soluções tecnológicas adequadas a cada contexto, o impacto sobre os consumidores em diferentes geografias, o aproveitamento das infraestruturas existentes, e a resiliência decorrente da diversidade de vetores energéticos.

Em paralelo, o recente enquadramento do PTRR – Portugal Transformação, Recuperação e Resiliência – reforça a relevância de uma leitura integrada entre política energética, coesão territorial e desenvolvimento dos territórios de baixa densi-

dade. A proposta de investimento da Sonorgás deve ser enquadrada não apenas como exercício de expansão de infraestrutura energética, mas como contributo para objetivos mais amplos de política pública: melhoria das condições de acesso à energia, reforço da competitividade de famílias e empresas, apoio à localização de atividade económica, e criação de con-

dições de base para a fixação de população em territórios marcados por menor densidade populacional, maior dispersão e menor capacidade de atração autónoma de investimento.

O enquadramento destes temas é desenvolvido na secção 2.2 do presente documento.

## Plano de Investimento

O plano de investimento que se apresenta foi construído sobre 3 alicerces:

- i. os compromissos assumidos com o Estado Português no âmbito da atribuição das 31 licenças
- ii. os pedidos de ligação formalizados pelos municípios servidos;
- iii. as diretrizes mais recentes do Concedente e do Regulador.

A articulação destes três vetores orienta um plano calibrado para as necessidades reais dos territórios do interior Norte, com critérios de racionalidade económica que asseguram a sustentabilidade do sistema tarifário e com uma arquitetura de investimento alinhada com a transição energética em curso. Neste âmbito, as tipologias de investimento do presente PDIRD-G foram revistas em conformidade com os referidos despachos, sendo agora o investimento dividido nas seguintes 5 tipologias:

- i. Conformidade e segurança do abastecimento;
- ii. Descarbonização do sistema nacional de gás;
- iii. Desenvolvimento e expansão de rede;
- iv. Digitalização;
- v. Contadores não elegíveis para a base de ativos regulada.

Para o período de 2027 a 2031, aproximadamente 70% do plano de investimento está focado em iniciativas de Desenvolvimento e expansão de rede, correspondendo a um montante de 39,0 milhões de euros. Adicionalmente, 7,4 milhões de euros (cerca de 13% do plano de investimento) são destinados a investimentos em Conformidade e segurança do abastecimento, um montante de 5,0 milhões de euros (9%) referem-se a investimento em Digitalização, 3,7 milhões de euros em Descarbonização do Sistema Nacional de Gás (7%), e 0,9 milhões de euros (2%) dizem respeito a contadores não elegíveis para a base de ativos regulada.

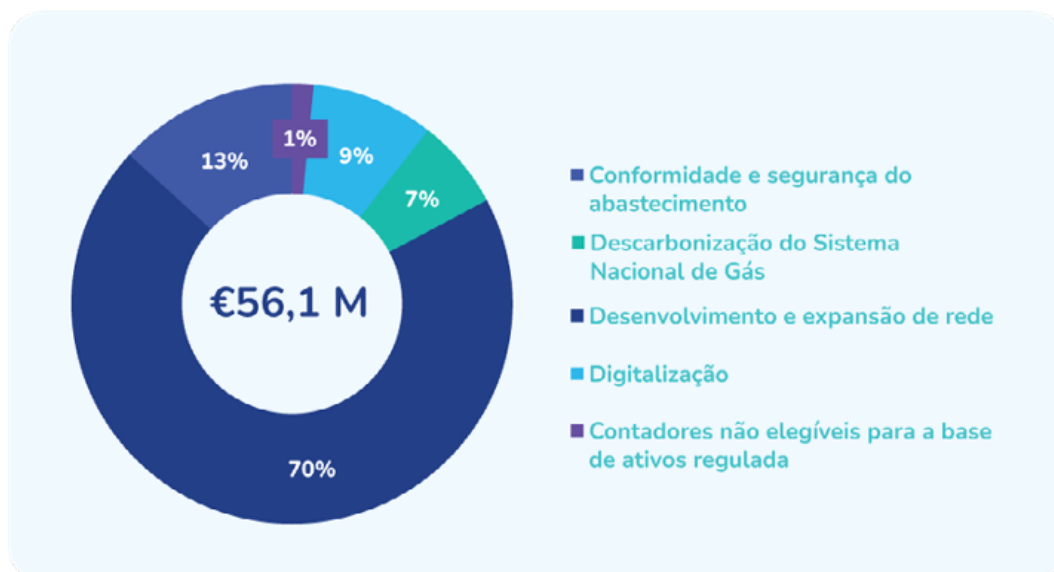


Figura 1 - Investimento total 2027-2031, por tipologia

Sendo estimado um investimento de 8,3 milhões de euros para o ano de 2027, prevê-se que o investimento do período 2027-2031, ascenda a 56,1 milhões de euros.

O mesmo divide-se anualmente da seguinte maneira:

€'000	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	2027P-31P
Conformidade e segurança do abastecimento	571	2.522	1.936	1.208	1.167	7.403
Descarbonização do Sistema Nacional de Gás	230	1.703	680	854	261	3.728
Desenvolvimento e expansão de rede	6.977	9.177	8.165	7.294	7.402	39.015
Digitalização	368	1.337	1.196	1.068	1.075	5.044
<b>Total de Investimento Regulado</b>	<b>8.146</b>	<b>14.739</b>	<b>11.976</b>	<b>10.424</b>	<b>9.905</b>	<b>55.190</b>
Contadores não elegíveis para a base de ativos regulada	157	190	100	210	220	877
<b>Total de Investimento</b>	<b>8.303</b>	<b>14.929</b>	<b>12.076</b>	<b>10.634</b>	<b>10.125</b>	<b>56.067</b>

Tabela 1 - Investimento previsto para o período 2027-2031

As especificidades do plano de desenvolvimento assentam em distintas considerações divididas em dois segmentos, um de cariz técnico-comercial e legal, e outro de cariz financeiro e orçamental, com o intuito de uma máxima otimização da área de atuação da Sonorgás. As considerações mencionadas estão interligadas, partindo assim das análises técnico-comerciais bem como dos compromissos legais da Empresa que, posteriormente, ditam as ações a realizar na infraestrutura.

O plano de investimento atual foi complementado de acordo com as prioridades do sistema para se alinhar aos objetivos de médio e longo prazo da Rede de Distribuição de Gás. Esta abordagem tem em consideração a conjuntura macroeconómica prevista para o período, a experiência recente na área

geográfica de atuação, e o impacto positivo esperado ao nível energético e socioeconómico na população. O plano agora apresentado é financeira e operacionalmente sustentável para o sistema a longo prazo.

O plano foi construído tendo como referência de partida o cenário de investimento identificado pela ERSE como cenário 273 no parecer ao PDIRD-G 2024, no valor de 49,4 milhões de euros, acrescido de 11,6%, resultante de ajustamentos fundamentados ao longo do presente documento, nos quais se incluem: i) atualização de preços ao de lator do PIB, ii) adequação do investimento de manutenção dos 5 polos, e iii) Investimento Adicional de descarbonização e ligação de produtores.



Figura 2 – Reconciliação Cenário 273 ERSE e investimento proposto em sede PDIRD-G 26

A robustez do processo de planeamento da Empresa é demonstrada pelos dados de execução do plano anterior: no ano de 2025, o investimento previsto no PDIRD-G 2024 era de 14.435 milhares de euros, tendo a execução real ascendido a

14.423 milhares de euros — um desvio de apenas 0,1%, que confirma a fiabilidade da metodologia de planeamento e a capacidade de execução operacional da empresa.



## Principais Indicadores e Triggers de Seleção

A avaliação financeira do plano realizada na perspetiva do sistema regulado com taxa de desconto de 5,67%, correspondente à taxa de remuneração regulatória do RAB fixada no relatório de Proveitos Permitidos de Gás para o ano 2025-2026, e com horizonte de análise 2027-2063, confirma a robustez económica da proposta. Estima-se que o presente plano de in-

vestimento gere uma TIR de 7,79% num cenário base, situada 2,12 pontos percentuais acima da taxa de remuneração regulada, o que corresponde a um prémio para o sistema regulado de aproximadamente 10 milhões de euros, num intervalo de sensibilidade de 8 a 12 milhões de euros consoante a calibração das premissas operacionais subjacentes.

	-5%	-2%	PDIRD-G 2026	2%	5%
<b>Dados operacionais (ano cruzeiro)</b>					
Pontos de abastecimento angariados (#)	6.999	7.220	7.367	7.514	7.735
Gás Natural veiculado (MWh)	61.830	63.783	65.085	66.386	68.339
<b>Dados financeiros (2027-2050)</b>					
Receita volumes veiculados adicionais (€m)	39.032	40.264	41.081	41.908	43.140
Custo capital (€m)	31.428	31.428	31.428	31.428	31.428
Impacto nas tarifas (€m)	7.604	8.837	9.654	10.480	11.713
TIR	6,75%	7,74%	7,79%	9,19%	10,41%

Tabela 3 – Análise de sensibilidade dos dados operacionais (ano cruzeiro) e financeiros (2027-2063)

Esta sustentabilidade financeira do plano é simultaneamente assegurada pela disciplina, mantida ao longo dos sucessivos ciclos de planeamento da Sonorgás, na seleção dos investimentos elegíveis. Concretamente, a empresa considera elegíveis os projetos cujo rácio entre o investimento total previsto e o número adicional de pontos de abastecimento angariado se situe abaixo de 5.400 €/PA, limiar que decorre da observação do investimento médio por PA realizado pela Sonorgás em ciclos anteriores, atualizado anualmente ao deflador do PIB, e arredondado por excesso por princípio de prudência. Este valor reflete o investimento que a Sonorgás considera economicamente sustentável por PA angariado em territórios com o perfil sociodemográfico das suas licenças, conjugando racionalidade financeira do plano agregado dos 31 polos com o mandato de política pública subjacente à atribuição das licenças, designadamente em matéria de coesão territorial, equidade no acesso à energia e mitigação da pobreza energética. O valor médio apurado para o presente plano é de 4.759 €/PA, situando-se

cerca de 12,9% abaixo do limiar de referência, traduzindo a continuidade desta disciplina no ciclo 2027-2031.

A análise adota premissas prudentes: não incorpora os efeitos de saturação da rede construída para além de 2031, os benefícios económicos, sociais e ambientais quantificados no Capítulo 7, nem o potencial de incorporação progressiva de gases renováveis na infraestrutura. Os resultados apresentados constituem, por esta razão, um limite inferior da rentabilidade efetiva do plano, sendo expectável que a sua materialização real exceda os valores aqui projetados. O detalhe completo da análise económico-financeira, incluindo o tratamento dos restantes critérios de seleção do investimento utilizados pela Sonorgás e dos indicadores harmonizados publicados pelo regulador, é apresentado no Capítulo 6.

Critérios de seleção do investimento						Trigger
	u.m.	5 polos	18 polos	8 polos	31 polos	
Investimento/PA angariado	€/PA	3.851	4.958	4.811	4.759	< 5.400€ / PA

Tabela 2 – Critérios de seleção do investimento por licença

## Objetivos Estratégicos do Plano

O PDIRD-G 2026 articula-se em torno de seis objetivos estratégicos que integram as dimensões operacional, ambiental, social e tecnológica do serviço público de distribuição de gás. Estes objetivos são simultaneamente a justificação do investimento proposto e o quadro contra o qual a Sonorgás se pro-

põe medir o seu desempenho no horizonte do plano, com uma poupança estimada de 41,0 milhões de euros para os consumidores no horizonte 2027-2031. Os mesmos são descritos e apresentados de seguida.

### 1. Ligar mais consumidores ao Sistema Nacional de Gás

O plano permitirá ligar 7.367 novos pontos de abastecimento no período 2027-2031, equivalente a um crescimento de 11%, atingindo um total de 37.704 PA acumulados em 2031. Desta expansão, estima-se que 94,9% corresponda a clientes domésticos e 5,1% a clientes de serviços e indústria, refletindo o perfil predominantemente social da rede da Sonorgás. A trajetória é estruturalmente suportada pelas taxas de penetração atuais por grupo de licenças: 72,7% nos 5 polos de 2008, 48,9% nos 18 polos de 2015 e 24,3% nos 8 polos de 2019 (sobre alojamentos de habitação permanente em freguesias infraestruturadas), demonstrando um potencial de crescimento documentado nas 18 e 8 licenças, onde as taxas de penetração ainda são substancialmente mais reduzidas.

Este crescimento da base de clientes, traduzir-se-á num aumento de aproximadamente 7 GWh/ano de energia veiculada (+16%), atingindo cerca de 236 GWh em 2031. Este volume adicional, aplicado às tarifas ORD em vigor, gera um valor para o sistema materializado num prémio estimado de 9,7 milhões de euros identificado na análise de TIR. Adicionalmente, o plano gera uma poupança estimada de 41,0 milhões de euros para os consumidores no horizonte 2027-2031, calculada com base no diferencial de custo unitário entre o gás natural canalizado e o GPL engarrafado, constituindo um benefício económico direto para as famílias servidas pela rede da Sonorgás.

### 2. Descarbonizar o Sistema Nacional de Gás e promover a integração de gases renováveis

A Sonorgás posiciona a sua infraestrutura como um dos vetores de viabilização da integração de gases de origem renovável no Sistema Nacional de Gás. A rede de distribuição que a empresa opera está, na sua estrutura técnica, capacitada para receber e veicular biometano com a qualidade especificada pela regulamentação aplicável, e o investimento previsto no presente PDIRD-G prepara as condições operacionais para que

essa receção possa ocorrer de forma fiável e em escala progressiva. Concretamente, está prevista a instalação de pontos de injeção e seccionamento dedicados nos polos com potencial de produção identificado, o reforço da capacidade de monitorização contínua da qualidade do gás através da expansão do sistema SCADA, e o desenvolvimento das competências técnicas internas necessárias para a operação integrada destes ati-

vos, em alinhamento com o Plano de Ação para o Biometano 2024-2040 e com a Estratégia Nacional para o Hidrogénio.

O investimento de 3,7 milhões de euros afeto à tipologia de Descarbonização do SNG organiza-se em duas frentes: sistemas inteligentes de gestão da rede (Smart Grid & Gas Tracking) para monitorização da qualidade do gás e deteção de emissões fugitivas, em conformidade com o Regulamento (UE) 2024/1787 sobre redução de emissões de metano; e infraestrutura de suporte à receção de gases renováveis (Smart Renewable Gases Grid), incluindo capacidade para ligação de produtores locais de biometano e preparação técnica da rede para futura incorporação de hidrogénio.

A Região Norte apresenta um potencial relevante para a produção de biometano a partir de resíduos agrícolas, pecuários e agroindustriais, efluentes de suinicultura e bovinicultura,

### 3. Modernizar e digitalizar a operação

O investimento total em modernização tecnológica ascende a 7,6 milhões de euros, distribuídos entre 5,0 milhões de euros na tipologia de Digitalização (sistemas de informação, SCADA, plataformas de gestão integrada) e 2,6 milhões de euros na tipologia de Conformidade e Segurança, referentes à cibersegurança das infraestruturas críticas, em cumprimento da Diretiva NIS2. Este conjunto prossegue três objetivos complementares: reforço da qualidade, integração e rastreabilidade da informação operacional, com ganhos diretos na eficiência dos processos e na transparência regulatória; modernização dos sistemas de supervisão, controlo e comunicação (SCADA, RTU, sistemas redundantes) com impacto direto na fiabilidade da rede e na resposta a emergências; e resposta às obrigações emergentes de cibersegurança aplicáveis a operadores de infraestruturas críticas ao abrigo da Diretiva NIS2.

A digitalização assume particular relevância no contexto operacional da Sonorgás, marcado por uma elevada dispersão geográfica e por uma componente significativa de custos de estrutura, comum à gestão das diferentes licenças. Neste tipo

resíduos de lagares de azeite e da indústria agroalimentar. A proximidade geográfica entre potenciais unidades de produção e a rede de distribuição da Sonorgás constitui uma vantagem competitiva que o plano pretende materializar, permitindo que a descarbonização seja prosseguida de forma tecnicamente robusta e economicamente eficiente, sem exigir substituição prematura de equipamentos por parte dos consumidores.

De facto, o presente plano apresenta um investimento de cerca de 1,8 milhões de euros em 6 projetos de ligação da sua rede a produtores locais de biometano, que apresentam um potencial de substituição do consumo de gás natural superior a 75% do consumo registado em 2025 e superior a 60% do consumo previsto no presente plano para 2031. Para mais informação vide capítulo 5.1.2.3..

de operação, o custo médio tende a ser significativamente superior ao custo marginal de expansão da atividade, na medida em que uma parte relevante da estrutura já se encontra instalada e pode suportar, com custos incrementais relativamente reduzidos, o desenvolvimento e a operação de um número alargado de licenças. A digitalização contribui precisamente para reforçar esta lógica, ao permitir ganhos de eficiência transversalmente aplicáveis à operação, com impacto favorável quer na redução do custo médio, quer na contenção do custo marginal. Estes ganhos têm vindo a refletir-se na evolução dos indicadores regulatórios, como evidencia a trajetória do *Price Cap/PA*, que registou uma redução de 19,9% entre 2017 e 2026, e do *Price Cap/km*, que convergiu para a média das licenças em 2026. É de notar que quando feito o exercício de desagregação destes indicadores por grupo de licenças da Sonorgás, se verificou que, à medida que as mesmas tendem para a maturidade, os valores dos indicadores tendem a convergir para a média apresentada para a Empresa, demonstrando assim a evidente sinergia decorrente da operação das 31 licenças como um todo. Para maior detalhe, vide Capítulo 4.1.

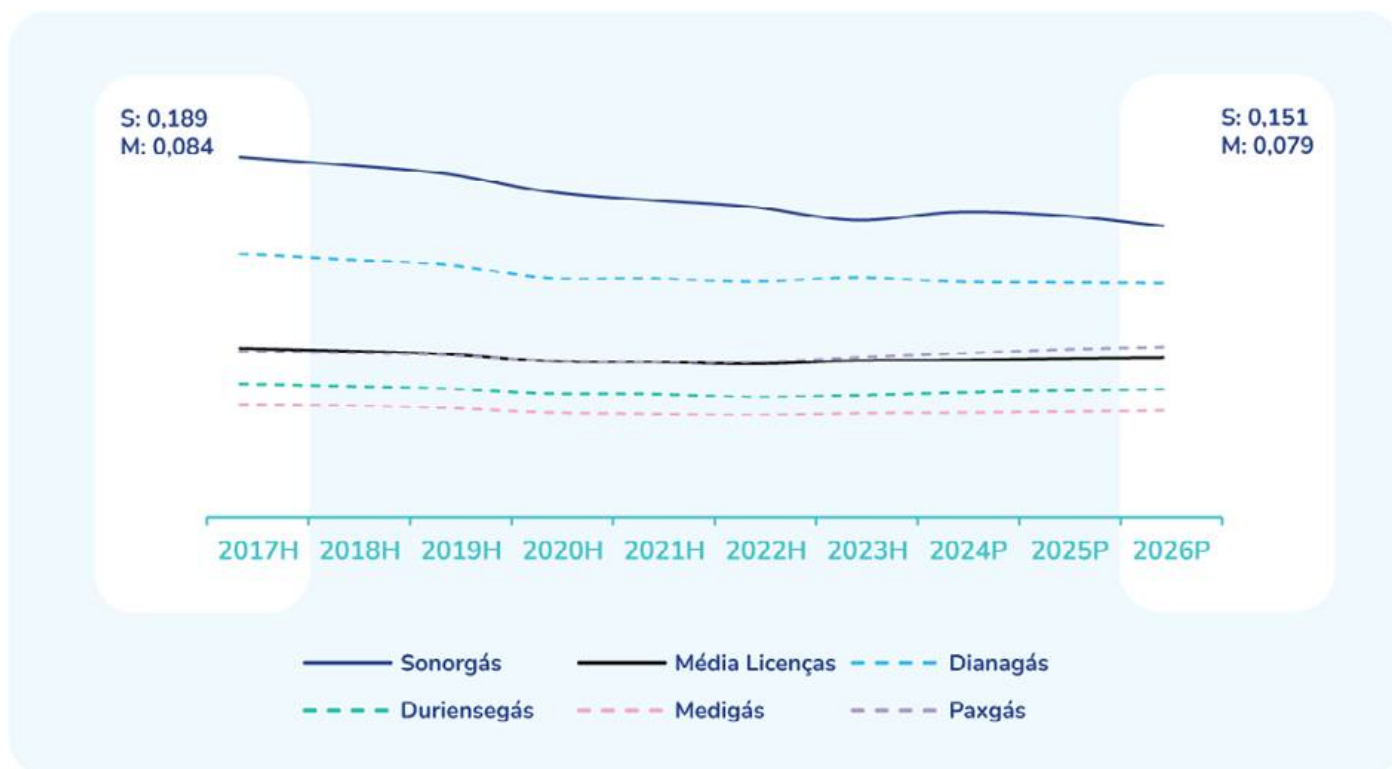


Figura 16 - Evolução temporal Price Cap/PA

#### 4. Combater a pobreza energética

Os territórios servidos pela Sonorgás concentram algumas das situações de maior vulnerabilidade energética estrutural em Portugal continental, com rendimentos médios per capita sistematicamente inferiores à média nacional e dependência histórica de GPL engarrafado enquanto fonte principal de energia doméstica. Esta fragilidade económica é evidenciada pelo PIB per capita de regiões como o Alto Tâmega e Barroso, as Terras de Trás-os-Montes e o Douro, que figuram entre os mais baixos do país. De acordo com o Pordata, estas zonas registam valores de riqueza produzida que chegam a estar entre 68% a 76% dos valores da média nacional. A substituição de GPL por gás natural canalizado tem impacto económico direto e mensurável: o preço unitário do gás natural em tarifa regulada (0,0603 €/kWh) é 2,5 vezes inferior ao do GPL butano engarrafado (0,1508 €/kWh), diferencial que se traduz numa poupança acumulada estimada de 41,0 milhões de euros para os consumidores no período 2027-2031.

Esta dimensão é particularmente relevante num contexto em

que a transição direta para soluções elétricas enfrenta obstáculos estruturais nos territórios da Sonorgás pelas seguintes razões: amplitudes térmicas significativas que degradam a eficiência das bombas de calor ar-água no inverno, parque habitacional envelhecido com isolamento térmico insuficiente, rendimento disponível que limita a capacidade das famílias para suportar os custos de investimento inicial da eletrificação integral, (sendo que, a 31 Dezembro de 2025, 1.354 dos clientes da Sonorgás se encontravam abrangidos pela tarifa social) e instalações elétricas que, em larga proporção dos fogos, não estão capacitadas para suportar a substituição integral de equipamentos de queima. O plano da Sonorgás contribui, assim, diretamente para os objetivos da ELPPE, ao disponibilizar uma alternativa energética tecnicamente adequada, economicamente competitiva e socialmente acessível nas regiões com maior prevalência de pobreza energética. Para mais informação vide capítulo 7.2.3..

## 5. Promover a coesão territorial e reduzir disparidades regionais

A rede de distribuição da Sonorgás desenvolve-se em 34 concelhos do interior Norte e do Minho, em territórios historicamente caracterizados por menor densidade populacional, menor dinâmica económica e maior distância às infraestruturas energéticas estruturantes do país. A presença da rede nestes concelhos constitui um instrumento direto de redução das assimetrias entre o litoral e o interior, materializada em dois efeitos: acesso a uma fonte de energia competitiva a tarifas uniformes definidas pela ERSE, independentemente da região, e atração de investimento industrial e de serviços que encontram na disponibilidade de gás canalizado um fator de localização relevante. Adicionalmente, a presença das UAG neste contexto permite garantir um abastecimento seguro e regular, minimizando o efeito potencial da desestabilização de outras ofertas energéticas nacionais ou regionais.

Esta dimensão é reconhecida pelos principais instrumentos de política pública nacional, Portugal 2030, Plano de Recuperação e Resiliência, Agenda Portugal Digital, que identificam a modernização energética do interior como objetivo prioritário de coesão territorial. A expansão da rede da Sonorgás contribui diretamente para a fixação de populações, para o desenvolvimento do tecido empresarial local e para a redução do diferencial de qualidade de vida entre as regiões do interior e as áreas metropolitanas do litoral. Sendo também relevante mencionar que, dado contexto regional e os projetos de ligação a produtores de biometano previstos no presente plano é relevante salientar que através da rede da Empresa as populações, indústria e serviços da região possam vir a ser gradualmente descarbonizadas, visto que estes projetos apresentam um potencial de substituição do consumo de gás natural superior a 75% do consumo registado em 2025 e superior a 60% do consumo previsto no presente plano para 2031.

## 6. Manter um serviço de qualidade, fiabilidade e referência

A Sonorgás tem demonstrado, ao longo dos últimos anos, um desempenho operacional e comercial consistentemente alinhado com os níveis de referência exigidos pela regulação. Em 2024, a empresa registou uma taxa de 100% de cumprimento dos tempos de resposta em situações de emergência, face ao indicador de referência ERSE de 85%. Em 2023 e 2024 não registou qualquer interrupção de fornecimento, resultado acompanhado apenas por um outro operador no conjunto do sector. O plano de investimento proposto incorpora 7,4 M€ em con-

formidade e segurança do abastecimento, destinados à manutenção dos níveis elevados de qualidade de serviço atuais em contexto de crescimento da rede, com 245 km adicionais de rede de distribuição e 8 novas UAG previstas no horizonte do plano, e à resposta às obrigações regulatórias emergentes em matéria de segurança, cibersegurança e monitorização de emissões. A continuidade do compromisso com a qualidade do serviço é, para a Sonorgás, condição indissociável do seu posicionamento enquanto operador de referência no sector.

## Especificidades Operativas da Sonorgás

A adequada avaliação regulatória do desempenho e do plano de investimento da Sonorgás exige o reconhecimento prévio de um conjunto de especificidades estruturais que diferenciam a empresa dos restantes operadores de rede de distribuição de gás em Portugal. Estas especificidades não traduzem ineficiên-

cia operacional, traduzem um modelo operativo singular, adequado à missão de serviço público que foi confiada à empresa, e cuja correta leitura é condição necessária para a comparabilidade na análise dos seus indicadores.

### Dispersão territorial e complexidade logística

A atividade da Sonorgás desenvolve-se numa área geográfica de aproximadamente 11.000 km<sup>2</sup>, com uma densidade populacional média de 32 habitantes/km<sup>2</sup>, valor significativamente inferior à média nacional e dificilmente comparável com a realidade dos operadores que atuam em áreas metropolitanas ou em concelhos de maior densidade demográfica. Esta dispersão traduz-se em extensões de rede por cliente mais elevadas (29,4 m/PA, face a uma média setorial de 13,9 m/PA), em maiores distâncias operacionais associadas a intervenções de manutenção e resposta a emergências, em maior necessidade de recursos humanos e logísticos descentralizados e, consequentemente, numa operação intrinsecamente mais exigente do ponto de vista organizativo e económico.

Como referido anteriormente, tratando-se de uma atividade com uma componente relevante de custos de estrutura, comuns à gestão das diferentes licenças, a expansão e densificação da rede de distribuição permite que uma parte importante dessa estrutura passe a suportar um universo operacional mais alargado, gerando progressivos ganhos de eficiência.

É neste enquadramento que deve ser considerada, quer para efeitos de análise da evolução da eficiência operacional, quer para exercícios de *benchmarking* entre licenciadas, a trajetória de indicadores que favorecem uma leitura mais homogénea da operação, designadamente o *Price Cap*/km linear de rede. Este indicador permite, em certa medida, acomodar o efeito da dispersão territorial, ao não tratar da mesma forma pontos de abastecimento concentrados num mesmo edifício multifamiliar e pontos de abastecimento materialmente distantes entre si, servidos por uma rede mais extensa. Conforme ilustrado no gráfico seguinte, o *Price Cap*/km linear de rede apresentou uma evolução muito favorável, com uma redução de 36,8%, situando-se, em 2026, ligeiramente abaixo da média das licenças do setor (5,53 €/km, face a 5,55 €/km). Importa ainda notar que, quando este indicador é corrigido do efeito estrutural associado à operação de UAG, esse diferencial favorável se torna ainda mais expressivo. Para mais detalhe, vide Capítulo 4.1.

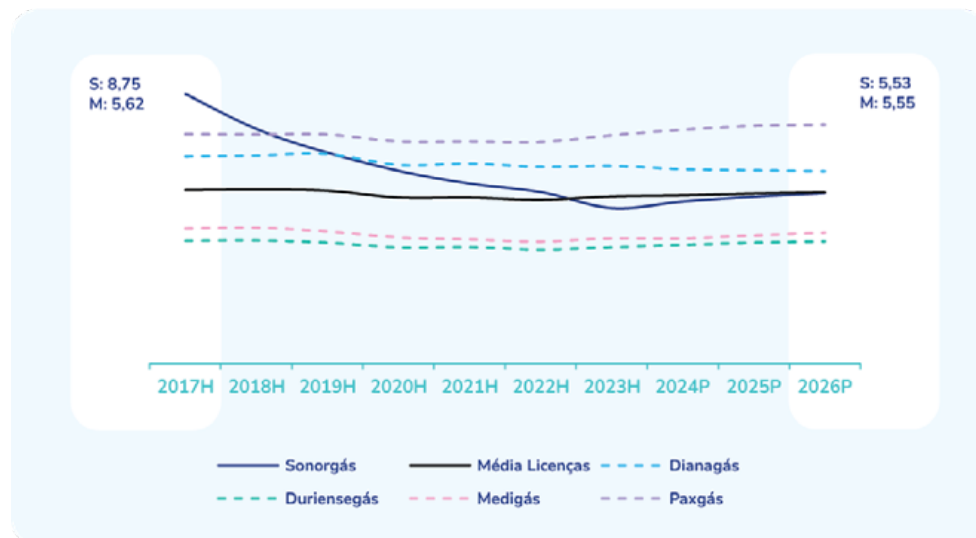


Figura 18 - Evolução temporal *Price Cap*/km linear de rede

## O maior operador de UAG da Península Ibérica

A Sonorgás opera 40 UAG dispersas por 34 concelhos, sendo a única empresa de dimensão relevante do sistema nacional cuja operação é integralmente baseada em rede local autónoma abastecida por UAG, sem qualquer ponto de ligação à Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG). Os restantes operadores do setor, em geral, têm as suas redes ligadas diretamente à rede de transporte através de estações de medida e regulação, com pressão fornecida de forma contínua e estabilizada a montante. Ambos os modelos envolvem custos relevantes de construção, operação e manutenção nos respetivos pontos de interface com a rede, em ordens de grandeza comparáveis. A diferença material entre operadores reside, porém, na escala e na dispersão: a Sonorgás replica a componente fixa de cada ponto de injeção por 40 UAG geograficamente dispersas, às quais acrescem a gestão logística permanente de abastecimento de GNL por cisterna a partir do Terminal de Sines, a monitorização contínua de níveis de reservatório, a calibração da odorização e a resposta operacional a distâncias sem paralelo nos operadores com redes concentradas junto à RNTG.

A operação de cada UAG incorpora um conjunto de exigências permanentes, independentes da sua dimensão ou do número de clientes servidos, designadamente monitorização contínua via SCADA com sistema de alarmística ativo, manutenção preventiva com periodicidade semestral, ensaios periódicos legalmente previstos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 131/2019, sistemas redundantes de alimentação elétrica, controlo metrológico da instrumentação com periodicidade anual e quinquenal, renovação de autorizações de funcionamento de equipamentos sob pressão, bem como a coordenação das trasfegas de GNL em articulação com o Gestor Logístico de UAG (GLUAG), incluindo a disponibilidade operacional para receber descargas e a gestão dos procedimentos de segurança associados a cada transferência. Apesar da complexidade desta operação, é de notar que a mesma confere a garantia da continuidade da oferta de gás em regiões que, de outra forma, não teriam esta oferta disponível.

Estima-se que os custos fixos de operação das UAG ascendam, em 2026, a cerca de 23 milhares de euros por unidade, num

total de aproximadamente 925 milhares de euros. O somatório destas obrigações, replicado por 40 UAG, gera uma componente estrutural de custos fixos que não encontra paralelo em qualquer outro operador. Trata-se de uma verdadeira componente de plataforma, comum às 31 licenças e às 40 UAG, cuja existência é necessária independentemente da escala de cada polo individual. Nesta perspetiva, a gestão integrada dos 31 polos sob uma única plataforma técnica, logística e organizacional constitui, ela própria, um fator de eficiência sistémica, uma vez que a fragmentação da operação por múltiplos operadores implicaria a replicação destes custos estruturais, com impacto adverso na tarifa de acesso às redes.

Esta especificidade tem implicações diretas na leitura dos indicadores de *benchmarking*. Para efeitos analíticos, a figura seguinte apresenta a evolução do *Price Cap* ajustado por km linear de rede, indicador construído de forma a isolar a componente estrutural de custos fixos associada à operação das UAG e a permitir uma leitura mais homogénea da operação de rede entre operadores com modelos de abastecimento distintos. O objetivo deste ajustamento não é desconsiderar custos reais do sistema, mas antes evidenciar, para efeitos comparativos, a evolução do desempenho da atividade de distribuição abstraído do efeito específico de um modelo assente em múltiplas UAG dispersas.

Lido nesta ótica, o indicador do *Price Cap* por km de rede evidencia uma evolução muito favorável ao longo do período em análise, com uma redução de 47,1% entre 2017 e 2026 e um posicionamento, em 2026, substancialmente abaixo da média das licenciadas do setor (4,51 €/km, face a 5,55 €/km), aproximando-se dos referenciais observados nas licenciadas com melhor desempenho operacional. A figura permite, assim, ilustrar de forma mais adequada a trajetória de convergência da Sonorgás em termos operacionais, quando o efeito estrutural associado ao seu modelo singular de abastecimento é devidamente enquadrado.

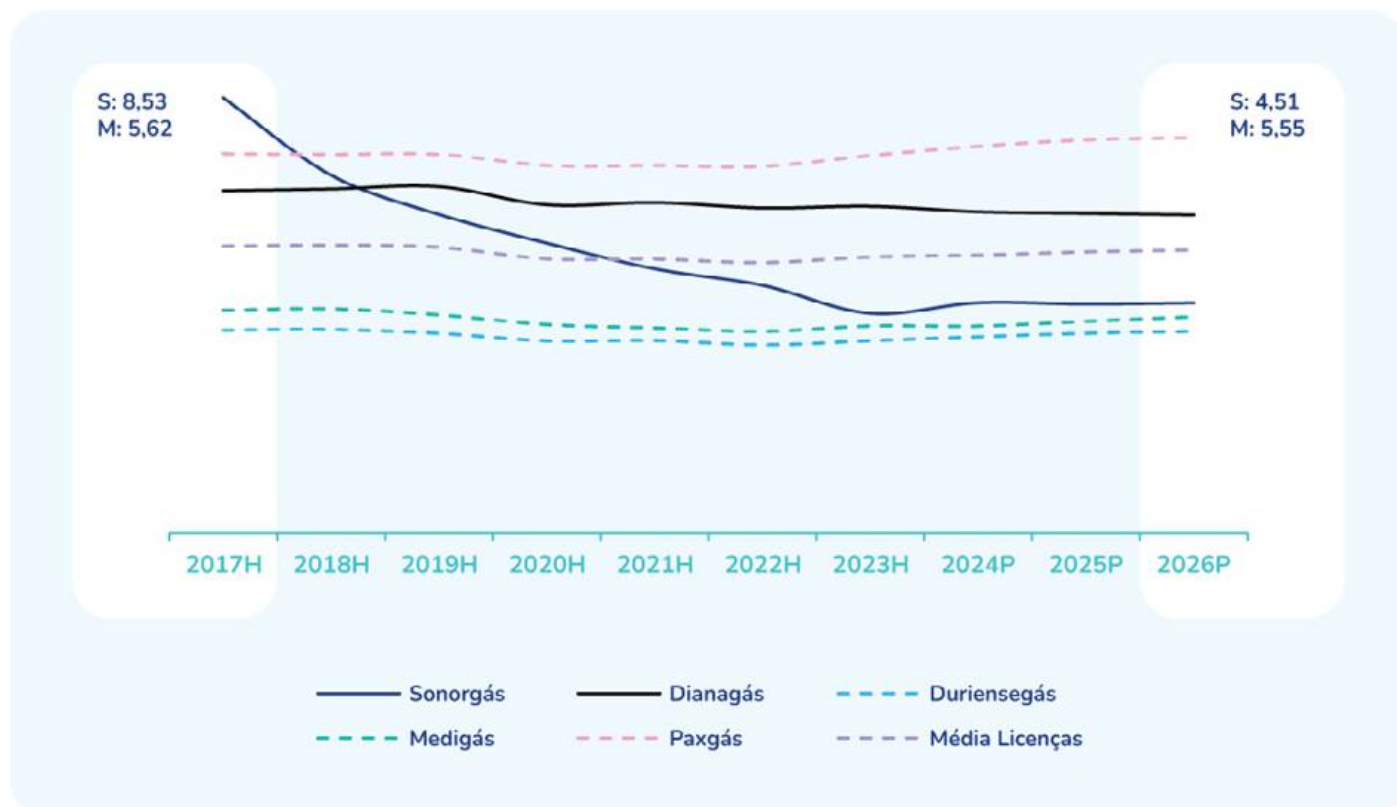


Figura 21 - Evolução temporal Price Cap ajustado/Km linear de rede

## Considerações para a leitura de indicadores harmonizados

As especificidades acima descritas têm implicações relevantes para a correta interpretação e comparabilidade dos indicadores regulatórios harmonizados. Indicadores usando como denominador ponto de abastecimento ou MWh veiculado são úteis e plenamente pertinentes enquanto métricas de leitura do esforço económico suportado pelo sistema e do respetivo impacto tarifário. Contudo, a sua natureza é, em grande medida, a de indicadores de escala e de contexto de exploração, não constituindo, por si só, medidas diretas de eficiência operacional. Com efeito, estes indicadores são fortemente influenciados por fatores estruturais como a dispersão geográfica, a densidade populacional, o grau de maturidade das licenças, a extensão da rede, a necessidade de operação de UAG, o contexto eco-

nómico das regiões em que a Empresa opera e a própria configuração territorial do serviço prestado. Assim, quando o objetivo é avaliar eficiência operacional em sentido estrito, torna-se necessário complementar aqueles indicadores com métricas normalizadas ou ajustadas a realidades operacionais distintas, que permitam uma comparação mais homogénea entre operadores e contextos de exploração. A distinção entre estas duas leituras é, por isso, essencial: os indicadores harmonizados são adequados para aferir impacto económico relativo no sistema, mas a análise da eficiência operacional exige instrumentos complementares que acomodem as diferenças estruturais subjacentes a cada realidade licenciada/concessionada.

# Descarbonização e Digitalização do Sistema Nacional de Gás

## A rede de gás como plataforma da transição energética

A infraestrutura de distribuição de gás constitui uma plataforma tecnicamente adaptável para a incorporação progressiva de gases de origem renovável, designadamente biometano e, no horizonte de médio prazo, hidrogénio. Esta adaptabilidade distingue estruturalmente o investimento em redes de distribuição de gás de outros investimentos em infraestrutura energética fóssil: a rede construída hoje é a mesma que distribuirá gases renováveis amanhã, com uma necessidade residual de substituição da infraestrutura e sem custos de reconversão por parte dos consumidores finais.

Este facto é reconhecido nos principais instrumentos de política energética aplicáveis, o PNEC 2030, o Plano de Ação para o Biometano 2024-2040, a Estratégia Nacional para o Hidrogénio e o pacote Fit for 55, que identificam as redes de distribuição existentes como ativos-chave da transição energética. O PDIRD-G 2026 da Sonorgás inscreve-se nesta visão e dedica uma componente específica do investimento à preparação da rede para esta trajetória.

## Investimento em descarbonização e integração de gases renováveis

O plano prevê 3,7 milhões de euros na tipologia de Descarbonização do Sistema Nacional de Gás, organizados em duas componentes complementares:

### Sistemas de Gestão Inteligente da Rede (Smart Grid & Gas Tracking).

Investimento em sistemas de monitorização contínua da qualidade do gás e de deteção de emissões fugitivas de metano, em conformidade com as obrigações emergentes do Regulamento (UE) 2024/1787, de 15 de julho. Estes sistemas são simultaneamente resposta a obrigação regulatória e pré-condição técnica para a receção de gases renováveis com características de composição distintas do gás natural fóssil, contribuindo para a eficiência global do sistema e para a credibilidade do reporte de emissões.

### Infraestrutura de ligação a produtores de gases renováveis.

Investimento em equipamento de descompressão e postos de seccionamento e medida que permitem a receção de biometano transportado por via rodoviária, solução particularmente adequada ao perfil disperso e de pequena dimensão dos potenciais produtores localizados no interior Norte. Inclui ainda um programa de preparação técnica e certificação da rede para a incorporação futura de hidrogénio, desenvolvido em parceria com entidades técnicas especializadas e abrangendo a totalidade da rede Sonorgás no horizonte do plano. Em conjunto, estes investimentos materializam o compromisso da Sonorgás com o Plano de Ação para o Biometano e com a Estratégia Nacional para o Hidrogénio, permitindo que a rede evolua gradualmente de uma infraestrutura exclusivamente de gás natural para uma plataforma multienergética ao serviço da transição.

## Investimento em digitalização e modernização operacional

O plano prevê 5,0 milhões de euros em digitalização, acrescidos de 2,6 milhões de Euros em cibersegurança (enquadrados na tipologia de Conformidade e Segurança), totalizando 7,6 milhões de Euros em modernização tecnológica.

Este investimento responde a três necessidades convergentes:

### Eficiência operacional e qualidade da informação.

Modernização dos sistemas de supervisão, controlo e aquisição de dados (SCADA), dos sistemas de informação geográfica e das plataformas de gestão integrada, com impacto direto na fiabilidade da operação, na rastreabilidade dos dados e na qualidade do reporte regulatório.

### Suporte à integração de gases renováveis.

Capacitação dos sistemas para a gestão da complexidade técnica associada à incorporação futura de gases com características variáveis, incluindo monitorização em tempo real, gestão de alarmes e rastreabilidade integral da composição do gás ao longo da rede.

### Resiliência e segurança da infraestrutura crítica.

Reforço da cibersegurança em resposta às obrigações da Diretiva NIS2, incluindo renovação do *Data Center* e do sistema de *Disaster Recovery*, internalização de plataformas anteriormente alojadas externamente e implementação de arquiteturas de segurança perimetral alinhadas com as melhores práticas do sector.

## Benefícios para os Consumidores e para o Sistema Nacional de Gás

Os investimentos propostos no PDIRD-G 2026 geram benefícios tangíveis e mensuráveis em três dimensões complementares, económica, social e ambiental, que, em conjunto, confir-

mam o retorno positivo do plano para os consumidores finais, para o sistema regulado e para a economia nacional.

## Benefícios económicos diretos para os consumidores

O acesso à Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG) nos territórios servidos pela Sonorgás traduz-se em poupanças diretas e materiais para os consumidores finais, por substituição de fontes energéticas alternativas estruturalmente mais caras. Para que melhor se possa entender o mérito dos investimentos deste PDIRD-G da Sonorgás, propõe-se um exercício teórico de comparação entre o montante total da compensação tarifária prevista e o total das economias de custos que os consu-

midores da região alcançarão. Essa poupança, é calculada pela diferença entre os custos com os consumos estimados com as tarifas do GPL e os custos com os consumos estimados com as tarifas da rede de Gás. No gráfico seguinte, detalham-se os valores totais de poupanças dos consumidores e da compensação tarifária, assim com o seu valor líquido distribuído por ano, (vide 7.1. Benefícios económicos):

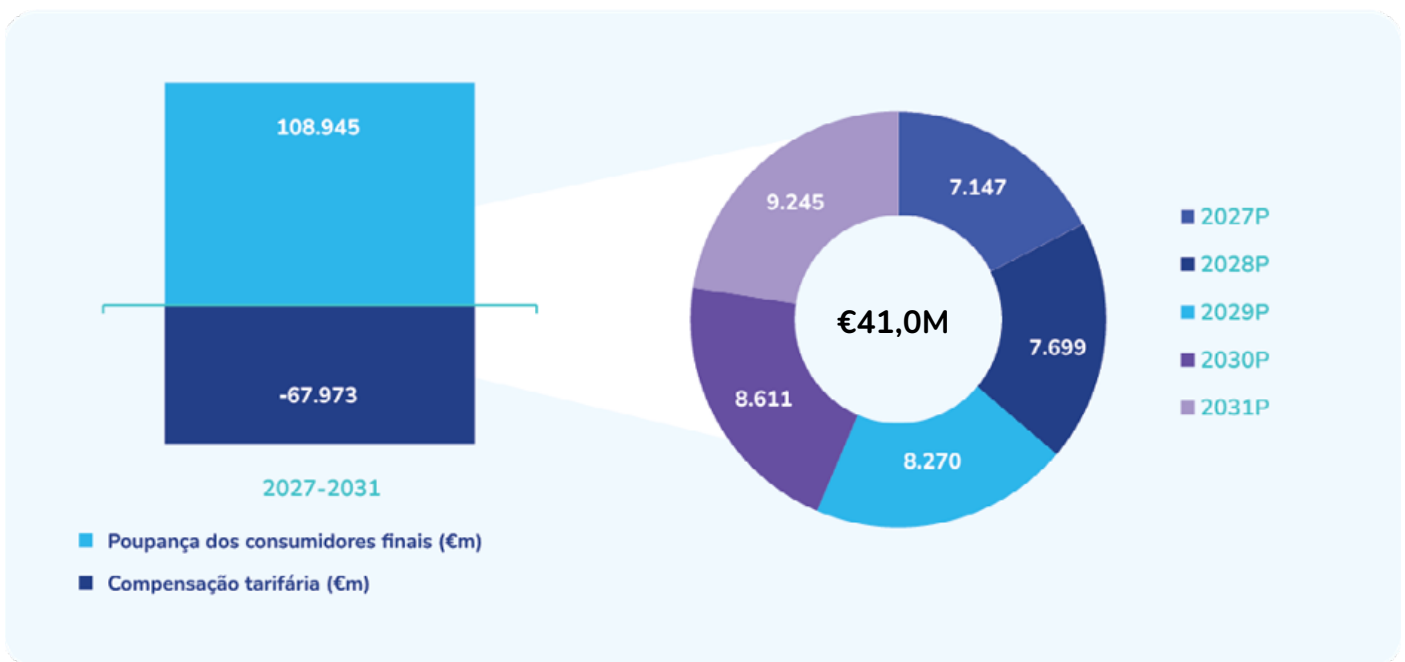


Figura 3 – Benefícios económicos do investimento proposta no PDIRD-G 2026

Este exercício teórico, não se limita a uma mera análise, representa uma estratégia sólida que poderá resultar numa poupança significativa de 41,0 milhões de euros no custo energético do país. Esta poupança económica não é apenas um valor, tem

um impacto tangível e imediato na qualidade de vida dos consumidores da região, permitindo-lhes ter acesso a uma energia mais acessível e sustentável.

## Benefícios ambientais

A substituição de GPL engarrafado (208 g CO<sub>2</sub>/kWh) e gasóleo (264 g CO<sub>2</sub>/kWh) por gás natural canalizado (186 g CO<sub>2</sub>/kWh), gera uma redução estimada de 15.294 toneladas de CO<sub>2</sub> associada ao plano de investimento. Este valor é equivalente à reti-

rada de circulação de aproximadamente 10.404 automóveis ou a cerca de 3.372 barris de petróleo equivalente, contribuindo diretamente para as metas de redução de emissões assumidas por Portugal no âmbito do PNEC 2030 e do RNC 2050.

## Benefícios sociais

O plano prevê a criação de uma média de 85 postos de trabalho por ano entre 2027 e 2031, em atividades de construção de rede, instalações de gás e construção de UAG. O modelo de investimento da Sonorgás, com elevado recurso a pequenas e médias empresas do interior Norte, gera efeitos multiplicadores estimados em 1,2 milhões de euros na dinamização direta da economia local. A estes benefícios acrescem dimensões qualitativas relevantes: melhoria da segurança energética para as famílias, por eliminação da necessidade de armazenagem de garrafas de gás no interior das habitações, aumento do conforto doméstico, redução das assimetrias regionais no acesso a energia e contributo direto para a mitigação da pobreza energética nos territórios de maior vulnerabilidade.

Em síntese, o plano de investimento apresentado para o período 2027-2031 não se esgota nos seus efeitos económicos e tarifários: traduz-se, de forma direta, em ganhos materiais para as famílias e comunidades dos territórios servidos pela Sonorgás, nomeadamente nos territórios do interior Norte e Centro de Portugal marcados por menor densidade populacional, por um perfil etário mais envelhecido e por um rendimento médio das famílias muitas vezes inferior à média nacional, características que tornam a competitividade do custo da energia uma dimensão crítica do bem-estar dos seus consumidores.

Em termos quantitativos, o acesso ao Sistema Nacional de Gás representa, para os consumidores domésticos destas regiões, uma alternativa estruturalmente mais económica face ao GPL engarrafado, com um diferencial tarifário próximo de 2,5× e uma fatura mensal média entre 17,36 euros e 32,49 euros consoante o perfil de consumo. Esta vantagem de custo, mantida ao longo do horizonte do plano, traduz-se numa poupança

acumulada estimada em 41 milhões de euros para os consumidores entre 2027 e 2031, valor que, em territórios onde uma fração significativa dos consumidores se encontra em situação de vulnerabilidade económica, tem expressão direta na mitigação da pobreza energética. Acrescem ainda os efeitos de proteção tarifária assegurados pela aplicação da Tarifa Social de Gás aos consumidores elegíveis, instrumento que a Sonorgás aplica de forma sistemática nos termos definidos pelo Regulador. À data de 31 de Dezembro de 2025, aproximadamente 4,3% dos consumidores domésticos da Sonorgás beneficiavam de Tarifa Social de Gás.

O presente PDIRD-G consolida e prolonga este contributo: o investimento de 56,0 milhões de euros previsto para o período, a expansão da rede em cerca de 245 km adicionais e a angariação de 7.367 novos pontos de abastecimento, dos quais 94,9% domésticos, alargam o acesso a esta alternativa energética competitiva a mais famílias dos territórios servidos. A rede de distribuição de gás, na configuração que a Sonorgás opera, é assim simultaneamente uma infraestrutura técnica e uma componente estruturante das políticas públicas de coesão territorial, de equidade no acesso à energia e de combate à pobreza energética que enquadram a atribuição das licenças e que orientam o presente plano.



# 01 Introdução

## 1.1 Enquadramento Legislativo

A presente proposta de PDIRD-G está de acordo com o n.º 1 do artigo 89.º do Decreto-Lei n.º 62/2020 de 28 de agosto, bem como com o enquadramento jurídico estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 64/2020, de 28 de agosto, que define a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás (SNG).

Nos termos do referido artigo 89.º, compete aos operadores da rede de distribuição de gás, a elaboração de planos quinquenais de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição, elaborados 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.

O PDIRD-G deve basear-se na caracterização técnica das redes e na análise da oferta e da procura, atuais e previstas, aferidas com base na análise do mercado, devendo igualmente articular-se com os restantes instrumentos de planeamento aplicáveis ao setor e ter em consideração os objetos que permitam facilitar o desenvolvimento de medidas de gestão da procura.

Nos termos legais, os operadores da RNDG devem apresentar as respetivas propostas de PDIRD-G à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) e ERSE até ao final de abril de cada ano par.

O plano de investimento e os seus objetivos têm ainda em consideração as obrigações do operador da rede de distribuição decorrentes da concessão ou licença aplicável, da legislação nacional e dos regulamentos setoriais em vigor, com particular relevância para o Regulamento das Relações Comerciais (RRC) e para o Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARI).

Por sua vez, recebidas as propostas de PDIRD-G, nos termos do n.º 2 do artigo 89.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, a ERSE dispõe de 22 dias para promover a sua consulta pública, com duração de 30 dias, dispondo de 22 dias subsequentes para elaboração do respetivo relatório, que juntamente com os contributos recebidos, é levado ao conhecimento da DGEG e dos operadores da RNDG e RNTG.

Findo o período da consulta pública, de acordo com o n.º 3 do artigo 89.º do Decreto-Lei n.º 62/2020 de 28 de agosto, competirá à ERSE, emitir um Parecer sobre as propostas de PDIRD-G 2026 correspondente ao período 2027-2031.

Neste contexto, foram tidos em consideração os instrumentos legais e regulamentares relevantes em matéria de eficiência energética e modernização das infraestruturas, incluindo o enquadramento nacional de transposição da Diretiva (UE) 2018/2002, na medida em que reforça a importância da eficiência na utilização final de energia, da valorização do papel ativo dos consumidores e da adoção de soluções tecnológicas mais avançadas e inteligentes na gestão das redes energéticas.

Foram igualmente considerados os mais recentes desenvolvimentos do quadro europeu aplicável ao setor, nomeadamente a Diretiva (UE) 2024/1788 e o Regulamento (UE) 2024/1789, relativos ao mercado interno do gás renovável, do gás natural e do hidrogénio, o Regulamento (UE) 2024/1787, relativo à redução das emissões de metano no setor da energia, bem como a Diretiva (UE) 2022/2555 (NIS2), no domínio da cibersegurança das infraestruturas críticas.

Em particular, a Diretiva (UE) 2024/1788 introduz obrigações

específicas de planeamento para os operadores de redes de distribuição de gás, orientadas para a prevenção da criação de ativos obsoletos (stranded assets), o reforço da integração do sistema energético e a garantia de coerência entre os planos de desenvolvimento das redes e os planos nacionais em matéria de energia e clima. Estas disposições sublinham a importância de assegurar que o planeamento da infraestrutura de gás acompanha a evolução da procura e da matriz energética, contribuindo para uma transição ordenada, eficiente e alinhada com os compromissos de descarbonização assumidos a nível nacional e europeu.

Este enquadramento reforça a necessidade de orientar o planeamento das redes de distribuição não apenas para a satisfação das necessidades atuais de operação e expansão, mas também para a sua adaptação progressiva a um contexto regulatório e tecnológico mais exigente, assente em padrões crescentes de segurança, monitorização, resiliência, eficiência e preparação para a integração de gases renováveis.

## 1.2 Crescimento, transformação e visão estratégica da Sonorgás

### 1.2.1 Expansão e consolidação operacional

Desde o início da sua operação, a Sonorgás tem vindo a expandir significativamente a sua presença no mercado de distribuição de gás. Às cinco licenças iniciais, somaram-se 26 novas licenças de distribuição local, atribuídas em 2015 e 2019, totalizando 31 licenças, em operação.

Concluída a fase de entrada em exploração da totalidade destas licenças, a Sonorgás encontra-se hoje num novo estágio de maturidade operacional e regulatória, marcado por um foco crescente na consolidação do sistema, na saturação da base instalada, na modernização da infraestrutura, na segurança do abastecimento e no reforço da eficiência operacional.

Esta evolução traduz a passagem de uma fase predominantemente orientada para o desenvolvimento e entrada em operação de novos polos para uma fase de gestão integrada de uma infraestrutura territorialmente extensa, tecnicamente exigente e cada vez mais orientada para critérios de resiliência, sustentabilidade e racionalidade económica e social.



### 1.2.2. Integração no Grupo iCON e transformação estratégica

A integração da Sonorgás no universo iCON, em 2022, através da sua plataforma ibérica, marcou o início de uma nova fase estratégica para a empresa, assente na adoção de práticas de referência internacionais, no reforço dos padrões de governança e na consolidação de uma visão de longo prazo para a atividade.

Este processo de transformação tem assentado em três pilares fundamentais:

- **Internalização de funções críticas e reforço da estrutura interna**, com vista à consolidação de competências técnicas e funcionais, à redução de dependências externas e ao aumento da autonomia e eficiência operacional;
- **Investimento em tecnologia e digitalização**, orientado para ganhos de eficiência, robustez de controlo interno, melhoria da qualidade da informação e maior transparência perante o regulador;
- **Foco em sustentabilidade e inovação**, incluindo a preparação progressiva da infraestrutura para um contexto de maior integração de gases renováveis.

Esta transformação já se reflete de forma visível na maior capacidade de resposta operacional da Sonorgás, no reforço da sua resiliência organizacional e na evolução do seu posicionamento como operador de referência no setor da distribuição de gás em Portugal.

Este processo de consolidação, iniciado em 2022, encontra-se hoje em fase avançada de implementação. A internalização progressiva de competências críticas, o reforço da estrutura técnica e a modernização dos sistemas de informação têm permitido à Sonorgás reforçar a sua autonomia operacional, elevar os padrões de controlo interno e aumentar a qualidade e transparência de informação de gestão e a reportada ao Regulador.

O novo modelo organizacional suporta uma atividade com maior escala, mais bem preparada para os desafios de cibersegurança, descarbonização e integração de gases renováveis, e mais alinhada com as melhores práticas internacionais do setor. O plano de investimento 2027-2031 é o quadro regulatório em que estes ganhos se materializam de forma sustentada, com benefício direto para os consumidores e para o sistema.

### 1.2.3. O papel estratégico da infraestrutura de gás

Paralelamente, a Sonorgás considera essencial enquadrar a sua ação numa visão de longo prazo para o setor do gás em Portugal. Descarbonizar é fundamental para promover um novo ciclo de industrialização onde a infraestrutura de gás deve ser compreendida como um pilar estrutural do sistema energético nacional, complementando de forma estrutural a rede elétrica, assegurando opções diversificadas e resilientes para os consumidores particulares, de serviços e indústria.

A Sonorgás considera que os incentivos regulatórios e as políticas públicas devem privilegiar a eficiência e eficácia das tecnologias, evitando a dispersão de recursos. Se por um lado a promoção de eletrificação parece acolher vantagens em áreas onde não existem outras infraestruturas energéticas, por outro lado parece desajustado orientar recursos e investimentos

para regiões já servidas eficientemente pela infraestrutura de gás ou para indústrias de intensidade energética – hard to abate. Em particular, a priorização da eletrificação em áreas com infraestrutura de gás pode resultar na substituição de consumos diretos de gás, que apresentam um custo inferior e uma eficiência superior, por eletricidade gerada a partir do gás, a qual é notadamente menos eficiente em termos sistémicos. Ademais, essa prática pode ocasionar um impacto ambiental negativo, na medida em que a utilização do gás natural para a produção de eletricidade não apenas aumenta os custos, mas também contribui para a elevação das emissões. Em suma, a eletrificação integral do segmento residencial implicaria um investimento estrutural avultado em infraestruturas elétricas de distribuição e em substituição de equipamentos nos lares, com impacto comparativamente modesto na redução de emissões do sistema energético nacional. Esta assimetria entre custo

de transição e ganho ambiental deve informar a definição das prioridades de política pública. Para mais informação vide capítulo 7.2.

Neste quadro, torna-se prioritário promover uma reflexão estruturada e um estudo prospetivo sobre o papel do setor do gás em Portugal, capaz de identificar a base de clientes e as suas especificidades, abrangendo desde os grandes consumidores industriais até aos agregados domésticos, incluindo Municípios, de forma a garantir que o setor permanece equilibrado e competitivo. Essa visão permitirá:

- evitar que os consumidores sejam penalizados por substituições tecnológicas que, no contexto atual, são substancialmente mais dispendiosas (por exemplo, esquentador a gás por termoacumulador elétrico);
- prevenir a obsolescência antecipada de ativos públicos de elevado valor, como é toda a infraestrutura de gás que ainda têm um papel muito relevante a desempenhar na injeção do biometano e do hidrogénio verde;
- continuar a combater a pobreza energética e a promover a coesão territorial, atraindo investimento e emprego para o interior;
- e reforçar a competitividade da nossa indústria, assegurando uma transição energética eficiente e socialmente justa.

A Sonorgás acompanha de forma ativa a evolução das necessidades energéticas tanto dos territórios onde opera, como das regiões com potencial de desenvolvimento económico, com particular atenção aos grandes consumidores industriais, ao sector hoteleiro e hospitalar e aos agregados domésticos com consumos inferiores a 10.000 m<sup>3</sup>. Neste enquadramento, a Empresa procura identificar, de forma seletiva e faseada, novas áreas novas áreas de expansão com potencial para o desenvolvimento de soluções de abastecimento em gás, garantindo que qualquer expansão da infraestrutura assenta numa análise rigorosa da procura, da viabilidade económica e do equilíbrio global do sistema.

Este equilíbrio entre grandes e pequenos consumidores é essencial para a sustentabilidade do sistema regulado: por um lado, permite disponibilizar energia mais competitiva a setores

intensivos em consumo; por outro, assegura que uma base alargada de clientes de menor consumo, mas numericamente muito significativa, contribui de forma relevante para a recuperação dos custos fixos da infraestrutura, permitindo diluir os encargos regulados e viabilizar tarifas de acesso competitivas para a indústria e demais grandes consumidores, reforçando a sua capacidade de competir com operadores de outros mercados. Manter uma base de clientes diversificada, em volume, perfil e localização, é fundamental para evitar assimetrias tarifárias, promover economias de escala e assegurar que os benefícios associados ao gás chegam também aos consumidores de menor dimensão, reforçando a coesão territorial e a redução das desigualdades energéticas.

Neste contexto, a Sonorgás continuará a desenvolver a sua infraestrutura de forma prudente, seletiva e alinhada com as necessidades reais dos territórios, apoiando a competitividade económica regional e contribuindo para um sistema energético mais equilibrado e sustentável no médio e longo prazo.

Para além deste papel no equilíbrio sistémico e na competitividade económica, importa destacar o contributo que a infraestrutura de gás pode desempenhar na trajetória nacional de descarbonização. A rede existente constitui uma plataforma preparada para a integração progressiva de gases renováveis, como biometano e hidrogénio verde, permitindo reduzir emissões sem exigir substituição prematura de equipamentos nem investimentos avultados por parte dos consumidores.

Esta visão é igualmente partilhada pelo acionista da Sonorgás, cuja estratégia de longo prazo inclui a promoção ativa do desenvolvimento, produção e injeção destes gases renováveis no SNG, numa lógica alinhada com os objetivos nacionais e europeus de neutralidade carbónica. Este compromisso reforça a relevância da infraestrutura de gás como ativo estratégico do país, permitindo que a descarbonização seja prosseguida de forma tecnicamente robusta, economicamente eficiente e socialmente equilibrada, assegurando simultaneamente a competitividade industrial, a segurança e a continuidade de serviço aos consumidores.

É nesta perspetiva, integrada, seletiva e de longo prazo, que a Sonorgás continuará a investir e a trabalhar em estreita articulação com a ERSE e os demais *stakeholders* do setor.

## 1.2.4 Dinamismo das atividades, especificidades das licenças e custos operacionais

Acresce que a Sonorgás opera num conjunto de licenças com características estruturais muito distintas das dos restantes operadores. A dispersão geográfica, a baixa densidade populacional e o número elevado de Unidades Autónomas de Gás (UAG), que totalizam quatro dezenas e abrangem 34 municípios, conferem à empresa um perfil operativo singular. Esta dispersão resulta numa rede com mais quilómetros de tubagem por cliente e numa complexidade logística substancialmente superior, ao lado duma maior capacidade de descentralização e redundância regional do setor.

A singularidade operativa da Sonorgás torna-se ainda mais evidente quando analisada por contraste com os restantes operadores do sistema. Os seis operadores de rede de distribuição regional, Beiragás, LisboaGás, Lusitaniagás, REN Portgás, Setgás e Tagusgás, exercem a sua atividade ao abrigo de contratos de concessão, com as redes ligadas diretamente à rede nacional de transporte de alta pressão. No caso das operadoras ligadas à alta pressão (rede nacional de transporte), existe um maior risco de continuidade de prestação do serviço e menos flexibilidade em alturas de crise pela excessiva centralização. Esta ligação elimina por completo a necessidade de operar UAG, a operação de rede sem equipamentos UAG permite uma exploração com custos unitários mais baixos, uma vez que aqueles equipamentos requerem necessidades específicas em termos de operação e manutenção que induzem custos adicionais em termos de gestão de equipamentos de segurança, logística e gestão de energia. A Sonorgás, com 32.869 pontos de abastecimento e cerca de 993 km de rede, a 31 de dezembro de 2025, opera 40 UAGs dispersas por 34 concelhos do interior tornando-a a maior operadora de UAG da Península Ibérica neste segmento e operando numa área geográfica de aproximadamente 11.000 km<sup>2</sup>.

Esta diferença não é de grau; é de modelo operativo. Um operador habituado a operar exclusivamente a partir de pontos de ligação à rede de transporte encontraria na rede da Sonorgás um conjunto de exigências operacionais, competências técnicas e estruturas de suporte logístico para as quais a sua organização pode não estar dimensionada ou preparada, uma vez que a operação destas requer uma gestão especializada e flexível. Daqui decorre uma distinção analítica fundamental que deve fundamentar a avaliação regulatória da Sonorgás: escala e eficiência operacional não são sinónimos, nem são mensuráveis

pelos mesmos indicadores. Escala é a dimensão absoluta da atividade, número de pontos de abastecimento, volume veiculado, quilómetros de rede operada, e determina, em larga medida, o denominador dos indicadores regulatórios comparativos habituais. Eficiência operacional é a capacidade de entregar o serviço de distribuição ao menor custo possível dentro dos constrangimentos estruturais do modelo operativo em que o operador atua. Um operador de menor escala operando em rede local autónoma pode ser operacionalmente tão eficiente, ou mais, do que um operador de maior escala ligado à rede de transporte e, no entanto, apresentar indicadores unitários agregados sistematicamente mais elevados, por força apenas do denominador.

A consequência é direta: a comparação indiferenciada de custos unitários entre modelos operativos estruturalmente distintos não é uma comparação de eficiência, é, em larga medida, uma comparação de escala disfarçada de comparação de eficiência. A comparação entre os diferentes ORD requer que a eficiência da Sonorgás seja avaliada à luz dos seus pares estruturais (operadores com UAG e dispersão territorial equivalentes) e, dentro desse universo, através da trajetória temporal dos indicadores (que capta a dinâmica de melhoria operacional) e não apenas do seu valor absoluto num ponto no tempo.

Uma rede abastecida continuamente por gasoduto de alta pressão com pressão estabilizada nas GRMS do ORT, não exige gestão de logística de GNL, monitorização de níveis de reservatório, carregamentos por cisterna em longas distâncias, calibração de odorizante ponto a ponto, ensaios periódicos de equipamentos sob pressão ou sistemas redundantes de energia em cada ponto de injeção. Um operador habituado a este modelo de exploração encontraria na rede da Sonorgás um conjunto de exigências operacionais, competências técnicas e estruturas de suporte logístico com as quais a sua organização possui experiência e que exigem uma capacidade de gestão especializada e flexível. O reconhecimento desta realidade, é necessário para análise e tratamento comparativo de propostas: avaliar a eficiência da Sonorgás à luz dos seus pares estruturais, e não à luz de operadores cujo modelo de negócio assenta em pressupostos operativos fundamentalmente distintos.

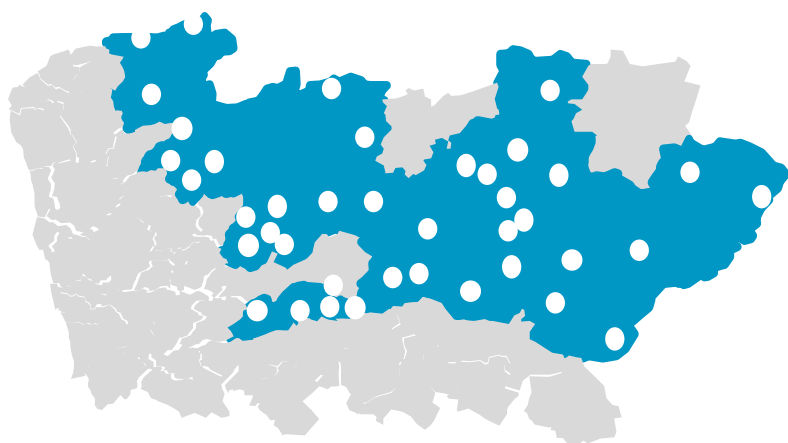
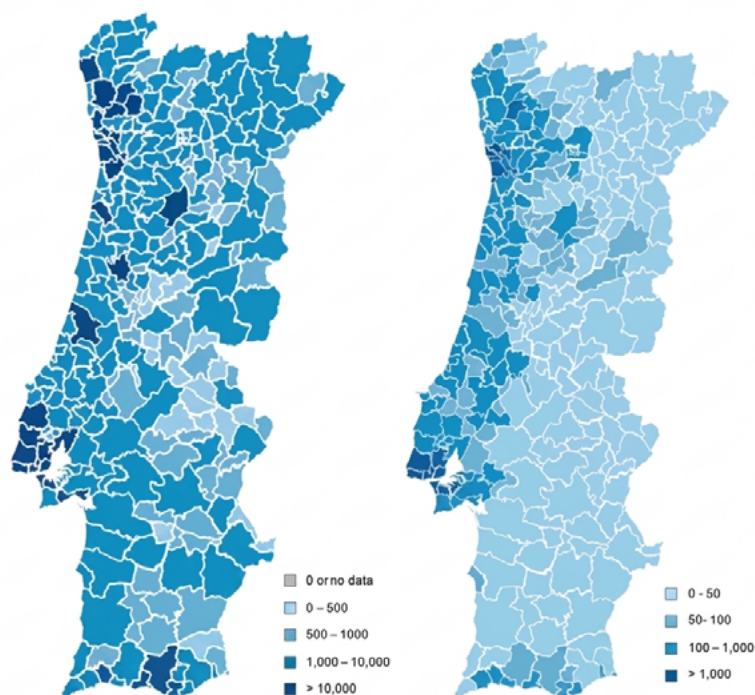


Figura 4 - Extensão territorial das licenças e localização das UAGs da Sonorgás referente a 2024

Figura 5- Densidade Empresarial e Populacional por Município, referen respetivamente



Fonte: PORDATA

Estes fatores estruturais configuram um perfil de custos operacionais distinto, inerente ao modelo de distribuição por UAG numa geografia dispersa. Não se trata de um diferencial a corrigir, mas de uma característica estrutural da atividade: operar 40 UAG ao longo de 34 concelhos exige uma plataforma de meios humanos, logísticos e técnicos qualitativamente diferente da de um operador ligado continuamente à rede de transporte. A Sonorgás tem vindo a robustecer esta platafor-

ma, nomeadamente reforço da equipa interna, modernização da infraestrutura, sinergias operacionais, de forma a extrair o máximo de eficiência sistémica possível dentro deste modelo. A leitura comparativa dos indicadores de custo deve, por isso, partir deste enquadramento estrutural, sob pena de confundir escala com eficiência e modelo operativo com desempenho.

**Caracterização dos Operadores da Rede de Distribuição de Gás**

Operador	Pontos de Entrega	Extensão da Rede	Nº de Clientes / Km	População / Km2
Sonorgás	31.287	921	34	32
5 Polos	18.590	427	44	48
8 Polos	9.120	317	29	15
18 Polos	3.577	176	20	74
Beiragás	60.433	951	64	68
Dianagás	10.640	217	49	45
Duriensegás	33.147	525	63	84
Lisboagás	528.582	4.803	110	841
Lusitaniagás	244.716	3.823	64	200
Medigás	25.910	308	84	334
Paxgás	6.120	66	93	29
REN Portgás	408.562	6.626	62	602
Setgás	176.496	2.365	75	226
Tagusgás	42.532	1.039	41	57
<b>Total</b>	<b>1.568.425</b>	<b>21.644</b>	<b>72</b>	<b>182</b>

Fonte: Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do Setor do Gás 2024, Propostas PDIRD-G 24 Floene e REN Portgás

Tabela 4 - Caracterização dos Operadores da Rede de Distribuição de Gás referente a 2024

Em alternativa, e alinhada com a trajetória de desenvolvimento que tem perseguido desde a atribuição das licenças, a Sonorgás está preparada para continuar e, sempre que possível, acelerar o crescimento através do investimento e da captação de novos clientes. Essa via permitirá uma diluição progressiva dos custos operacionais por cliente, por metro de rede e por UAG, contribuindo para uma operação mais eficiente e sustentável no médio e longo prazo.

Acresce que a atividade da Sonorgás, enquanto operador regulado e prestador de um serviço público essencial, assenta numa plataforma estruturalmente dominada por custos fixos, associada, entre outros fatores, às exigências de continuidade, segurança, monitorização, controlo operacional, manutenção, resposta técnica, *compliance* regulatório, piquete de emergência 24/7, sistema SCADA, sistemas de informação geográfica, sistemas de informação e suporte organizacional. Uma parte muito significativa destes custos não varia de forma proporcional com o número de clientes ou com os volumes distribuídos, o que significa que a obtenção de ganhos de escala e a diluição

progressiva da base de custos fixos constituem fatores críticos para a eficiência e sustentabilidade económica da atividade. O custo marginal de operar uma licença adicional sobre uma plataforma já existente é, por isso, substancialmente inferior ao custo médio observável num operador que tenha de replicar integralmente esta estrutura. Neste enquadramento, o crescimento seletivo da base de clientes e a maior utilização da infraestrutura existente não representam apenas uma oportunidade de desenvolvimento, mas também uma condição relevante para a racionalidade económica do sistema regulado.

Em qualquer dos cenários, a consideração plena da singularidade da Sonorgás, enquanto operador com maior dispersão territorial e maior número de UAG em Portugal, é indispensável para garantir, análise e tratamento comparativo de propostas dos diferentes ORD, estabilidade operacional e previsibilidade para os investimentos futuros.



## 1.4 Demonstração de compromisso com o PDIRD-G

A Sonorgás tem vindo a submeter planos quinquenais de investimento com base nas suas melhores estimativas de evolução da rede, da procura e das necessidades operacionais da infraestrutura, num contexto particularmente exigente, marcado pela elevada dispersão territorial da atividade, pela reduzida densidade populacional das áreas servidas e pela complexidade logística associada à operação de um número elevado de polos e UAG.

Estas condicionantes estruturais introduzem desafios específicos ao desenvolvimento da infraestrutura, nomeadamente ao nível da captação de novos pontos de abastecimento, da execução das intervenções planeadas e da mobilização de recursos técnicos especializados. Ainda assim, a análise histórica evidencia um grau elevado de alinhamento entre o investimento projetado e o investimento efetivamente executado, o que demonstra a robustez do processo de planeamento da empresa e a sua capacidade de concretização operacional.

A título ilustrativo, no âmbito do PDIRD-G 2024, a versão final submetida pela Sonorgás previa para o ano de 2025 um investimento de 14.435 milhares de euros, tendo a execução real ascendido a 14.423 milhares de euros. Esta proximidade entre os valores projetados e realizados confirma a consistência da metodologia de planeamento adotada e a fiabilidade da capacidade de execução da empresa.

Neste enquadramento, o PDIRD-G 2026 mantém uma abordagem prudente, disciplinada e globalmente alinhada com as orientações mais recentes do regulador. Em particular, o plano agora apresentado encontra-se, em termos gerais, consistente com o cenário de investimento identificado pela ERSE no âmbito do PDIRD-G 2024 como cenário 273, tomando esse

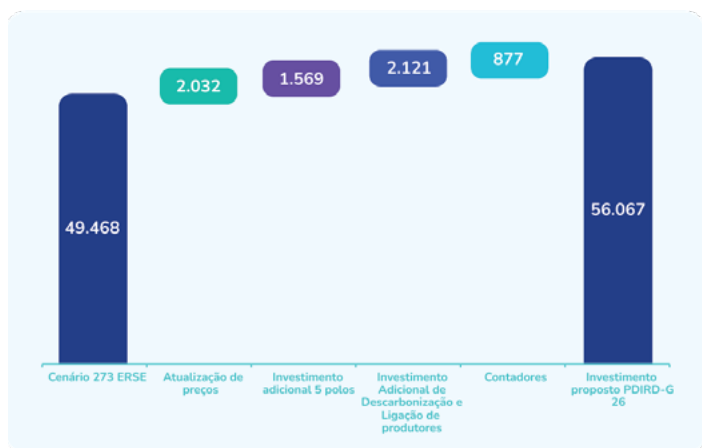
referencial como base de construção e adaptação.

As diferenças entre o investimento proposto no presente PDIRD-G 2026 e o investimento considerado pela ERSE no cenário 273 decorrem, essencialmente, de quatro ajustamentos específicos:

- i. atualização dos preços dos investimentos com base nos valores mais recentes do deflator do PIB;
- ii. revisão do investimento associado à manutenção e operação dos cinco polos de abastecimento no período 2028-2031. Conforme já referido na versão final do PDIRD-G 2024, o montante de 280 milhares de euros considerado pela ERSE em sede do referido parecer afigura-se como insuficiente para fazer face às necessidades de manutenção e da regular operação dos polos em questão, tendo a Sonorgás considerado um valor aproximado de 100 milhares de euros por polo. Para mais informação vide capítulo 5.1.3.1.;
- iii. investimento adicional associado à descarbonização que resulta das iniciativas de comparticipação da ligação de produtores de gases renováveis, no montante de 1.779 milhares de euros, em coerência com o Plano de Ação para o Biometano 2024-2040 e com as orientações nacionais em matéria de transição energética. Para mais informação, vide Capítulo 5.1.2.3. O montante remanescente reflete, em larga medida, o reforço de necessidades adicionais de investimento em descarbonização que decorrem do enquadramento regulatório e estratégico referido no ponto anterior, nomeadamente o investimento em sistemas inteligentes de gestão da rede (Smart Grid & Gas Tracking) para monitorização contínua da qualidade do gás e deteção de emissões fugitivas de metano, em resposta às obrigações emergentes do Regulamento (UE) 2024/1787;

Com base nestes ajustamentos, apresenta-se de seguida a reconciliação entre o investimento total considerado no cenário 273 da ERSE e o investimento proposto no presente PDIRD-G 2026.

Figura 6 – Reconciliação Cenário 273 ERSE e investimento proposto em sede PDIRD-G 26



## 1.5 Tipologias de investimento

No PDIRD-G 2026, foi atualizada a metodologia de apresentação do investimento por forma a convergir com os mais recentes despachos e pareceres do Concedente e do Regulador. Assim, o plano de desenvolvimento para o período 2027-2031, passa a organizar-se segundo cinco tipologias principais de investimento, identificadas em função da sua natureza, finalidade e enquadramento regulatório:

- **Conformidade e segurança do abastecimento:** Nesta rubrica são considerados os investimentos indispensáveis à manutenção da operação da infraestrutura com níveis adequados de qualidade de serviço, segurança e fiabilidade, assegurando o cumprimento integral do enquadramento legal e regulamentar aplicável. Incluem-se, entre outros, investimentos de substituição, modernização ou reforço técnico, equipamentos (administrativos, técnicos, transporte, etc.), bem como intervenções destinadas a reforçar a resiliência operacional das UAG existentes.
- **Descarbonização do Sistema Nacional de Gás:** São classificados nesta rubrica os investimentos destinados à adaptação da infraestrutura da rede de distribuição para a integração de gases renováveis, em conformidade com os normativos técnicos aplicáveis. Incluem-se, designadamente, intervenções associadas à criação de condições para a ligação de unidades de produção de gases renováveis à rede, bem como a instalação de infraestruturas de apoio à receção de biometano, nomeadamente unidades de descompressão para biometano transportado por via rodoviária. Estes investimentos visam assegurar a capacidade técnica da rede para a receção e veiculação de gases de origem renovável, promovendo simultaneamente o desenvolvimento de projetos de produção nas áreas abrangidas

das pelas licenças da concessionária.

- **Desenvolvimento e expansão de rede:** São enquadrados nesta categoria todos os investimentos que, de forma direta ou indireta, conduzam à criação de novos pontos de consumo ou ao aumento da base ativa de consumidores. Incluem-se, designadamente: construção de novas UAG, construção de rede de distribuição, construção de ramais, conversões e reconversões, instalação de novos redutores. Trata-se, assim, de investimento com impacto direto na expansão da atividade regulada e na evolução da base de ativos associada ao crescimento da procura.
- **Digitalização:** Nesta categoria enquadram-se os investimentos dirigidos à modernização digital dos processos de suporte à atividade regulada, com vista ao reforço da qualidade, integração, rastreabilidade e utilização da informação associada à operação, planeamento, gestão e reporte da atividade da Sonorgás. Numa operação com elevada dispersão territorial, múltiplas licenças e exigências crescentes de coordenação, controlo e transparência regulatória, estes investimentos constituem um fator relevante de eficiência organizacional e operacional, permitindo melhorar a capacidade de planeamento, a qualidade da informação, a consistência do reporte e a sustentabilidade económica da atividade.
- **Contadores não elegíveis para a base de ativos regulada:** Inclui o investimento associado a contadores, por exemplo contadores “inteligentes”.

As tipologias acima indicadas, concretizam um plano de investimento global no montante de 56 milhões de euros, nos cinco anos de projeção do PDIRD-G 2026, distribuídos de acordo com o seguinte quadro:

Tabela 5 – Plano de investimento para o período 2027-2031

Investimento (€m)	PDIRD-G 2026					
	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	2027P-31P
<b>Descrição</b>						
<b>Conformidade e segurança do abastecimento</b>	571	2.522	1.936	1.208	1.167	7.403
Melhoria, renovação e cumprimento de requisitos legais em UAG existentes	209	656	558	524	401	2.347
Outros Investimentos de Conformidade	362	1.866	1.378	684	766	5.056
<b>Descarbonização do Sistema Nacional de Gás</b>	230	1.703	680	854	261	3.728
<b>Desenvolvimento e expansão de rede</b>	6.977	9.177	8.165	7.294	7.402	39.015
Investimento em Infraestrutura	5.907	8.080	7.042	6.144	6.225	33.398
Capitalização de Encargos de Estrutura	1.071	1.096	1.123	1.150	1.177	5.617
<b>Digitalização</b>	368	1.337	1.196	1.068	1.075	5.044
<b>Total de Investimento Regulado</b>	<b>8.146</b>	<b>14.739</b>	<b>11.976</b>	<b>10.424</b>	<b>9.905</b>	<b>55.190</b>
<b>Contadores não elegíveis para a base de ativos regulada</b>	<b>157</b>	<b>190</b>	<b>100</b>	<b>210</b>	<b>220</b>	<b>877</b>
<b>Total de Investimento</b>	<b>8.303</b>	<b>14.929</b>	<b>12.076</b>	<b>10.634</b>	<b>10.125</b>	<b>56.067</b>

Esta proposta de investimento, acrescenta assim na sua totalidade 11,6% relativamente ao cenário de investimento “ERSE 273” considerado no parecer final do investimento proposto pela entidade reguladora. De salientar que este plano inclui a revisão dos custos unitários ao deflador do PIB Português, tendo em conta o sucessivo aumento dos preços das matérias-primas, bem como todos os custos associados à construção e à estrutura organizacional da Empresa. Para mais detalhe, por

favor consultar o capítulo 5.

O plano global de investimento, traduz-se num CapEx médio anual aproximado de 11,2 milhões de euros para o período 2027-2031, montante em linha com o investimento dos últimos cinco anos.

O investimento global anual é distribuído da seguinte forma:



Figura 7 – Investimento previsto para o período 2027-2031 (€'000)



# 02 Enquadramento estratégico e de política energética

## 2.1 Caracterização da atividade de Distribuição de Gás

A atividade de distribuição de Gás, é assegurada através da exploração da RNDG nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 62/2020 de 28 de agosto, e, mediante:

- Concessões de serviço público exercidas em exclusivo e em regime de serviço público;
- Licenças de distribuição em redes locais autónomas, não ligadas ao sistema.

A atividade de distribuição de Gás deve assegurar a operação das redes de distribuição de Gás, em condições técnicas e económicas adequadas.

Integram-se no objetivo da licença:

- A receção, distribuição e entrega de gás a pontos de abastecimento através da rede de distribuição;
- A construção, a manutenção, a operação e a exploração de todas as infraestruturas que integram a RNDG, na área correspondente à licença, bem como das instalações necessárias para operação;
- A promoção da construção, conservação ou adequação e eventual comparticipação de instalações de utilização de Gás, propriedade dos pontos de abastecimento finais, de modo que seja possível o abastecimento de Gás;
- O planeamento, o desenvolvimento, a expansão e a gestão técnica da RNDG na área de licença.

O ORD, deve desempenhar a atividade de distribuição, de acordo com as exigências do regulador para o efeito, com os melhores procedimentos, meios e tecnologias utilizadas no setor do Gás, com vista a garantir, designadamente, a segurança de pessoas e bens e a segurança e continuidade do abastecimento.

Deve ainda manter, durante o prazo de vigência da licença, em bom estado de funcionamento, conservação e segurança, os bens e meios afetos à licença, efetuando as reparações, renovações, adaptações e modernizações necessárias ao bom desempenho do serviço público concedido.

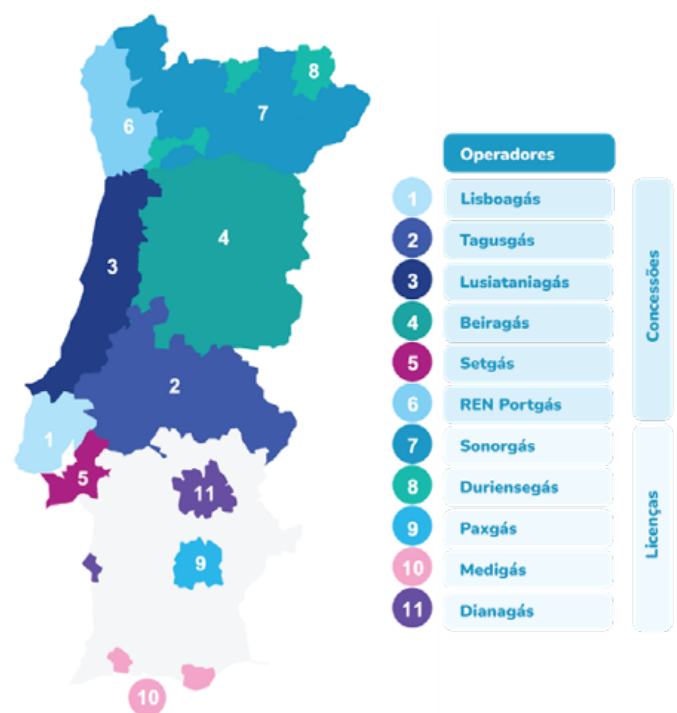


Figura 8 – Posicionamento dos diferentes players de mercado

Em Portugal existem onze operadores de rede de distribuição de gás, organizados segundo dois modelos estruturalmente distintos. Seis operadores concessionados (Beiragás, Lisboa-gás, Lusitaniagás, REN Portgás, Setgás e Tagusgás) operam em territórios ligados à Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG), beneficiando das economias de escala, da densidade de consumo e da proximidade à infraestrutura de transporte de alta pressão. Os cinco operadores licenciados (Dianagás, Duriensegás, Medigás, Paxgás e Sonorgás) operam, na sua generalidade, redes locais autónomas abastecidas por Unidades Autónomas de Gás (UAG), servindo territórios geograficamente mais dispersos, de menor densidade populacional e estruturalmente mais afastados do eixo litoral.

Esta diferenciação estrutural condiciona, de forma material, os indicadores físicos e económicos que caracterizam a atividade de cada operador. Indicadores que integram no numerador grandezas de escala ou de densidade, como o rácio de metros de rede por ponto de abastecimento, a densidade de consumo por quilómetro de rede ou os custos unitários (sejam eles CAPEX ou OPEX) por ponto de abastecimento, refletem, em primeira ordem, a estrutura territorial servida e não são diretamente comparáveis entre operadores com modelos distintos sem enquadramento do contexto subjacente. Já indicadores de trajetória (evolução temporal de consumos, de eficiência operacional ou de qualidade de serviço) ou indicadores normalizados pelas características estruturais do território, são comparáveis em base mais robusta. Esta leitura diferenciada dos

indicadores é uma dimensão que o planeamento e a avaliação regulatória devem incorporar. É reconhecido, aliás, no próprio exercício de planeamento apresentado pelos operadores ligados à RNTG no ciclo regulatório anterior, que estes apresentam custos unitários estruturalmente inferiores aos dos operadores que operam redes locais autónomas.

Com vista a cumprir a missão que lhe foi confiada pelo Estado Português, subjacente à atribuição de 26 das últimas licenças de operação, a Sonorgás tem vindo a desenvolver todos os esforços ao nível de estrutura e processos, visando proporcionar aos consumidores ligados ou potenciais, das áreas identificadas, acesso a uma fonte de energia mais económica e menos poluente, de forma não discriminatória e transparente, nos termos da legislação e regulação aplicáveis.

Desta forma, é esperado que a extensão total da rede, que ascendeu a 920 km em 2024, atinja cerca de 1.035 km em 2026 e os 1.280 km no final de 2031. Este significativo desenvolvimento, juntamente com a qualidade de serviço e segurança que a Sonorgás tem vindo a demonstrar na operação da rede, exige uma gestão contínua de monitorização, diagnóstico e manutenção.

A capacidade de operação integrada constitui uma plataforma operacional que é condição necessária para operar qualquer licença de distribuição, independentemente do número de pontos de abastecimento servidos. A dimensão desta plataforma não escala proporcionalmente com o número de licenças: o seu



custo marginal, aplicado a uma licença adicional, é substancialmente inferior ao custo médio que resultaria da sua replicação integral por operadores independentes. A gestão integrada das 31 licenças da Sonorgás sob uma única plataforma operacional é, nesta medida, uma forma de eficiência sistémica, cuja leitura deve enquadrar a interpretação dos indicadores regulatórios comparativos e das opções de investimento em digitalização, sistemas de informação e capacidade operacional, reportadas ao longo do presente plano.

Uma das prioridades da Empresa, é a flexibilização do sistema, por forma a que a estrutura se adapte à nova dimensão, proporcionando aos novos utilizadores, um serviço em nada inferior aos outros utilizadores da rede de distribuição. Este posicionamento, requer exigências que recaem sobre a otimização do processo de desenvolvimento de infraestruturas, bem como, de constantes atualizações dos programas de gestão de redes, que assentam principalmente na utilização de novos materiais e tecnologias.

O crescimento da infraestrutura, assenta assim em dois pilares

distintos: por um lado há um compromisso legal com Estado, de fazer chegar a rede de distribuição de Gás a um determinado número de consumidores de acordo com as licenças atribuídas. Por outro lado, há um esforço constante da Sonorgás, em dinamizar os concelhos onde atua, equilibrando a balança de desenvolvimento regional que por fim se traduz, em equidade regional para a população, quando comparado com outras regiões do país e num aumento de competitividade para as indústrias do interior do país.

## Diversidade de modelos operacionais no Sistema Nacional de Gás

O Sistema Nacional de Gás integra, sob uma mesma moldura regulatória, operadores de distribuição cujas características estruturais, dimensão e modelo operativo apresentam diferenças muito significativas. Esta diversidade não é acidental, resulta antes do próprio desenho do sistema, que atribui concessões em regime de serviço público a seis operadores regionais ligados à rede nacional de transporte de alta pressão (Beiragás, LisboaGás, Lusitaniagás, REN Portgás, Setgás, Tagusgás) e licenças locais a cinco operadores que atuam em redes locais (Dianagás, Duriensegás, Medigás, Paxgás, Sonorgás), na sua maioria autónomas, abastecidas por UAG nos territórios mais afastados da infraestrutura de transporte.

Esta arquitetura tem uma implicação analítica relevante para o planeamento regulatório e para a leitura comparada do desempenho dos operadores: a análise da eficiência, da qualidade de serviço e da adequação do investimento não pode ser feita através da aplicação indiferenciada de indicadores agregados, sem reconhecimento das diferenças estruturais que condicionam as grandezas subjacentes a esses indicadores.

Em particular, a atividade de distribuição de gás é estruturalmente dominada por custos fixos de plataforma: o piquete de

emergência 24/7, o sistema SCADA, o sistema de informação geográfica, as competências técnicas e regulatórias, a infraestrutura de cibersegurança, a engenharia, os sistemas de informação e a estrutura logística de apoio a UAG (para operadores que as detêm) constituem uma base de custos que é condição necessária para operar qualquer licença. Esta estrutura não varia proporcionalmente com o número de licenças ou de pontos de abastecimento servidos, o que implica que o custo marginal de integrar uma licença adicional numa plataforma já constituída é substancialmente inferior ao custo médio observável num operador que tenha de replicar integralmente esta estrutura. Por esta razão, a gestão integrada de múltiplas licenças sob uma única plataforma operacional, como é o caso da Sonorgás com 31 licenças, constitui uma contribuição direta para a eficiência sistémica do SNG, na medida em que evita a multiplicação dos custos fixos de plataforma por tantos operadores quantas as licenças existentes. Este facto económico deve ser considerado na leitura dos indicadores regulatórios comparativos e é uma premissa que atravessa todo o presente PDIRD-G.

## 2.2 Enquadramento estratégico e de política energética

### Proposta de avaliação multivetorial e custos sistémicos do sistema energético nacional

O contexto regulatório nacional tem vindo a evoluir, em 2025 e 2026, no sentido de uma atenção crescente à robustez, à resiliência e à eficiência económica das infraestruturas energéticas. Em paralelo com os instrumentos estratégicos referidos nas secções anteriores, foram tornadas públicas recomendações do Grupo de Aconselhamento Técnico (GAT) sobre a robustez do sistema elétrico nacional, centradas em matérias como governança, planeamento, controlo dinâmico de tensão, digitalização, monitorização e serviços de sistema. Adicionalmente, a DGEG colocou em discussão pública, em abril de 2026, a proposta de caderno de encargos para a realização de um estudo quantitativo de avaliação e otimização dos Custos Totais do Sistema elétrico, no contexto da transição energética e da descarbonização.

Estes desenvolvimentos reforçam a relevância de uma leitura integrada dos investimentos em infraestruturas energéticas, designadamente no que respeita à relação entre robustez do sistema, segurança de abastecimento, custos de adaptação tecnológica e aproveitamento de ativos já existentes. Neste contexto, a Sonorgás considera materialmente importante que a avaliação dos investimentos nas redes de distribuição de gás, incluindo o presente PDIRD-G, seja realizada em articulação com os restantes investimentos energéticos e com o respetivo impacto sistémico, e não numa lógica isolada por vetor.

Esta leitura integrada ganha expressão em quatro dimensões. Em primeiro lugar, na avaliação das soluções: a contribuição do gás canalizado e, prospetivamente, dos gases renováveis para usos térmicos, industriais e de continuidade de abastecimento não é equivalente nem plenamente substituível, em todos os contextos, por soluções exclusivamente elétricas, particularmente em territórios de baixa densidade populacional e em segmentos industriais cuja viabilidade económica depende de fontes energéticas estáveis e competitivas. Em segundo lugar, no impacto sobre os consumidores: o custo da transição energética para as famílias e para a indústria depende não apenas do preço unitário da eletricidade ou do gás, mas também dos investimentos em equipamentos finais, da fiabilidade de cada vetor e da arquitetura de tarifas reguladas que assegura uni-

formidade territorial e apoio a consumidores vulneráveis. Em terceiro lugar, no investimento em infraestruturas: a disponibilidade de redes de distribuição já construídas, com cobertura territorial estabelecida e capacidade técnica para integrar progressivamente gases renováveis, representa um ativo cuja substituição integral por infraestruturas alternativas implicaria custos sistémicos acrescidos. Em quarto lugar, na dimensão da resiliência: a coexistência de múltiplos vetores energéticos, com infraestruturas diferenciadas e cadeias de abastecimento distintas, constitui um elemento relevante da segurança de abastecimento e da continuidade do serviço prestado às populações, com expressão particularmente importante em territórios de menor densidade, onde a diversidade de soluções energéticas pode ter efeito direto na qualidade de vida e na atividade económica.

A Sonorgás manifesta, neste contexto, total disponibilidade para participar nos processos públicos de reflexão relevantes nesta matéria, contribuindo com dados, metodologias e perspetivas técnicas que permitam avaliar de forma adequada o papel das infraestruturas de distribuição de gás nos objetivos de descarbonização, coesão territorial e resiliência energética que enquadram a política pública nacional. Esse contributo assenta, designadamente, no conhecimento técnico e operacional acumulado ao longo de cerca de 20 anos de atividade enquanto operadora de distribuição de gás em alguns dos territórios mais descentralizados e de menor rendimento do País, sempre em conformidade com as licenças que lhe foram atribuídas e em articulação com os objetivos dos respetivos *stakeholders*, incluindo concedente, regulador e os 34 municípios onde opera. Assenta igualmente na experiência da Empresa na gestão de uma infraestrutura singular e capilar de armazenamento e distribuição de energia, suportada por cerca de 40 UAG, bem como na sua capacidade de assegurar a gestão do CUR, incluindo em contextos de maior volatilidade e incerteza nos mercados energéticos internacionais, como os verificados nos últimos anos.

### Alinhamento com o PTRR e com a agenda nacional para territórios de baixa densidade

O recente enquadramento do PTRR – Portugal Transformação, Recuperação e Resiliência reforça a relevância de uma leitura

integrada entre política energética, coesão territorial, resiliência das infraestruturas e desenvolvimento económico dos territórios de baixa densidade. O plano assume expressamente que a resiliência nacional depende da capacidade de assegurar condições dignas para viver, acesso a serviços essenciais, soluções habitacionais adequadas, atração de investimento e fortalecimento da base económica local, atribuindo particular importância à revitalização dos territórios de baixa densidade e à redução de vulnerabilidades estruturais associadas a assimetrias demográficas, económicas, sociais e ambientais.

Neste contexto, a proposta de investimento da Sonorgás deve ser enquadrada não apenas como um exercício de expansão de infraestrutura energética, mas também como um contributo para objetivos mais amplos de política pública. A disponibilização de rede de distribuição de gás em territórios do interior norte, caracterizados por menor densidade populacional, maior dispersão territorial e menor capacidade de atração autónoma de investimento, contribui para melhorar as condições de acesso a energia, reforçar a competitividade de famílias e empresas, apoiar a localização de atividade económica e criar condições de base para a fixação de população e emprego.

Esta leitura é particularmente relevante quando considerada em articulação com a abordagem do PTRR aos domínios “Territórios”, “Empresas” e “Energia”. No domínio territorial, o PTRR consagra uma lógica de discriminação positiva dos territórios de baixa densidade, promovendo a mobilização de investimento público e privado, a criação de emprego, a valorização do edificado e o reforço da base económica local. No domínio empresarial, sublinha a necessidade de criar condições estruturais para a localização sustentável da atividade económica fora dos grandes centros urbanos, incluindo a disponibilização de redes, serviços essenciais e condições energéticas adequadas. No domínio energético, reconhece a energia como eixo estruturante de soberania, segurança nacional, continuidade de serviços críticos e resiliência, destacando a importância da diversificação dos vetores energéticos, da valorização de recursos endógenos e da modernização das redes energéticas.

Neste quadro, a rede de distribuição de gás deve ser entendida como uma infraestrutura com relevância económica, social e territorial, sobretudo em regiões onde a existência de alternativas energéticas competitivas é condição necessária para assegurar equidade no acesso à energia, combater situações de vulnerabilidade energética e melhorar a atratividade dos territórios para investimento e residência. Esta função é reforçada pela possibilidade de adaptação progressiva da infraestrutura à incorporação de gases renováveis, designadamente biometano, permitindo articular a resposta às necessidades energéticas atuais com uma trajetória futura de descarbonização, economia circular e valorização de recursos endógenos.

Assim, a proposta de investimento apresentada no presente PDIRD-G encontra-se alinhada com uma leitura moderna da política pública territorial e energética: uma leitura que não separa a eficiência económica da coesão territorial, nem a transição energética da segurança de abastecimento e da resiliência dos territórios. Pelo contrário, reconhece que, em regiões de baixa densidade, a infraestrutura energética constitui uma condição de base para a qualidade de vida das populações, para a continuidade da atividade económica e para a capacidade de esses territórios participarem de forma efetiva na transformação energética e económica do país.

### 2.3 Enquadramento europeu e nacional de transição energética

O enquadramento europeu da transição energética, especificamente no domínio dos gases renováveis, tem vindo a ser progressivamente densificado através das sucessivas Diretivas, estabelecendo metas vinculativas, critérios de sustentabilidade e obrigações operacionais com impacto direto no planeamento e na exploração das infraestruturas de gás.

A RED I, transposta para a ordem jurídica nacional pelo DL n.º 117/2010, de 25 de outubro, constituiu o primeiro quadro europeu estruturado de promoção das energias renováveis, introduzindo metas nacionais obrigatórias e reconhecendo, pela primeira vez, o contributo dos gases de origem renovável para o cumprimento dos objetivos energéticos e climáticos. Este diploma definiu a meta de 31% de renováveis até 2020, regulou a percentagem de biocombustíveis e bio líquidos, impôs obrigações mínimas de incorporação de biocombustíveis (2011-2020), criou um sistema de reporte à CE, e estabeleceu um regime jurídico para a produção e uso de biocombustíveis.

A RED II, estabeleceu a meta vinculativa de 32% de energia renovável na União Europeia até 2030, introduzindo metas orientadas para o reforço da produção descentralizada, para a simplificação dos processos de licenciamento e para o aumento da participação ativa dos consumidores. No domínio específico da bioenergia, a RED II procedeu ao reforço dos critérios de sustentabilidade e de redução de emissões, reconhecendo explicitamente o papel do biometano injetado nas redes de gás como vetor de descarbonização dos setores do aquecimento, arrefecimento e transportes.

A transposição da RED II para o ordenamento jurídico nacional foi concretizada pelo DL n.º 84/2022, de 9 de dezembro, que definiu metas nacionais alinhadas com os objetivos europeus, designadamente:

- 40% de energia renovável no consumo final bruto até 2030;
- 29% de energia renovável no setor dos transportes.

Este enquadramento foi ulteriormente aprofundado pela RED III, que elevou a ambição europeia em matéria de transição energética, fixando uma meta vinculativa de 42.5% de energia renovável no consumo final bruto até 2030, com objetivo indi-

cativo de 45%, e estabelecendo metas setoriais mais exigentes, nomeadamente incorporação de 29% de renováveis nos transportes e uma redução mínima de 14.5% das emissões de gases com efeito de estufa no setor energético dos transportes. A RED III reforça ainda a descarbonização progressiva do gás, promovendo a incorporação de gases renováveis, e introduz mecanismos destinados à aceleração do licenciamento, incluindo a criação de áreas preferenciais para o desenvolvimento de projetos renováveis.

A transposição da RED III foi efetuada através do DL n.º 99/2024, de 3 de dezembro que veio promover a facilitação da ligação à rede de projetos de energia limpa, reforça o sistema de garantias de origem para a produção renovável e assegura a coerência com os objetivos estabelecidos no PNEC 2030, prevendo a continuação do processo de transposição através de diplomas complementares. Define ainda uma quota obrigatória de hidrogénio renovável nas metas de incorporação de energia renovável na indústria (artigo n.º 6), evidenciando a importância dos gases renováveis na transição energética e o papel fundamental da rede de gás na distribuição do H2 produzido.

Paralelamente, a Diretiva (UE) 2024/1788, que estabelece regras comuns para os mercados internos do gás renovável, do gás natural e do hidrogénio, introduz um novo quadro regulatório orientado para a integração progressiva destes gases nos sistemas energéticos, prevendo obrigações de acesso às infraestruturas e de planeamento coordenado, com prazo de transposição até 5 de agosto de 2026.

No contexto nacional, a aplicação destas disposições foi densificada através do Despacho n.º 2791/2025, de 28 de fevereiro, que aprovou o Regulamento Técnico Relativo à Injeção de Gases de Origem Renovável, estabelecendo requisitos técnicos e operacionais, incluindo a obrigatoriedade de instalação de equipamentos de monitorização e controlo da qualidade do gás e das misturas, com impacto direto na definição dos investimentos a considerar pelos ORD no âmbito do PDIRD-G. Também é de referir a Lei de Bases do Clima (Lei n.º 98/2021, de 31 de dezembro), a qual visa conciliar a ação climática em Portugal através de políticas públicas e o Despacho n.º 4725/2026, de 10 de abril, que estabeleceu as mais recentes diretrizes e

orientações de política energética para a elaboração dos PDIRD-G.

Neste enquadramento, o PDIRD-G 2026 procura refletir de forma consistente as metas e obrigações decorrentes da evolução do quadro europeu e nacional, assegurando que o planea-

mento do desenvolvimento da rede de distribuição da Sonorgás incorpora, de forma prudente, faseada e economicamente eficiente, a preparação para a receção e distribuição de gases renováveis, em alinhamento com os objetivos de política energética e com as exigências regulatórias aplicáveis.

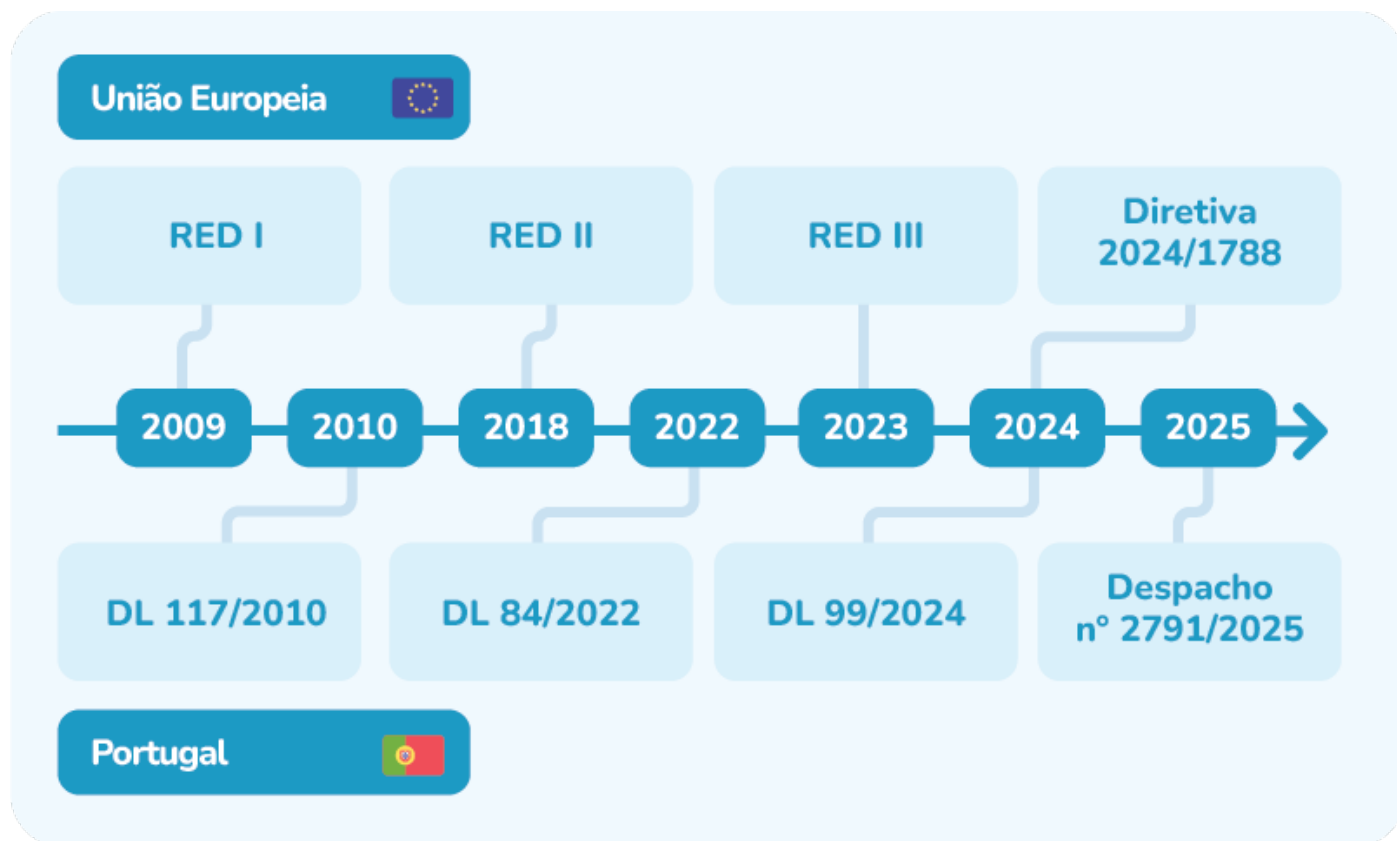


Figura 9 – Metas legislativas da UE e transposições para a legislação nacional







**Portugal:  
Futuro  
Sustentável.**

O PNEC 2030, é o principal instrumento de política energética e climática para o período 2021-2030, com vista à neutralidade carbónica, através da articulação com o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050).

A visão estratégica de Portugal para o horizonte 2030, defende “Promover a descarbonização da economia e a transição energética visando a neutralidade carbónica em 2050, enquanto a oportunidade para o país, assente num modelo democrático e justo de coesão territorial que potencie a geração de riqueza e

uso eficiente de recursos”.

Para tal, a aposta nas energias renováveis será fundamental, com destaque para o hidrogénio e o biometano, sendo aliás a sua importância referida ao longo de todo o documento.

Para consolidar esta visão estratégica e garantir o cumprimento das metas e dos objetivos, foram definidos oito objetivos estratégicos nacionais numa lógica de integração de energia e clima, que se apresentam de seguida:

Objetivos do PNEC	
<b>1. Descarbonizar a economia nacional</b>	Assegurar uma trajetória de redução de emissões nacionais de gases com efeito de estufa (GEE) em todos os setores de atividade, designadamente energia e indústria, mobilidade e transportes, agricultura e florestas e resíduos e águas residuais, e promover a integração dos objetivos de mitigação nas políticas setoriais (mainstreaming)
<b>2. Dar prioridade à eficiência energética</b>	Reduzir o consumo de energia primária nos vários setores num contexto de sustentabilidade e custo eficaz, apostar na eficiência energética e no uso eficiente de recursos, privilegiar a reabilitação e a renovação do edificado, e promover edifícios de emissões zero
<b>3. Reforçar a aposta nas energias renováveis e reduzir a dependência energética do país</b>	Reforçar a diversificação de fontes de energia através de uma utilização crescente e sustentável de recursos endógenos, promover o aumento da eletrificação da economia e incentivar I&D&I em tecnologias limpas
<b>4. Garantir a segurança de abastecimento</b>	Assegurar a manutenção de um sistema resiliente e flexível, com diversificação das fontes e origens de energia, reforçando, modernizando e otimizando as infraestruturas energéticas, desenvolvendo as interligações e promovendo a integração, a reconfiguração e a digitalização do mercado da energia, maximizando a sua flexibilidade
<b>5. Promover a mobilidade sustentável</b>	Descarbonizar o setor dos transportes, fomentando a transferência modal e um melhor funcionamento das redes de transporte coletivo, promovendo a mobilidade elétrica e ativa e o uso de combustíveis alternativos limpos
<b>6. Promover uma agricultura sustentável e potenciar o sequestro de carbono</b>	Reduzir a intensidade carbónica das práticas agrícolas e promover uma gestão agroflorestal eficaz contribuindo para aumentar a capacidade de sumidouro natural
<b>7. Desenvolver uma indústria inovadora e competitiva</b>	Promover a modernização industrial apostando na inovação, na descarbonização, digitalização (indústria 4.0) e na circularidade, contribuindo para o aumento da competitividade da economia
<b>8. Garantir uma transição justa, democrática e coesa</b>	Reforçar o papel do cidadão como agente na descarbonização e na transição energética, criar condições equitativas para todos, combater a pobreza energética, criar instrumentos para a proteção dos cidadãos vulneráveis e promover o envolvimento ativo dos cidadãos e a valorização territorial

Tabela 7 - Objetivos do PNEC

Como metas nacionais, definidas para 2030 destacam-se:

- 55% de redução de emissões de gases com efeito de estufa face a 2005 (anterior 45%-55%);
- 16.711 ktep de eficiência energética relativa ao consumo de energia primária (anterior 19.444 ktep);
- 51% de incorporação de renováveis no consumo final de energia (anterior 47%);
- 29% de energias renováveis nos transportes e
- 15% de interligações elétricas.

### 2.3.1.2 Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050

O Roteiro para a Neutralidade Carbónica, visa definir uma estratégia de longo prazo para a neutralidade carbónica da economia portuguesa em 2050.

O objetivo da neutralidade carbónica, traduz-se em igualar o nível de emissões de GEE, com o nível de sumidouro, até ao ano de 2050 (emissões líquidas iguais a zero).

O RNC, está dividido em áreas de intervenção, sendo estas

referentes a energia, transportes, resíduos e agricultura, florestas e uso do solo.

Portugal comprometeu-se internacionalmente, com o objetivo de redução das suas emissões de GEE, por forma a que o balanço entre as emissões e as remoções da atmosfera seja nulo em 2050. A este objetivo deu-se o nome de “Neutralidade Carbónica”.

#### Potencial de redução de emissões

Sectores	2030	2040	2050
Energia	80%   81%	92%	96%
Indústria	52%   48%	59%   60%	73%   72%
Edifícios	48%   49%	73%   74%	85%
Transportes	43%   46%	84%   85%	98%
Agricultura e usos solo	36%   39%	37%   49%	38%   60%
Resíduos e Águas residuais	57%   58%	69%   71%	77%   80%

Fonte: Base RNC2050

Tabela 8 - Potencial de redução de emissões em relação a 2005 resultante do exercício de modelação

### 2.3.1.3 Plano REPowerEU

Com o intuito de minimizar o impacto na sociedade, das repercussões da pandemia da doença COVID-19 e dos acontecimentos geopolíticos na Ucrânia, promovendo a coesão socioeconómica, a União Europeia determinou aos Estados-Membros, a introdução de um capítulo respeitante ao REPowerEU no PRR. Deste modo, Portugal apresentou um conjunto de investimentos e reformas no âmbito deste capítulo REPowerEU, com o objetivo de apoiar as suas ambições em termos de independência energética e transição ecológica, no contexto das novas condições geopolíticas e do mercado da energia. Nos investimentos identificados, realce para a promoção do aumento da utilização de gases renováveis no processo

de descarbonização do país, com especial foco na indústria e no setor dos transportes, enquanto se promove a economia circular e a valorização dos resíduos. Portugal incluiu uma reforma dedicada à promoção da produção e do consumo de biometano sustentável, criando as condições necessárias, para o desenvolvimento de uma economia do biometano em Portugal.

No âmbito desta reforma, foi incluída como medida a adoção do plano de ação para o biometano (PAB), tendo em vista, estabelecer a estratégia para o desenvolvimento deste gás renovável no país.

### 2.3.1.4 Proposta de avaliação multivetorial e custos sistémicos do sistema energético nacional

O contexto regulatório nacional tem vindo a evoluir, em 2025 e 2026, no sentido de uma atenção crescente à robustez, à resiliência e à eficiência económica das infraestruturas energéticas. Em paralelo com os instrumentos estratégicos referidos nas secções anteriores, foram tornadas públicas recomendações do Grupo de Aconselhamento Técnico (GAT) sobre a robustez do sistema elétrico nacional, centradas em matérias como governança, planeamento, controlo dinâmico de tensão, digitalização, monitorização e serviços de sistema. Adicionalmente, a DGEG colocou em discussão pública, em abril de 2026, a proposta de caderno de encargos para a realização de um estudo quantitativo de avaliação e otimização dos Custos Totais do Sistema elétrico, no contexto da transição energética e da descarbonização.

Estes desenvolvimentos reforçam a relevância de uma leitura integrada dos investimentos em infraestrutura energética, designadamente no que respeita à relação entre robustez do sistema, segurança de abastecimento, custos de adaptação tecnológica e aproveitamento de ativos já existentes. Neste enquadramento, a Sonorgás considera materialmente importante que a avaliação dos investimentos nas redes de distribuição de gás, incluindo o presente PDIRD-G, seja realizada tendo em conta a sua articulação com os restantes investimentos energéticos e o respetivo impacto sistémico, e não numa lógica isolada por vetor.

Neste enquadramento, a Sonorgás considera materialmente importante que a avaliação dos investimentos nas redes de distribuição de gás, incluindo o presente PDIRD-G, seja lida em articulação com os investimentos previstos nas redes elétricas, e não em isolamento. Esta leitura integrada ganha expressão em quatro dimensões. Em primeiro lugar, na avaliação das soluções: a contribuição do gás canalizado e, prospetivamente, dos gases renováveis para usos térmicos, industriais e de continuidade de abastecimento não é equivalente nem substituível, em todos os contextos, por soluções elétricas, particularmente em territórios de baixa densidade populacional e em segmentos industriais cuja viabilidade económica depende de fontes energéticas estáveis e competitivas. Em segundo lugar, no impacto sobre os consumidores: o custo da transição energética para as famílias e para a indústria depende não apenas do preço unitário da eletricidade ou do gás, mas também dos investimentos em equipamentos finais, da fiabilidade de cada vetor, e da arquitetura de tarifas reguladas

que assegura uniformidade territorial e apoio a consumidores vulneráveis. Em terceiro lugar, no investimento em infraestruturas: a disponibilidade de redes de distribuição já construídas, com cobertura territorial estabelecida e capacidade técnica para integrar progressivamente gases renováveis, representa um ativo cuja substituição integral por infraestruturas alternativas implicaria custos sistémicos materialmente superiores. Em quarto lugar, na dimensão da resiliência: a coexistência de múltiplos vetores energéticos, com infraestruturas autónomas e capacidade de funcionamento independente, constitui em si um elemento estruturante da segurança de abastecimento e da continuidade do serviço prestado às populações, com expressão particularmente relevante em territórios de menor densidade onde a redundância entre vetores tem efeito direto na qualidade de vida e na atividade económica.

A Sonorgás manifesta, neste contexto, total disponibilidade para participar nos processos públicos de reflexão relevantes nesta matéria, contribuindo com dados, metodologias e perspetivas técnicas que permitam avaliar de forma adequada o papel das infraestruturas de distribuição de gás nos objetivos de descarbonização, coesão territorial e resiliência energética que enquadram a política pública nacional. Esse contributo assenta, designadamente, no conhecimento técnico e operacional acumulado ao longo de cerca de 20 anos de atividade enquanto operadora de distribuição de gás em alguns dos territórios mais descentralizados e de menor rendimento do País, sempre em conformidade com as licenças que lhe foram atribuídas e em articulação com os objetivos dos respetivos *stakeholders*, incluindo concedente, regulador e os 34 municípios onde opera. Assenta igualmente na experiência da Empresa na gestão de uma infraestrutura singular e capilar de armazenamento e distribuição de energia, suportada por cerca de 40 UAG, bem como na sua capacidade de assegurar a gestão do CUR, incluindo em contextos de maior volatilidade e incerteza nos mercados energéticos internacionais, como os verificados nos últimos anos.

O contexto regulatório nacional tem vindo a evoluir, em 2025 e 2026, no sentido de uma atenção crescente à robustez, à resiliência e à eficiência económica das infraestruturas energéticas. Em paralelo com os instrumentos estratégicos referidos nas secções anteriores, foram tornadas públicas recomendações do Grupo de Aconselhamento Técnico (GAT) sobre a robustez do sistema elétrico nacional, centradas em matérias

como governança, planeamento, controlo dinâmico de tensão, digitalização, monitorização e serviços de sistema. Adicionalmente, a DGEG colocou em discussão pública, em abril de 2026, a proposta de caderno de encargos para a realização de um estudo quantitativo de avaliação e otimização dos Custos Totais do Sistema elétrico, no contexto da transição energética e da descarbonização.

Estes desenvolvimentos reforçam a relevância de uma leitura integrada dos investimentos em infraestrutura energética, designadamente no que respeita à relação entre robustez do sistema, segurança de abastecimento, custos de adaptação tecnológica e aproveitamento de ativos já existentes. Neste enquadramento, a Sonorgás considera materialmente importante que a avaliação dos investimentos nas redes de distribuição de gás, incluindo o presente PDIRD-G, seja realizada tendo em conta a sua articulação com os restantes investimentos energéticos e o respetivo impacto sistémico, e não numa lógica isolada por vetor.

Neste enquadramento, a Sonorgás considera materialmente importante que a avaliação dos investimentos nas redes de distribuição de gás, incluindo o presente PDIRD-G, seja lida em articulação com os investimentos previstos nas redes elétricas, e não em isolamento. Esta leitura integrada ganha expressão em quatro dimensões. Em primeiro lugar, na avaliação das soluções: a contribuição do gás canalizado e, prospetivamente, dos gases renováveis para usos térmicos, industriais e de continuidade de abastecimento não é equivalente nem substituível, em todos os contextos, por soluções elétricas, particularmente em territórios de baixa densidade populacional e em segmentos industriais cuja viabilidade económica depende de fontes energéticas estáveis e competitivas. Em

### 2.3.2 Biometano e RNDG

O Plano de Ação para o Biometano (PAB) estabelece o enquadramento estratégico nacional para o desenvolvimento da produção e integração de biometano no sistema energético, identificando este gás renovável como um vetor prioritário para a descarbonização do setor do gás e para o cumprimento das metas definidas no PNEC 2030, no RNC 2050 e no contexto do REPowerEU.

O referido plano reconhece explicitamente o papel da RNDG enquanto infraestrutura-chave para a receção, escoamento e consumo descentralizado de biometano, sublinhando a vantagem de utilizar as redes existentes como solução economi-

segundo lugar, no impacto sobre os consumidores: o custo da transição energética para as famílias e para a indústria depende não apenas do preço unitário da eletricidade ou do gás, mas também dos investimentos em equipamentos finais, da fiabilidade de cada vetor, e da arquitetura de tarifas reguladas que assegura uniformidade territorial e apoio a consumidores vulneráveis. Em terceiro lugar, no investimento em infraestruturas: a disponibilidade de redes de distribuição já construídas, com cobertura territorial estabelecida e capacidade técnica para integrar progressivamente gases renováveis, representa um ativo cuja substituição integral por infraestruturas alternativas implicaria custos sistémicos materialmente superiores. Em quarto lugar, na dimensão da resiliência: a coexistência de múltiplos vetores energéticos, com infraestruturas autónomas e capacidade de funcionamento independente, constitui em si um elemento estruturante da segurança de abastecimento e da continuidade do serviço prestado às populações, com expressão particularmente relevante em territórios de menor densidade onde a redundância entre vetores tem efeito direto na qualidade de vida e na atividade económica.

A Sonorgás manifesta, neste contexto, total disponibilidade para participar nos processos públicos de reflexão relevantes nesta matéria, contribuindo com dados, metodologias e perspetivas técnicas que permitam avaliar de forma adequada o papel das infraestruturas de distribuição de gás nos objetivos de descarbonização, coesão territorial e resiliência energética que enquadram a política pública nacional.

camente eficiente, desde que assegurada a sua adequação técnica e operacional. De facto, a linha de ação n.º 7 do PAB é exclusivamente dedicada à promoção da injeção de biometano na rede de gás.

Do ponto de vista do planeamento das redes de distribuição, a implementação do PAB implica a consideração de novos padrões de desenvolvimento da rede, caracterizados pela localização descentralizada dos pontos de injeção, pela incerteza quanto ao ritmo de materialização dos projetos e pela necessidade de garantir o cumprimento rigoroso dos requisitos de qualidade, segurança e compatibilidade do gás.

Neste contexto, o desenvolvimento e investimento na RNDG devem assentar numa abordagem prudente, faseada e condicionada à maturidade dos projetos de produção, privilegiando a adaptação de infraestruturas existentes - designadamente no que respeita a sistemas de medição, monitorização da qualidade do gás e controlo operacional - em detrimento de investimentos estruturais não suportados por necessidades comprovadas.

## 2.4 Sustentabilidade da infraestrutura de gás no contexto da transição energética

### 2.4.1 Competitividade energética e posicionamento do gás

A sustentabilidade de longo prazo da infraestrutura de distribuição de gás depende, em larga medida, da sua capacidade de se manter economicamente competitiva no quadro de transição energética em curso. Neste contexto, a comparação entre vetores energéticos assume particular relevância, na medida em que influencia diretamente a evolução da procura, a utilização da infraestrutura, a recuperação dos custos fixos do sistema e a sustentabilidade tarifária da atividade regulada.

Nos segmentos doméstico e de serviços, o gás canalizado continua, em muitos perfis de consumo, a apresentar uma posição competitiva relevante face a alternativas de eletrificação direta, sobretudo em utilizações como aquecimento de águas e cozinha. Esta diferença de posicionamento económico é particularmente importante nos territórios servidos pela Sonorgás, caracterizados por menor rendimento disponível, maior vulnerabilidade social e maior sensibilidade dos consumidores aos custos operacionais da energia. A competitividade relativa do gás não deve, contudo, ser analisada apenas numa lógica de custo unitário instantâneo, mas numa perspetiva mais ampla que considere o custo total de utilização, a necessidade de substituição de equipamentos, a adaptação das habitações e os efeitos sistémicos sobre a utilização das infraestruturas energéticas existentes.

Neste enquadramento, programas públicos de eletrificação de usos finais devem ser acompanhados com atenção, não apenas pelo seu impacto potencial sobre os padrões de consumo, mas também pela necessidade de garantir neutralidade tecnológica, racionalidade económica e adequação às características dos consumidores e dos territórios. Em particular, medidas que promovam a substituição indiferenciada de equipamentos a gás em consumidores já servidos por rede canalizada podem afetar a utilização da infraestrutura, sem que tal corresponda, em todos os casos, à solução mais eficiente do ponto de vista

O PDIRD-G 2026 incorpora estas orientações, assegurando que o planeamento dos investimentos na rede de distribuição da Sonorgás se encontra alinhado com o PAB, promovendo a integração progressiva de gases renováveis, salvaguardando a eficiência económica do sistema e minimizando o risco de ativos ociosos e de impactes tarifários excessivos para os consumidores finais.

económico, energético ou social.

A análise destas dinâmicas é especialmente relevante para operadores como a Sonorgás, cuja sustentabilidade económica depende da manutenção de uma base de consumidores suficientemente alargada e diversificada, capaz de suportar a recuperação de custos fixos num sistema com elevada dispersão territorial e forte intensidade infraestrutural.

Os dados mais recentes das tarifas reguladas, fixadas pela ERSE através da Diretiva n.º 7/2025 de 27 de junho, para o ano gás 2025-2026, evidenciam um diferencial de custo unitário significativo entre o gás canalizado e a eletricidade no segmento doméstico. O preço do kWh no mercado regulado de gás situa-se em torno de 0,06 €/kWh, enquanto o preço equivalente da eletricidade nas tarifas de mercado livre mais competitivas se encontra entre 0,13 €/kWh e 0,21 €/kWh — um rácio de aproximadamente 2,5x a 3,5x favorável ao gás natural, consoante o perfil de consumo e tarifa contratada.

Para além da fotografia pontual, importa notar que este diferencial não é um fenómeno conjuntural: a análise da trajetória dos preços relativos dos dois vetores ao longo dos últimos ciclos tarifários evidencia que o posicionamento competitivo do gás canalizado face à eletricidade e soluções energéticas se manteve estruturalmente favorável, mesmo em períodos de maior volatilidade nos mercados grossistas de energia, o que é relevante enquanto premissa de planeamento para o horizonte 2026-2031.

É relevante notar que, de acordo com uma comunicação da ERSE de abril de 2026, para consumidores domésticos com consumo inferior a 10.000 m<sup>3</sup>/ano, a tarifa de gás natural registará um aumento de 6,3% no ano gás 2026-2027 face ao período anterior. Ainda assim, e mesmo com esta atualização, o diferencial de preço em relação à eletricidade permanece substancial. A fatura mensal média de gás natural situa-se,

segundo os dados do regulador, entre 17,36 euros para um casal sem filhos (consumo de 1.610 kWh/ano) e 32,49 euros para um casal com dois filhos (consumo de 3.407 kWh/ano) — valores que demonstram o papel do gás como vetor de acessibilidade energética para as famílias, em especial nas regiões de menores rendimentos onde a Sonorgás opera.

Já no que toca a outras opções energéticas, tais como GPL engarrafado, o diferencial de custo entre o gás canalizado e o GPL engarrafado constitui um dos argumentos mais robustos para a sustentação do investimento em expansão de rede

nos territórios servidos pela Sonorgás. A análise detalhada das poupanças geradas para o consumidor final pela substituição de GPL engarrafado por gás natural canalizado, para maior detalhe nas poupanças vide Capítulo 7 — Identificação dos Benefícios Associados ao Plano de Investimento. Os resultados demonstram poupanças anuais materialmente significativas por ponto de abastecimento, com impacto direto no rendimento disponível das famílias e no indicador de despesa energética como proporção do rendimento, que constitui um dos indicadores estratégicos centrais da ELPPE.

## 2.4.2 Segurança energética e complementaridade entre vetores

A transição energética em curso reforça a importância de uma abordagem assente na complementaridade entre vetores energéticos, e não na substituição integral e indiferenciada de um sistema por outro. A crescente penetração de fontes renováveis intermitentes no sistema elétrico aumenta a necessidade de flexibilidade, redundância e resiliência, tornando particularmente relevante a existência de infraestruturas energéticas complementares que assegurem diversidade de abastecimento e maior robustez sistémica.

Neste contexto, a infraestrutura de gás desempenha um papel estratégico enquanto ativo de segurança energética. Para além do seu contributo direto no abastecimento a consumidores finais, a rede de gás integra-se num sistema mais amplo de suporte ao equilíbrio energético nacional, funcionando como vetor complementar ao sistema elétrico e contribuindo para mitigar riscos associados a falhas técnicas, eventos extremos, picos de procura e desequilíbrios temporários entre oferta e consumo. A sua relevância é particularmente evidente em territórios de menor densidade, onde a diversidade de opções energéticas é mais limitada e onde a continuidade de serviço assume maior valor social e económico.

A infraestrutura de gás apresenta ainda características próprias de resiliência, associadas à sua natureza física, à sua capacidade de armazenamento e à sua aptidão para acomodar diferentes origens de fornecimento. Esta dimensão de com-

plementaridade entre os sistemas elétrico e gasista ganha importância acrescida num contexto em que a política energética tende a privilegiar a diversificação do mix energético, a autonomia estratégica e a capacidade de resposta do sistema a cenários de maior incerteza.

Paralelamente, a rede de distribuição de gás assume relevância crescente enquanto infraestrutura potencialmente apta à incorporação progressiva de gases renováveis, designadamente biometano e, em perspetiva futura, outros gases de baixo teor carbónico. Esta adaptabilidade reforça o valor económico e estratégico dos ativos existentes, permitindo enquadrar a sua modernização e manutenção não apenas como investimento de continuidade operacional, mas também como investimento de preparação do sistema energético para uma transição mais equilibrada e eficiente.

Neste âmbito, é de notar que o biometano é um gás renovável produzido a partir de resíduos gerados localmente e, como tal, representa uma oportunidade estratégica para reduzir a dependência das importações de gás em Portugal e na Europa. A atual rede de gás constitui uma vantagem significativa para o desenvolvimento de projetos de biometano, uma vez que já se encontra localizada em pontos estratégicos do território, permitindo assim conectar as fontes de resíduos aos diversos consumidores e facilitando a integração do biometano no sistema energético nacional.

[1comunicado\\_proposta\\_tg26-27.pdf](#)

### 2.4.3 Pobreza energética, acessibilidade e coesão territorial

A dimensão social da energia constitui um elemento central da política energética contemporânea e assume particular relevância nas áreas servidas pela Sonorgás. Os territórios do interior Norte e do Minho, onde se concentram a maioria das licenças da empresa, apresentam características que agravam a exposição à pobreza energética estrutural: baixa densidade populacional, envelhecimento demográfico, rendimentos médios inferiores à média nacional e forte dependência histórica de soluções de abastecimento mais onerosas, como o GPL engarrafado.

Neste contexto, o gás canalizado pode desempenhar uma função relevante de acessibilidade energética e de transição justa, ao substituir fontes de maior custo unitário por uma solução mais estável, mais segura e com maior potencial de integração futura em trajetórias de descarbonização. A sua relevância não decorre apenas da diferença de preço face a alternativas específicas, mas também da capacidade de proporcionar uma infraestrutura moderna, contínua e regulada em territórios que, de outro modo, tenderiam a manter maior exposição a desigualdades energéticas e territoriais.

### 2.4.4 Papel do gás na competitividade e descarbonização do setor industrial

A descarbonização do setor industrial e a valorização das infraestruturas de distribuição existentes constituem dimensões indissociáveis de uma transição energética equilibrada. Na área de atuação da Sonorgás, onde o tecido industrial, embora de menor escala do que o das áreas metropolitanas, desempenha um papel estruturante na economia local e na fixação de população, esta articulação assume particular relevância. Os concelhos servidos pela Sonorgás na região de Trás-os-Montes e do interior do Minho concentram atividades industriais com forte intensidade de consumo térmico, designadamente nos setores agroalimentar, vinícola, de transformação de carnes e enchidos, de laticínios, de panificação industrial, de cerâmica e de transformação de madeiras. Uma parte significativa destas unidades encontra-se já ligada à rede de distribuição de gás da Sonorgás, constituindo consumidores âncora cuja atividade é essencial para a sustentabilidade económica da infraestrutura, em particular em polos de menor densidade. Para estas indústrias, a continuidade e a fiabilidade do abastecimento de gás são condições determinantes de competi-

A Estratégia Nacional de Longo Prazo para o Combate à Pobreza Energética e o respetivo plano de ação reconhecem a importância do acesso a serviços energéticos essenciais, da ação territorial integrada e da proteção dos consumidores vulneráveis. Neste quadro, os investimentos em manutenção, reforço e expansão seletiva da rede de distribuição de gás podem ser entendidos, em certas geografias, como instrumentos de inclusão energética e de promoção da coesão territorial, sobretudo quando contribuem para reduzir a despesa energética das famílias, melhorar a qualidade do serviço e criar condições para maior competitividade económica local.

Esta dimensão territorial e social é especialmente relevante para a Sonorgás, cuja atuação se desenvolve maioritariamente em municípios do interior, onde a infraestrutura energética assume frequentemente uma função que ultrapassa a mera lógica comercial e se aproxima de uma verdadeira função de serviço público territorial.

vidade, na medida em que suportam processos térmicos críticos que não admitem interrupção e que dificilmente seriam eletrificados de forma técnica e economicamente viável no curto prazo. A relevância deste segmento é particularmente evidente nos polos de Póvoa de Lanhoso, Celorico de Basto e Mondim de Basto, e Arcos de Valdevez e Ponte da Barca, onde a percentagem de consumos industriais é de 15,7%, 38,8% e 52,3%, respetivamente.

Paralelamente, a angariação de novos consumidores industriais ainda não ligados à rede tem sido um dos eixos prioritários da Sonorgás, sendo que a continuidade deste esforço depende do desenvolvimento progressivo da infraestrutura de distribuição. Esta relação configura uma dinâmica de simbiose: as indústrias necessitam da rede para manter a competitividade atual e para aceder aos gases renováveis indispensáveis à descarbonização dos seus processos. Por outro lado, a Sonorgás necessita de uma base de consumo industrial robusta para assegurar os níveis de veiculação que viabilizem a injeção de gases renováveis produzidos na região. A rede de gás fun-

ciona, assim, como facilitadora da descarbonização industrial, oferecendo uma oportunidade de melhoria simultânea em três dimensões:

**Competitividade económica:** o gás canalizado apresenta um custo unitário inferior ao GPL a granel e ao gasóleo de aquecimento, permitindo reduções significativas nos custos de energia térmica. Para as indústrias de Trás-os-Montes, onde as margens operacionais são tipicamente mais reduzidas e a pressão concorrencial é forte, esta redução de custos pode ser determinante para a viabilidade económica das operações e para a capacidade exportadora;

**Descarbonização progressiva:** a substituição de combustíveis líquidos por gás natural permite uma redução imediata das emissões de CO<sub>2</sub> (entre 25% e 30% face ao gasóleo, segundo fatores de emissão da APA – Agência Portuguesa do Ambiente). Adicionalmente, a infraestrutura de gás constitui a plataforma para a incorporação futura de biometano, cuja produção na região Norte beneficia de condições favoráveis dada a disponibilidade de matérias-primas de origem agrícola e pecuária (efluentes de suinicultura e bovinicultura, resíduos de lagares de azeite, subprodutos da indústria vinícola, agroalimentar, têxtil e setor automóvel);

**Modernização e eficiência dos processos:** a transição para gás canalizado viabiliza a adoção de tecnologias de combustão mais eficientes (caldeiras de condensação industriais, sistemas de cogeração de pequena escala), permitindo ganhos de eficiência energética e de controlo de processo dificilmente alcançáveis com as soluções térmicas atualmente utilizadas. A região de Trás-os-Montes apresenta ainda especificidades que reforçam a importância estratégica do gás como vetor de competitividade industrial. A distância aos principais centros logísticos e portuários encarece os custos de transporte de inputs e de escoamento de produto final, tornando os custos de energia um fator de competitividade proporcionalmente mais relevante do que em regiões litorais. A classificação de grande parte do território como zona desfavorecida (nos termos do Regulamento (UE) 2021/2115, relativo aos planos estratégicos da PAC) reflete estas assimetrias e reforça a necessidade de instrumentos que promovam a competitividade

económica e a coesão territorial.

O enquadramento do Portugal 2030 e do PRR prevê apoios significativos à modernização produtiva, à eficiência energética e à descarbonização de processos industriais, designadamente através do Componente C5, Capitalização e Inovação Empresarial, e das medidas de apoio à transição energética na indústria. A existência de rede de gás é, em muitos casos, um requisito prático para que as empresas possam beneficiar destes instrumentos de apoio, na medida em que a elegibilidade de projetos de eficiência energética industrial pressupõe frequentemente a substituição de fontes energéticas mais poluentes por alternativas mais limpas e eficientes.

Paralelamente, o Programa Indústria 2030, alinhado com os objetivos do PNEC, identifica a descarbonização dos processos térmicos industriais como uma prioridade estratégica, reconhecendo que a disponibilidade de infraestrutura energética adequada constitui uma pré-condição para a modernização do tecido produtivo, em particular nas regiões de menor densidade industrial.

Neste contexto, o presente PDIRD-G considera que o investimento na expansão seletiva da rede para servir consumidores industriais nos concelhos de Trás-os-Montes e do interior do Minho constitui não apenas uma oportunidade comercial, mas um instrumento de política de coesão territorial e de descarbonização industrial, alinhado com as orientações do despacho regulatório e com os objetivos mais amplos de política energética nacional e europeia. O reforço da base de consumidores industriais contribui, adicionalmente, para a diversificação do perfil de consumo da rede, reduzindo a dependência do segmento doméstico e melhorando os indicadores de sustentabilidade tarifária da atividade.

## 2.4.5 Análise do programa E-Lar e impactos nos ativos da Sonorgás

O Programa E-Lar<sup>3</sup> (AAC n.º 10/C13-i01/2025) é uma iniciativa financiada pelo Plano de Recuperação e Resiliência (PRR), enquadrada na Componente C13 — Eficiência Energética em Edifícios Residenciais. O objetivo geral do Programa E-LAR é melhorar o conforto térmico das habitações e apoiar as famílias na aquisição de equipamentos eficientes e na eletrificação de consumos energéticos, contribuindo para a descarbonização e para a recolha e reciclagem de equipamentos a gás.

A primeira fase do programa abriu candidaturas a 30 de setembro de 2025 e esgotou a dotação de 30 milhões de euros em apenas seis dias, com cerca de 40.000 candidaturas, o que demonstra uma procura latente muito significativa por parte das famílias. O programa prevê a atribuição de vouchers, que podem cobrir até 100% do investimento elegível, para a substituição de equipamentos a gás (fogões, fornos, esquentadores/caldeiras) por equivalentes elétricos de classe A ou superior, especificamente: placas de indução, placas vitrocerâmicas, fornos elétricos e termoacumuladores elétricos.

É de sublinhar uma limitação central do programa com impacto direto na sua eficiência económica para o consumidor: o programa E-Lar não inclui bombas de calor para aquecimento de águas sanitárias, solução excluída tanto na primeira como na segunda fase, obrigando os beneficiários que queiram trocar esquentadores a gás a optar por termoacumuladores elétricos, que são menos eficientes energeticamente e geram custos mensais superiores na fatura de energia. Esta limitação foi amplamente criticada por entidades como a DECO PROteste e a associação ZERO<sup>2</sup>.

O E-Lar reveste-se de relevância direta para a atividade da Sonorgás por duas razões de sentido oposto que importa analisar com rigor.

O programa incentiva a substituição de equipamentos a gás por elétricos em consumidores com tarifa social de eletricidade (TSEE) ou enquadrados em programas de bairros sustentáveis. Nos 31 polos da Sonorgás, que operam em territórios com elevada prevalência de famílias de baixo rendimento, existe uma sobreposição relevante entre os potenciais beneficiários do E-Lar e os atuais pontos de abastecimento de gás natural. A materialização de adesões em massa ao programa implicaria uma redução do consumo veiculado por ponto de abastecimento e, potencialmente, um aumento da proporção de pontos de abastecimento com consumo residual, o que deterioraria os indicadores de eficiência tarifária e poderia comprometer a sustentabilidade regulatória de alguns polos.

Contudo, a análise económica objetiva mitiga parcialmente este risco. As contas feitas pela DECO PROteste para um agregado familiar de quatro pessoas revelam que a substituição do esquentador a gás por termoacumulador não compensa economicamente, em especial para consumidores de gás natural canalizado, onde o diferencial de custo por kWh é mais desfavorável à eletricidade.

<sup>2</sup>Fundo Ambiental, Ministério do Ambiente

<sup>3</sup>E-lar: apoio à compra de eletrodomésticos | DECO PROteste

## 2.4.6 Enquadramento do RMSA-G e particularidades regionais das previsões

O Relatório sobre o Mercado e Segurança de Abastecimento de Gás (RMSA-G), publicado pela DGE, disponibiliza cenários de evolução da procura de gás a nível nacional e constitui uma referência relevante para o enquadramento das projeções dos operadores de rede de distribuição.

O presente plano adota como base as previsões próprias da Sonorgás, construídas a partir do conhecimento técnico e operacional da sua área de atuação, e incorpora o cenário central ambição do RMSA-G como análise de sensibilidade. Com efeito, a Sonorgás considera que a aplicação direta e indiferenciada das trajetórias nacionais de redução de procura às suas áreas de licença pode não captar adequadamente a realidade energética, social e territorial dos concelhos servidos, em particular nos territórios de Trás-os-Montes e do interior do Minho.

Esta convicção assenta em vários fatores estruturais que diferenciam a região de atuação da Sonorgás da média nacional e que condicionam o ritmo e a viabilidade da eletrificação dos consumos finais:

As amplitudes térmicas significativas: invernos rigorosos e prolongados, frequentemente com temperaturas abaixo dos 0 °C nos concelhos de maior altitude, reduzem a eficiência operacional das bombas de calor ar-água, cuja performance (COP – Coefficient of Performance) degrada substancialmente quando a temperatura exterior desce abaixo dos 5-7 °C (EHPA – European Heat Pump Association, Performance Guidelines, 2023). Nestas condições, o recurso a resistências elétricas de apoio anula grande parte da vantagem económica e energética da eletrificação, tornando o gás canalizado a solução mais eficiente para aquecimento de águas e de espaço;

O parque habitacional envelhecido: o parque habitacional português e, em particular, de vários concelhos do interior norte, apresenta uma componente relevante de edifícios mais antigos e com necessidades de reparação/estado de conservação menos favorável, o que agrava perdas térmicas. Em edifícios com isolamento insuficiente, a adoção de bombas de calor pode exigir intervenções prévias ou complementares de melhoria da envolvente para materializar plenamente os ganhos energéticos esperados;

Os rendimentos médios inferiores à média nacional: os concelhos do interior norte apresentam níveis de rendimento sistematicamente abaixo da média do continente (GEP/MTSSS – Quadros de Pessoal, 2023), o que limita a capacidade das famílias para suportar os custos de investimento inicial associados à eletrificação completa, designadamente a aquisição de bomba de calor, a adaptação do quadro elétrico e o eventual reforço da potência contratada, custos que representam um encargo significativo para os orçamentos familiares nestes territórios;

A menor cobertura e capacidade da rede elétrica de distribuição nos concelhos rurais do interior, onde a eletrificação massiva de usos térmicos exigiria investimentos significativos no reforço da rede de BT/MT, com custos que recairiam sobre o sistema elétrico e, em última instância, sobre todos os consumidores. De facto, a capacidade instalada atualmente é um entrave à massificação da eletrificação na região, uma vez que tal necessitaria de investimentos substantivos no reforço e desenvolvimento das redes de transporte e distribuição elétrica. A conjugação destes fatores sugere que, pelo menos no curto e médio prazo, a trajetória de redução de consumos de gás nos territórios da Sonorgás poderá ser mais lenta do que a projetada nos cenários nacionais do RMSA-G, os quais refletem médias ponderadas onde predominam as dinâmicas das grandes áreas metropolitanas, com condições climáticas mais amenas, parque habitacional mais recente e maior capacidade de investimento das famílias.

Por essa razão, o presente PDIRD-G adota como base as previsões próprias da Sonorgás e incorpora o cenário central ambição do RMSA-G como análise de sensibilidade. Esta abordagem permite avaliar a robustez dos investimentos propostos sob diferentes hipóteses de evolução da procura, assegurando que o planeamento da rede não é comprometido por uma leitura excessivamente agregada da transição energética que desconsidere as condições reais dos territórios servidos.

## 2.4.7 Implicações para o planeamento da rede e para a sustentabilidade dos ativos

A análise conjunta da competitividade relativa do gás, da segurança energética, do impacto no combate à pobreza energética e da coesão territorial conduz a uma conclusão central para o planeamento da rede: a sustentabilidade da infraestrutura de gás não deve ser avaliada apenas à luz da evolução agregada da procura ou de uma leitura abstrata da eletrificação, mas em função do papel que essa infraestrutura desempenha no equilíbrio económico, territorial e sistémico do setor energético. Num operador como a Sonorgás, com forte dispersão geográfica, baixa densidade de clientes e estrutura de custos fixos particularmente relevante, a preservação de uma base de consumidores ampla e diversificada é determinante para a sustentabilidade económica da atividade e para a capacidade do sistema acomodar investimentos de adaptação tecnológica e de preparação para gases renováveis.

Neste enquadramento, o presente PDIRD-G assume que a manutenção, o reforço e a adaptação progressiva da infraestrutura de distribuição continuam a constituir condições estruturais de um sistema energético equilibrado e tecnologicamente preparado, devendo o investimento ser orientado por critérios de prudência, seletividade, eficiência económica e alinhamento com a evolução regulatória e tecnológica do setor.

Num operador como a Sonorgás, cujo modelo operacional se caracteriza por uma área de 11.000 km<sup>2</sup> com densidade média de 32 hab/km<sup>2</sup>, pela gestão integrada de 40 UAG e por uma métrica de 29,4 m/PA (face a 13,9 m/PA de média setorial, reflexo direto da densidade e da estrutura territorial servida), a preservação de uma base de consumidores suficientemente ampla e diversificada é condição determinante para o equilíbrio económico da atividade e para a capacidade do sistema suportar, em simultâneo, investimentos de adaptação tecnológica e de preparação para gases renováveis. Estes parâmetros estruturais são traço constitutivo do modelo, e não fragilidade a mitigar. É precisamente esta singularidade territorial e operativa que a avaliação regulatória dos operadores deve incorporar, de forma contextualmente informada, na leitura dos indicadores comparativos do SNG.

Por essa razão, o planeamento da rede deve incorporar não apenas objetivos de expansão seletiva e modernização, mas também uma leitura prospetiva sobre a função económica e social da infraestrutura, a sua utilização futura e a necessidade de assegurar que a transição energética decorre sem destruição prematura de valor económico, sem agravamento injustificado da fatura dos consumidores e sem aprofundamento das desigualdades territoriais.

Neste enquadramento, o presente PDIRD-G assume que a manutenção, reforço e adaptação progressiva da infraestrutura de distribuição de gás continuam a constituir condições relevantes para um sistema energético equilibrado, resiliente e tecnologicamente preparado, devendo o investimento ser orientado por critérios de prudência, seletividade, eficiência económica, coesão territorial e alinhamento com a evolução regulatória e tecnológica do setor.

## 2.5 Conjuntura Macroeconómica

As principais debilidades macroeconómicas de Portugal, atualmente refletem os períodos vividos nos últimos anos, nomeadamente, o impacto generalizado da tensão geopolítica vivida a nível mundial e o efeito da crescente inflação. Este clima económico, foi agravado pelo conflito na Ucrânia que tem impactado negativamente diversos setores de atividade, nomeadamente na distribuição e no comércio internacional. Os principais efeitos, constataram-se sob efeito de uma subida generalizada dos preços, nomeadamente nos preços praticados no mercado energético (Gás, eletricidade e outros) que consequentemente impactou os preços da energia ao nível do consumidor.

Fatores de incerteza adicionais são causados pelo conflito no médio oriente e com a situação geopolítica que limita a circulação naval no estreito de Ormuz, que sendo ainda recente, pode trazer instabilidade aos preços de gás na Europa e, consequentemente, em Portugal.

Este enquadramento internacional reflete-se no ciclo regulado de atualização tarifária: a Diretiva n.º 7/2025 da ERSE estabelece para o ano gás 2026-2027 uma atualização da tarifa de gás natural na ordem de 6,3% para os consumidores domésticos de consumo inferior a 10.000 m<sup>3</sup>/ano, mantendo-se, ainda assim, um diferencial substancial face à eletricidade (análise desenvolvida na subsecção 'Competitividade energética e posicionamento do gás').

Relativamente às taxas de juro, as projeções do Banco de Portugal e dos mercados *forward* apontam para custos de financiamento relativamente estáveis no período 2026-2031, com a Euribor (1-12 meses) a oscilar num intervalo estimado de 1,95% a 2,63%, reflexo da normalização monetária subsequente ao ciclo de aperto iniciado em 2022. Este enquadramento é incorporado no presente plano através da atualização dos preços unitários de investimento ao deflador do PIB.

### Projeções Euribor para o período 2026-2031

	2026E	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P
<b>Taxas de Juro</b>						
Euribor 1M	1,95%	1,99%	2,10%	2,22%	2,31%	2,40%
Euribor 3M	2,06%	2,09%	2,20%	2,31%	2,41%	2,50%
Euribor 6M	2,11%	2,16%	2,27%	2,38%	2,48%	2,57%
Euribor 12M	2,24%	2,25%	2,33%	2,44%	2,54%	2,63%

Fonte: Bloomberg

Tabela 9 - Evolução projetada das taxas Euribor

No que diz respeito a Portugal, o produto interno bruto (PIB), após uma rápida recuperação entre 2021 e 2022 com valores de 5,6% e 7,0%, desde 2023 que observa uma fase de crescimento mais moderado tendo registado valores de 3,1% e 2,1% em 2023 e 2024, respetivamente. A partir de 2025 é esperado um período de estabilidade com crescimentos de cerca de 2,0%.

Os níveis de desemprego têm vindo a apresentar uma tendência decrescente desde 2021, tendo subido apenas no ano de 2023, com a taxa de desemprego a situar-se nos 6,5%, mantendo-se próxima do valor médio da União Europeia de 6,1%<sup>4</sup>. A partir de então, espera-se que a taxa de desemprego estabilize, prevendo-se que atinja 5,8% em 2031.

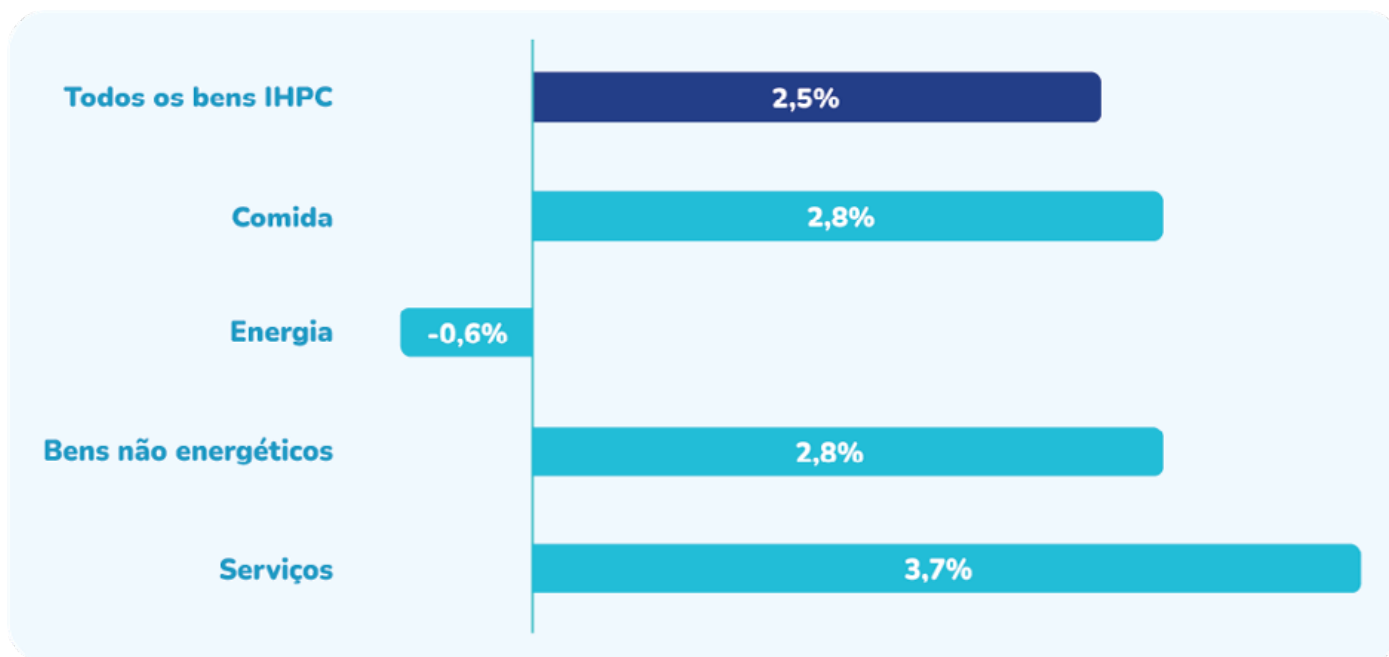
<sup>4</sup> Fonte: Eurostat

**Projeções para o período 2026 - 2031**

	2021H	2022H	2023H	2024H	2025E	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P
<b>PIB (preços constantes)</b>	<b>5,6%</b>	<b>7,0%</b>	<b>3,1%</b>	<b>2,1%</b>	<b>1,9%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,6%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,8%</b>
Consumo privado	4,9%	5,6%	2,4%	3,0%	3,5%	2,0%	1,8%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%
Consumo público	3,8%	1,7%	1,8%	1,5%	1,6%	1,2%	1,0%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%
Formação Bruta de Capital Fixo	7,8%	3,3%	6,0%	4,2%	3,6%	3,8%	1,3%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%
Exportações	12,0%	17,2%	4,3%	3,1%	0,4%	1,4%	2,6%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%
Importações	12,3%	11,3%	2,3%	4,8%	4,3%	1,9%	2,4%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
IPC	0,9%	8,1%	5,3%	2,7%	2,2%	2,8%	2,3%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Taxa de desemprego	6,6%	6,1%	6,5%	6,5%	6,1%	5,9%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%

Fonte: Banco de Portugal

Tabela 10 - Evolução histórica e projetada dos principais indicadores macroeconómicos



Fonte: Eurostat

Figura 10 – Taxa média de variação anual móvel de 12 meses por setor (em %) na Zona Euro em dez-25

A taxa de inflação na zona Euro, tem evidenciado uma evolução, durante 2025, direcionando-se para o objetivo proposto pelo BCE. Notavelmente, em novembro de 2025, destaca-se uma queda nos preços no setor da energia, com

a inflação a fixar-se nos -0,6%, marcando uma mudança significativa em relação ao passado recente, onde o setor da energia, liderava em termos de crescimento inflacionário.

## 2.6 Conjuntura Regional

A área geográfica abrangida pelas licenças da Sonorgás caracteriza-se, de um modo geral, por uma estrutura socioeconómica marcada por baixa densidade populacional, envelhecimento demográfico e dinâmicas económicas heterogéneas, refletindo assimetrias regionais persistentes no interior e norte do território continental. Estes fatores estruturais condicionam de forma relevante a evolução da procura de energia e em particular, a dinâmica de crescimento dos consumos de gás.

Segundo o último relatório estatística do INE, referente ao ano de 2024, mais de 29,6% do é proveniente da atividade económica desenvolvida no Norte de Portugal. Esta região, é marcada por um forte setor industrial que se foca nas exportações de bens num espectro alargado de setores de atividade. Nesta região subsistem núcleos de atividade económica com maior dinamismo, associados sobretudo à agroindústria, à indústria transformadora de pequena e média dimensão, ao setor alimentar e a alguns serviços intensivos em energia. Nestes contextos, o gás continua a assumir um papel relevante enquanto vetor energético competitivo, flexível e com potencial de descarbonização progressiva, nomeadamente através da futura incorporação de gases de origem renovável. Não obstante, verifica-se uma assimetria relevante no contributo económico intrarregional, uma vez que as sub-regiões de Trás-os-Montes e do Douro apresentam um peso bastante mais reduzido na economia nacional, contribuindo apenas com cerca de 0,7% e 1,3% do PIB, respetivamente, onde o gás natural continua a desempenhar um papel relevante enquanto vetor energético de transição e com potencial de descarbonização.

Seguindo a tendência dos últimos anos, o número de empregos no Norte, na indústria e construção, tem aumentado, tendo em 2025 registado um aumento de 1,7%. Por sua vez, a nível nacional, registou-se um aumento de 3,2%.

Apesar de na região Norte as exportações apresentaram uma redução de -0,1% em 2025, é relevante notar que as exportações a nível nacional apresentaram um crescimento de 0,6% no mesmo período. Além disso, é importante realçar que as importações, apresentaram na região Norte, um crescimento

de 2,7%. Não obstante, um superavit de 6,6% foi obtido no período, refletindo uma balança comercial favorável para a região.

Na globalidade, o desemprego no Norte tem vindo a diminuir, tendo-se observado um aumento de 1,7% na população empregada em 2025, e por consequência, uma diminuição da taxa de desemprego para 6,3%. Pode-se ainda notar que a nível da remuneração, os dados mais recentes, que datam 2024, denotam que a região experienciou um crescimento de 9,5%, o que demonstra o dinamismo desta região. Em termos nacionais, a tendência também foi positiva, representando 10,1%. Em termos de turismo, o Norte prosseguiu na sua trajetória de expansão, sendo que os indicadores têm evoluído positivamente. Os estabelecimentos de alojamento, cresceram 6,2% em 2024. As dormidas, tiveram uma variação homóloga de 5,9%, no mesmo período. Não sendo o core da região Norte, é também bastante importante para a economia local, ser capaz de atrair turistas não só para os grandes aglomerados, como também para as regiões mais rurais.

Por último, o setor da construção, que previamente tinha vindo a ter uma diminuição pontual, não só a nível nacional, mas também na região norte, teve uma inversão da tendência, sendo que em 2024, se pôde observar um aumento no licenciamento de edifícios de 9,0% no Norte e 7,2% em Portugal face a 2023.

A conjuntura regional é igualmente influenciada pelo enquadramento das políticas públicas de coesão e desenvolvimento regional, em particular no âmbito do Portugal 2030 e do PRR, que preveem apoios significativos à modernização produtiva, eficiência energética e à descarbonização de processos industriais. Espera-se que estes instrumentos contribuam para a estabilização da procura e criação de condições favoráveis à manutenção das infraestruturas de gás existentes.

No contexto da transição energética, as regiões servidas pela Sonorgás apresentam ainda potencial relevante para a valorização de recursos endógenos, designadamente no domínio dos resíduos agrícolas, urbanos, pecuários e agroindustriais,

suscetíveis de suportar projetos de produção de biometano. A Região Norte concentra cerca de 27,7% da superfície nacional das principais culturas agrícolas, posicionando-se como a segunda maior região imediatamente após o Alentejo com 33,1%. A proximidade entre potenciais unidades de produção e a rede de distribuição constitui uma oportunidade para a integração progressiva de gases renováveis, reforçando o papel das infraestruturas de gás como ativos estratégicos ao serviço do desenvolvimento regional e da economia circular.

Estes efeitos, tornam ainda mais essencial o investimento apresentado neste documento, por forma a suprir as necessidades futuras e aumentar a competitividade das empresas da região a nordeste do país. O facto de existirem infraestruturas eficientes em termos de fornecimento de energia, nomeadamente de gás, tornarão estas empresas mais competitivas e sustentarão as bases para um crescimento saudável, que se torna central para o desenvolvimento não só da região, como do país como um todo. Ao amenizar as discrepâncias existentes entre o litoral e o interior, é esperado um impacto positivo que visa contrariar a desertificação da região, funcionando como atração de talento e população.



# 03 Caracterização das Infraestruturas de Distribuição de Gás

## 3.1 Áreas e Caracterização das Licenças

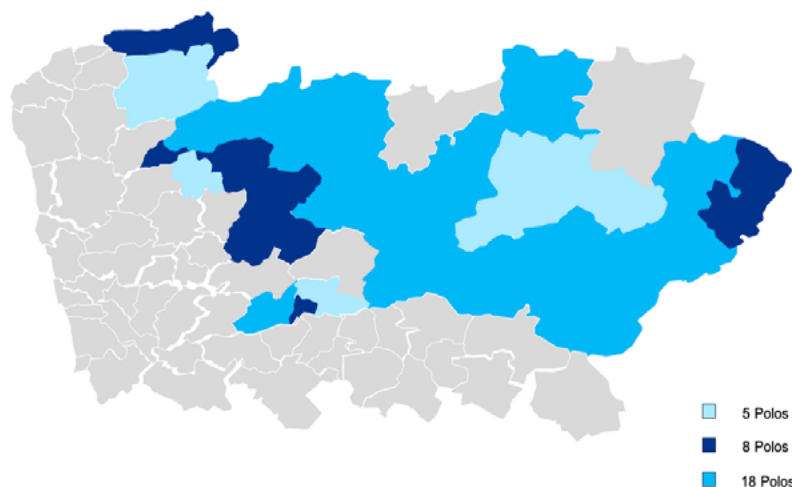
A Sonorgás é uma empresa detentora de licenças locais de distribuição de Gás nos seguintes polos de consumo:

- 1) Mirandela (N.º de Projeto: RSMI2801);
- 2) Macedo de Cavaleiros (N.º de Projeto: RSMC2801);
- 3) Arcos de Valdevez/Ponte da Barca (N.º de Projeto: RSA2801);
- 4) Póvoa de Lanhoso (N.º de Projeto: RSPV2801);
- 5) Peso da Régua/Santa Marta de Penaguião (N.º de Projeto: RSPR2801);
- 6) Alfândega da Fé (N.º de Projeto: RSAFE0114);
- 7) Carraceda de Ansiães (N.º de Projeto: RSCRZ0214);
- 8) Freixo de Espada à Cinta (N.º de Projeto: RSFEC0314);
- 9) Mogadouro (N.º de Projeto: RSMGD0514);
- 10) Torre de Moncorvo (N.º de Projeto: RSTDM0614);
- 11) Vila Flor (N.º de Projeto: RSVFL0714);
- 12) Vimioso (N.º de Projeto: RSVMS0814);
- 13) Vinhais (N.º de Projeto: RSVNH0914);
- 14) Terras de Bouro (N.º de Projeto: RSTBR1314);
- 15) Alijó (N.º de Projeto: RSALJ1514);
- 16) Boticas (N.º de Projeto: RSBTC1614);
- 17) Montalegre (N.º de Projeto: RSMTR1814);
- 18) Murça (N.º de Projeto: RSMUR1914);
- 19) Ribeira de Pena (N.º de Projeto: RSRPN2014);
- 20) Sabrosa (N.º de Projeto: RSSBS2114);
- 21) Valpaços (N.º de Projeto: RSVPC2214);
- 22) Vila Pouca de Aguiar (N.º de Projeto: RSVPA2314);
- 23) Baião (N.º de Projeto: RSBAO2414);
- 24) Amares (N.º de Projeto: RSAMR1014);
- 25) Cabeceiras de Basto (N.º de Projeto: RSCBC1114);
- 26) Celorico e Mondim de Basto (N.º de Projeto: RSCBTM-DB1214);
- 27) Vieira do Minho (N.º de Projeto: RSVRM1414);
- 28) Melgaço (N.º de Projeto: RSMLG2514);
- 29) Monção (N.º de Projeto: RSMNC2614);
- 30) Mesão Frio (N.º de Projeto: RSMFS1714);
- 31) Miranda do Douro (N.º de Projeto: RSMDR0414).

Na Figura seguinte, apresenta-se a dispersão geográfica das licenças, por antiguidade:

- a) 5 Polos, licenças atribuídas em 2004 e atualizadas em 2008;
- b) 18 Polos, licenças atribuídas em 2015;
- c) 8 Polos, licenças atribuídas em 2019.

Figura 11 - 31 Polos da Sonorgás (5+18+8)



As últimas 8 licenças foram atribuídas em 2019, encontrando-se todas em exploração desde 2024. A atribuição destas 8 novas licenças permitiu a expansão do Gás a 9 novos concelhos, beneficiando uma população total de cerca de 106 mil habitantes, conforme dados da Pordata de 2021. Contudo, o plano atual de infraestruturação, concentra-se nos centros urbanos, prevendo a chegada do Gás a cerca de 19 mil alojamentos. A estimativa, aponta para mais de 7 mil consumidores deste universo até ao final de 2031, co que representa uma taxa de penetração global nos 31 polos de atuação da Empresa de 26,8% em alojamentos familiares principais. Esta iniciativa, reflete o compromisso do Estado Português em expandir as redes de Gás para o interior norte de Portugal, materializando uma política pública crucial para a transição energética, para a equidade territorial e energética e constitui um contributo direto para a coesão regional.

A caracterização da área das licenças, merece uma contextualização mais profunda. Assim sendo, é fundamental mencionar que a Sonorgás, atualmente desenvolve a sua atividade de distribuição de Gás em todos os concelhos dos polos de consumo, integrados na área das licenças.

As características da área de operação das 31 licenças detidas pela Sonorgás, é sumarizada no quadro abaixo, apresentando indicadores chave, baseados tanto em informação demográfica do Pordata, como em dados operacionais da Sonorgás (com data de referência a dezembro de 2025).

Caracterização da área das licenças		
Categoria	Indicador	
Geral	Nº concelhos *	34
	Nº freguesias	529
	População *	353.560
	Área (km <sup>2</sup> )*	11.150
	Densidade Populacional por km <sup>2</sup> *	32
	Nº de alojamentos principais na zona infraestruturada <sup>1)</sup> [1]	64.389
	Nº de alojamentos principais nos Municípios <sup>1)</sup> [2]	140.704
Infraestrutura nas áreas das licenças	Rede secundária (km)	853
	Ramais (#)	19.177
	PAs ativos (#) [3]	32.869
	PAs ativos (#) / rede secundária (km)	39
	Taxa de penetração [A] = [3] / [1]	51,05%
	Taxa de penetração [B] = [3] / [2]	23,36%
	Freguesias abastecidas (#)	113
	Freguesias abastecidas / total de freguesias (%)	21,36%

\* Fonte: Pordata (2021)  
 1) Fonte: INE com base nos Censos 2021

Tabela 11 - Caracterização da área das licenças

É fundamental sublinhar que 140.704 alojamentos familiares principais nos 34 concelhos onde a Sonorgás opera, o atual plano de infraestruturização abrange apenas 64.389 alojamentos familiares principais até 2031, o que representa apenas cerca de 46% do universo. A decisão de concentrar o plano atual nos centros urbanos dos polos é consequente com esta realidade e com o princípio de sustentabilidade económica da infraestrutura. A extensão progressiva da infraestrutura aos restantes 76.315 alojamentos familiares principais constitui o horizonte de longo prazo da atividade, a executar em função do ritmo a que as condições de procura e de enquadramento regulatório o viabilizem.

Voltando aos indicadores-chave apresentados, é relevante destacar que a taxa de penetração tem vindo a

aumentar desde 2020. Este crescimento deve-se, em grande medida, ao compromisso da Sonorgás em compreender profundamente o território onde atua, à estreita colaboração com os municípios e a população, bem como ao desenvolvimento contínuo da infraestrutura. Esta abordagem estratégica, pondera não só os benefícios para a região, mas também o impacto positivo para o sistema, como um todo.

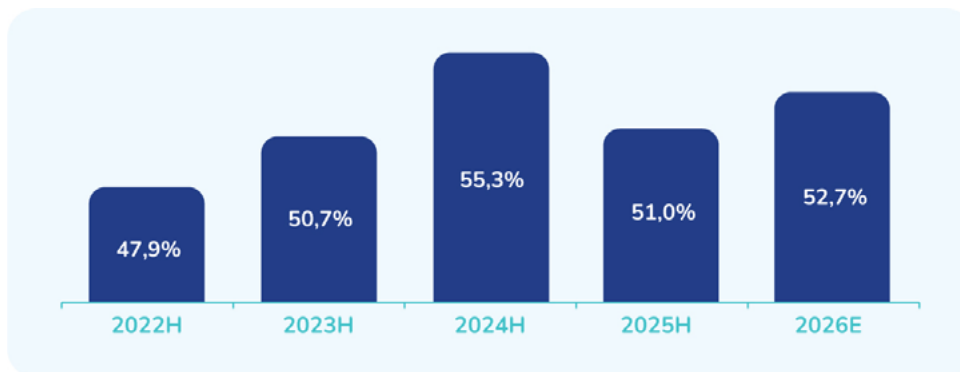


Figura 12 – Evolução da taxa de penetração nas zonas infraestruturadas

No entanto, esta taxa de penetração como um todo, ainda não é reveladora da realidade da Sonorgás, maioritariamente devido às 8 licenças atribuídas em 2019, cujo investimento mais significativo começou a ser

desenvolvido apenas desde 2021. Assim sendo, é expectável que nos próximos anos, a taxa de penetração venha a aumentar significativamente. De seguida apresenta-se a taxa de penetração atual dividida por maturidade de licença:

	PAs ativos [1]	Nº de alojamentos principais na zona infraestruturada [2]	Taxa penetração [1] / [2]	Nº alojamentos principais nos Municípios [3]	Taxa penetração [1] / [3]
5 polos	18.861	25.957	72,7%	44.289	42,6%
18 polos	9.291	18.982	48,9%	58.119	16,0%
8 polos	4.717	19.450	24,3%	38.296	12,3%
<b>Total</b>	<b>32.869</b>	<b>64.389</b>	<b>51,0%</b>	<b>140.704</b>	<b>23,4%</b>

Tabela 12 - Taxa de penetração por geração de licença

Nas zonas já infraestruturadas, a taxa de penetração média situa-se em 51,0%. A análise por geração de licença revela a trajetória esperável do indicador ao longo do ciclo de maturação: os 5 polos iniciais apresentam taxas superiores a 70%; os 18 polos de 2015 atingem atualmente 48,9%, em convergência para níveis comparáveis aos dos polos iniciais; os 8 polos de 2019, que iniciaram exploração apenas em 2024, registam 24,3% em fase precoce do seu ciclo de penetração. A leitura da taxa de penetração deve considerar esta trajetória de maturação, que torna informativo o valor relativo entre gerações de licenças e desaconselha comparações entre operadores com carteiras de licenças com perfis de maturidade distintos.

A taxa de penetração média na área total das licenças, considerando os alojamentos familiares principais existentes, é de 23,4% (data de referência 31 de dezembro de 2025), sendo assim superior à taxa de penetração do ano de 2023, apresentada no último PDIRD-G 2024 de 20,4%, calculada com base na totalidade dos alojamentos principais.

Como mencionado anteriormente, nos polos de consumo mais antigos, nomeadamente em Mirandela, Macedo de Cavaleiros, Arcos de Valdevez/Ponte da Barca, Póvoa de Lanhoso e Peso da Régua/Santa Marta de Penaguião, alcançaram-se taxas de penetração muito expressivas, situando-se entre os 58,3% e os 82,4%. Estes números, evidenciam a capacidade da Sonor-

gás em cumprir com os compromissos estabelecidos, tanto com o Estado Português, como com as comunidades destas regiões. Este compromisso, está alinhado com o atual projeto de expansão da rede de distribuição de Gás, conforme previsto no plano de investimento para o período 2027-2031.

Evidenciam também que os 5 polos, que apresentam taxas de penetração superiores a 70%, com uma base de clientes consolidada são precisamente os polos onde a integração de biometano de produção local apresenta maior potencial, por via da presença de consumo ancorado que minimiza os custos de evacuação para o produto.

No universo total de alojamentos familiares e nos polos de consumo licenciados mais recentemente, identificou-se uma margem significativa para crescimento, o que parece evidenciar uma necessidade de investimento na criação de novos pontos de abastecimento. Este esforço, visa proporcionar a estas comunidades, todos os benefícios associados ao Gás canalizado, contribuindo para a melhoria da qualidade de vida e para a promoção da equidade energética na região. O gráfico abaixo, apresenta a previsão da evolução das taxas de penetração nos alojamentos familiares infraestruturados.

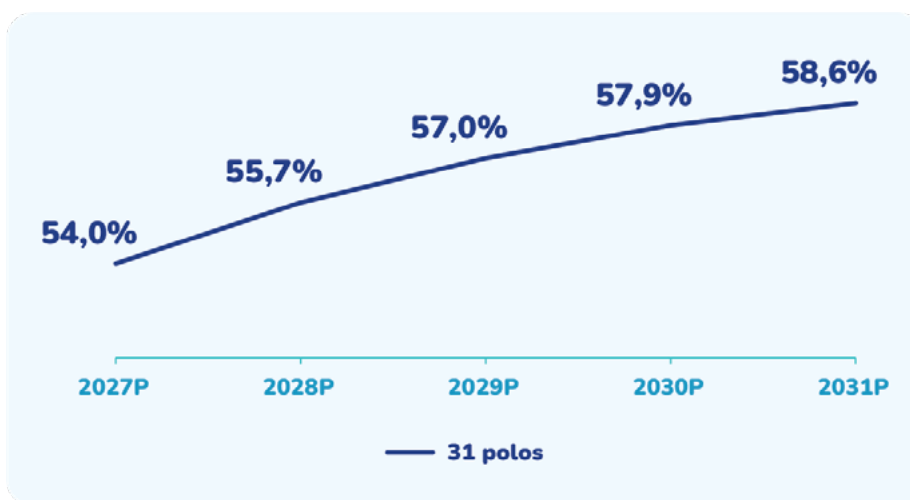


Figura 13 – Evolução da taxa de penetração nos alojamentos familiares infraestruturados

## 3.2 Caracterização das infraestruturas de Distribuição de Gás

A Sonorgás, é titular de 31 licenças para exploração locais de distribuição de Gás, (que representam 34 concelhos), a cada uma das quais corresponde, pelo menos, uma UAG. Em abril de 2026, data de entrega desta versão final do PDIRD-G, a empresa explora 40 UAG, geridas de forma integrada a partir de uma única plataforma técnica, de supervisão (SCADA), cadastral (SIG) e de piquete de emergência 24/7. Esta gestão integrada dos 31 polos é, em si mesma, uma forma de eficiência sistémica: a infraestrutura de plataforma é condição necessária para operar qualquer licença, seja uma ou a totalidade, e o seu custo marginal, quando diluído por múltiplas licenças, é estru-

turalmente inferior ao custo médio. O aumento da eficiência operacional, bem como da qualidade do serviço prestado aos consumidores, constitui um objetivo permanente da atividade da empresa. Para esse efeito, a Sonorgás mantém um foco contínuo na segurança e na fiabilidade da rede de distribuição de gás. Nesse âmbito, encontram-se implementados diversos processos destinados a assegurar, por um lado, a disponibilidade adequada de stocks de gás para distribuição nas suas infraestruturas e, por outro, a segurança física e a operacionalidade das mesmas. Estes processos são descritos de forma sumária nos pontos seguintes.

### 3.2.1.UAG

A segurança e operacionalidade da UAG, é assegurada por um quadro de controlo, que gere localmente os processos de abertura e fecho de válvulas, os arranques e paragens do gerador de emergência em caso de falha da rede elétrica, mantendo registo local dos dados para envio em caso de falha de comunicações. A integração com a plataforma de supervisão é feita via SCADA, com envio de telemetria em cadência curta e reencaminhamento imediato de alarmes críticos para os operadores de piquete, bem com o envio de alarmes críticos diretamente para o telemóvel do operador, via SMS. Possui ainda sistemas redundantes de comunicação por fibra ótica, 5G e satélite, e para fornecimento de energia elétrica, formados por um gerador a gasóleo e por uma UPS online. Estes sistemas são comuns a todas as UAG e operados a partir de uma

plataforma única de piquete 24/7, SCADA, SIG e competências técnicas, cujo custo de plataforma é diluído transversalmente pelas 31 licenças. Adicionalmente, 10 UAG já têm instalados UPAC FV (Unidades de Produção para Autoconsumo Foto Voltaicos). Completam o sistema de segurança das UAG:

- Monitorização online via SCADA;
- Manutenção preventiva com periodicidade mínima, quadrimestral;
- Ensaios periódicos legalmente previstos (Decreto-Lei n.º 131/2019 de 30 de agosto);
- Manutenção corretiva.

### 3.2.2.Stock de Armazenagem

A gestão integrada do stock de armazenagem é assegurada pelo Gestor Logístico de UAG (GLUAG), que opera em ligação direta ao sistema SCADA da Sonorgás e dispõe, em cada instante, dos níveis registados em cada uma das 40 UAG. Com a atualização em curso do SCADA, serão progressivamente disponibilizados também os valores de consumo em tempo real, habilitando um planeamento de cargas ainda mais granular por UAG do Sistema Nacional de Gás. A plataforma GLUAG-S-

CADA constitui, na atividade da Sonorgás, um ativo de âmbito sistémico: a sua arquitetura é dimensionada para gerir a totalidade das UAG sob gestão integrada e o seu custo estrutural é substancialmente independente do número de polos servidos, o que significa que a gestão unificada dos 31 polos sob uma única plataforma é, em si mesma, uma forma de eficiência sistémica do modelo Sonorgás.

### 3.2.3 Rede de distribuição de Gás

A segurança da rede de distribuição é garantida a vários níveis:

- Construção e certificação de todos os troços de acordo com a legislação vigente à data da construção;
- Odorização do Gás injetado na rede com uma correta concentração do THT (Portaria n.º 142/2011 de 6 de abril);
- Cadastro de todas as infraestruturas, bem como a gestão das mesmas através de sistema de informação geográfica;
- Monitorização da pressão ao longo da rede, através da colocação de transmissores de pressão em locais potencialmente

críticos (envio de SMS para o operador);

- Colocação de válvulas de corte de acordo com a legislação vigente;
- Verificação dos dispositivos de corte, acessibilidade e manobrabilidade, semestralmente;
- Pesquisa de fugas com recurso a uma viatura equipada com sistema de deteção de Gás com periodicidade inferior a cinco anos;
- Monitorização e manutenção da tubagem em aço, com periodicidade inferior a dois anos.

### 3.3 Dados Operacionais

Neste subcapítulo, apresenta-se a evolução histórica da rede de distribuição, dos pontos de abastecimento e da energia veiculada. O investimento realizado no cumprimento das linhas estratégicas de crescimento e densificação da rede de distribuição, permitiu atingir um crescimento acumulado da rede de distribuição de aproximadamente 34,4% entre 2022

e 2026, passando de cerca de 770 km no final de 2022 para 1.035 km previstos no final de 2026, um acréscimo de 265 km no período, equivalente a 25% do valor atual da rede. Este crescimento é o reflexo direto do plano de investimento executado, com impacto proporcional na capacidade de captação de novos pontos de abastecimento.

Rede secundária						
	u.m	2022H	2023H	2024H	2025H	2026E
Rede secundária acumulada	km	770	853	920	993	1.035
Crescimento (%)	%	6,6%	10,8%	7,9%	7,9%	4,2%

Tabela 13 - Rede secundária acumulada

O crescimento observado é consequência direta do plano de investimento executado nas 18 licenças de 2015, que implicaram a construção de raiz da rede de distribuição nos respetivos polos, e nas 8 licenças de 2019, em execução progressiva desde 2022. Num ciclo desta natureza, os indicadores unitários da rede (extensão por PA, PA por km, €/km) evoluem ao longo do tempo em função do grau de maturação de cada polo. A sua leitura informativa reside na trajetória entre gerações de licenças e ao longo do horizonte regulatório, e não no valor absoluto num determinado ponto no tempo.

O crescimento da infraestrutura, associado ao investimento realizado nas 18 licenças, permitiu uma expansão significativa do número de pontos de abastecimento (PA). Estimamos que, no período compreendido entre 2022 e 2026, sejam captados cerca de 6.840 PA líquidos de desligamentos. Este crescimento é maioritariamente impulsionado pelos consumidores de baixa pressão inferior, que representam 99,6% do aumento registado. Entre 2022 e 2025 foram angariados 5.752 novos PA, prevendo-se um acréscimo adicional de 1.088 PA em 2026.

Para o período em análise, seguem-se os pontos de abastecimento distribuídos por tipologia de segmento e tarifa:

Pontos de abastecimento acumulados						
	u.m	2022H	2023H	2024H	2025H	2026E
<b>Por segmento</b>						
Doméstico	#	26.018	27.486	29.957	31.433	32.495
Serviços	#	1.076	1.150	1.280	1.387	1.412
Indústria	#	23	44	50	49	50
<b>Por tarifa</b>						
BP <	#	26.939	28.521	31.121	32.670	33.752
BP >	#	178	158	165	198	204
MP	#	0	1	1	1	1
<b>Total de PA acumulados</b>		<b>27.117</b>	<b>28.680</b>	<b>31.287</b>	<b>32.869</b>	<b>33.957</b>
<b>Crescimento (%)</b>	%	<b>4,7%</b>	<b>5,8%</b>	<b>9,1%</b>	<b>5,1%</b>	<b>3,3%</b>

Nota: Variação de PA ativos.  
Os PA angariados até 2025 são líquidos com os PA desligados.

Tabela 14 - PA acumulados por segmento e por tarifa

Considerando os valores da tabela anterior, fica evidenciado que os consumidores domésticos, representam a larga maioria dos PA abastecidos pela Empresa. Contudo, importa desde já destacar o crescimento sustentado que os segmentos dos

serviços e da indústria têm vindo a registar. Esta dinâmica torna-se mais evidente quando analisada a angariação anual de pontos de abastecimento por segmento, conforme apresentado na tabela seguinte:

Pontos de abastecimento angariados						
	u.m	2022H	2023H	2024H	2025H	2026E
<b>Por segmento</b>						
Doméstico	#	1.167	1.468	2.471	1.476	1.328
Serviços	#	45	74	130	107	41
Indústria	#	-1	21	6	-1	1
<b>Por tarifa</b>						
BP <	#	1.207	1.582	2.600	1.549	1.363
BP >	#	5	-20	7	33	7
MP	#	-1	1	0	0	0
<b>Total de PA angariados</b>	#	<b>1.211</b>	<b>1.563</b>	<b>2.607</b>	<b>1.582</b>	<b>1.370</b>

Nota: Variação de PA ativos.  
Os PA angariados até 2025 são líquidos com os PA desligados.

Tabela 15 - PA angariados por segmento e por tarifa

A atividade da Sonorgás desenvolve-se em áreas do interior norte com densidade populacional estruturalmente reduzida (32 hab/km<sup>2</sup> na área total das licenças). Nestas condições, o rácio PA/km e outros indicadores unitários construídos sobre grandezas de escala produzem leituras intrinsecamente distintas das de operadores que servem tecidos urbanos densos ligados à RNTG.

A Sonorgás apresenta um rácio PA/km estável ao longo do período em análise, evidência de que o ritmo de captação de clientes acompanha consistentemente o ritmo de extensão da rede, e uma trajetória de densificação progressiva, expectável à medida que as licenças atingem maturidade. A eficiência da operação deve ser lida nesta trajetória e no enquadramento estrutural da área servida, mais do que no valor absoluto dos indicadores num ponto no tempo.

PA e Rede secundária						
	u.m	2022H	2023H	2024H	2025H	2026E
PA acumulados	#	27.117	28.680	31.287	32.869	33.957
Rede secundária acumulada	km	770	853	920	993	1.035
<b>PA acumulados/Rede acumulada</b>	<b>PA/ km</b>	<b>35</b>	<b>34</b>	<b>34</b>	<b>33</b>	<b>33</b>
PA ligados no período	#	1.211	1.563	2.607	1.582	1.088
Rede secundária do período	km	48	83	68	73	41
<b>PA ligados/Rede do período</b>	<b>PA/ km</b>	<b>25</b>	<b>19</b>	<b>39</b>	<b>22</b>	<b>26</b>

Nota: Base de PA Ativos

Tabela 16 - PA por km e PA ligados por rede do período

É ainda previsível que o indicador de PA/km melhore, assim que as licenças em exploração se tornem mais densificadas. Para assegurar a distribuição, os ramais são uma peça essencial do processo, permitindo que o Gás circule da rede para os

respetivos pontos de abastecimento, onde é entregue aos consumidores finais. No final de 2026, é estimado que o número de ramais executados e ligados ascenda a 901.

Ramais						
	u.m	2022H	2023H	2024H	2025H	2026E
Ramais	#	1.188	1.385	1.677	1.497	901

Nota: Inclui construção e aquisição de ramais.

Tabela 17 - Número de ramais executados e ligados por ano

A energia veiculada no período em análise, apresentou um crescimento médio anual de 5,4%, aumentando globalmente cerca de 27,7% entre 2022 e 2026. Apesar de se observar um decréscimo no número de ramais executados e ligados em 2025, e de se prever que esta tendência se mantenha em 2026, o número de PA aumentou consistentemente em todos os segmentos de consumo. De assinalar que, após o decréscimo verificado em 2023, associado ao contexto de forte instabilidade

geopolítica decorrente da invasão da Ucrânia e à subida do preço do gás para valores historicamente máximos, observou-se posteriormente uma trajetória de recuperação consistente.

Relativamente a 2025, em 2026 estima-se um crescimento no consumo em todos os segmentos: doméstico em 1,9%, serviços em 8,3% e indústria em 8,8%.

Energia veiculada						
MWh	u.m	2022H	2023H	2024H	2025H	2026E
<b>Por segmento</b>						
Doméstico	MWh	56.087	55.853	60.427	65.781	67.017
Serviços	MWh	71.328	73.061	82.940	95.675	103.623
Indústria	MWh	30.911	27.908	30.029	29.066	31.613
<b>Por tarifa</b>						
BP <	MWh	76.551	79.622	91.440	96.028	97.708
BP >	MWh	78.069	72.598	71.370	83.819	92.856
MP	MWh	3.706	4.603	10.586	10.676	11.689
<b>Total de energia veiculada</b>	<b>MWh</b>	<b>158.326</b>	<b>156.822</b>	<b>173.396</b>	<b>190.523</b>	<b>202.253</b>
<b>Crescimento (%)</b>	<b>%</b>	<b>1,4%</b>	<b>-0,9%</b>	<b>10,6%</b>	<b>9,9%</b>	<b>6,2%</b>

Tabela 18 - Energia por segmento (MWh)

A evolução dos consumos no período 2022-2026, em cada um dos níveis de tarifa faturados apresentou as seguintes variações:

- Na tarifa BP<, verifica-se um crescimento médio anual de 5,0% (21.157 MWh), assente, sobretudo na maior base de pontos de abastecimento (consumidores domésticos e prestadores de serviços de dimensão pequena);
- Na tarifa BP> + MP, verifica-se um crescimento médio anual de 6,0% (22.770 MWh), que diz respeito principalmente a prestadores de serviços de dimensão média e grande, nomeadamente escolas, equipamentos sociais e indústria.

### 3.4 Caracterização da Rede de Distribuição

A Sonorgás mantém cadastro georreferenciado detalhado da totalidade das suas redes de distribuição, suportado por sistema de informação geográfica corporativo (SIG). O SIG é um dos componentes da plataforma técnica que serve transversalmente as 31 licenças, permitindo a gestão unificada da in-

fraestrutura, o planeamento de investimento e a resposta operacional a ocorrências. As Figuras seguintes exemplificam a área abrangida pela rede em cada um dos 31 polos e o detalhe representativo de um troço.

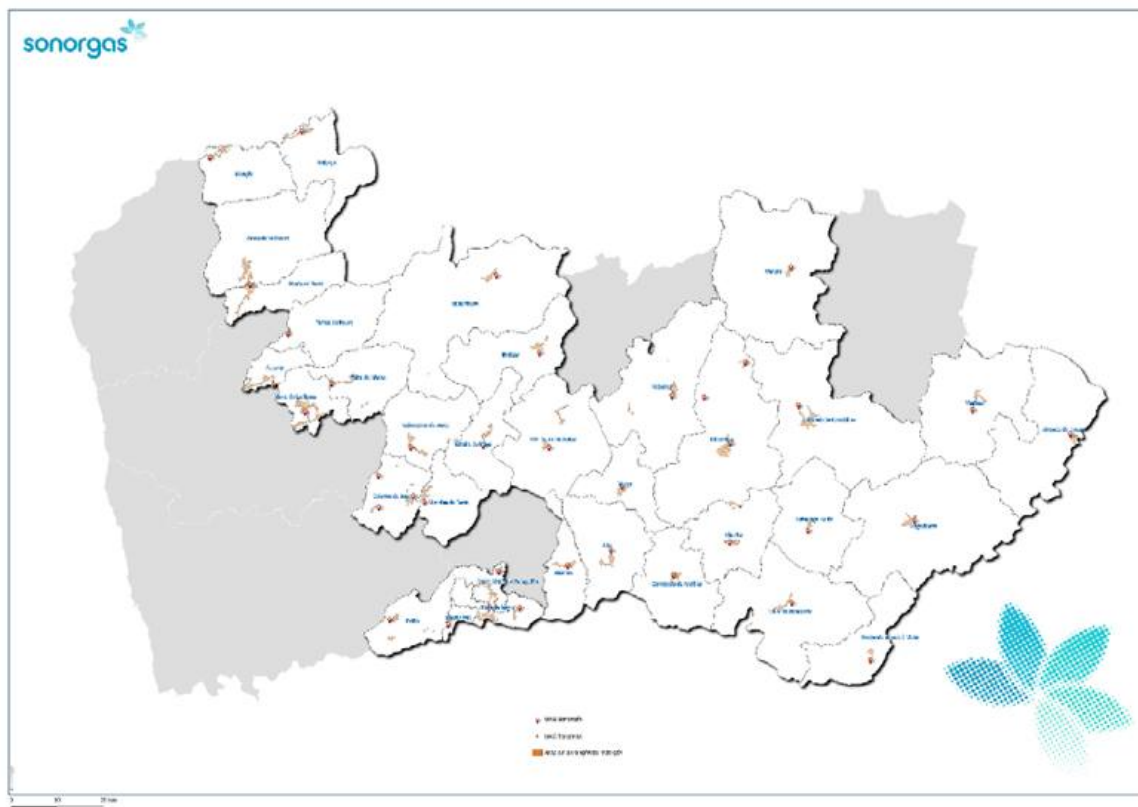


Figura 14 – Área de abrangência de rede de distribuição nos 31 polos

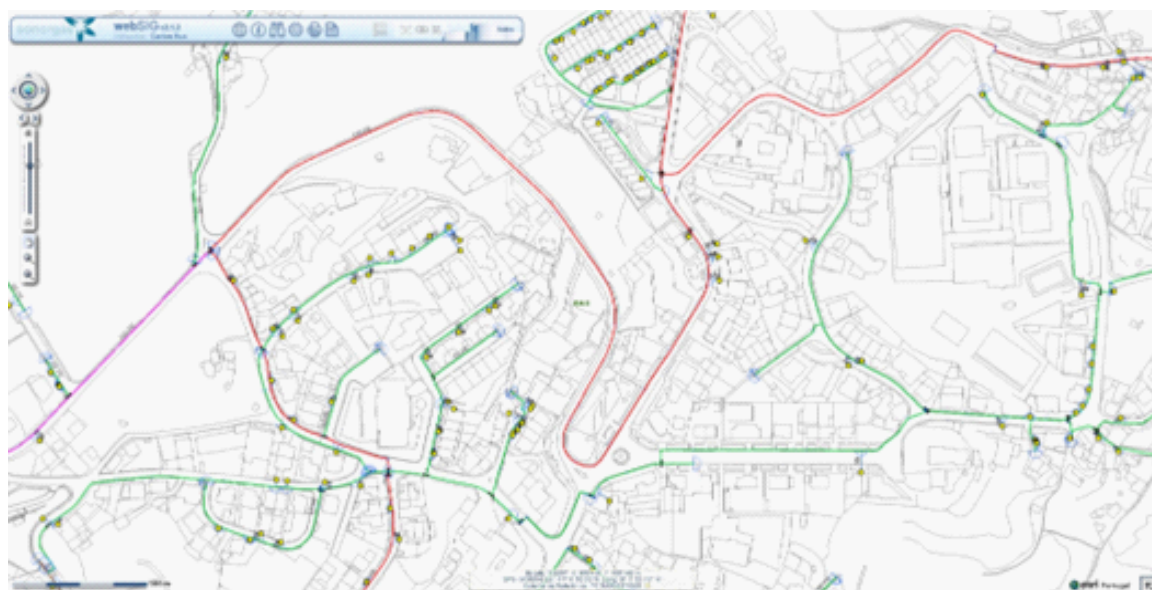


Figura 15 - Exemplo de rede de distribuição esquematizada

### 3.5 Investimento nos últimos anos – Caracterização

No período 2022–2026, o investimento dirigido às 8 licenças concedidas em 2019 ascendeu a aproximadamente 26 milhões de euros, representado uma parte muito significativa da totalidade do investimento, e refletindo a estratégia de densificação e desenvolvimento da infraestrutura nos concelhos da área licenciada.

A distribuição de Gás nesta área atinge não apenas alojamentos residenciais, mas também equipamentos coletivos e de interesse público, nomeadamente escolas, unidades de saúde, serviços municipais e serviços municipalizados responsáveis por piscinas municipais e outros pontos de consumo concentrado, com impacto direto na estrutura de consumo local. A infraestrutura instalada está tecnicamente preparada para receber gases renováveis, preservando a utilidade do investimento

no horizonte de longo prazo previsto no PNEC 2030 e no RNC 2050.

Importa referir que, no que ao investimento efetuado em clientes diz respeito, se pode verificar uma intensificação desde o ano 2022. Considerando a densidade atual da rede o número de investimento direto em clientes é esperado que continue alto durante 2026.

O desenvolvimento do negócio, bem como a sua operação, foi assegurado através de um plano de investimento rigoroso e efetivo que se resume no quadro seguinte:

Plano de Investimentos	31 Polos	Investimento Histórico						
		Descrição	u.m	2022H	2023H	2024H	2025H	2026E
<b>Detalhe financeiro</b>								
<b>Total de Investimento</b>	€ ' 000	10.174	11.642	10.787	14.423	8.600	55.626	
Contadores	€ '000	294	142	339	57	71	903	
Renovação de Contadores	€ '000	0	0	0	0	58	58	
<b>Total de Investimento Regulado</b>	€ ' 000	9.880	11.500	10.448	14.366	8.472	54.665	
Redes	€ '000	1.922	3.329	4.101	4.901	2.676	16.929	
Ramais	€ '000	338	300	405	575	387	2.005	
Conversões	€ '000	765	496	992	1.036	812	4.100	
Reconversões	€ '000	65	271	395	76	58	865	
Contadores	€ '000	294	142	339	57	71	903	
Redutores	€ '000	142	495	850	577	218	2.283	
UAG	€ '000	2.421	913	153	1.512	913	5.912	
Outros investimentos em infraestruturas	€ '000	139	157	0	0	352	648	
Aquisição de rede	€ '000	939	1.081	239	7	325	2.592	
Aquisição de ramais	€ '000	41	97	110	3	0	251	
Capitalização de Encargos de Estrutura	€ '000	353	415	514	660	1.046	2.987	
Outros investimentos	€ '000	2.482	2.986	2.528	3.146	1.311	12.452	
Melhoria, renovação e cumprimento de requisitos legais em UAG existentes	€ '000	273	960	162	1.872	433	3.699	

Nota: Para o detalhe do investimento por polo de consumo, vide anexos.

Tabela 19 - Evolução histórica detalhada do investimento

O investimento referente às 8 licenças atribuídas durante o ano de 2019, em 2025 e 2026, ascende a 3,8 milhões de euros e 4,4 milhões de euros, respetivamente. Este investimento, refere-se sobretudo a investimento no desenvolvimento da rede (4,7 milhões de euros) e construção de UAG (0,5 milhões de euros).

Adicionalmente, é importante referir que os montantes de investimento histórico até 2024 e respetiva desagregação das rubricas apresentadas se encontram à data de hoje reportados à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

### 3.6 Qualidade do serviço

A Sonorgás, enquanto Comercializadora de Último Recurso Retalhista (CURR) e enquanto Operador de Rede de Distribuição (ORD), apresenta anualmente um Relatório da Qualidade de Serviço, que corresponde à tradução da monitorização dos níveis de desempenho obtidos através da análise dos indicadores gerais e individuais e que descreve as ações promovidas internamente para o cumprimento do Regulamento de Qualidade de serviço (RQS) e dos mais elevados critérios de segurança.

Nos anos em análise, a Sonorgás monitorizou os indicadores definidos pelo Regulamento da Qualidade de Serviço, aprovado pelo Regulamento n.º 406/2021, de 12 de maio.

Para efeitos de cálculo dos indicadores de qualidade técnica e analisando apenas a continuidade de serviço (ocorrência de interrupções de fornecimento em número e duração), as classes de interrupção, são identificadas consoante as causas que lhe dão origem, conforme apresentado na tabela seguinte.

Classe		Causa
Não Controlável (NC)	Prevista (P)	Razões de Segurança Razões de Interesse Público
	Acidental (A)	Caso Fortuito ou de Força Maior
Controlável (C)	Prevista (P)	Razões de Serviço
	Acidental (A)	Outras causas, onde se incluem as avarias

Tabela 20 – Classes de interrupção

Conforme se pode observar nas tabelas seguintes, no decorrer dos anos de 2023 e 2024 não se registaram interrupções de fornecimento, nas redes de distribuição da empresa.

INDICADORES GERAIS		
Número médio de interrupções por cliente	Duração média das interrupções por cliente	Duração média das interrupções
0	0	0

Tabela 21 – Indicadores gerais de interrupções por cliente

## INDICADORES INDIVIDUAIS

	Interrupções previstas controláveis	Interrupções não controláveis	Interrupções acidentais controláveis
<b>Número de interrupções por cliente</b>	0	0	0
<b>Duração das interrupções</b>	0	0	0

Tabela 22 – Indicadores individuais de interrupções por cliente

Relativamente a indicadores gerais de qualidade de serviço de natureza comercial, importa referir aqueles que estão mais diretamente relacionados à rede de distribuição.

Na tabela seguinte, apresenta-se o número de situações de emergência, para os anos de 2023 e 2024. Em todas se cumpriu o tempo de resposta até 60 minutos, tendo-se assegurado o cumprimento do padrão regulamentado pela ERSE.

## Situações de emergência

	2023	2024
Nº de situações de emergência	39	42
N.º de Situações de emergência com tempo de resposta até 60 minutos	38	42
<b>Indicador ERSE = 85%</b>	<b>97%</b>	<b>100%</b>

Tabela 23 – Detalhe relativo a situações de emergência

Relativamente a indicadores individuais de qualidade de serviço de natureza comercial, importa igualmente destacar aqueles que estão mais diretamente relacionados com rede de distribuição, nomeadamente o serviço de assistência técnica e avarias.

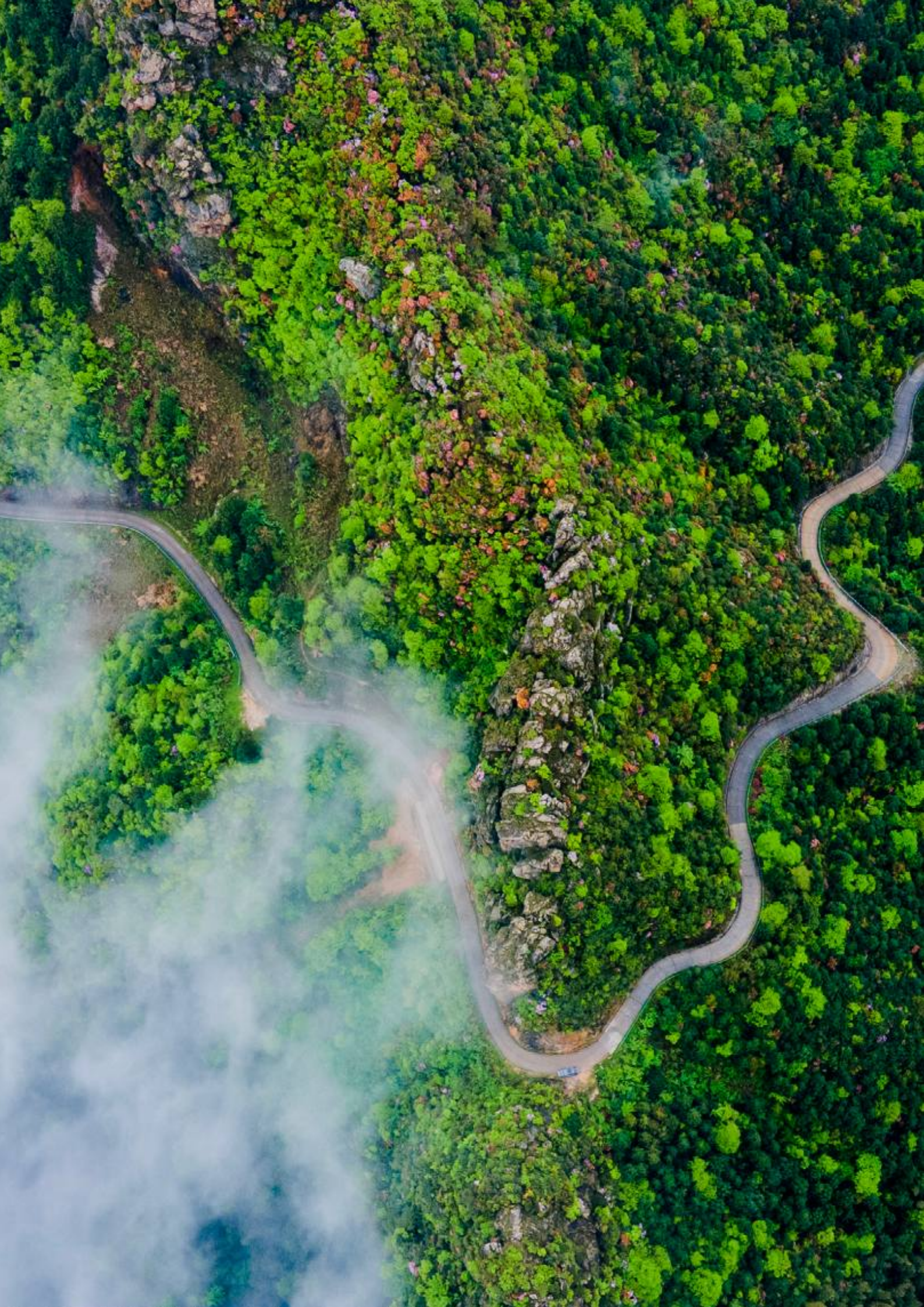
Na tabela infra, verifica-se que a Sonorgás cumpriu integralmente com os prazos previstos para os tempos de chegada, relativos a assistências técnicas, exceto nos casos em que os clientes solicitaram outros prazos de resposta.

Assistências técnicas		
	2023	2024
N.º de comunicações de avarias	1.657	1.667
N.º de deslocações para assistência técnica	147	114
N.º de assistências técnicas Clientes prioritários	1	2
N.º de assistências técnicas com tempo de chegada inferior a 2 horas	1	2
N.º de assistências técnicas com tempo de chegada superior a 2 horas	0	0
N.º de assistências técnicas Clientes não prioritários	146	112
N.º de assistências técnicas realizadas em tempo superior ao regulamentado a pedido expresso do cliente	131	100
N.º de assistências técnicas com tempo de chegada superior a 4 horas	0	8
N.º de assistências técnicas com tempo de chegada inferior ou igual a 4 horas	15	4

Tabela 24 - Detalhe relativo a assistências técnicas

O desempenho operacional descrito neste capítulo constitui o ponto de partida do plano de investimento 2027–2031. Os investimentos previstos pela Sonorgás para este período, têm sempre em consideração a manutenção e/ou dos níveis elevados de desempenho de qualidade de serviço, conforme demonstrado nos quadros anteriores, num contexto de cres-

cimento da infraestrutura (mais 245 km e 8 novas UAG até 2031), reforçando simultaneamente a capacidade para receber e veicular gases renováveis e cumprindo as obrigações emergentes em matéria de segurança, *compliance*, digitalização, cibersegurança e de monitorização de emissões.



# 04 Previsão para evolução dos pontos de abastecimento e volumes de gás veiculados

Ao longo deste capítulo, far-se-á a caracterização da evolução dos pontos de abastecimento e do volume de gás veiculado (valores em MWh), por segmento de mercado e por nível de tarifa, para o período 2027-2031.

As projeções de pontos de abastecimento e volumes de gás veiculado apresentadas neste capítulo foram elaboradas em articulação com as perspetivas de evolução da procura de gás publicadas pela DGEG no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás 2025-2040 (RMSA-G 2024), de abril de 2025. O RMSA-G 2024 projeta, para o Mercado Convencional nacional, que abrange os sectores da indústria, cogeração, residencial e terciário, uma trajetória de descida moderada no período 2024-2030, com o consumo a situar-se entre 27,1 TWh no cenário Inferior Conservador e 31,5 TWh no cenário Superior Ambição em 2030, face a 32,6 TWh em 2024. Para o Mercado de GNL, que tipicamente corresponde ao abastecimento das UAG e representa a componente do sistema nacional estruturalmente mais próxima da atividade da Sonorgás, o RMSA-G 2024 prevê estabilidade no horizonte até 2030, entre 2,0 e 2,3 TWh, tendo os pressupostos deste relatório incorporado as 32 novas UAG previstas pelos operadores de rede de distribuição no âmbito

dos respetivos PDIRD-G para o período 2025-2029. As previsões da Sonorgás enquadram se, assim, num referencial nacional devidamente validado pela entidade de monitorização do sistema. As opções metodológicas adotadas, designadamente a consideração de uma taxa de retenção de 97,5% para os segmentos doméstico e de serviços, bem como a definição de cenários de sensibilidade que incorporam o impacto potencial de programas de eletrificação apoiados por subsídios, foram calibradas de forma coerente com os pressupostos de poupança energética nos edifícios residenciais e terciários previstos na Estratégia de Longo Prazo para a Renovação de Edifícios 2050 (ELPRE 2050). Estes mesmos pressupostos são utilizados pelo RMSA G 2024 como referência na construção dos cenários de redução do consumo doméstico de gás.

Tendo em conta o anteriormente descrito, as projeções agora apresentadas enquadram-se no cenário central de ambição definido no RMSA-G 2024. Complementarmente, é realizada uma análise de sensibilidade, apresentada no final do presente capítulo, a qual evidencia a variação projetada no número de clientes finais e nos consumos, através da adaptação das projeções de saída de clientes aos cenários Superior e Conservador previstos nesse referencial.

## 4.1. Evolução do Price Cap e implicações para o sistema tarifário

A avaliação da eficiência económica da atividade de distribuição de gás exige, antes de mais, um enquadramento comparativo entre os operadores. A análise assenta em três indicadores de *Price Cap* de natureza analítica distinta: dois indicadores de escala (por ponto de abastecimento e por MWh distribuído), cujo valor absoluto reflete em primeira ordem a dimensão do denominador, e um indicador de eficiência infraestrutural (por quilómetro de rede), que mede o custo regulatório por unidade de rede instalada. Lidos em conjunto, estes indicadores revelam o perfil estrutural de cada operador e fundamentam a leitura dos resultados operacionais apresentados ao longo deste capítulo.

O *Price Cap* por PA e o *Price Cap* por MWh são, por construção, indicadores de escala: o seu valor depende em primeira ordem da dimensão do denominador (número de clientes servidos e volume distribuído), pelo que operadores com bases menores ou menos densas apresentam sistematicamente rácios mais elevados, independentemente do seu nível de eficiência operacional. O *Price Cap* por PA reflete a receita regulada por cliente servido, mas está estruturalmente condicionado pela densidade demográfica da área servida; o *Price Cap* por MWh reflete a receita regulada por unidade de energia distribuída, mas está estruturalmente condicionado pela tipologia de consumo de cada operador (o peso relativo de grandes consumidores face a consumidores domésticos e de serviços). Em qualquer dos casos, o valor absoluto do rácio reflete em primeira ordem características exógenas à eficiência do operador.

O *Price Cap* por quilómetro de rede, ao contrário dos dois anteriores, é um indicador de eficiência infraestrutural: mede o custo regulatório por unidade de rede instalada e, ao tomar a rede como denominador, neutraliza simultaneamente os efeitos de escala, densidade demográfica e tipologia de consumo que condicionam os dois primeiros indicadores. É, por isso, o único dos três indicadores que permite uma comparação genuinamente homogênea da eficiência operacional entre operadores com perfis estruturalmente distintos. Em qualquer um dos três indicadores, a leitura regulatoriamente significativa é a da trajetória temporal (a dinâmica de compressão ou expansão do rácio ao longo de uma série consistente) e não o valor absoluto num ponto no tempo.

Aplicando esta grelha de leitura à Sonorgás, a posição relativa da empresa varia de forma coerente com a natureza de cada indicador. Nos indicadores de escala, a Sonorgás apresenta o *Price Cap* por PA mais elevado entre os operadores licenciados ao longo do período 2017-2026, expressão direta da baixa densidade demográfica dos territórios servidos (32 hab/km<sup>2</sup>, com uma infraestrutura de 29,4 m de rede por ponto de abastecimento, face a 13,9 m/PA na média do setor, mais do dobro); no *Price Cap* por MWh, a Sonorgás não apresenta o indicador mais elevado, contudo refletindo ainda assim uma tipologia de consumo em que o peso relativo de grandes consumidores é distinto do observado noutros operadores. No indicador de eficiência infraestrutural (*Price Cap* por km de rede), que neutraliza os efeitos de escala, densidade e tipologia de consumo, a Sonorgás situa-se abaixo da média das empresas analisadas, evidenciando que o custo regulatório por unidade de rede instalada compara favoravelmente com o dos restantes operadores licenciados. A leitura conjunta dos três indicadores revela, portanto, que os valores elevados do *Price Cap* por PA são imputáveis a características estruturais da área servida e não a ineficiência operacional, conclusão corroborada pelo facto de uma vez considerado o efeito da rede instalada, a Sonorgás apresentar um nível de eficiência superior à média dos comparáveis.

A trajetória descendente do *Price Cap*/PA da Sonorgás ao longo do período, de 0,189 €/PA em 2017 para 0,151 €/PA em 2026, uma redução de 20,1%, demonstra que o diferencial de custo regulatório face à média das licenças não é estático: está em compressão consistente à medida que a base de clientes cresce e os custos fixos se diluem. Esta dinâmica é o argumento central de sustentabilidade económica da atividade da Sonorgás no horizonte do presente PDIRD-G: o investimento em expansão de rede não é apenas um compromisso de licença, mas o mecanismo principal de melhoria da eficiência da empresa, com benefício direto para o sistema tarifário.

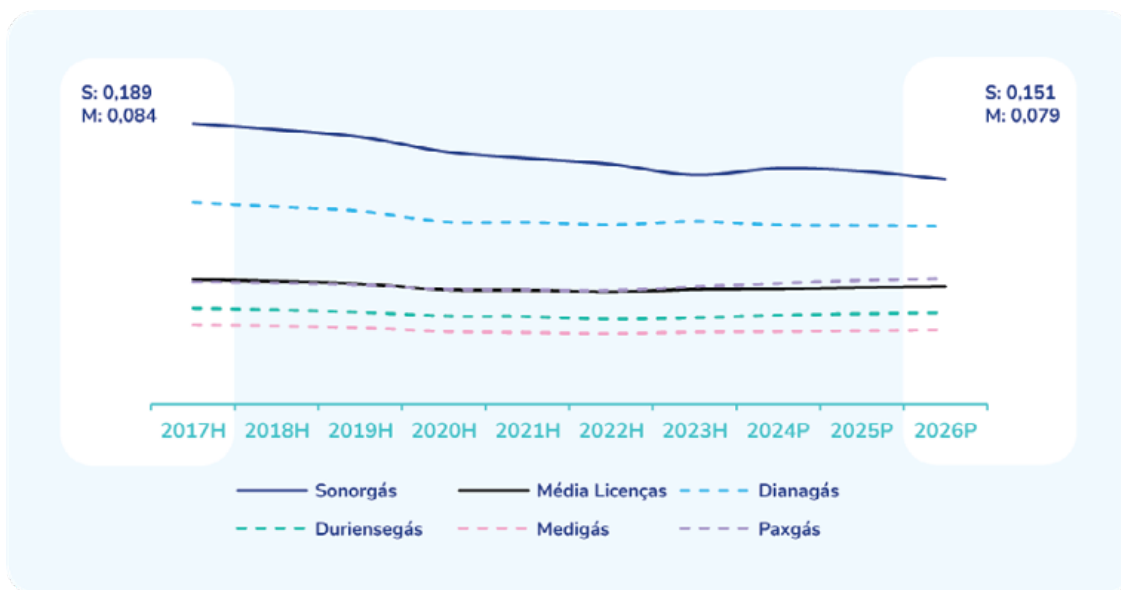


Figura 16 - Evolução temporal Price Cap/PA

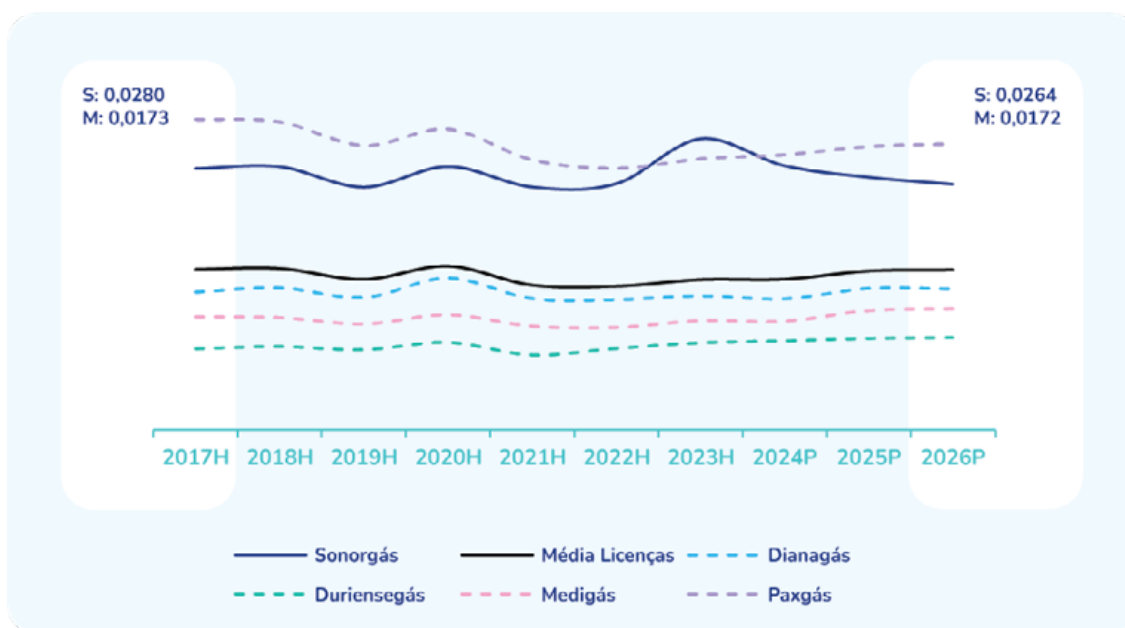


Figura 17 - Evolução temporal Price Cap/MWh

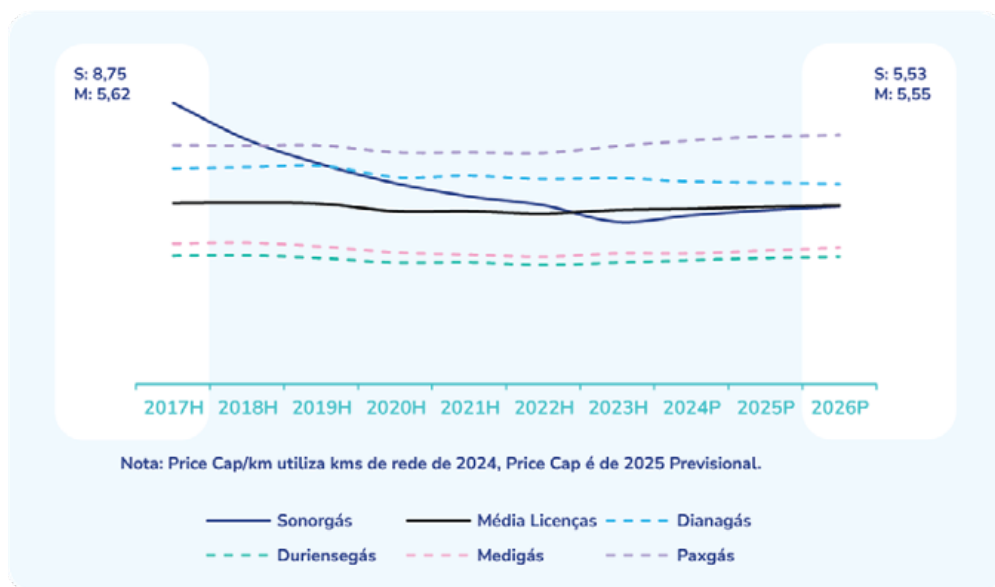


Figura 18 - Evolução temporal Price Cap/km de rede linear

Importa, contudo, reconhecer que, mesmo depurada dos efeitos de escala e de composição, a comparação entre operadores não esgota a leitura da realidade económica da atividade. Uma parte relevante dos custos associados à exploração de redes de distribuição de gás tem natureza estruturalmente fixa, abrangendo não apenas a infraestrutura de rede, mas também os sistemas de operação, informação, segurança e logística que sustentam o serviço, designadamente SCADA, piquete de emergência, cibersegurança e operação logística associada às UAG. Ainda assim, no caso da Sonorgás, a apreciação da eficiência e da racionalidade económica da operação não pode ser dissociada do contexto territorial em que a atividade se desenvolve, marcado por baixa densidade, dispersão geográfica e maior fragilidade socioeconómica, nem dos objetivos de coesão territorial e de continuidade de serviço que enquadram estas licenças. Neste contexto, a realidade operacional da Sonorgás distingue-se não apenas pela dimensão da rede explorada, mas também pela capacidade demonstrada para gerir, de forma integrada, uma operação descentralizada e tec-

nicamente exigente, assente numa multiplicidade de UAG e numa presença territorial alargada. A trajetória observada no período 2017-2026 reflete precisamente essa combinação entre crescimento da base de clientes, desenvolvimento da rede e consolidação progressiva do modelo operativo, traduzindo-se numa evolução favorável dos indicadores e numa progressiva transferência desses ganhos para o sistema tarifário.

Adicionalmente, é de notar que a comparabilidade da Sonorgás, que é o maior operador de UAG da península ibérica, operando atualmente 40 UAGs, com os restantes ORDs só pode ser alcançada considerando um ajuste ao seu Price Cap que faça refletir a diferença de custos incorridos com a operação e logística de UAG. Os gráficos seguintes apresentam os indicadores anteriormente apresentados, com o Price Cap da Sonorgás ajustados pelo valor gasto com a operação de UAG nos períodos em questão:

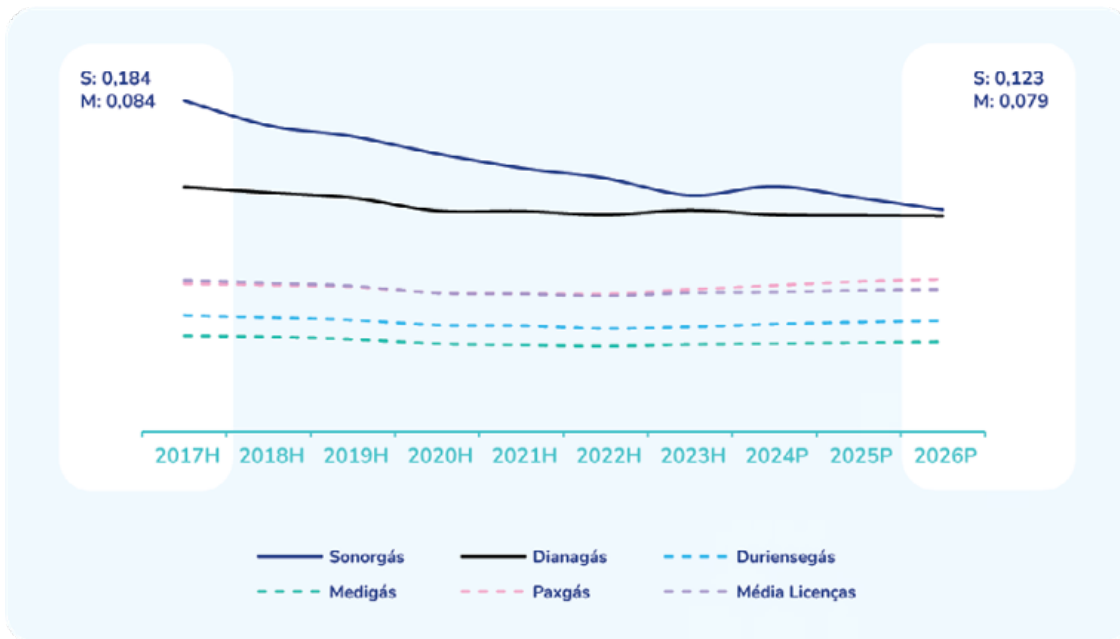


Figura 19 - Evolução temporal *Price Cap* ajustado/PA

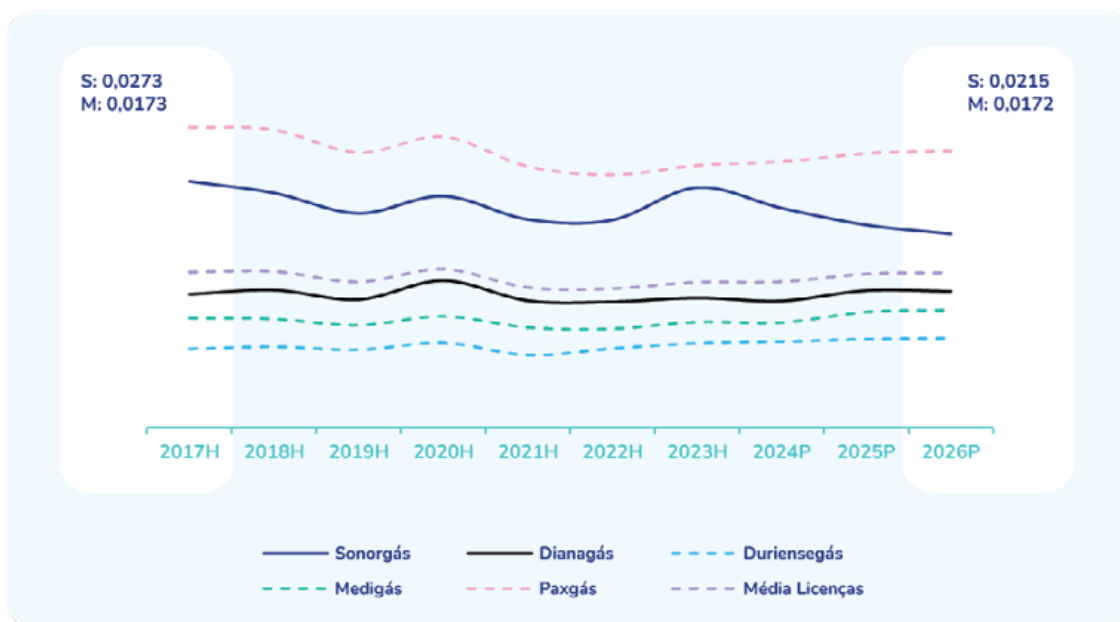


Figura 20 - Evolução temporal *Price Cap* ajustado/MWh

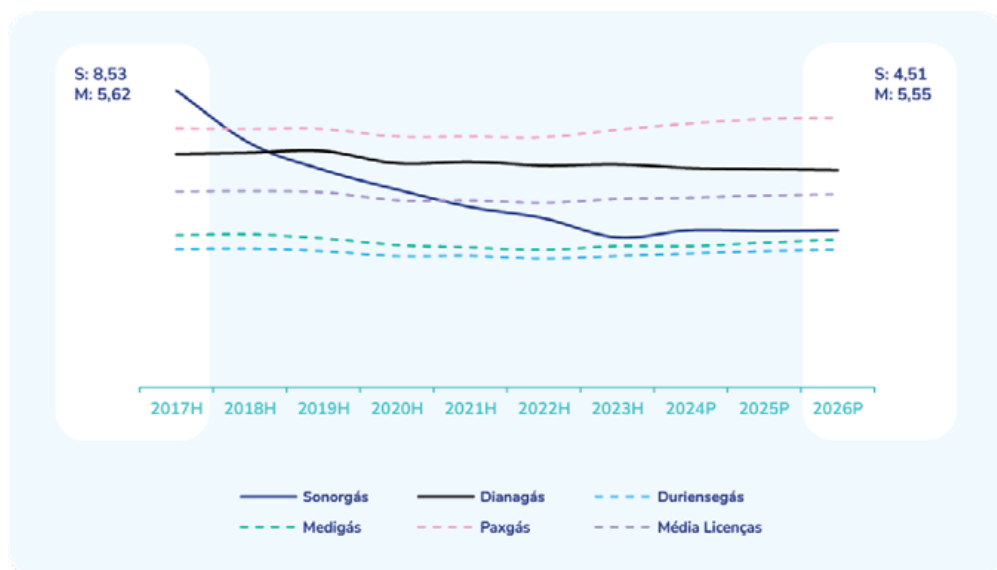


Figura 21 - Evolução temporal *Price Cap* ajustado/Km de rede linear

A evolução do *Price Cap* real atribuído pela ERSE para a operação das 31 licenças e do *Price Cap* calculado com base nos parâmetros de 2017 atualizados à taxa de inflação evidencia uma divergência. Esta divergência resulta da aplicação da metodologia de *Price Cap* definida pela ERSE, que resultou numa redução da receita regulada por cliente de -17,2% entre 2017 e 2026, apesar de uma inflação acumulada de 22,7%. Em 2026, esta diferença traduz-se numa poupança anual para o sistema de 2,5 Milhões de euros.

É expectável que esta tendência se acentue ao longo do horizonte temporal das licenças ampliando progressivamente. Estima-se que em 2031, esta diferença se traduza numa poupança anual de 4,1 Milhões de euros e numa poupança acumulada de aproximadamente 17,9 Milhões de euros, entre dezembro de 2027 e 2031.

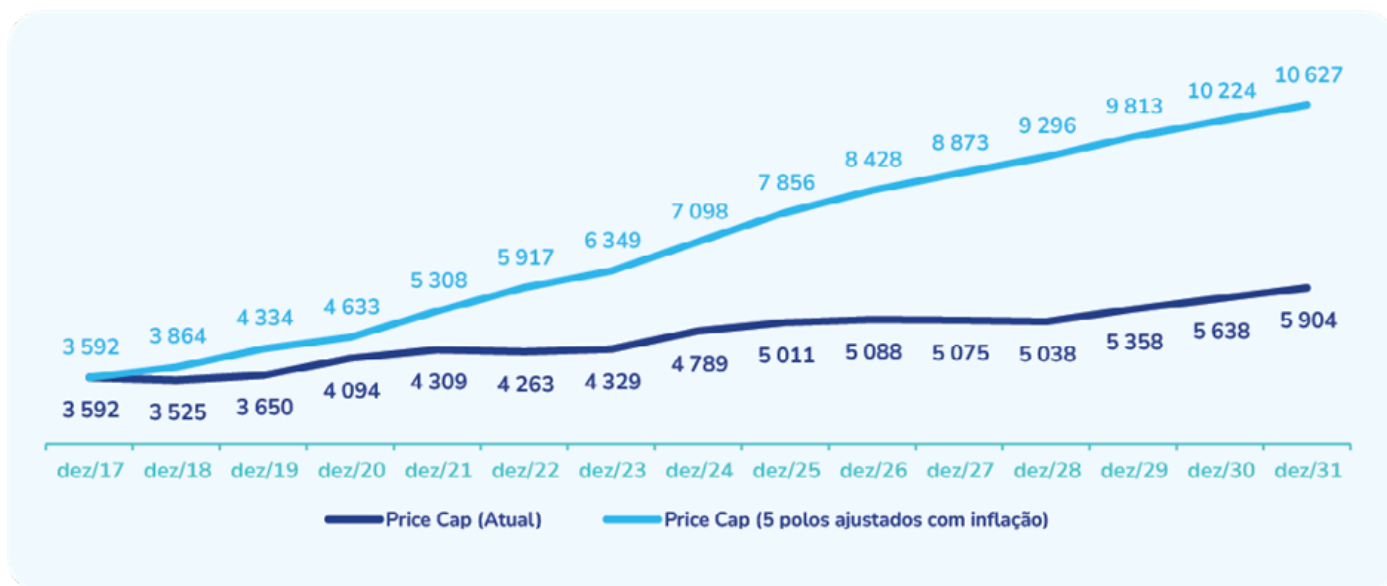


Figura 22 – Price Cap (Atual) vs Price Cap (5 polos ajustados com inflação)

A Figura 22 apresenta duas trajetórias complementares. A primeira corresponde ao Price Cap efetivamente atribuído pela ERSE à operação das 31 licenças, que evoluiu de 0,19 €/PA em 2017 para um valor estimado de 0,15 €/PA em 2031, refletindo a receita regulada por cliente. A segunda corresponde ao Price Cap hipotético caso os parâmetros de 2017 tivessem sido apenas atualizados à taxa de inflação (22,7% acumulada 2017-2026), traduzindo aquilo que seria a receita necessária para compensar o efeito do IPC. Os resultados obtidos evidenciam de forma clara a vantagem económica e operacional da exploração conjunta do atual portefólio de licenças, permitindo a materialização de ganhos de eficiência estruturais. Neste contexto, a continuidade da exploração integrada das 31 licenças revela-se consistente e racional, assegurando a preservação dos benefícios associados à gestão conjunta da operação e à capacidade já demonstrada para assegurar, de forma efi-

ciente e continuada, uma realidade operacional descentralizada, tecnicamente exigente e territorialmente dispersa. Deste modo, reforça-se e a sustentabilidade económica da operação no longo prazo e a manutenção das condições necessárias à prestação do serviço nestes territórios. Os resultados obtidos evidenciam de forma clara a vantagem económica e operacional da exploração conjunta do atual portefólio de licenças, permitindo a materialização de ganhos de eficiência estruturais. Adicionalmente, quando comparados os indicadores acima mencionados divididos por grupo de licenças e fazendo a distribuição proporcional da componente fixa do Price Cap em função do valor da componente variável calculada para cada grupo de licenças no respetivo ano, obtém-se que a tendência dos mesmos é convergir para a média da Empresa à medida que as licenças vão atingindo a maturidade, denotando evidentes sinergias da operação conjunta das 31 licenças.



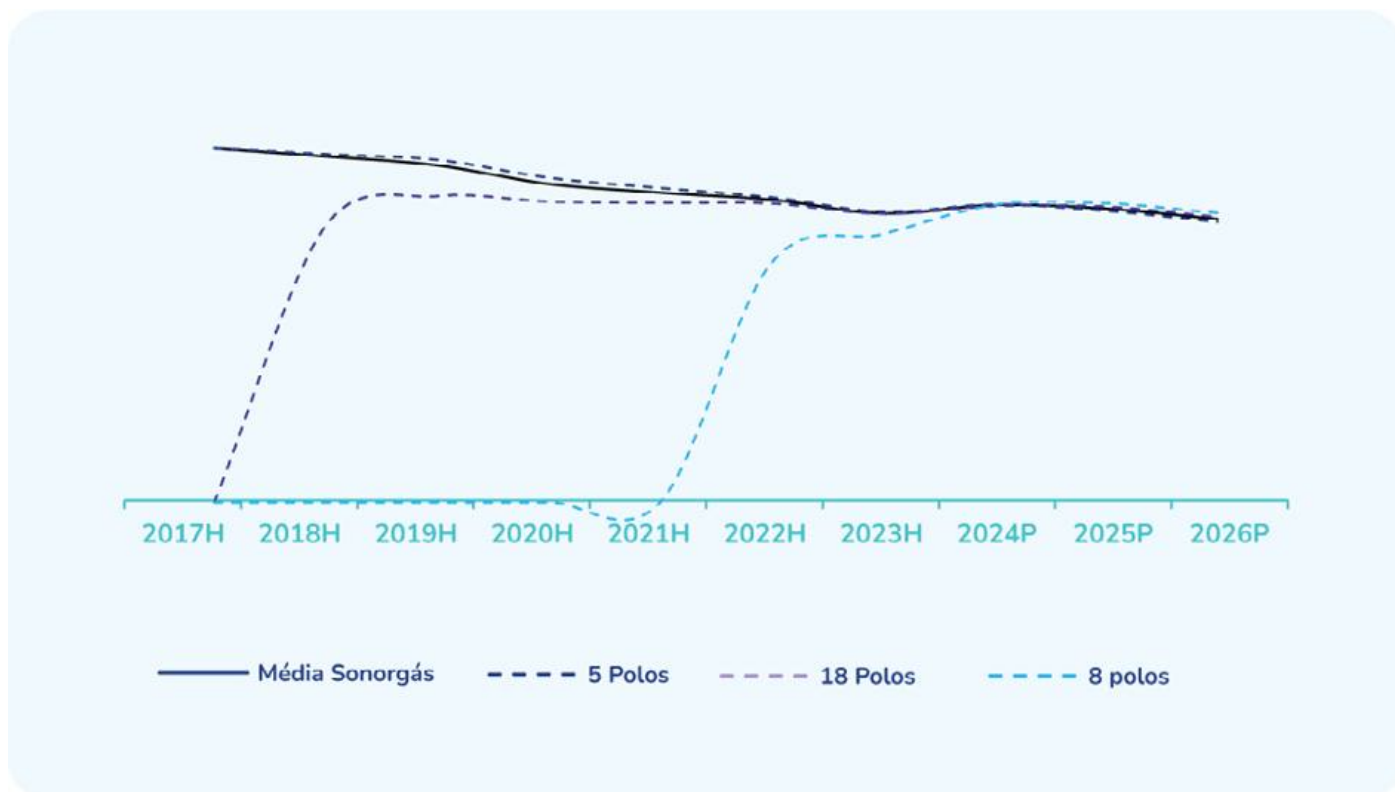


Figura 23 – Price-Cap/PA por Licença, (2017-2026)

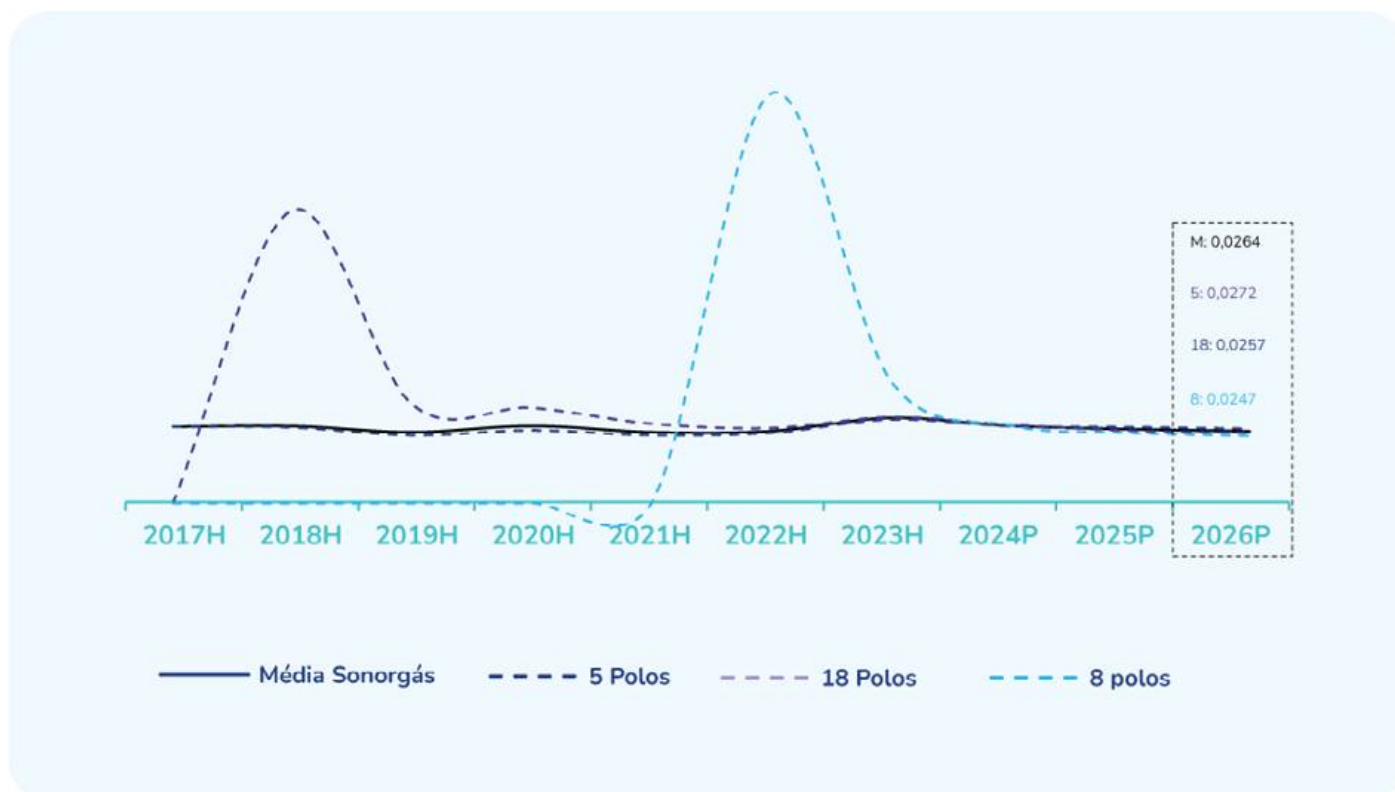


Figura 24 - Price-Cap/MWh por Licença, (2017-2026)

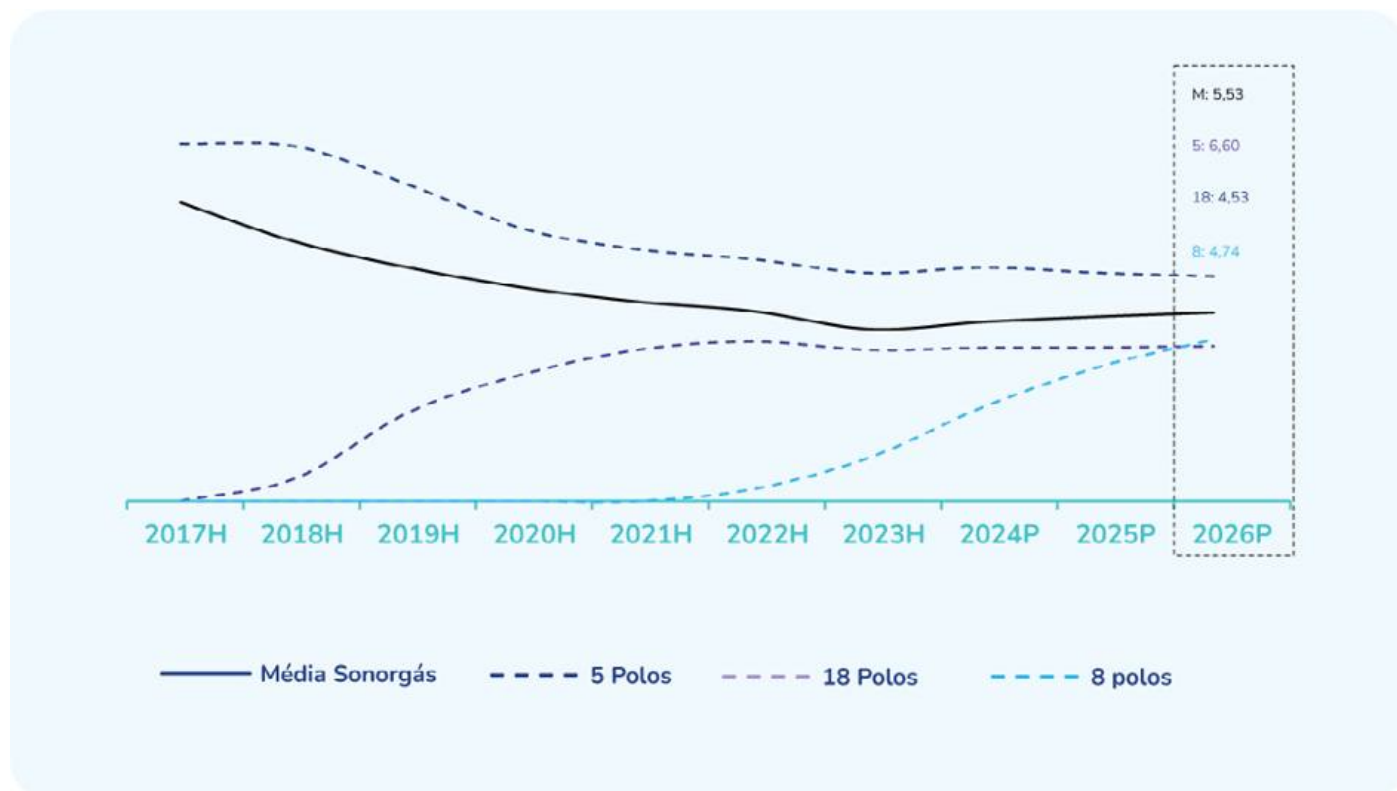


Figura 25 - Price-Cap/km linear de rede por Licença, (2017-2026)

Neste contexto, a continuidade da exploração integrada das 31 licenças revela-se consistente e racional, assegurando a preservação dos benefícios associados à gestão conjunta da operação e à capacidade já demonstrada para assegurar, de forma eficiente e continuada, uma realidade operacional descentralizada, tecnicamente exigente e territorialmente dispersa. Deste modo, reforça-se a sustentabilidade económica da operação no longo prazo e a manutenção das condições necessárias à prestação do serviço nestes territórios.

## 4.2. Previsão para evolução dos pontos de abastecimento

Para o período de 2027-2031, espera-se que o crescimento do número de novos pontos de abastecimento seja contínuo, em linha com o investimento previsto apresentado neste documento.

Na tabela seguinte, é possível analisar a evolução prevista para o número de pontos de abastecimento acumulados por segmento e por tarifa.

Pontos de abastecimento acumulados							
#	u.m	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	2027P-31P
<b>Por segmento</b>							
Doméstico	#	33.307	34.366	35.111	35.651	36.031	174.466
Serviços	#	1.412	1.462	1.521	1.579	1.604	7.578
Indústria	#	50	58	65	69	69	311
<b>Por tarifa</b>							
BP <	#	34.560	35.665	36.463	37.049	37.446	181.183
BP >	#	208	220	233	249	257	1.167
MP		1	1	1	1	1	5
<b>Total de PA acumulados</b>	<b>#</b>	<b>34.769</b>	<b>35.886</b>	<b>36.697</b>	<b>37.299</b>	<b>37.704</b>	<b>182.355</b>

Nota: PA Ativos

Tabela 25 – Previsão do número de PA acumulados por segmento e por tipo de tarifa.

Este PDIRD, estima um crescimento do número de pontos de abastecimento anual de 2,0% (CAGR2027-2031), sustentado essencialmente pelo desenvolvimento da rede de distribuição de Gás nos 18 polos atribuídos em 2015 e nos 8 novos polos de consumo atribuídos mais recentemente, em 2019. A evolução dos pontos de abastecimento, reflete o investimento apresentado para o período 2027-2031, o que permitirá atingir os 37.704 pontos de abastecimento no final de 2031. Tal como pode ser verificado, e em linha com os registos históricos, a

evolução dos pontos de abastecimento refletido no presente plano de investimento, será suportado essencialmente pelos consumidores de baixa pressão inferiores a 10.000m<sup>3</sup>.

A presente proposta, estima a captação de um total de 7.367 novos pontos de abastecimento entre 2027 e 2031, dos quais 6.991 (94,9%) irão corresponder aos consumidores do segmento domésticos e 355 (4,8%) aos serviços. Na tabela seguinte, é apresentado um resumo da distribuição dos pontos de abastecimentos angariados, para o período em análise:

Pontos de abastecimento angariados							
#	u.m	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	2027P-31P
<b>Por segmento</b>							
Doméstico	#	1.408	1.670	1.415	1.301	1.197	6.991
Serviços	#	25	81	88	96	65	355
Indústria	#	0	9	8	4	0	21
<b>Por tarifa</b>							
BP <	#	1.423	1.740	1.489	1.373	1.243	7.268
BP >	#	10	20	22	28	19	99
MP	#	0	0	0	0	0	0
<b>Total de PA angariados</b>	<b>#</b>	<b>1.433</b>	<b>1.760</b>	<b>1.511</b>	<b>1.401</b>	<b>1.262</b>	<b>7.367</b>
<b>PA Ativos</b>							

Tabela 26 - Previsão do número de PA por segmento e por tarifa

A angariação de novos pontos de abastecimento, é mais acen- tuada em 2028 e 2029, fruto do forte investimento no desen- volvimento da rede para os 8 polos. Perspetiva-se também que o investimento já realizado, bem como o previsto no plano, contribua para uma saturação gradual da rede, esperando-se que a evolução subsequente seja suportada pela contínua an- gariação de novos clientes.

Ao organizar a informação por data de atribuição das licenças, é possível observar a evolução da angariação anual, eviden- ciando assim os diferentes níveis de maturidade da rede asso- ciados a cada tipologia de licença.

Pontos de abastecimento angariados							
#	u.m	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	2027P-31P
5 polos	#	124	145	143	143	145	700
18 polos	#	378	572	350	369	317	1.986
8 polos	#	931	1.043	1.018	889	800	4.681
<b>Total de PA angariados</b>	<b>#</b>	<b>1.433</b>	<b>1.760</b>	<b>1.511</b>	<b>1.401</b>	<b>1.262</b>	<b>7.367</b>

Tabela 27 - Previsão de PA angariados por licença

Nos 5 polos, cuja atribuição da licença é mais antiga, é esperado que se angariem 700 novos pontos de abastecimento no período 2027-2031. Este nível de angariação está relacionado com uma maior maturidade da rede de distribuição nessas licenças, e consequentemente uma maior densificação da rede de distribuição. Póvoa de Lanhoso apresenta o maior número de pontos de abastecimento angariados (com 46,7% do total). Este ritmo de angariação, mais moderado do que o observado nos polos de maturidade mais recente, é a expressão natural do ciclo de vida de uma rede de distribuição de gás consolidada: com taxas de penetração média superior a 73% sobre os alojamentos infraestruturados (intervalo de 58,3% a 82,4% entre os 5 polos), o universo residual de captação é progressivamente mais restrito, sendo o crescimento expectável concentrado na densificação de novos empreendimentos imobiliários e na conversão de alojamentos antigos ainda não ligados à rede.

A data formal de término das 5 licenças iniciais está fixada para 1 de janeiro de 2028. O investimento previsto no presente plano para estes polos, concentrado em manutenção, densificação residual e adaptação para a receção futura de gases renováveis, assenta no pressuposto de continuidade da operação ao abrigo dos mecanismos previstos na legislação aplicável, assegurando a preservação dos elevados padrões operacionais construídos ao longo dos últimos 19 anos. Esta continuidade tem racionalidade económica clara: os 5 polos apresentam taxas de penetração superiores a 70%, com uma base de clientes consolidada que sustenta a recuperação dos custos fixos da infraestrutura, e são precisamente os polos onde a integração de biometano de produção local apresenta maior potencial, por via da presença de consumo ancorado que minimiza os custos de evacuação para o produtor.

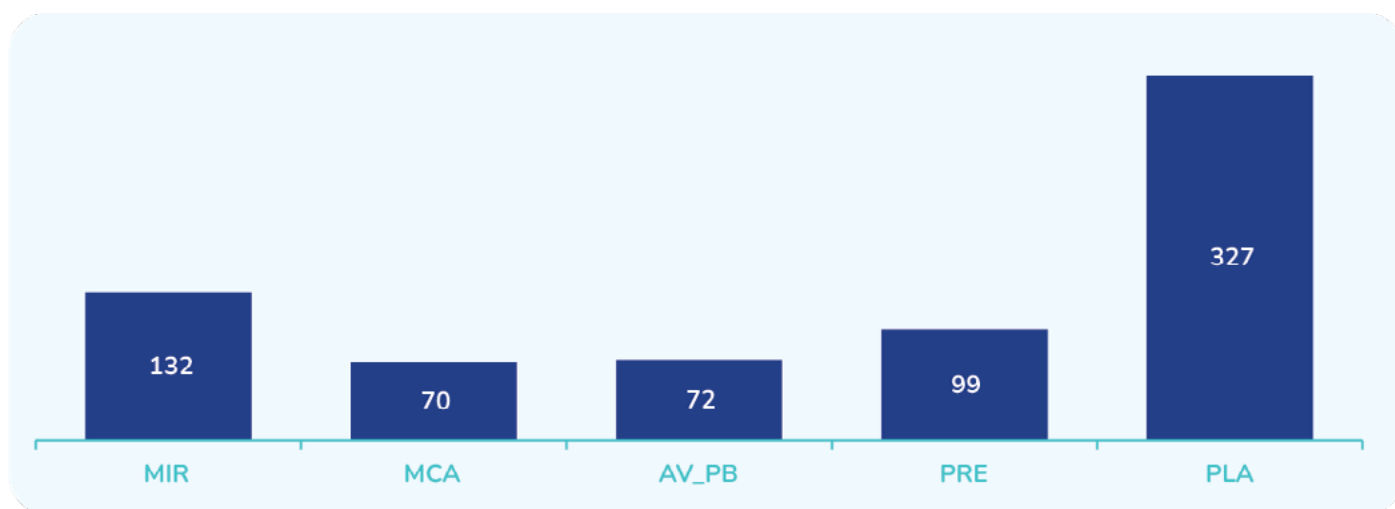


Figura 26 - Pontos de abastecimento angariados por polo (5 polos)

No que diz respeito às 18 licenças, atribuídas durante 2015, é estimado angariar 1.986 novos PA, líquidos de saídas entre 2027 e 2031. De sublinhar que nos polos de Baião, Vila Flor,

Vila Pouca de Aguiar e Valpaços é esperado que se atinja o maior peso de PA angariados, cerca de 14,8%, 14,0%, 14,0% e 13,3% respetivamente, do total de pontos de abastecimento.

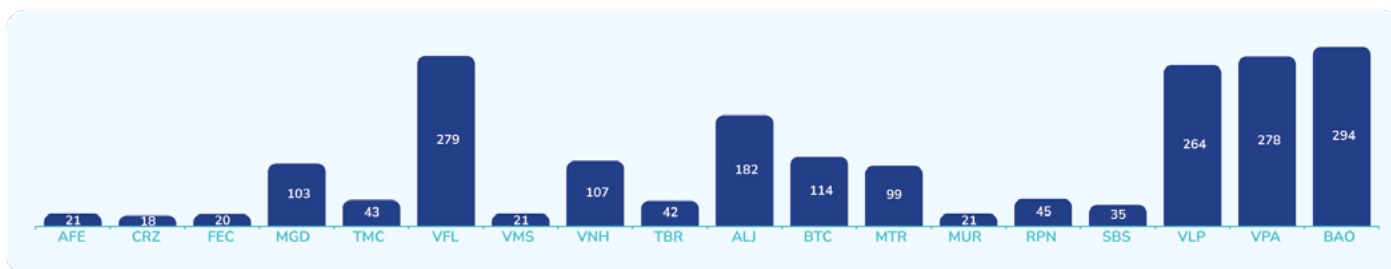


Figura 27 - Pontos de abastecimento angariados por polo (18 polos)

Por último, as 8 licenças atribuídas ao longo de 2019 são projetadas com um ritmo de angariação inferior ao observado historicamente, refletindo a sua evolução natural para uma fase mais estabilizada e incorporando, por isso, um ritmo de crescimento mais moderado.

De referir que nestas licenças, Amares é o polo onde é esperada uma maior angariação de consumidores, representando este cerca de 41,5% dos pontos de abastecimento previstos angariar nos 8 polos.

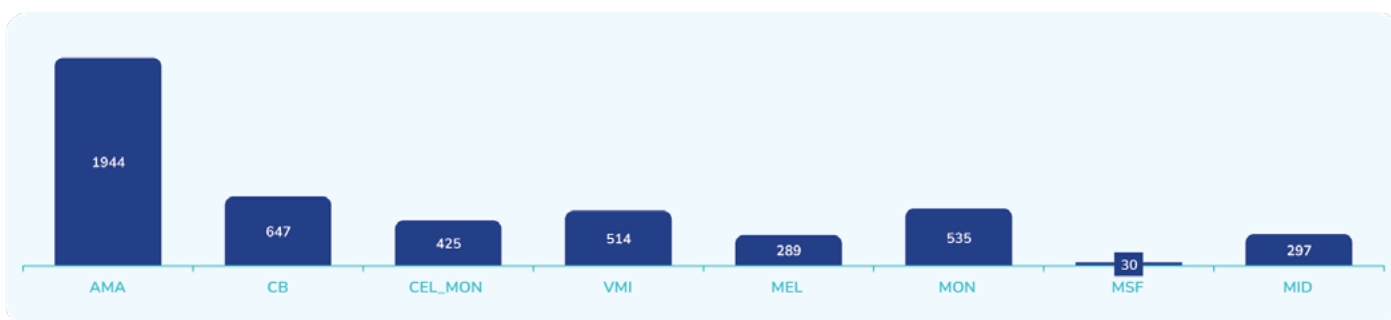


Figura 28 - Pontos de abastecimento angariados por polo (8 polos)

### 4.3. Taxa de penetração

O investimento, tem em conta novos pontos de abastecimento por via de construção de rede em novos concelhos, e o alargamento da malha e densificação da rede em concelhos já em exploração (ou seja, por ligação de pontos de abastecimentos em rede já existente).

Densificação da rede								
#	u.m	2025H	2026E	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P
CUIs activos	#	32.869	33.957	34.769	35.886	36.697	37.299	37.704
Alojamentos familiares dos CIE	#	140.704	140.704	140.704	140.704	140.704	140.704	140.704
Taxa de penetração (%)	%	23,4%	24,1%	24,7%	25,5%	26,1%	26,5%	26,8%
Alojamentos familiares	#	64.389	64.389	64.389	64.389	64.389	64.389	64.389
Taxa de penetração (%)	%	51,0%	52,7%	54,0%	55,7%	57,0%	57,9%	58,6%

Tabela 28 - Densificação da rede

Para 2031, estima-se que a taxa de penetração nos 31 polos de consumo, seja de 58,6% do total dos pontos de abastecimento na zona de influência da rede dos concelhos infraestruturados. A evolução da taxa de penetração para o período

de 2027 a 2031, é o reflexo do esforço que a Empresa já tem vindo a demonstrar no desenvolvimento da região onde atua.

### 4.4. Previsão para evolução do volume de gás veiculado

Para a elaboração das projecções do volume de gás a ser distribuído, foram considerados diversos fatores, dos quais alguns de natureza exógena, inerentes às próprias características de mercado ou especificidades regionais, nomeadamente:

- Evolução dos pontos de abastecimento ligados à rede – acréscimo de pontos de consumo, associados ao plano de investimento e redução dos pontos de consumo, por rescisão de contrato;
- Condições climatéricas – que influenciam o comportamento dos consumidores e consequentemente nos níveis médios de consumo de gás, nomeadamente no segmento doméstico;
- A saída de consumidores de gás do sistema – quer no segmento doméstico bem como no não-doméstico.

- A estrutura da tipologia de consumidores e respetivos consumos que varia conforme a intensidade residencial e do tecido industrial das áreas geográficas dos ORD;

- Perfil de consumo unitário por nível de tarifa – as projecções foram elaboradas, assumindo-se uma estabilidade nos perfis de consumo por nível de tarifa;

A combinação dos vários fatores, contribui para a observação de um comportamento relativamente estável dos consumos abastecidos pelas redes de distribuição.



um elevado potencial estratégico para a injeção local de biometano, dada a proximidade a centros de produção de resíduos orgânicos na Região Norte. Os projetos já identificados nestas áreas apresentam um potencial de substituição do consumo de gás natural superior a 75% face aos valores registados em

2025, transformando estas infraestruturas em vetores essenciais para a descarbonização descentralizada do território (conforme detalhado na tipologia de investimento em Descarbonização no Capítulo 5.1.2.3.).

#### 4.5. Suporte à evolução de pontos de abastecimento e volume de gás veiculado

O número de pontos de abastecimento e respetivos consumos ao longo do período projetado, teve por base as seguintes fontes de informação:

- Desenvolvimento natural das licenças com base em levantamentos individuais em cada região e também, tendo em conta o vasto conhecimento histórico desse mercado, onde a Sonorgás opera;
- Previsão com base no perfil das licenças e tendo em conta a capacidade de investimento da empresa;
- Conhecimento bastante aprofundado do setor e da área de atuação, permitindo analisar os estudos demográficos realizados e fazer as suas próprias diligências, para perceber melhor o potencial de cada região. Permite-lhe, por exemplo, analisar que clientes consomem mais do que 10.000 m<sup>3</sup> de energia, de forma a serem assinalados e incorporados nesta análise, permitindo aferir de forma mais precisa as necessidades de cada região;
- Manifestações de interesse, tanto por parte dos municípios como da população, em se ligarem à rede, têm estimulado significativamente a construção da rede de distribuição de gás. Estas manifestações de interesse, reforçam a importância e a urgência, de avançar com os projetos de infraestrutura.

É relevante salientar que, para os clientes Doméstico e de Serviços, em face das tendências emergentes de eletrificação, foi adotada uma taxa de retenção de cerca de 97,5% para clientes com consumos energéticos inferiores a 100.000 m<sup>3</sup>. Esta escolha,

baseia-se no histórico recente da empresa, assim como na normalização dos custos de energia e recente tendência, para transformação energética através da eletrificação, após a normalização dos custos de energia.

Por outro lado, para os consumidores de indústria e aqueles com consumos superiores a 100.000 m<sup>3</sup>, foi adotada uma retenção integral. Tal decisão, é justificada pela análise atual e previsional da conjuntura, que sugere que os preços do gás permanecem competitivos, tornando uma transição significativamente impactante para esses clientes. No entanto, devido à transição energética e à existência de outras soluções, as previsões de consumo para os clientes industriais com consumos superiores a 100.000 m<sup>3</sup>, refletem o desenvolvimento esperado, onde os clientes começam a adotar um regime de consumo híbrido, substituindo parcialmente o gás da rede por outras fontes de energia, para cumprir as metas de eficiência energética e de emissões, definidas pela atual política energética.

De notar que este é o cenário que serve de base para as previsões constantes do presente documento, o qual foi elaborado tendo em conta o cenário equivalente ao cenário central ambição do RMSA-G 2024. No entanto de seguida apresenta-se uma análise de sensibilidade dos clientes finais e consumos totais da empresa considerando um cenário em que a taxa de retenção dos clientes de escalão superior é de 100% (cenário superior) e um segundo em que foi considerada uma taxa de retenção de clientes com menos 1% face ao cenário central (cenário inferior):

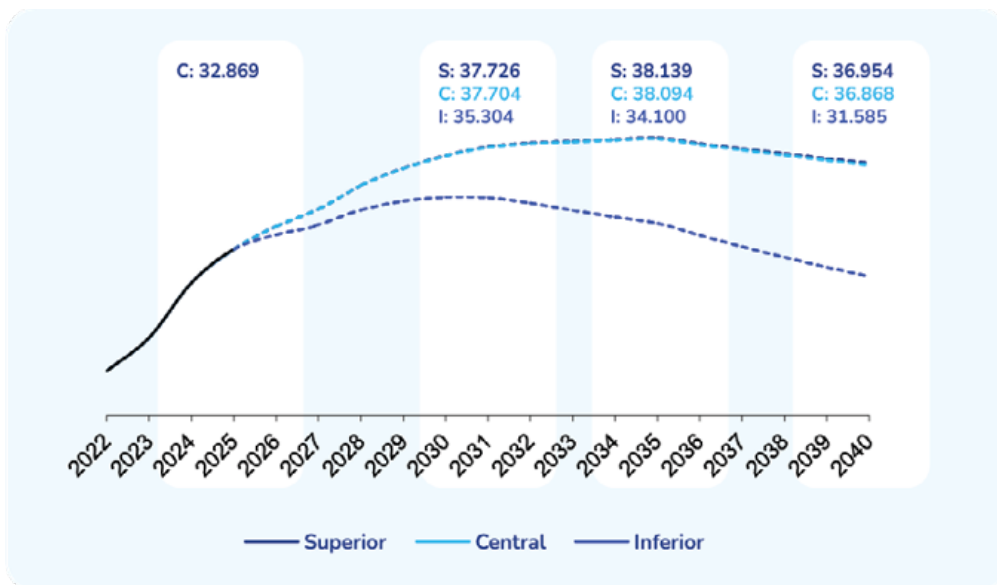


Figura 29 -Análise de sensibilidade em Clientes Finais

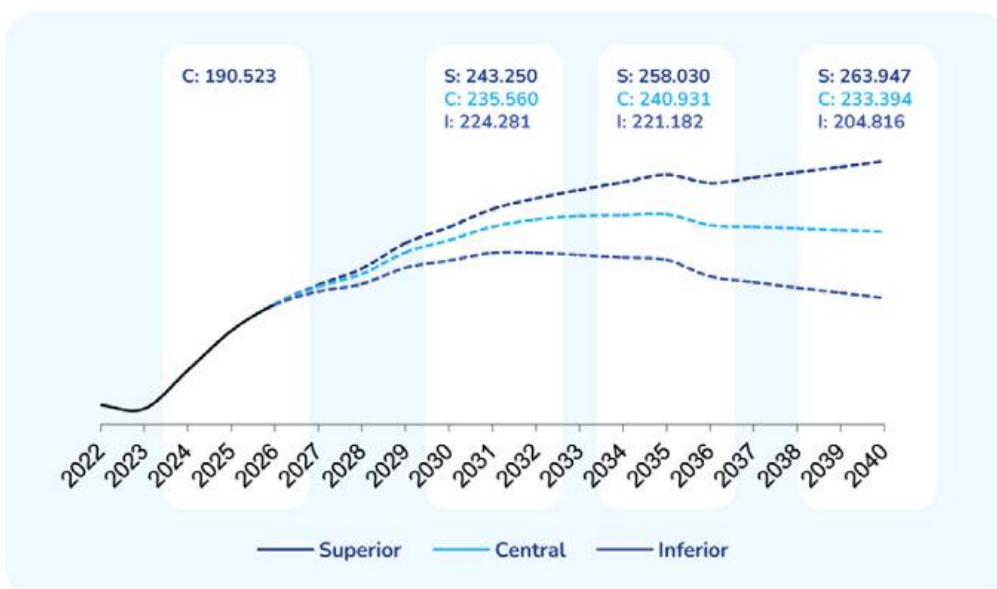


Figura 30 - Análise de sensibilidade em Consumos Totais

Os cenários apresentados, central, superior e inferior, delimitam o intervalo de resultados plausíveis para o período 2027-2031, considerando variações na taxa de retenção de clientes de - 1 % face ao pressuposto de 97,5% adotado no cenário base. Este intervalo foi construído de forma a incorporar explicitamente os riscos de substituição de equipamentos a gás por alternativas elétricas associados ao Programa E-Lar e ao Fundo Social para o Clima europeu, cujo horizonte de vigência coincide com o período do presente PDIRD-G.

No limite inferior do intervalo, cenário inferior, com retenção de 96,5%, projetam-se 35.304 pontos de abastecimento e 224.281 MWh de energia veiculada em 2031, o que corresponderia a uma erosão acumulada de aproximadamente 2.400 PA face ao cenário central. Importa contextualizar este intervalo à luz das perspetivas do RMSA-G 2024: o cenário Inferior Conservador deste relatório prevê para o sector residencial nacional uma poupança acumulada no consumo de gás de 558 GWh no período 2024-2030, equivalente a uma redução anual média de cerca de 93 GWh no consumo residencial nacional, distribuída por aproximadamente 1,5 milhões de clientes domésticos. Aplicando a proporção da

base de clientes da Sonorgás face ao total nacional (~2,2%), a exposição máxima imputável à Sonorgás por este efeito seria da ordem de 3 GWh/ano, um valor que o cenário inferior da empresa absorve confortavelmente, mantendo o plano de investimento sustentável em todos os cenários considerados.

Adicionalmente, a trajetória de crescimento da Sonorgás é estruturalmente diferente da trajetória nacional descendente: o aumento previsto entre 2026 e 2031 no cenário central decorre exclusivamente de angariação de novos pontos de abastecimento em polos de licença jovem, com taxas de penetração atuais de 24,3% nas licenças de 2019, e não de um aumento do consumo por cliente existente, que é precisamente o vetor sobre o qual o RMSA-G 2024 antecipa pressão descendente. As duas trajetórias são, por isso, metodologicamente compatíveis e mutuamente consistentes.

Quanto ao detalhe relativamente a clientes e consumos por tarifa e tipologia, os mesmos são detalhados nas figuras abaixo expostas para o cenário Central:

Clientes Finais						
	u.m.	2022	2025	2031	2035	2040
<b>Por Tipologia</b>						
Doméstico	#	26.018	31.433	36.031	36.390	35.207
Crescimento		n.a.	20,8%	14,6%	1,0%	-3,2%
Serviços	#	1.076	1.387	1.604	1.635	1.591
Crescimento		n.a.	28,9%	15,6%	2,0%	-2,7%
Indústria	#	23	49	69	69	69
Crescimento		n.a.	113,0%	40,8%	0,0%	0,0%
<b>Por Tarifa</b>						
BP <	#	26.939	32.670	37.446	37.834	36.611
Crescimento		n.a.	21,3%	14,6%	1,0%	-3,2%
BP >	#	178	198	257	259	256
Crescimento		n.a.	11,2%	29,8%	0,9%	-1,4%
MP	#	0	1	1	1	1
Crescimento		n.a.	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Total</b>		<b>27.117</b>	<b>32.869</b>	<b>37.704</b>	<b>38.094</b>	<b>36.868</b>

Tabela 31 - Clientes Finais por tipologia e tarifa (#)

Consumos						
	u.m.	2022	2025	2031	2035	2040
<b>Por Tipologia</b>						
Doméstico	MWh	56.087	65.781	73.194	73.355	70.477
Crescimento		n.a.	17,3%	11,3%	0,2%	-3,9%
Serviços	MWh	71.328	95.675	120.247	125.468	121.579
Crescimento		n.a.	34,1%	25,7%	4,3%	-3,1%
Indústria	MWh	30.911	29.066	42.119	42.107	41.339
Crescimento		n.a.	-6,0%	44,9%	0,0%	-1,8%
<b>Por Tarifa</b>						
BP <	MWh	76.551	96.028	108.417	109.276	105.239
Crescimento		n.a.	25,4%	12,9%	0,8%	-3,7%
BP >	MWh	78.069	83.819	115.454	119.965	116.466
Crescimento		n.a.	7,4%	37,7%	3,9%	-2,9%
MP	MWh	3.706	10.676	11.689	11.689	11.689
Crescimento		n.a.	188,1%	9,5%	0,0%	0,0%
<b>Total</b>		<b>158.326</b>	<b>190.523</b>	<b>235.561</b>	<b>240.931</b>	<b>233.394</b>

Tabela 32 - Consumos por tipologia e tarifa (MWh)

# 05 Plano de Investimento (2027-2031)

## Descrição da metodologia

A elaboração do plano de investimento para o período 2027-2031 assenta numa metodologia estruturada, que articula o enquadramento estratégico e regulatório do setor com a análise técnica da infraestrutura existente e as projeções de evolução da procura. O processo metodológico desenvolveu-se em quatro fases principais.

Em primeiro lugar, procedeu-se à análise das orientações decorrentes do quadro europeu e nacional de transição energética, designadamente a RED III, o PNEC 2030, o RNC 2050 e o Plano de Ação para o Biometano, em alinhamento com os princípios e objetivos estabelecidos na Lei n.º 98/2021, de 31 de dezembro, bem como com as diretrizes definidas no Despacho n.º 4725/2026, de 10 de abril. Esta análise integrou igualmente a avaliação da conjuntura macroeconómica e regional, tendo sido conduzida uma apreciação da sustentabilidade estratégica da infraestrutura de gás, considerando a competitividade energética, a segurança de abastecimento, a mitigação da pobreza energética e a coesão territorial dos municípios servidos.

Em segundo lugar, efetuou-se a caracterização técnica e operacional das infraestruturas de distribuição, incluindo o levantamento do estado das UAG, da rede de distribuição, dos dados operacionais e da qualidade de serviço, bem como a análise do investimento realizado nos últimos anos.

Em terceiro lugar, foram desenvolvidas as projeções de evolução dos pontos de abastecimento e dos volumes de gás veiculado, por segmento de mercado e nível tarifário, tendo em consideração

o contexto macroeconómico, as perspetivas de evolução do setor e os dados históricos internos da Sonorgás.

Por último, com base nos inputs das fases anteriores, o plano de investimento foi estruturado segundo cinco tipologias: i) Conformidade e segurança do abastecimento; ii) Descarbonização do Sistema Nacional de Gás; iii) Desenvolvimento e expansão de rede; iv) Digitalização; e v) Contadores não elegíveis para a base de ativos regulados, em alinhamento com os mais recentes despachos, pareceres e diretrizes do Concedente e do Regulador.

Os critérios de planeamento adotados pela Sonorgás atendem à evolução do mercado, ao potencial de consumo das novas edificações, à densidade populacional das áreas servidas e ao objetivo de garantir a sustentabilidade económica da atividade regulada. Este processo é realizado em estreita colaboração com as autarquias locais, promovendo o desenvolvimento sustentável das regiões e contribuindo para a fixação das populações.

O plano de investimento aqui apresentado materializa, na esfera operacional, os objetivos estratégicos detalhados no Capítulo 2, com particular atenção à manutenção da qualidade de serviço, segurança e continuidade, à preparação da rede para a integração de gases renováveis, e ao contributo para a competitividade energética dos territórios servidos.

## Licenças em operação

Os polos em operação, encontram-se ilustrados na figura abaixo:



Figura 32 - Licenças por data de atribuição (2008-2019)

Na figura apresentada, encontram-se contempladas 5 licenças atribuídas durante o ano de 2008, as 18 licenças atribuídas durante o ano de 2015, e as 8 novas licenças atribuídas durante o ano de 2019.

## Tipologias de Investimento

O plano de investimento para o período 2027-2031, organiza-se segundo cinco tipologias, identificadas em função da sua natureza, finalidade e enquadramento regulatório:

- 1) Conformidade e segurança do abastecimento;
- 2) Descarbonização do Sistema Nacional de Gás
- 3) Desenvolvimento e expansão de rede;
- 4) Digitalização;
- 5) Contadores não elegíveis para a base de ativos regulada.

Os subcapítulos seguintes detalham o investimento por projeto e por polo. Apresenta-se, de seguida, o enquadramento de cada tipologia no contexto da infraestrutura e da estratégia da Sonorgás:

- Conformidade, segurança e continuidade do abastecimento – Nesta rubrica enquadram-se os investimentos indispensáveis à conservação, modernização e renovação da infraestrutura existente, assegurando níveis adequados de qualidade de serviço, segurança e fiabilidade. Incluem-se anelagens e reestruturações de redes, renovação de rede e ramais, reforços de resiliência, substituição de ativos, intervenções nas UAG existentes e investimento em infraestrutura de cibersegurança, este último em resposta às obrigações decorrentes da transposição da Diretiva (UE) 2022/2555 (NIS 2), que classifica os operadores de distribuição de gás como entidades essenciais sujeitas a requisitos reforçados de gestão de risco, governança de cibersegurança e notificação de incidentes. No contexto da Sonorgás, estes investimentos assumem particular relevância face à elevada dispersão territorial e ao número significativo de UAG em operação, cuja manutenção e monitorização, incluindo via SCADA, exige intervenções regulares de reforço técnico e operacional. Integra-se igualmente nesta rubrica o investimento na resiliência das comunicações e nos sis-

temas de *backup* energético das UAG (geradores, UPS e estabilizadores de tensão) indispensáveis para assegurar a continuidade da operação e da aquisição de dados críticos em cenários de falha da rede elétrica. A caracterização detalhada destas necessidades consta do Capítulo 3. O historial de zero interrupções de fornecimento em 2023 e 2024 ou o historial de respostas rápidas a situações de emergência (97% em menos de 60 minutos em 2023 e 100% em 2024), demonstram a eficácia desta abordagem e reforçam a prioridade de investimento contínuo na resiliência operacional da rede.

- **Descarbonização do Sistema Nacional de Gás** – Esta rubrica abrange os investimentos destinados à adaptação da infraestrutura para a integração progressiva de gases renováveis na rede de distribuição. Incluem-se a monitorização contínua da qualidade da mistura de gases (*smart gas tracking*), a substituição de equipamentos para compatibilidade com misturas de gases renováveis e as ligações a produtores de gases de origem renovável. A abordagem da Sonorgás nesta matéria é prudente, faseada e condicionada à maturidade dos projetos de produção, conforme enquadrado pela análise do Plano de Ação para o Biometano e do quadro regulatório europeu (Capítulo 2), privilegiando a adaptação de infraestruturas existentes, designadamente sistemas de medição, monitorização da qualidade do gás e controlo operacional, em detrimento de investimentos estruturais não suportados por necessidades comprovadas.

- **Desenvolvimento e expansão de rede** – Esta rubrica enquadra os investimentos que conduzam, direta ou indiretamente, à criação de novos pontos de consumo ou ao aumento da base ativa de consumidores. Incluem-se a construção de rede secundária, novas UAG, postos de regulação e medição (PRM) e de regulação de pressão (PRP), ramais, redutores e infraestruturas de clientes (conversões e reconversões). Cada investimento de expansão é sustentado por fundamentação técnica e económica que evidencia a sua necessidade face às alternativas disponíveis, numa lógica de complementaridade entre segmentos: a densificação da base de consumidores domésticos e de serviços contribui para a diluição tarifária, tornando a rede competitiva para o segmento industrial, cujos volumes de consumo sustentam, por sua vez, a viabilidade da injeção de gases renováveis. A estratégia de desenvolvimento da Sonorgás apoia-se nas projeções de pontos de

abastecimento e volumes por segmento tarifário (Capítulo 4), no conhecimento aprofundado das áreas de licença e nas manifestações de interesse das autarquias, serviços, indústria e da população, assegurando uma expansão seletiva e economicamente fundamentada.

- **Digitalização** — Esta categoria enquadra os investimentos dirigidos à modernização digital dos processos de suporte à atividade regulada. Incluem-se redes de comunicação, sistemas de informação, plataformas de gestão da rede e plataformas para manutenção de ativos, com destaque para a evolução do conceito *Smart Gas Grid*. Numa operação com a dispersão territorial e o número de licenças da Sonorgás (31 licenças), a digitalização constitui um fator determinante de eficiência organizacional e operacional, viabilizando que as plataformas e sistemas transversais sirvam simultaneamente o conjunto dos polos, e permitindo melhorar a capacidade de planeamento, a rastreabilidade da informação e a transparência perante o regulador, contribuindo para o reforço da qualidade, integração e utilização dos dados associados à operação e ao reporte regulatório.

- **Contadores não elegíveis para a base de ativos regulada** — Esta rubrica inclui o investimento associado a contadores, abrangendo tanto a substituição de contadores existentes em cumprimento das obrigações metrológicas legais, bem como a instalação de novos contadores associados a novos consumidores. Trata-se de investimento recorrente e diretamente proporcional à evolução da base de pontos de abastecimento projetada no Capítulo 4.

## 5.1 Investimento total

O investimento a realizar durante o período de 2027-2031, diretamente alocado aos polos de consumo ascenderá a aproximadamente 56,1 milhões de Euros, e irá ser repartido da seguinte forma:

19,2 milhões de Euros para construção e aquisição de rede, o que irá permitir efetuar um aumento da rede de distribuição de GN da Sonorgás em aproximadamente 244,9 km;

2,7 milhões de Euros para a construção de UAG, o que se irá traduzir na construção de 8 novas UAG e na aquisição da UAG de Urjais, já em operação pela Empresa;

2,8 milhões de Euros para a construção e aquisição de 6.053 novos ramais;

4,8 milhões de Euros em novas conversões e reconversões;

1,9 milhões de Euros em redutores e PRMs, que permitirão ligar 7.367 novos pontos de abastecimento;

Associados ainda à construção de rede secundária e instalações de gás estará a capitalização de encargos de estrutura, bem como outros investimentos em infraestruturas, nomeadamente engenharia, que durante o período de 2027-2031 irão atingir um montante de aproximadamente 5,6 milhões de Euros e 2,0 milhões de Euros, respetivamente.

Adicionalmente, o valor de investimento total contempla investimentos associados ao eficiente funcionamento da Empresa, assim como à realização e execução dos projetos mencionados. Para o período de 2027-2031, estes investimentos desagregam-se da seguinte forma:

7,4 milhões de Euros, em outros Investimentos em Conformidade. Este montante está associado a todas as infraestruturas que apesar de não estarem diretamente ligadas a um polo de consumo em específico, apresentam uma importância fulcral para o funcionamento eficiente e seguro de toda a atividade de distribuição de gás;

3,7 milhões de Euros, em investimento nos projetos de gases renováveis e descarbonização da rede;

5,0 milhões de Euros, em investimento relacionados com digitalização;

0,9 milhões de Euros, em investimento relacionado com contadores e renovação de contadores.

O plano de investimento para o período 2027-2031, é impactado pelo fator inflação que foi considerado nos custos unitários (vide capítulo 5.2.)

Plano de Investimentos		31 Polos	PDIRD-G 2026				
Descrição	u.m	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	2027P-31P
<b>Detalhe Financeiro</b>							
Total de Investimento	€'000	8.303	14.929	12.076	10.634	10.125	56.067
Conformidade e segurança do abastecimento	€'000	571	2.522	1.936	1.208	1.167	7.403
Melhoria, renovação e cumprimento de requisitos legais em UAG existentes	€'000	209	656	558	524	401	2.347
Edifícios, transportes e instalações	€'000	266	519	935	255	320	2.295
Equipamento Técnico	€'000	10	34	42	34	37	157
SGG - Cyber Security and Protection	€'000	86	1.312	401	395	410	2.604
Outros	€'000	0	0	0	0	0	0
Descarbonização do Sistema Nacional de Gás	€'000	230	1.703	680	854	281	3.728
SGG - Smart Grid & Asset Management	€'000	185	158	250	80	80	753
SGG - Smart Renewable Gases grid	€'000	46	1.544	430	774	181	2.975
Desenvolvimento e expansão de rede	€'000	6.977	9.177	8.186	7.294	7.402	39.016
Redes	€'000	3.276	4.064	3.527	3.611	3.995	18.473
Ramais	€'000	410	690	585	580	537	2.802
Conversões	€'000	783	983	863	822	756	4.208
Recorversões	€'000	116	146	129	121	113	625
Redutores	€'000	172	520	508	446	277	1.924
UAG	€'000	777	1.210	339	174	178	2.677
Aquisição de rede	€'000	22	0	668	0	0	690
Aquisição de ramais	€'000	0	0	0	0	0	0
Capitalização de Encargos de Estrutura	€'000	1.071	1.096	1.123	1.150	1.177	5.617
Outros investimentos em infra-estruturas	€'000	352	466	422	391	368	1.999
Digitalização	€'000	368	1.337	1.196	1.068	1.076	6.044
SGG - Smart Grid & Asset Management	€'000	63	178	129	125	95	590
SGG - Smart Process Optimization	€'000	304	1.159	1.067	943	980	4.453
Contadores não elegíveis para a base de ativos	€'000	167	190	100	210	220	877
Contadores	€'000	73	103	94	89	77	437
Renovação de Contadores	€'000	84	86	6	121	143	440

Características do Investimento: Quantidades

<b>Desenvolvimento e expansão de rede</b>							
Redes	mts	42.835	51.897	43.983	43.976	47.512	230.203
Ramais	#	928	1.528	1.265	1.224	1.108	6.053
Conversões	#	1.147	1.407	1.206	1.122	1.008	5.890
Recorversões	#	206	353	305	279	254	1.477
Redutores	#	1.433	1.760	1.511	1.401	1.262	7.367
UAG	#	2	3	2	1	1	9
Aquisição de rede	mts	350	0	20.900	0	0	21.250
Aquisição de ramais	#	0	0	0	0	0	0
PA angariados (por segmento)	#	1.433	1.760	1.511	1.401	1.262	7.367
<b>Contadores não elegíveis para a base de ativos</b>							
Contadores	#	1.433	1.760	1.511	1.401	1.262	7.367

Tabela 32 - Detalhe Financeiro e Operacional do Plano de investimento apresentado na versão inicial do PDIRD-G 2026

## 5.1.1 Investimento em conformidade e segurança do abastecimento

O plano de investimento de 2027-2031, prevê investimento em Conformidade e segurança do abastecimento no montante de 7,4 milhões de euros, distribuídos por duas componentes principais: intervenções nas UAG existentes (€2,3M) e outros investimentos de conformidade, incluindo edifícios, transportes, equipamento técnico e cibersegurança (€5,1M).

Plano de Investimentos		31 Polos		PDIRD-G 2028				
Descrição	u.m	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	2027P-31P	
<b>Detalhe Financeiro</b>								
Conformidade e segurança do abastecimento	€'000	671	2.622	1.938	1.208	1.187	7.403	
Melhoria, renovação e cumprimento de requisitos legais em UAG existentes	€'000	209	656	538	524	401	2.347	
Edifícios, transportes e instalações	€'000	266	519	935	255	320	2.295	
Equipamento Técnico	€'000	10	34	42	34	37	157	
SGG - Cyber Security and Protection	€'000	86	1.312	401	395	410	2.604	

Tabela 33 - Detalhe de Investimentos em Conformidade, segurança e continuidade do abastecimento

### 5.1.1.1 Melhoria, renovação e cumprimento de requisitos legais em UAGs existentes

A Sonorgás opera 40 UAG dispersas por 34 concelhos, constituindo a maior operadora da Península Ibérica neste segmento. A manutenção da integridade operacional destas infraestruturas exige intervenções cíclicas determinadas por obrigações legais e por experiência acumulada de operação, que se organizam em três eixos:

Investimento em resiliência e manutenção de UAG	5 polos			18 polos			8 polos			31 polos		
	#	p.u	Valor	#	p.u	Valor	#	p.u	Valor	#	p.u. médio	Valor
<b>Cumprimento de requisitos legais e segurança</b>	<b>510</b>	<b>186</b>	<b>94.680</b>	<b>1.065</b>	<b>288</b>	<b>306.780</b>	<b>564</b>	<b>332</b>	<b>187.030</b>	<b>2.139</b>	<b>275</b>	<b>588.490</b>
Manómetros	315	70	22.050	635	70	44.450	401	70	28.070	1.351	70	94.570
Corretor de volume	11	2.000	22.000	40	2.813	112.500	18	3.389	61.000	69	2.833	195.500
Transmissor de nível	0	0	0	3	2.800	8.400	9	2.800	25.200	12	2.800	33.600
Req Legal Renov EGP's	45	0,00	27.000	120	0,03	02.000	92	0,01	03.000	257	0,02	172.000
Req Legal Extintores recarga	139	170	23.630	33	170	5.610	16	170	2.720	188	170	31.960
Req Legal Extintores novos	0	0	0	234	230	53.820	28	230	6.440	262	230	60.260
<b>Resiliência e Segurança</b>	<b>9</b>	<b>6.500</b>	<b>58.500</b>	<b>82</b>	<b>6.134</b>	<b>503.021</b>	<b>70</b>	<b>5.332</b>	<b>373.268</b>	<b>161</b>	<b>5.806</b>	<b>934.788</b>
Investimento na atualização de quadros de controlo	0	0	0	23	7.261	167.000	14	5.500	77.000	37	6.595	244.000
Servidor Ar	0	0	0	3	2.754	8.261	5	2.754	13.768	8	2.754	22.028
Módulo THT	0	0	0	22	4.536	99.800	17	2.935	49.900	39	3.838	149.700
Depósito THT	9	6.500	58.500	25	6.500	162.500	19	6.500	123.500	53	6.500	344.500
Software	0	0	0	3	16.220	48.660	5	16.220	81.100	8	16.220	129.760
Acs	0	0	0	3	1.600	4.800	5	1.600	8.000	0	1.600	12.000
Cobertura Metálica Reg e Descarga	0	0	0	3	4.000	12.000	5	4.000	20.000	8	4.000	32.000
<b>Sensorização e Controlo da Qualidade do Gás</b>	<b>16</b>	<b>12.109</b>	<b>96.872</b>	<b>69</b>	<b>32.385</b>	<b>416.784</b>	<b>60</b>	<b>26.534</b>	<b>310.363</b>	<b>145</b>	<b>29.063</b>	<b>824.018</b>
Sensorização de fuga de metano	8	9.009	72.072	25	8.340	208.504	19	8.340	158.463	52	8.443	439.038
Analizador da qualidade do gás	0	0	0	0	0	0	4	0	0	4	0	0
Sensorização Sala de Controlo FATAMB e QOS EF	0	0	0	3	1.900	5.700	5	1.900	9.500	8	1.900	15.200
Hidrate de coluna húmida	8	3.100	24.800	25	3.100	77.500	19	3.100	58.900	52	3.100	161.200
Identificação e sinalética em reservatório	0	0	0	3	12.250	36.750	5	7.350	36.750	8	9.188	73.500
Verificações	0	0	0	13	6.795	88.330	8	5.844	46.750	21	6.432	135.080
<b>Total</b>			<b>250.052</b>			<b>1.226.584</b>			<b>870.668</b>			<b>2.347.296</b>

Tabela 34 - Detalhe de Melhoria, renovação e cumprimento de requisitos legais em UAGs existentes, no período 2027-31

## Cumprimento de requisitos legais e segurança

A Sonorgás tem requisitos legais a cumprir para manter a operação das UAG:

**a) Regulamento (UE) 2024/1787 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024**, relativo à redução das emissões de metano no sector da energia e que altera o Regulamento (UE) 2019/942.

**b) Com periodicidade máxima anual, efetuar o controlo metrológico dos manómetros dos ESP:** Ao abrigo do Decreto-Lei n.º 29/2022 de 7 de abril, o qual estabelece o regime geral do controlo metrológico legal dos métodos e dos instrumentos de medição.

**c) Com periodicidade máxima quinquenal, efetuar o controlo metrológico contador UAG e Corretor de volume:** Ao abrigo da Portaria n.º 321/2019, de 19 de setembro Decreto-Lei n.º 45/2017, de 27 de abril, o qual estabelece as regras aplicáveis à disponibilização no mercado e colocação em serviço dos instrumentos de medição, transpondo a Diretiva n.º 2014/32/UE, e a Diretiva Delegada (UE) n.º 2015/13.

**d) Com periodicidade máxima de 6 anos, efetuar a renovação da autorização de funcionamento dos equipamentos sob pres-**

**são (ESP):** Decreto-Lei n.º 131/2019, de 30 de agosto, que estabelece o regime de instalação e funcionamento de recipientes sob pressão simples e de equipamentos sob pressão (ESP).

**e) Sistema de odorização (automatização/sensorização):**

A Portaria n.º 142/2011 de 6 de Abril, aprova o Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural, anexo à mesma. Dispõe o Artigo 57.º - Odorização, no n.º 2 "O Gás deve ser odorizado nos pontos de entrega à RNDGN e a clientes ligados diretamente à RNTGN, de modo que o cheiro a Gás possa ser detetado para concentrações de Gás no ar iguais a um quinto do limite inferior de inflamabilidade da mistura Gás/ar".

Com o objetivo de reforçar o controlo da qualidade da odorização do gás injetado na rede de distribuição, a Sonorgás prevê a substituição de Sistemas de Monitorização Remota de Odorizante (THT) nas UAG, compostos por uma Unidade de Monitorização de Odorizante (UMO) e uma Unidade de Transmissão Remota (RTU), integradas com o sistema SCADA. Este investimento visa garantir a monitorização contínua da concentração de odorizante, assegurando o cumprimento permanente dos requisitos da Portaria n.º 142/2011, de 6 de abril.

## Resiliência e Segurança

Ao longo dos quase 20 anos de operação de UAG, a Sonorgás tem feito evoluir o seu modelo operacional, tornando-o sucessivamente mais robusto, com a inclusão de múltiplas redundâncias, nomeadamente na alimentação de energia elétrica e comunicações. Esta experiência, permitiu mapear pontos críticos do processo, conforme descrito de seguida:

**a) Com periodicidade máxima quinquenal, deve proceder à substituição do transmissor de nível dos reservatórios de armazenagem de GNL:** Trata-se de um equipamento em que pela sua especificidade, está sujeito a variação de temperatura e pressão do líquido armazenado, bem como condições atmosféricas adversas, temperaturas extremas, elevada pluviosidade e poeiras.

**b) Reparação da bacia de retenção:** A operação de vaporização de GNL nas UAG envolve amplitudes térmicas extremas, com ciclos repetidos de formação e descongelamento de gelo na envolvente da linha de vaporização e nas estruturas de suporte aos vaporizadores atmosféricos. Este regime térmico, conjugado com a exposição permanente a intempéries, tratando-se de instalações a céu aberto, acelera o desgaste das estruturas de betão da bacia de retenção, incluindo as zonas de suporte e os muros perimetrais. O programa de intervenção previsto visa assegurar a integridade estrutural das bacias de retenção, em conformidade com os requisitos de segurança aplicáveis à operação de instalações de armazenagem de GNL.

c) Com periodicidade máxima quinquenal, deve proceder-se à atualização de equipamentos na sala de controlo: em função do desgaste decorrente da utilização intensiva dos equipamentos e da qualidade de serviço (QoS) da energia elétrica disponível. As variações de tensão justificam a atualização dos compressores, dos sistemas de estabilização de tensão e das UPS.

Adicionalmente, a atualização das infraestruturas de comunicação, garantindo canais redundantes, bem como dos autómatos e RTU, permite reforçar o desempenho operacional e a resiliência das instalações de UAG..

## Sensorização e Controlo da Qualidade de Gás

Este investimento visa reforçar as condições de segurança, continuidade de serviço e controlo operacional nas UAG, através da instalação de sistemas de deteção de fugas de gás e de proteção passiva, respondendo simultaneamente a necessidades operacionais, ambientais e regulatórias.

Em concreto, a Sonorgás pretende instalar sensores na bacia de retenção, junto aos reservatórios de armazenagem e aos módulos de descarga, assegurando a monitorização contínua da presença de metano nas zonas mais sensíveis da operação. Estes equipamentos serão ligados a uma central de deteção de gás, a partir da qual será possível gerar alertas em tempo real, reforçando a capacidade de prevenção, resposta atempada e mitigação de risco. Para além do reforço das condições de segurança da infraestrutura, esta sensorização permite também melhorar a capacidade de deteção de emissões fugitivas, contribuindo para uma gestão mais rigorosa da operação.

A relevância deste investimento é igualmente reforçada pelo enquadramento regulatório emergente. Com efeito, o Regulamento (UE) 2024/1787, relativo à redução das emissões de metano no setor da energia, introduz novas obrigações em matéria de medição, reporte e redução de emissões fugitivas aplicáveis aos ope-

radores de infraestruturas de distribuição de gás. Neste contexto, a instalação antecipada destes sistemas coloca a Sonorgás numa posição de adaptação e conformidade proativa face às exigências regulatórias em consolidação.

Por outro lado, a capacidade de monitorização contínua agora prevista constitui também uma base técnica relevante para a futura integração de biometano e de outros gases renováveis, cujas características de composição podem divergir do gás natural convencional. O investimento apresenta, assim, um benefício estratégico adicional, ao contribuir para a preparação progressiva da infraestrutura para a receção de gases renováveis, em articulação com os objetivos de descarbonização do PDIRD-G 2026.

### 5.1.1.2 Edifícios, transportes e instalações

A Sonorgás opera numa área de licença com elevada dispersão territorial (cerca de 11 mil km<sup>2</sup>, 31 licenças) e um número significativo de infraestruturas críticas em operação. A Sonorgás opera 40 UAG distribuídas por 34 concelhos, numa área servida com densidade populacional média da ordem de 32 habitantes por km<sup>2</sup>, constituindo-se como a maior operadora da Península Ibérica no segmento de distribuição abastecida por UAG. Este perfil operacional, estruturalmente distinto do de ORDs com redes contíguas ligadas à Rede Nacional de Transporte de Gás, tem

implicações diretas sobre os custos unitários de infraestrutura e operação, conforme evidenciado na comparação dos PDIRD-G 2024 dos restantes ORDs, e exige que a empresa disponha de uma estrutura operacional autónoma, resiliente e dimensionada para responder, de forma independente e tempestiva, a todas as exigências regulatórias, de segurança e de qualidade de serviço inerentes à atividade de distribuição de gás.

O investimento de 2,3 milhões de euros em Edifícios, transportes e instalações está relacionado com a dispersão geográfica da área

das licenças e a necessidade de reforçar a segurança das infraestruturas de distribuição de gás de forma a mitigar a exposição a perigos e vulnerabilidades de natureza física e/ou lógica. A rubrica abrange os meios de transporte e as infraestruturas de apoio

operacional indispensáveis à prontidão de resposta, à vigilância da rede e à intervenção em infraestruturas críticas distribuídas ao longo da área servida.

Edifícios, transportes e instalações					
€	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P
Equipamentos de Transporte	121.000	399.000	415.000	100.000	275.000
Edifícios e instalações	145.000	120.000	520.000	155.000	45.000
<b>Total</b>	<b>266.000</b>	<b>519.000</b>	<b>935.000</b>	<b>255.000</b>	<b>320.000</b>

Tabela 35 - Decomposição de Edifícios, transportes e instalações em Conformidade e segurança do abastecimento

O montante a investir em edifícios e instalações abrange a adequação das infraestruturas de suporte à atividade regulada da Sonorgás, contemplando três componentes: (i) o reforço de capacidade dos espaços de trabalho, necessário para acomodar a internalização progressiva de competências e equipas anteriormente asseguradas por serviços transversais da Empresa; (ii) a realização de benfeitorias e ações de manutenção periódica nos edifícios existentes; e (iii) a renovação corrente do equipamento usado. Adicionalmente as mesmas considerações são tomadas para as 11 unidades de apoio operacional que a Sonorgás mantém distribuídas pela sua área de atuação, indispensáveis à prestação do serviço de distribuição num território com a dispersão geográfica da rede.

O montante previsto corresponde a um valor médio anual de aproximadamente 11.000€, repartido pelo conjunto das 11 unidades.

No que respeita a equipamentos de transporte, o investimento previsto desagrega-se em duas componentes: (i) equipamentos de transporte técnico, que compreendem as viaturas de manutenção e de emergência afetas à construção, operação e vigilância da rede de distribuição; e (ii) equipamentos de transporte não técnico, associados aos serviços de apoio necessários ao funcionamento da estrutura operacional da Empresa.

A dispersão geográfica da área de licença da Sonorgás e o número de polos operacionais em atividade determinam a necessidade de uma frota dimensionada para assegurar tempos de resposta adequados, tanto em manutenção preventiva e corretiva como em situações de emergência. A projeção do investimento nesta rubrica assenta num ciclo de renovação da frota a cada cinco anos, considerando a vida útil dos equipamentos e as exigências operacionais da atividade. Neste enquadramento, o montante previsto corresponde a um custo médio de aproximadamente €30,8 mil por viatura..

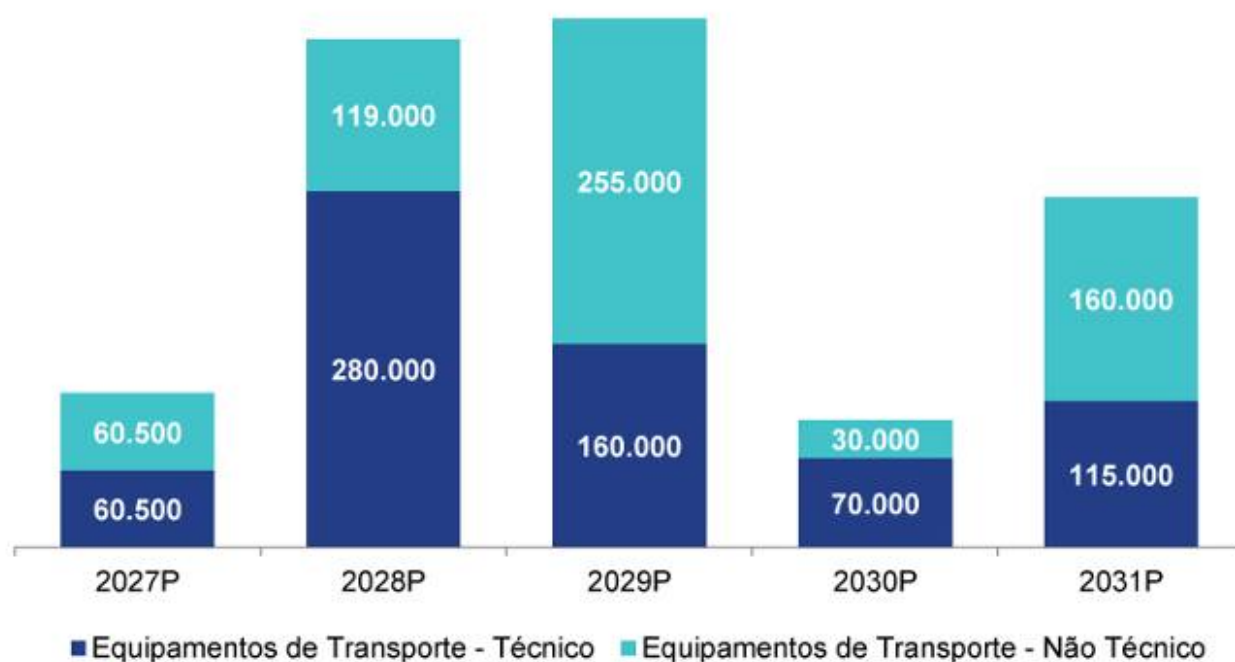


Figura 33 – Decomposição do investimento em Equipamentos de transporte, para o período 2027-31

### 5.1.1.3 Equipamento Técnico

Para fazer face aos requisitos legais vigentes, a Sonorgás pretende efetuar investimentos no período compreendido entre 2027 e 2031 em extintores para as suas instalações e na renovação de redutores, conforme detalhado na tabela seguinte:

Equipamento técnico					
€	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P
<b>Qtds</b>					
Extintores	20	39	54	38	43
Redutores	0	223	223	223	223
<b>€/unit</b>					
Extintores	500	500	500	500	500
Redutores	68	68	68	68	68
<b>€</b>					
Extintores	10.000	19.363	27.033	19.206	21.438
Redutores	0	15.082	15.082	15.082	15.082
<b>Total</b>	<b>10.000</b>	<b>34.445</b>	<b>42.115</b>	<b>34.289</b>	<b>36.521</b>

Tabela 36 - Decomposição de Equipamento Técnico em Conformidade e segurança do abastecimento

### 5.1.1.4 SMART Cyber Security and Protection

#### Fundamentação

No âmbito do projeto SMART Cyber Security and Protection, a Sonorgas responde à crescente necessidade de assegurar a integridade, disponibilidade e confidencialidade da informação recolhida na sua rede, bem como junto dos operadores de mercado e consumidores, encontrando-se igualmente a desenvolver um conjunto estruturado de iniciativas com vista ao cumprimento dos requisitos estabelecidos pela Diretiva (UE) 2022/2555 (NIS2), nomeadamente ao nível da governação, gestão de risco, reporte de incidentes e resiliência operacional.

Na sequência das iniciativas delineadas para este vetor, a Sonorgas deu início, no período de 2022/2023, à implementação de um conjunto estruturado de medidas orientadas para o reforço da sua postura de cibersegurança. Neste contexto, foram definidos os seguintes domínios estratégicos que orientam o desenvolvimento e execução do plano de ação, alinhados com os requisitos técnicos e organizativos previstos na NIS2:

- Inventariação e gestão de ativos e dispositivos;
- Identificação, avaliação e mapeamento de vulnerabilidades;
- Gestão de mecanismos de autenticação e controlo de acessos;
- Gestão de identidades e respetivos ciclos de vida;
- Definição e implementação de políticas e mecanismos de proteção da informação;
- Desenvolvimento de capacidades de prevenção, deteção, resposta e recuperação face a incidentes de cibersegurança;
- Implementação de processos de gestão e reporte de incidentes, em conformidade com os requisitos legais e regulamentares aplicáveis;
- Reforço dos modelos de governação e controlo interno em matéria de cibersegurança;
- Gestão integrada de riscos de cibersegurança, em alinhamento com os princípios de gestão de risco preconizados pela NIS2.

Atendendo à criticidade deste domínio e em alinhamento com uma abordagem de gestão proativa, orientada para a melhoria contínua da operação, a Sonorgas prevê a manutenção de um investimento contínuo em cibersegurança no período de 2027 a 2031, incluindo iniciativas especificamente orientadas para o reforço da maturidade organizacional e da conformidade com a Diretiva NIS2. Neste contexto, antecipa-se a evolução deste projeto através da sua articulação com outras iniciativas complementares, assegurando uma abordagem integrada que abranja não apenas as dimensões tecnológicas, mas também organizacionais e processuais.

Adicionalmente, considerando a forte interdependência entre a cibersegurança e a robustez da infraestrutura tecnológica subjacente, elemento crítico para garantir a resiliência dos sistemas de informação e o cumprimento dos requisitos de continuidade de negócio e recuperação previstos na NIS2, a Sonorgas identifica, no âmbito do presente PDIRD, a necessidade de proceder à renovação do seu *Data Center* e do sistema de *Disaster Recovery*.

Esta componente prevê o início do investimento em 2026, com execução faseada ao longo do período de vigência do PDIRD, acompanhando o fim de vida útil da atual infraestrutura tecnológica. O investimento contempla, designadamente, a aquisição e implementação de novos servidores e ambientes virtualizados, a modernização das redes informáticas e dos respetivos componentes de segurança, a implementação de soluções de *backup* e de continuidade de negócio, incluindo um sistema redundante de *Disaster Recovery*, bem como a adoção de ferramentas avançadas de monitorização, deteção e gestão de eventos de segurança (SIEM/SOC), e o licenciamento das aplicações necessárias ao funcionamento da nova infraestrutura. Estas iniciativas visam reforçar a capacidade de prevenção, deteção e resposta a incidentes, bem como assegurar níveis adequados de resiliência operacional e continuidade dos serviços essenciais.

## Enquadramento em custos eficientes

A Sonorgás prevê um investimento no valor de 2,2 milhões de Euros no âmbito da cibersegurança no período de 2027 a 2031, o qual se detalha da seguinte forma:

SGG - Cyber Security and Protection					
€	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P
Atualização Software Pesquisa Metano	0	63.128	19.653	19.653	19.653
Portal - Legal	0	130.500	0	0	0
Cyber Security & Data Protection	25.000	0	0	0	0
Renovação Data Center e Disaster Recovery System	50.000	900.000	40.000	40.000	40.000
Equipamentos Informáticos	10.700	75.000	55.000	55.000	75.000
IA Infrastrure	0	0	0	90.000	275.000
Backup virtualization Platform	0	143.789	100.000	0	0
CyberSecurity - Extended Protection	0	0	186.500	45.000	0
SCADA Servers replacemment	0	0	0	145.000	0
<b>Total</b>	<b>85.700</b>	<b>1.312.417</b>	<b>401.153</b>	<b>394.653</b>	<b>409.653</b>

Tabela 37 – Decomposição de SMART Cyber Security and Protection em Conformidade e segurança do abastecimento

O investimento exposto na tabela acima, engloba o investimento em licenciamento de software necessários à operação dos programas necessários:

Licenciamento/Software	
€	2027P-31P
IA Infrastrure	365.000
Backup virtualization Platform	243.789
CyberSecurity - Extended Protection	231.500
SCADA Servers replacemment	145.000

Tabela 38 – Investimento em Licenciamentos no período 2027-31

## 5.1.2 Investimento em descarbonização do sistema nacional de gás

A Sonorgás assenta os seus investimentos em descarbonização nos seguintes vetores:

Plano de Investimentos	31 polos	PDIRD-G 2026					2027P-31P
		2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	
<b>Detalhe financeiro</b>							
Descarbonização do Sistema Nacional de Gás	€'000	230	1.703	680	854	261	3.728
SGG - Smart Grid Gas Tracking	€'000	185	158	250	80	80	753
SGG - Smart Renewable Gases grid	€'000	46	1.544	430	774	181	2.975
5 Polos	€'000	0	225	100	0	0	325
18 Polos	€'000	0	639	0	186	0	824
8 Polos	€'000	0	271	0	358	0	630
Transversal	€'000	46	409	330	230	181	1.196

Tabela 39 - Detalhe de Investimentos em Descarbonização do sistema nacional de gás

A descarbonização do setor energético assume-se hoje como uma prioridade estratégica a nível nacional e europeu. Esta necessidade emerge não apenas da urgência em mitigar as alterações climáticas, cada vez mais evidentes através de fenómenos extremos e impactos ambientais significativos, mas também das recentes crises geopolíticas que colocaram em causa a segurança e a autonomia energética da Europa. A forte dependência de combustíveis fósseis importados expôs fragilidades económicas e sociais, tornando indústrias, serviços e famílias particularmente vulneráveis à volatilidade dos mercados energéticos. Neste contexto, os gases renováveis surgem como um pilar fundamental para reforçar a competitividade económica, promover a segurança energética e reduzir emissões de gases com efeito de estufa, contribuindo para um sistema energético mais resiliente, sustentável e socialmente justo.

Como já foi referido neste documento, a Diretiva (EU) 2024/1788 estabelece regras comuns para os mercados internos do gás, biometano e hidrogénio, com o intuito de facilitar a penetração dos gases renováveis no sistema energético e criar um quadro regulamentar que permita uma eficiente produção, distribuição e comercialização destes vetores energéticos. A Diretiva estabelece também a importância do papel dos operadores de rede no que toca a garantir as conexões a produtores de gases renováveis, manter e desenvolver uma rede segura e eficiente e assegurar uma gestão controlada do gás que circula nas suas infraestruturas. Para além disso, a publicação da Diretiva (EU) 2023/2413 elevou a meta vinculativa de energia renovável no consumo final bruto da União Europeia para 42,5 % até 2030. Adicionalmente, introduziu metas concretas no que toca ao consumo de hidrogénio verde na indústria, sendo a meta 42 % do hidrogénio total consumido neste setor, evidenciando o papel estratégico que os gases renováveis terão na transição energética, principalmente nas indústrias hard-to-abate.

A nível nacional, o presente documento já fez referência aos diversos planos energéticos atualmente em vigor, os quais destacam o papel dos gases renováveis não só como vetor energético fundamental para a concretização da transição energética nacional, mas também como instrumento essencial para a redução da dependência energética externa e para o reforço da segurança e continuidade de abastecimento. Neste contexto, as infraestruturas de distribuição assumem-se como um ativo estratégico, determinante para garantir a veiculação de diferentes formas de energia renovável. O Despacho n.º 2791/2025, que aprovou o Regulamento Técnico Relativo à Injeção de Gases de Origem Renovável, sucedendo ao Despacho n.º 806 B/2022, define de forma

clara as condições de injeção de gases renováveis por parte dos produtores, em conformidade com as orientações do PAB. Este enquadramento regulamentar estabelece os requisitos legais para a integração destes vetores energéticos na rede de gás, promovendo a articulação entre operadores e produtores, e assegurando que este tipo de energia renovável possa chegar de forma eficiente aos diferentes setores de consumo.

A Sonorgás possui uma infraestrutura de rede em posições estratégicas que poderão receber quantidades significativas de biometano e hidrogénio dada a disponibilidade de certos recursos agrícolas e orgânicos na região, mas que, por outro lado, carece de um planeamento cuidado devido aos limites da capacidade de injeção resultante do facto de as redes não possuírem uma ligação direta à rede de Transporte e, por outro, exigirem soluções de monitorização e controlo cuidadas, devido à variabilidade de perfis de consumo implicadas pela dispersão geográfica do território. É nesta lógica que a Sonorgás enquadra os seus investimentos na categoria “Descarbonização do Sistema Nacional de Gás”: não como projetos de inovação, mas sim como investimentos planeados para responder aos riscos e impactos relacionados com as alterações climáticas, os desafios geopolíticos e a necessidade de transição climática, competitividade e segurança que a regulação atual impõe, bem como aos desafios operacionais relacionados com incorporação destes vetores energéticos cruciais para a transição energética.

Os montantes apresentados no PDIRD nesta categoria estão distribuídos por três projetos principais:

- SMART Grid Gas Tracking
- SMART Renewable Gas Grid
- Renewable Project Connections

Com o objetivo de otimizar a estruturação dos investimentos e acelerar a transição energética, a Sonorgás tem vindo a reforçar o acompanhamento dos projetos e potenciais projetos de gases renováveis na sua área de atuação, promovendo a valorização do potencial de biometano existente para a descarbonização nacional. Este acompanhamento permite não só a promoção do biometano como solução e valorização para o tratamento de resíduos de diversas entidades, como também a prestação de apoio técnico, por parte do ORD, a potenciais produtores de biometano, nomeadamente a partir de unidades de produção que já produzem biogás, contribuindo para a otimização dos projetos e para a facilitação do seu desenvolvimento para futura injeção nas redes de distribuição e armazenagem nas UAGs locais. No entanto, im-

porta ressaltar que parte dos montantes propostos poderá não ser definitiva, uma vez que subsiste alguma incerteza associada ao desenvolvimento de determinados projetos de produção de gases renováveis, o que poderá resultar quer numa redução dos investimentos previstos, caso alguns projetos não avancem, quer

na necessidade de aprovação de dotações orçamentais adicionais, caso surjam projetos não considerados no presente plano de investimentos. Uma das componentes de incerteza é a partilha de custos de produção de biometano, i.e. o denominado “cost sharing”, ao qual faremos referência mais adiante.

### 5.1.2.1 SMART Grid Gas Tracking

SGG - Smart Grid Gas Tracking					
€	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P
Software de modelação e gestão de dados recolhidos	99.817	95.206	250.000	0	0
Desenvolvimento do Modelo de Rastreamento de Gás	84.969	33.162	0	0	0
Sensorização	0	79.300	49.300	129.300	80.000
<b>Total</b>	<b>184.786</b>	<b>207.668</b>	<b>299.300</b>	<b>129.300</b>	<b>80.000</b>

Tabela 40 - Detalhe de Investimento SGG - SMART Grid Gas Tracking

A aceleração da transição energética através da incorporação progressiva de gases renováveis remove a simplicidade de operação das redes de gás, uma vez que o gás que circula nas redes deixa apenas de ter origem no gás natural entregue pelo gestor logístico. A rede passa a ser alimentada simultaneamente por vários pontos de injeção com gás com composições distintas, sendo que os volumes provenientes de todas essas fontes variam ao longo do tempo, o que significa que a misturas de gás que circulam nas tubagens também irá variar constantemente.

De acordo com o Regulamento da Qualidade de Serviço e com o Despacho n.º 2791/2025; os ORD's são os responsáveis pela monitorização do gás que circula nas suas redes. Consequentemente, torna-se crucial a necessidade de conhecer a qualidade do gás fornecido em cada ponto de consumo, para efeitos de faturação e também de forma a garantir o cumprimento dos requisitos de segurança e compatibilidade através da adoção de um sistema de rastreamento que permita gerir todos os fluxos de misturas de gás na infraestrutura. Esta ferramenta será essencial para que seja possível estabelecer e dinamizar mercados reais de biometano e hidrogénio verde.

É neste enquadramento que a Sonorgás dá seguimento ao investimento no projeto Smart Gas Tracking, um sistema de gestão e controlo da qualidade do gás nas suas infraestruturas que irá possuir as metodologias e ferramentas computacionais necessárias para corresponder aos novos desafios proporcionados pela transição energética. A empresa, até ao momento, tem-se focado na definição de campanhas de medição de consumo, com o obje-

tivo de caracterizar os perfis horários de consumo por área de rede, para diferentes estações do ano. A instalação destes equipamentos de medição foi planeada de forma a cobrir pontos estratégicos da rede, sendo priorizados os polos onde existem pedidos de ligação de produtores de gases renováveis ou uma grande concentração de matéria-prima que potenciará o surgimento de unidades de produção de biometano. Nas zonas de ação da Sonorgás, verifica-se que, onde existe uma grande afluência de resíduos, existe também proximidade para os polos onde se verifica um maior consumo de serviços e indústria, sendo que nestes pontos já existe uma recolha de dados ativa por telemetria.

Os investimentos previstos neste PDIRD-G, consistem na continuação do desenvolvimento do modelo do projeto de Gas Tracking, que passará pela aquisição do software que permitirá realizar os cálculos matemáticos associados à simulação dos fluxos de gás na rede, permitindo o rastreamento da qualidade das diferentes misturas. Este programa irá importar informação diretamente de outros sistemas de informação da Sonorgás como o SIG e o SCADA, permitindo integrar toda a informação relativa à infraestrutura de distribuição. A empresa trabalhará juntamente com o fornecedor do software para validação dos modelos da rede criados e também na formação dos colaboradores que irão operar e supervisionar os sistemas de controlo criados na ferramenta. Para além do trabalho que será efetuado no processo de desenvolvimento software, a Sonorgás prevê dar continuidade à colocação de equipamentos de recolha de dados de forma a complementar

o modelo de cálculo que será desenvolvido de forma a minimizar o erro o mais possível. O software em questão irá também possibilitar a gestão de todos os dados recolhidos pelos equipamentos de medição e a sua integração no modelo de rastreamento da qualidade do gás.

### 5.1.2.2 SMART Renewable Gases Grid

#### Renewable Gas grid

A injeção descentralizada de gases renováveis, como biometano e hidrogénio verde, diretamente nas redes de distribuição coloca novos desafios à operação das mesmas, nomeadamente no controlo dos fluxos de gás, no seccionamento adequado da rede e a coordenação direta com produtores de gases renováveis para distribuição dos mesmos. A realidade operacional da Sonorgás proporciona desafios adicionais à injeção destes gases na rede uma vez que possui polos dispersos e desconectados entre si, mas com um potencial de produção relevante que necessita de ser integrado nessa infraestrutura.

É neste contexto que a Sonorgás desenvolve os investimento no âmbito da rúbrica Smart Renewable Gas Grid, um conjunto estruturado de investimentos destinados não apenas a assegurar a monitorização e o controlo rigoroso das injeções descentralizadas de gases renováveis, mas também a potenciar a incorporação otimizada de biometano na rede, promovendo a articulação direta entre produtores e operador de rede através da criação das condições técnicas indispensáveis para suportar a transição energética dos consumidores intensivos de gás.

Este projeto identifica dois investimentos principais:

- **Postos de seccionamento:** instalação de uma válvula/posto de seccionamento num local da rede onde se prevê a ligação direta via rede de distribuição de um projeto de biometano, de forma a permitir o seccionamento controlado de segmentos onde ocorra a sua injeção, assegurando a gestão dos fluxos e a segurança operacional.
- **Estação de descompressão:** instalação de uma estação de descompressão que permite a receção de gases renováveis no estado gasoso, garantindo a sua integração eficiente na rede de

distribuição de baixa pressão (a níveis de pressão idênticos aos da rede), em condições de segurança e compatibilidade técnica com os restantes consumidores. Estas estações serão instaladas em pontos estratégicos de forma a otimizar o transporte de biometano, reduzindo os custos de produção aos produtores e proporcionando uma fonte de descarbonização a diversos clientes, de consumo intensivo da rede da Sonorgás.

Estes investimentos serão implementados de forma faseada e condicionada à materialização de projetos concretos de produção e injeção de gases renováveis nas áreas de concessão da Sonorgás, numa lógica prudente e assente em necessidades comprovadas, de acordo com as orientações do PAB e com o enquadramento regulatório aplicável.

Renewable Gases grid					
€	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P
Unidade de Descompressão	0	0	100.000	0	0
Posto de Seccionamento e Medida	0	116.667	0	0	0
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>116.667</b>	<b>100.000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Tabela 41 - Detalhe de Investimento SGG - SMART Renewable Gases Grid

## H<sub>2</sub> Certification and Retrofit

Estando a Sonorgás comprometida e empenhada em contribuir para a descarbonização das redes de gás, através da incorporação de gases renováveis, é fundamental garantir a adaptação das suas infraestruturas para os receber.

A adequação da rede de distribuição de gás é especialmente importante para o hidrogénio verde, uma vez que a sua composição física e química difere do gás natural, o que impacta o comportamento de certos materiais com os quais entra em contacto, podendo causar a fragilização dos mesmos, ou, por outro lado, coincidir com componentes como vedantes ou juntas que podem não ser compatíveis com determinadas concentrações de H<sub>2</sub>. Consequentemente, de forma a incorporar este gás renovável na rede, é necessário realizar uma avaliação de todos os componentes que a integram os ativos de distribuição, de modo a identificar os equipamentos que necessitarão de modificações para que a distribuição de hidrogénio seja operacionalmente eficiente e segura. Este projeto pretende avaliar a viabilidade de distribuição de H<sub>2</sub> numa concentração de até 20 % em base volúmica de acordo com o limite estabelecido no Despacho n.º 2791/2025. A Sonorgás pretende desenvolver uma cadeia contínua de atividades com foco na adaptação dos seus ativos à distribuição de hidrogénio, numa lógica de descarbonização progressiva da atividade de distribuição, tendo, por isso, delineado um plano para proceder a uma avaliação inicial da conformidade da sua infraestrutura com a integração de H<sub>2</sub>.

Neste sentido, a Sonorgás iniciou, em 2025, um processo de análise da conformidade dos seus ativos para a injeção e distribuição de H<sub>2</sub>. Este trabalho constitui uma base técnica indispensável para que seja possível proceder à identificação dos equipamentos e/ou componentes que poderão estar suscetíveis a alterações dada a incorporação de H<sub>2</sub>, estando a empresa, neste momento, em fase de conclusão do processo de levantamento de ativos, que

compreende o mapeamento completo da rede e a recolha e catalogação de certificados de materiais, procedimentos de soldadura e relatórios de manutenção/inspeção. Após esta etapa, a Sonorgás irá avaliar a conformidade da rede no seu estado atual com a legislação em vigor para a introdução de hidrogénio até 20% em volume, considerando as especificidades dos materiais/componentes existentes e as singularidades decorrentes do tempo de uso em serviço. Nesta fase, serão também realizados testes físicos de certos ativos na rede de forma a garantir o comportamento e a integridade estrutural dos materiais, de forma a assegurar a segurança no futuro transporte deste gás renovável. A última etapa do processo consiste na identificação das intervenções específicas que serão necessárias efetuar na rede para viabilizar a incorporação de hidrogénio, como também das alterações necessárias a realizar nos planos de manutenção da rede de forma a contemplar as especificidades no transporte de H<sub>2</sub>, incluindo inspeções periódicas e parâmetros a monitorizar.

A segunda fase do projeto foca-se na realização das intervenções necessárias a realizar nos ativos das Sonorgás que foram identificadas na fase do trabalho de certificação. Dar-se-á prioridade a estas intervenções no polo onde existe um pedido de injeção de um produtor de hidrogénio verde (Polo de Melgaço), seguido dos polos com maior impacto proveniente da indústria, uma vez que, nestes polos, existe um maior consumo associado a este tipo de clientes, o que possibilita os produtores de possuírem uma capacidade de injeção superior face a outros polos e, para além disso, capacita os clientes industriais para terem uma fonte de descarbonização direta dos seus consumos. Uma vez que a Sonorgás ainda se encontra na fase de levantamento de ativos, sem ter realizado ainda qualquer tipo de teste físico/laboratorial aos componentes críticos na rede, os valores associados ao retrofit são estimativas baseadas em estudos científicos e *benchmarking* de casos reais, adaptados à realidade operacional da Sonorgás.

H2 Certification and Retrofit				
€	2027P	2028P	2029P	2030P
Avaliação da Conformidade da Rede Para Injeção de 20% H2	45.645	0	0	0
Retrofit Rede Sonorgas	0	243.223	180.879	180.879
<b>Total</b>	<b>45.645</b>	<b>243.223</b>	<b>180.879</b>	<b>180.879</b>

Tabela 42 - Detalhe de Investimento H2 Certification and Retrofit

### 5.1.2.3 Renewable Gas Project Connections

Uma das atividades na qual a Sonorgás tem vindo a concentrar um esforço significativo no âmbito do seu compromisso em acelerar a transição energética, reconhecendo a sua posição como um agente catalisador do processo, é o estudo do potencial de produção de gases renováveis na sua zona de atuação, nomeadamente em zonas onde já se produz biogás. Este trabalho tem sido desenvolvido em estreita colaboração com diversos produtores de resíduos, com o objetivo de sensibilizar estas entidades para as vantagens que a produção de biometano pode oferecer como solução sustentável para o tratamento de resíduos.

Adicionalmente, considerando que a Sonorgás opera numa área em que não é possível recorrer a soluções técnicas como o reverse-flow nos casos em que a produção de biometano excede o consumo local da rede, um dos principais desafios operacionais da empresa passa por identificar as formas mais adequadas de integrar a futura produção de gases renováveis nas suas redes. Para além disso, a zona de atuação da empresa, como referido neste relatório, tem uma baixa densidade demográfica o que significa que a produção de resíduos é também baixa comparativamente a outras zonas do país, dificultando a concentração num único ponto de resíduos que viabilizem a produção de biometano. Ainda assim, as zonas de maior concentração de matéria-prima estão localizadas nos polos com maior população e consumo, o que permite a integração futura do biometano na rede da Sonorgás, tanto através de ligação física, como virtual.

Neste contexto, a Sonorgás inclui, neste subcapítulo de investimentos, a previsão de custos associados à ligação de unidades de produção de gases renováveis, abrangendo tanto projetos com pedidos de ligação já submetidos como projetos que, embora ainda sem pedido formal, se encontram em fase preliminar

de planeamento do projeto. Nestes últimos casos, a Sonorgás promoveu contactos com os futuros produtores / produtores de resíduos, de modo a definir antecipadamente a solução de ligação mais adequada à rede com o intuito de reduzir significativamente os custos de operação para o produtor

As soluções consideradas incluem a ligação direta por gasoduto, o transporte por camião sob a forma de bioGNC ou bioGNL e, num dos casos, um modelo híbrido que combina a injeção por gasoduto com o transporte por camião de bioGNL. Para a estimativa destes custos, foi adotado o modelo de cost-sharing discutido no Grupo de Trabalho para o Biometano promovido pela ERSE, assente numa repartição de custos equitativa de 50/50 entre o operador da rede de distribuição e o produtor. Embora o número de projetos identificados pela Sonorgás na sua área de concessão não seja elevado, o potencial de descarbonização associado da rede assume uma relevância estratégica muito expressiva.

**Estes projetos representam um potencial de substituição do consumo de gás natural superior a 75% do consumo registado em 2025 e superior a 60% do consumo previsto para 2031.**

Renewable Gas Project Connections					
€	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P
Conexão projeto α (Gasoduto + estação de Injeção)	0	225.000	0	0	0
Conexão projeto Ω (Gasoduto + estação de Injeção)	0	638.730	0	0	0
Conexão projeto β (Gasoduto + Estação de Injeção)	0	0	0	358.160	0
Conexão projeto μ (Gasoduto Virtual)	0	0	100.000	0	0
Conexão projeto δ (Gasoduto + Estação de Injeção)	0	271.450	0	0	0
Conexão projeto λ (Gasoduto + Estação de Injeção)	0	0	0	185.635	0
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>1.135.180</b>	<b>100.000</b>	<b>543.795</b>	<b>0</b>

Tabela 43 - Detalhe de Investimento Renewable Gas Project Connections

### 5.1.3 Investimento em Desenvolvimento e expansão de rede

O investimento em desenvolvimento e expansão de rede fundamenta-se no enquadramento estratégico e nas projeções de procura desenvolvidos nos capítulos anteriores do PDIRD-G 2026. Conforme detalhado no capítulo 2.4, a expansão da rede de distribuição assenta numa lógica de simbiose entre três dimensões de procura que se reforçam mutuamente: (i) o alargamento da rede a novos consumidores domésticos e de serviços, que densifica a base de clientes e contribui para a diluição dos custos de infraestrutura, tornando a tarifa de acesso mais competitiva para o segmento industrial; (ii) a ligação de consumidores industriais, cujos volumes elevados de consumo asseguram a viabilidade económica da rede e, simultaneamente, criam condições para absorver a capacidade de produção de gases renováveis nas zonas servidas; e (iii) o reforço da capacidade de injeção de gases reno-

váveis na rede, cuja viabilidade técnica e económica é suportada pelo aumento agregado do consumo nos segmentos anteriores, em articulação com os objetivos do Despacho MAEN (ponto 12) e do Plano de Ação para o Biometano. As projeções do cenário RMSA-G, que preveem um crescimento dos volumes de consumo nas redes ligadas a UAG no horizonte 2030, confirmam a sustentabilidade desta dinâmica integrada.

Neste contexto, durante o período de 2027-2031 a Sonorgás prevê um investimento de aproximadamente 39,0 milhões de euros em desenvolvimento e expansão de rede nos 31 polos, com maior concentração nos anos de 2028 e 2029. Este investimento detalha-se resumidamente da seguinte forma:

Plano de Investimentos	31 Polos	PDIRD-G 2026					2027P-31P
		2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	
<b>Descrição</b>	<b>u.m</b>	<b>2027P</b>	<b>2028P</b>	<b>2029P</b>	<b>2030P</b>	<b>2031P</b>	<b>2027P-31P</b>
<b>Detalhe financeiro</b>							
<b>Desenvolvimento e expansão de rede</b>	<b>€'000</b>	<b>6.977</b>	<b>9.177</b>	<b>8.165</b>	<b>7.294</b>	<b>7.402</b>	<b>39.015</b>
Redes	€'000	3.276	4.064	3.527	3.611	3.995	18.473
Ramais	€'000	410	690	585	580	537	2.802
Conversões	€'000	783	983	863	822	756	4.208
Reconversões	€'000	116	146	129	121	113	625
Redutores	€'000	172	520	508	446	277	1.924
UAG	€'000	777	1.210	339	174	178	2.677
Aquisição de rede	€'000	22	0	668	0	0	690
Capitalização de Encargos de Estrutura	€'000	1.071	1.096	1.123	1.150	1.177	5.617
Outros investimentos em infra-estruturas	€'000	352	466	422	391	368	1.999

Tabela 44 - Detalhe de Investimentos em Desenvolvimento e expansão de rede

### 5.1.3.1 5 Licenças, atribuídas em 2008

As 5 licenças atribuídas em 2008 correspondem aos polos mais antigos da Sonorgás, com taxas de penetração elevadas e uma rede de distribuição que abrange já a larga maioria dos consumidores domésticos, serviços e industriais das respetivas áreas de licença. O investimento previsto para este grupo (~100 mil euros por licença/ano) é de continuidade e densificação, incidindo em duas vertentes:

- ligação de novos consumidores em resposta a pedidos de ligação à rede que de forma recorrente chegam à Sonorgás. Estes pedidos são essencialmente de edifícios já infraestruturados e de novas edificações nas zonas de influência das redes existentes. Estas licenças apresentam um grau de maturidade técnica e operacional que permite uma rápida e segura injeção local de biometano, potenciando a criação de ecossistemas de gases renováveis. Este esforço de densificação e expansão a novas centralidades com maior densidade demográfica foca-se nos polos de Póvoa de Lanhoso, com a construção de 11 km de rede para densificação da malha instalada e promoção da integração de gases renováveis, e de Mirandela, com 3 km de rede destinados a reforçar a competitividade de unidades de serviços, utilidade pública e indústria.

No total, estas infraestruturas permitirão um acréscimo da energia veiculada na rede superior a 4,3 GWh, garantindo a futura descarbonização de importantes infraestruturas locais.

- aquisição da UAG de Urjais (polo de Mirandela), atualmente explorada ao abrigo de um contrato de utilização com uma entidade terceira, com vista a assegurar a autonomia da Sonorgás sobre esta infraestrutura crítica, eliminando dependências operacionais externas e garantindo a segurança, continuidade e estabilidade do abastecimento à rede de distribuição, em conformidade com os princípios de fiabilidade do Sistema Nacional de Gás (SNG). Trata-se de investimento mínimo necessário para assegurar a continuidade operacional e o serviço aos consumidores existentes e potenciais nestes polos.

Desta forma, chegará a um maior número de potenciais consumidores, permitindo aumentar o volume de Gás veiculado em cada concelho. Relativamente às 5 licenças, é estimado atingir um montante de 3,2 milhões de Euros com o seguinte detalhe:

Plano de Investimentos		PDIRD-G 2026					
5 Polos							
Descrição	u.m	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	2027P-31P
<b>Detalhe financeiro</b>							
<b>Desenvolvimento e expansão de rede</b>	<b>€'000</b>	<b>274</b>	<b>1.050</b>	<b>599</b>	<b>611</b>	<b>629</b>	<b>3.163</b>
Redes	€'000	89	277	284	291	298	1.239
Ramais	€'000	33	53	55	56	59	256
Conversões	€'000	68	81	82	84	87	402
Reconversões	€'000	10	12	12	12	13	59
Redutores	€'000	10	51	52	35	36	184
UAG	€'000	0	415	0	0	0	415
Aquisição de rede	€'000	0	0	0	0	0	0
Aquisição de ramais	€'000	0	0	0	0	0	0
Capitalização de Encargos de Estrutura	€'000	43	125	79	98	101	445
Outros investimentos em infra-estruturas	€'000	22	35	35	35	37	164

Tabela 45 - Plano de investimento projetado para as 5 licenças em Desenvolvimento e expansão de rede – Detalhe financeiro

Plano de Investimentos		5 Polos	PDIRD-G 2026					
Descrição	u.m	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	2027P-31P	
<b>Características do investimento: Quantidades</b>								
<b>Desenvolvimento e expansão de rede</b>								
Redes	mts	1.165	3.542	3.542	3.542	3.542	15.332	
Ramais	#	74	118	118	118	121	550	
Conversões	#	99	116	115	115	116	561	
Reconversões	#	25	29	28	28	29	139	
Redutores	#	124	145	143	143	145	700	
UAG	#	0	1	0	0	0	1	
Aquisição de rede	mts	0	0	0	0	0	0	
Aquisição de ramais	#	0	0	0	0	0	0	
PA angariados (por segmento)	#	124	145	143	143	145	700	

Tabela 46 - Plano de investimento projetado para as 5 licenças em Desenvolvimento e expansão de rede – Detalhe operacional

### 5.1.3.2 18 Licenças, atribuídas em 2015

As 18 licenças atribuídas em 2015 encontram-se numa fase de maturidade intermédia, com rede em desenvolvimento e margem para densificação da base de consumidores. O investimento previsto totaliza aproximadamente 12,2 milhões de euros, repartido entre o desenvolvimento de rede para novas comunidades e zonas industriais, em particular a construção de três novas UAG, nomeadamente Vila Flor (Mini UAG, 2028), Valpaços (Micro UAG, 2027) e Baião (Mini UAG, 2027), que permitirão o acesso de novas comunidades e zonas industriais à rede de gás.

Adicionalmente dos 64,8 kms de rede previstos para as 18 licenças, 59,9 kms focam-se nos polos de Alijó, Montalegre, Vila Pouca de Aguiar, Valpaços, Baião e Vila Flor. Estes investimentos têm como finalidade a densificação da rede já existente e a ligação de novas zonas industriais e aglomerados habitacionais, permitindo um volume adicional de energia veiculada superior a 10,9 GWh. Este investimento visa assegurar a ligação de diversos serviços de utilidade pública (nomeadamente estabelecimentos de ensino, saúde e apoio social). Em paralelo, ajuda a promover a competi-

tividade e a futura descarbonização do setor industrial e empresarial com a ligação de múltiplas unidades industriais e de prestação de serviços (incluindo unidades têxteis, do setor automóvel, processamento alimentar e hotelaria) e garantindo a continuidade do fornecimento e a resiliência das infraestruturas nestas regiões.

A aquisição da rede de Mogadouro, prevista nos compromissos da licença e atualmente explorada ao abrigo de um contrato de utilização com uma entidade terceira estava prevista para ser efetuada no ano de 2026 após finalizados os processos de avaliação e aprovações necessários. No presente plano, está prevista apenas para 2029 por forma a enquadrar-se nos valores limite de investimento aprovados no âmbito do PDIRD-G 2024 para os anos de 2026 e 2027. A partir de 2029, o perfil de investimento nestas licenças convergirá para uma lógica de densificação semelhante à das 5 licenças (cerca de 100 mil euros por licença/ano), focada na resposta a pedidos de ligação e no desenvolvimento da rede circundante.

Plano de Investimentos		18 polos	PDIRD-G 2026					
Descrição	u.m	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	2027P-31P	
<b>Detalhe financeiro</b>								
<b>Desenvolvimento e expansão de rede</b>								
Redes	€'000	1.021	1.336	804	999	1.030	5.189	
Ramais	€'000	110	214	137	157	150	767	
Conversões	€'000	207	319	198	216	189	1.130	
Reconversões	€'000	30	48	31	32	29	170	
Redutores	€'000	65	203	139	88	64	559	
UAG	€'000	777	829	0	0	0	1.406	
Aquisição de rede	€'000	22	0	668	0	0	690	
Aquisição de ramais	€'000	0	0	0	0	0	0	
Capitalização de Encargos de Estrutura	€'000	426	389	359	297	293	1.764	
Outros investimentos em infra-estruturas	€'000	126	156	90	95	88	556	

Tabela 47 – Plano de investimento projetado para as 18 licenças em Desenvolvimento e expansão de rede – Detalhe financeiro

Plano de Investimentos		18 polos	PDIRD-G 2026					
Descrição	u.m	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	2027P-31P	
<b>Características do investimento: Quantidades</b>								
<b>Desenvolvimento e expansão de rede</b>								
Redes	mts	13.345	17.055	10.023	12.167	12.251	64.841	
Ramais	#	249	473	296	332	309	1.659	
Conversões	#	303	457	277	295	252	1.584	
Reconversões	#	75	115	73	74	65	402	
Redutores	#	378	572	350	369	317	1.986	
UAG	#	2	1	0	0	0	3	
Aquisição de rede	mts	350	0	20.900	0	0	21.250	
Aquisição de ramais	#	0	0	0	0	0	0	
PA angariados (por segmento)	#	378	572	350	369	317	1.986	

Tabela 43 – Plano de investimento projetado para as 18 licenças em Desenvolvimento e expansão de rede – Detalhe operacional

### 5.1.3.3 8 Licenças, atribuídas em 2019

As 8 licenças atribuídas em 2019 representam os polos que estão num estado de implementação mais prematuro e com maior potencial de desenvolvimento, onde a rede de distribuição está ainda em fase de desenvolvimento, registando-se ainda uma taxa de penetração relativamente baixa. O investimento previsto (cerca de 585 mil euros por licença/ano) é o mais expressivo dos três grupos, refletindo a necessidade de continuar a construir infraestrutura de base, rede secundária, ramais e UAG, para alcançar novas comunidades e zonas industriais nestes territórios e aumentar o seu potencial de descarbonização por injeção de gases renováveis.

Nos concelhos de Amares, Cabeceiras de Basto, Celorico de Basto, Mondim de Basto, Monção, Miranda do Douro e Vieira do Minho, está prevista a construção de 129,6 Kms com o foco central de densificação da malha existente. Este investimento permite a ligação de unidades industriais, o reforço da prestação de serviços de utilidade pública e outros serviços (que incluem restauração, hotelaria e comércio local), resultando num possível incremento

de cerca de 28,2 GWh de energia veiculada.

Este investimento assegurará a competitividade e descarbonização do setor industrial e empresarial com a ligação de clientes industriais e de serviços (incluindo unidades têxteis, cerâmicas, alimentares, de transformação de pedra e hotelaria) e o reforço do atendimento a serviços de utilidade pública (nomeadamente estabelecimentos de ensino, centros de saúde e lares de idosos), garantindo a continuidade do fornecimento e a resiliência das infraestruturas nestas regiões.

Entre 2028 e 2031, está prevista a construção de cinco novas Micro UAG nos polos de Cabeceiras de Basto, Celorico e Mondim de Basto, Melgaço, Miranda do Douro e Vieira do Minho, assegurando os pontos de abastecimento necessários ao início da distribuição em novas zonas destes concelhos e promovendo o reforço da competitividade territorial do SNG no interior norte, e o seu potencial de descarbonização por gases renováveis.

Plano de Investimentos		8 polos	PDIRD-G 2026					
Descrição	u.m	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	2027P-31P	
<b>Detalhe financeiro</b>								
<b>Desenvolvimento e expansão de rede</b>								
Redes	€'000	3.921	4.832	5.139	4.798	4.930	23.620	
Ramais	€'000	2.166	2.451	2.439	2.321	2.667	12.045	
Conversões	€'000	267	423	394	366	328	1.779	
Reconversões	€'000	508	583	583	522	480	2.676	
Redutores	€'000	75	86	86	77	71	396	
UAG	€'000	97	266	316	323	178	1.180	
Aquisição de rede	€'000	0	166	339	174	178	856	
Aquisição de ramais	€'000	0	0	0	0	0	0	
Capitalização de Encargos de Estrutura	€'000	0	0	0	0	0	0	
Outros investimentos em infra-estruturas	€'000	603	582	684	755	784	3.408	
	€'000	204	275	297	260	243	1.280	

Tabela 49 – Plano de investimento projetado para as 8 licenças em Desenvolvimento e expansão de rede – Detalhe financeiro

Plano de Investimentos		8 polos	PDIRD-G 2026					
Descrição	u.m	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	2027P-31P	
<b>Características do investimento: Quantidades</b>								
<b>Desenvolvimento e expansão de rede</b>								
Redes	mts	28.325	31.300	30.418	28.268	31.719	150.030	
Ramais	#	606	937	851	773	677	3.844	
Conversões	#	745	834	814	712	640	3.745	
Reconversões	#	186	209	204	177	160	936	
Redutores	#	931	1.043	1.018	889	800	4.681	
UAG	#	0	1	2	1	1	5	
Aquisição de rede	mts	0	0	0	0	0	0	
Aquisição de ramais	#	0	0	0	0	0	0	
PA angariados (por segmento)	#	931	1.043	1.018	889	800	4.681	

Tabela 50 – Plano de investimento projetado para as 8 licenças em Desenvolvimento e expansão de rede – Detalhe operacional

### 5.1.3.4 Capitalização de encargos de estrutura

O investimento em capitalização de encargos de estrutura, divide-se em duas componentes principais: capitalização de fornecimentos e serviços externos e de pessoal, representando uma distribuição média de 8% e 92%, respetivamente, para o período de 2027-2031. Os 92% refletem o peso do trabalho interno afe-

to à construção de rede, coerente com a fase de expansão ativa nas 26 licenças atribuídas em 2015 e 2019, e a capitalização é proporcional ao tempo diretamente afeto a investimento elegível.

Capitalização e encargos de estrutura		PDIRD-G 2026					
€'000		2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	2027P-31P
Rede Secundária		654	628	727	782	843	3.635
Conv. / Reconv.		179	175	205	204	183	946
Ramais		82	107	121	126	113	548
UAG		155	187	70	38	38	487

Tabela 51 – Capitalização de encargos de estrutura por tipo de investimento

### 5.1.3.5 Outros Investimentos em infra-estruturas

O investimento em outros investimentos em infraestruturas, no montante total de 2,0 M€ para o período 2027-2031, agrupa serviços técnicos especializados legalmente obrigatórios para a execução do plano de expansão de rede, que a Sonorgás contrata externamente por imperativo técnico e de eficiência económica.

A natureza desta rubrica decorre de uma especificidade estrutural da atividade: a Sonorgás opera numa fase de expansão ativa da rede em 26 licenças, exigindo serviços de projeto, cadastro, fiscalização de obra e coordenação de segurança que são legalmente obrigatórios nos termos do Decreto-Lei n.º 273/2003, de 29 de

outubro e do Despacho n.º 2791/2025, mas cujo volume não justifica a criação de capacidade interna permanente. A externalização destes serviços é a solução económica e operacionalmente eficiente, sendo o custo associado proporcional à dimensão do programa de obras de cada ano.

O investimento complementar em infra-estrutura abrange as atividades transversais obrigatórias de suporte à expansão da rede: angariação de novos clientes (conversões, reconversões e ramais associados aos 7.367 PA angariados previstos), elaboração de projetos e cadastro, fiscalização e ensaio das novas UAG, aquisi-

ção de equipamento auxiliar e inspeção e certificação das instalações de utilização nos termos da legislação em vigor.

Os principais componentes detalham-se na seguinte tabela:

Outros investimentos em infra-estruturas						
€	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	2027P-31P
Angariações - Conv. Reconov.	47.295	59.481	52.292	49.648	45.796	254.512
Angariações - Ramais	30.640	51.645	43.768	43.363	40.202	209.618
Projetos e cadastros - Conv. - Doméstico	46.905	57.106	49.447	46.683	43.805	243.947
Projetos e cadastros - Conv. - Serviços	5.913	15.501	17.361	19.810	14.304	72.889
Projetos e cadastros - Conv. - Indústria	0	4.917	4.476	2.292	0	11.685
Projetos e cadastros - Rede de distribuição	70.687	87.695	76.106	77.921	86.206	398.616
Projetos e cadastros - Ramal	1.532	2.582	2.188	2.168	2.010	10.481
Fiscalização - Mini UAG	11.188	11.457	0	0	0	22.645
Fiscalização - Micro UAG	7.459	7.638	15.642	8.009	8.201	46.949
CSO - Mini UAG	5.182	5.306	0	0	0	10.488
CSO - Micro UAG	3.454	3.537	7.244	3.709	3.798	21.744
Balanças - Micro UAG (c/ aquisição)	9.351	9.576	19.611	10.041	10.282	58.860
Inspeção e Ensaio - Conv. Reconov. - Doméstico	108.429	131.692	114.262	107.577	101.353	563.314
Inspeção e Ensaio - Conv. Reconov. - Serviços	4.291	14.235	15.836	17.691	12.265	64.318
Inspeção e Ensaio - Conv. Reconov. - Indústria	0	3.903	3.553	1.819	0	9.276
<b>Total</b>	<b>352.327</b>	<b>462.370</b>	<b>418.234</b>	<b>388.912</b>	<b>368.222</b>	<b>1.999.340</b>

Tabela 52 – Investimento complementar na Infraestrutura, em Desenvolvimento e expansão de rede

### 5.1.4 Investimento em digitalização

Num contexto de transição energética, compete também aos ORD, investir no desenvolvimento de soluções inovadoras, ecológicas e eficientes que visem dotar as redes de distribuição de Gás de valências para satisfazer não só as necessidades dos consumidores atuais, mas também das gerações vindouras, por forma a garantir a sua sustentabilidade.

No plano europeu, a Diretiva (UE) 2024/1788, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, sublinha a necessidade de coerência entre o planeamento das redes e os objetivos sociais da transição energética, reconhecendo que uma transição justa implica evitar o agravamento das assimetrias no acesso a serviços energéticos essenciais.

Como resposta às exigências de um consumidor cada vez mais

digital e à constante superação do nível de serviço e eficiência que pauta a posição da Sonorgás, preconiza-se uma evolução progressiva da rede de distribuição de gás para um conceito de Smart Gas Grid, que é totalmente alinhada à estratégia de descarbonização do setor de gás.

Dotar a rede de gás de ativos tecnologicamente mais evoluídos, significa criar condições para elevar o nível de eficiência e qualidade do serviço prestado. É nesta base de modernização que a Sonorgás enquadrou a introdução do conceito SMART nas redes de gás e que consiste, na sua essência, numa rede altamente instrumentalizada, com sensores interligados e geridos por sistemas de informação “inteligentes” que permitem, entre outros, gestão remota, equipamentos inteligentes em “autogestão”, ou uma alarmística preventiva, com base em algoritmos preditivos (ver figura abaixo).

Adicionalmente, o paradigma de desenvolvimento tecnológico sem precedentes vivido atualmente, e que se prevê que venha a aumentar no futuro, apresenta tanto inúmeras potencialidades para os consumidores que se poderão traduzir em ganhos de bem-estar, de eficiência e de qualidade substanciais, como riscos vários para todos os *stakeholders*, sob a forma de diversas ameaças, nomeadamente de cibersegurança, que exigirão de todas as empresas uma adequada resposta para combater. Na génese do que se acredita ser uma inevitável transição, estão

fatores indissociáveis da atual/futura realidade energética global, tais como:

- i. A crescente diversificação de fontes de produção de energia (hidrogénio verde, Biometano ou E-metano);
- ii. Importância da gestão adequada da colossal quantidade de dados com que se depara diariamente (Big data);
- iii. O reforço das defesas e mecanismos preditivos/reativos que garantam a segurança e confidencialidade da informação que gerimos nas nossas redes.

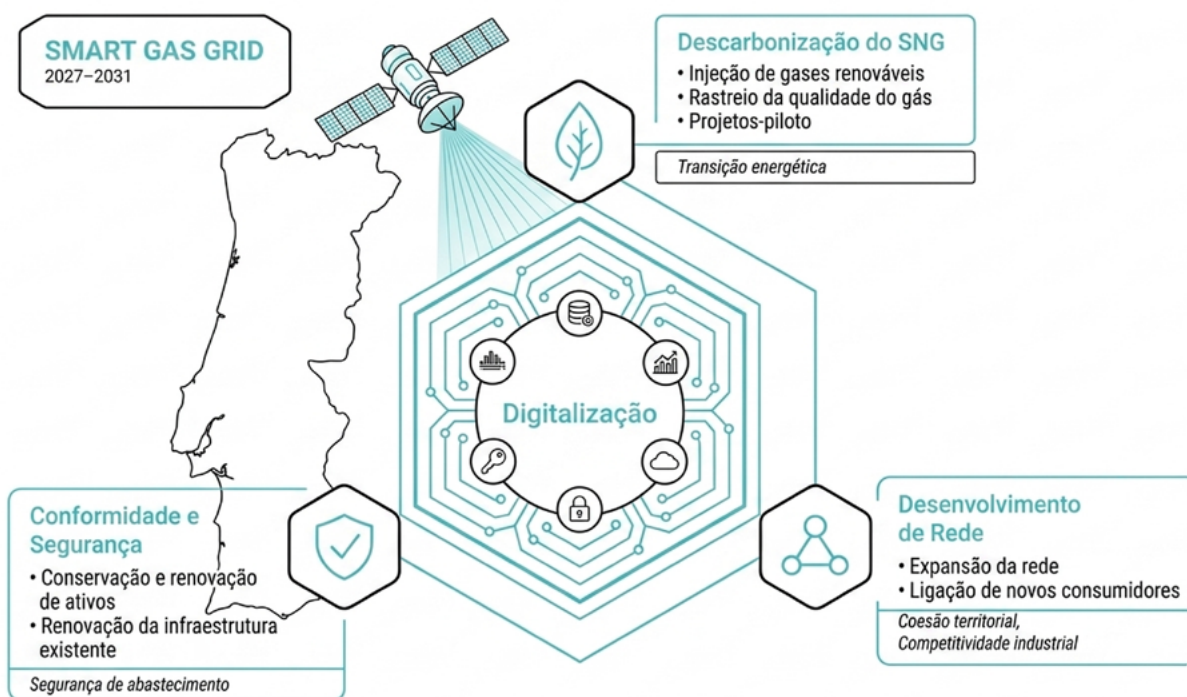


Figura 33 - Componentes de uma Smart Gas Grid

A digitalização dos ativos é uma componente essencial para a estratégia de médio e longo prazo da Sonorgás. O reforço das plataformas digitais responde à necessidade de internalizar competências e ferramentas adequadas à autonomia operacional da empresa, assegurando a independência na gestão da infraestrutura e o cumprimento das obrigações regulatórias em matéria de segurança, qualidade de serviço e reporte.

Neste âmbito, destacam-se os dois principais vetores de investimento no presente PDIRD:

SGG - Smart Grid & Asset Management

SGG - Smart Process Optimization

### 5.1.4.1 SMART Grid & Asset Management

Para o horizonte 2027-2031, pretende-se dar seguimento a este vetor de investimento basilar que visa aumentar e reforçar a resiliência e segurança das infraestruturas de distribuição de Gás. O investimento, incidirá sobre a infraestrutura e sobre o controlo e operação da mesma, tendo previstas as seguintes iniciativas:

SGG - Smart Grid & Asset Management					
€	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P
Aquisição Cartografia	20.000	30.000	10.000	25.000	20.000
Verificação cadastral/identificação de ativos	43.250	123.250	93.750	75.000	50.000
Desenvolvimento SIG	0	25.000	25.000	25.000	25.000
<b>Total</b>	<b>63.250</b>	<b>178.250</b>	<b>128.750</b>	<b>125.000</b>	<b>95.000</b>

Tabela 53 - Detalhe de investimento SGG - SMART Grid & Asset Management

#### Fundamentação:

#### Aquisição de Cartografia Digital Atualizada

A gestão eficaz das infraestruturas de distribuição exige informação cadastral precisa e atualizada e georreferenciada. O investimento previsto visa a aquisição de cartografia digital editável à escala 1:2000 para os troços onde a informação é insuficiente constituindo, condição essencial para o planeamento de intervenções, a otimização de percursos de manutenção e o reporte regulatório à ERSE.

A cartografia vetorial constitui ainda um pilar da estratégia de digitalização da Sonorgás, permite a integração de bases de dados externas (censos, CTT) para validação e atualização contínua, bem como a integração com os restantes módulos do SIG (gestão de ativos, planeamento, análise de rede), contribuindo para a rastreabilidade da informação técnica e a transparência perante o regulador. Suporta todo o sistema de informação geográfica (SIG), onde é efetuado o registo e a consulta do traçado da rede, ramais e equipamentos, em conformidade com o sistema de referência ETRS89/PT-TM06 e com o disposto no Decreto-Lei n.º 141/2014, de 19 de setembro

A prioridade é assegurar que toda a rede em operação dispõe de cadastro georreferenciado fiável, condição essencial para o planeamento de intervenções, a otimização de percursos de manutenção e o reporte regulatório à ERSE.

#### Validação Cadastral

O Cadastro é um instrumento essencial para uma gestão adequada dos seus ativos, razão pela qual nos últimos anos que a Sonorgás passou a georreferenciar todos os seus cadastros. Face à extensa quantidade de informação, torna-se essencial proceder à sua validação.

Este serviço, focar-se-á essencialmente em validação e georreferenciação de forma a construir uma base de informação que permita operar a infraestrutura de forma eficiente e segura.

Assim, após a aquisição da cartografia e bases de dados associadas, na sua versão mais recente, torna-se necessária a validação cadastral inserida em SIG até 2021. Face à extensa quantidade de informação, prevê-se que o serviço de validação cadastral, possa ser concluído num período temporal compreendido entre os 36 e os 42 meses. Este serviço, focar-se-á essencialmente em validação e georreferenciação de:

- i) Tubagens e acessórios, por comparação com os desenhos cotados;
- ii) Ramais identificados, verificando a existência de outros que possam ter sido executados à posteriori e não tenham sido cadastrados, por falha nos processos de compilação de informa-

ção. Comparação com o número de edifícios/prédios existentes no ERP;

iii) Dispositivos de corte (válvulas), pois podem ter sido tapados por intervenções nas vias, com a colocação de tapete betuminoso;

iv) Equipamentos de sensorização, existentes nas infraestruturas.

Complementarmente, efetuar o cadastro do número de clientes existentes por prédio/edifício vs. número de clientes potenciais. Apesar de todas as iniciativas contribuírem para o mesmo vetor, as características de cada iniciativa são distintas e por esse motivo serão organizadas em projetos próprios.

**Desenvolvimento SIG (Sistema de Informação Geográfica)**

Face ao crescimento significativo da informação associada às infraestruturas de distribuição de gás registado nos últimos anos, a Sonorgás pretende investir no desenvolvimento do Portal Web “SonorgasGIS,” uma plataforma que permitirá uma gestão mais eficiente, integrada e segura dessa informação, nomeadamente através das seguintes funcionalidades:

- a) A recolha e tratamento dos dados das infraestruturas e sensores instalados;
- b) Partilha interna e externa da informação, com a integração com outras plataformas que alimentam os dados do Portal, bem como alimentar outras com os dados existentes;

c) A gestão, planeamento do desenvolvimento das infraestruturas de distribuição de gás;

d) Tratamento dos dados recolhidos, com a elaboração de reportes.

Como referido, a Sonorgás pretende investir na evolução da atual plataforma de Sistema de Informação Geográfica (SIG), dotando-a de maior robustez e de novas funcionalidades de análise, gestão e planeamento. Esta evolução passará pelo desenvolvimento do Portal Web “SonorgásGIS”, concebido para assegurar a integração com outras ferramentas e softwares utilizados na organização.

O SonorgásGIS permitirá a disponibilização e partilha estruturada da informação cadastral das infraestruturas junto das equipas de operação e manutenção, contribuindo para o aumento da eficiência e da eficácia dos processos, bem como para a melhoria da qualidade das intervenções e das ações de monitorização da rede.

A opção por um portal web, deve-se, i) à sua versatilidade de acesso via web browser, ii) capacidade de integração de vários sistemas, iii) a criação de vários tipos de utilizador internos/externos com perfis e permissões parametrizáveis, iv) registo de acessos e registos efetuados, pois os mesmos são feitos por autenticação (login+palavra pass), v) a melhor opção para centralização e disponibilização de serviços ao seu público-alvo, os users, sejam eles equipas de operação e manutenção ou users externos.



Figura 34 – Portal SIG a desenvolver “SonorgasGIS”

Desenvolver-se-ão ferramentas que permitam a visualização, gestão e atualização de cadastro de infraestruturas, via browser (WEB) e Móvel (Mobile).

As principais funcionalidades a desenvolver/implementar, são:

**i. Desktop GIS:** Destinada a gestão interna da informação, ligação com as diversas bases de dados e serviços por utilizador avançado.

**ii. Backoffice:** Destinado à gestão corrente da informação geográfica, importação/exportação, criação de mapas, reports, gestão de utilizadores.

**iii. Estatística & Reporting:** Desenvolvimento de ferramenta de estatística com base no histórico, gerando relatórios temporais como, por exemplo, identificação de pontos negros na infraestrutura, despoletados pela repetição de ocorrências de avarias ou evolução da rede para avaliação da sua capacidade.

**iv. Integração:** Desenvolvimento de módulo(s) que permita(m) a integração, leitura e escrita de dados, com outras plataformas utilizadas na Sonorgás e/ou por entidades externas à Sonorgás.

### 5.1.4.2 SMART Process Optimization

#### Fundamentação:

A Sonorgás tem vindo a consolidar um modelo operacional baseado na internalização progressiva de competências e recursos, em substituição de um modelo histórico de dependência de serviços partilhados e subcontratados. Esta transição, acelerada na sequência da autonomização da estrutura societária da empresa, visa reforçar a transparência, a rastreabilidade e a qualidade da governança da atividade regulada, assegurando que a Sonorgás detém o controlo direto sobre os processos, os dados e os meios operacionais necessários ao cumprimento das suas obrigações enquanto operadora da rede de distribuição. Os investimentos previstos nesta rubrica enquadram-se nesta lógica de reforço da autonomia e da capacidade própria da empresa.

No seguimento da estratégia de sistemas de informação, a Sonorgás tem realizado importantes progressos em matéria de automatizações. No seu sistema ERP (Navision), foi desenvolvido um

**v. Gestão:** Desenvolvimento de ferramenta que permita a Gestão da Infraestrutura de distribuição de Gás, criação e gestão de ocorrências na infraestrutura, bem como a definição e gestão de fluxos de acompanhamento e comunicação das mesmas.

**vi. Planeamento:** Desenvolvimento de ferramenta que permita o Planeamento do desenvolvimento e gestão das infraestruturas de distribuição de gás.

**vii. Análise:** Desenvolvimento de ferramenta que permita:

a) Simulação da interrupção de fornecimento, por intervenção na infraestrutura, com identificação dos dispositivos de corte a intervir, para isolamento da zona intervencionada, bem como a identificação dos CUI afetados;

b) Identificação de pontos “frágeis” da infraestrutura;

c) Identificar, nas condições de requerimento do produtor, potenciais pontos de injeção de gases renováveis na rede de distribuição de Gás, através da análise de consumos e caudais por troços, nas infraestruturas;

conjunto de operações automatizadas que permitem executar, de forma não assistida, diversos processos de negócio, tais como, os procedimentos associados a uma rescisão contratual/mudança de comercializador, a alterações de contadores em instalações (e.g. remover, instalar ou trocar) ou alterações massivas do escalão de gás, de um universo de instalações. Adicionalmente, foram desenvolvidos mecanismos para automatização de operações com os comercializadores de mercado livre, em particular no que respeita ao tratamento e importação das leituras de clientes comunicadas por estes operadores.

Para o horizonte temporal 2027-2031, o vetor SMART Process Optimization foca-se numa vertente de otimização e reforço de controlo. Os investimentos para este horizonte temporal detalham-se da seguinte forma:

SMART Process Optimization					
€	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P
SCADA	50.000	230.000	414.000	275.000	485.000
Plataforma e hub de dados operacionais	1.950	525.000	171.000	254.000	100.000
Processos Financeiros e Regulatórios	135.000	323.000	337.000	340.000	360.000
Fluxos de informação e canais de interação	117.500	81.000	145.000	74.000	35.000
	<b>304.450</b>	<b>1.159.000</b>	<b>1.067.000</b>	<b>943.000</b>	<b>980.000</b>

Tabela 54 – Decomposição de SGG – SMART Process Optimization

## Enquadramento em custos eficientes:

### SCADA

Para o período considerado 2027-2031, estima-se um investimento total de 1.454 milhares de euros na modernização e reforço do sistema SCADA, conforme detalhado na tabela seguinte:

SGG - Smart Process Optimization	SCADA				
€	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P
SCADA AI & Fraud prevention	0	0	121.000	205.000	415.000
Desenvolvimento SCADA p/ UAG e Redes	50.000	150.000	100.000	50.000	50.000
Integração com SCADA	0	80.000	50.000	20.000	20.000
Melhoria na integração SIG-SCADA	0	0	143.000	0	0
<b>Total</b>	<b>50.000</b>	<b>230.000</b>	<b>414.000</b>	<b>275.000</b>	

Tabela 55 - Decomposição de SGG – SMART Process Optimization em SCADA

O sistema SCADA é responsável pela recolha, monitorização e controlo em tempo real dos dados operacionais das 40 UAG e da rede de distribuição, permitindo a deteção atempada de anomalias, a gestão de alarmes e o acionamento dos meios de intervenção. O crescimento contínuo da sensorização instalada, a internalização progressiva de competências operacionais e as exigências regulatórias emergentes em matéria de cibersegurança e de reporte justificam um investimento estruturado na evolução da plataforma, em quatro eixos que se apresentam de seguida.

#### SCADA AI & Fraud Prevention

Este eixo visa dotar a plataforma SCADA de capacidades analíticas avançadas, suportadas por inteligência artificial e orientadas para a deteção precoce de padrões anómalos nos dados operacionais recolhidos em tempo real. O objetivo é complementar os mecanismos tradicionais de alarmística, baseados em limiares fixos, com modelos capazes de identificar desvios subtis de comportamento, que podem ser indicadores de falha incipiente de equipamento, consumo irregular ou tentativas de intrusão.

O investimento inclui ainda o reforço da componente de cibersegurança da plataforma SCADA, em conformidade com as obrigações aplicáveis ao operador de infraestruturas críticas ao abrigo da Diretiva (UE) 2022/2555 (NIS2) e com as melhores práticas do setor. A arquitetura prevista contempla mecanismos de deteção e bloqueio de ameaças, controlo de acessos com autenticação reforçada, cifra de comunicações e segregação lógica entre ambientes, assegurando simultaneamente a resiliência operacional

e a confidencialidade e integridade da informação gerida. O detalhe técnico da solução implementada é apresentado internamente à DGEG e à ERSE em sede própria, por razões de segurança da informação.

#### Desenvolvimento SCADA para UAG e Redes

O presente eixo materializa o upgrade funcional da plataforma SCADA, alargando o âmbito de monitorização da atual cobertura das UAG à totalidade da sensorização instalada na rede de distribuição, incluindo as futuras Estações de Medição e Injeção (EMI) de gases renováveis, em coerência com os compromissos de integração progressiva de biometano na rede. As principais funcionalidades a implementar incluem o reforço dos mecanismos de controlo de acessos e autenticação, a geração avançada de alarmes, sinópticos melhorados e dashboards dinâmicos de análise de indicadores de desempenho.

Complementarmente, prevê-se o upgrade das RTU das UAG, ao nível de hardware e software, introduzindo redundância na monitorização dos sinais críticos (pressão, nível de reservatório e pressão de injeção na rede), redundância nos canais de comunicação com monitorização contínua do estado de cada canal, e geração de alarmes baseada em falhas de equipamentos locais (UPS e PLC). Este investimento permite uma separação mais clara entre as atividades de operação diária, designadamente a coordenação das trasfegas de GNL, e as atividades de manutenção e intervenção técnica.

Inclui-se ainda neste eixo a integração no SCADA da monitori-

zação física das infraestruturas, designadamente controlo de intrusão, deteção de incêndio e videovigilância (CCTV) das UAG e das futuras EMI, colmatando uma lacuna atual da plataforma e agregando num único sistema toda a informação de monitorização eletromecânica, de segurança física e de videovigilância.

### Integração SCADA

Na sequência da política de internalização das plataformas tecnológicas já adotada pela Sonorgás, o presente eixo consolida a infraestrutura SCADA no *data center* da Empresa, que dispõe dos sistemas de *backup*, *disaster recovery*, resiliência de comunicações e segurança necessários para assegurar o normal funcionamento da supervisão em caso de incidente. A internalização garante à Sonorgás o controlo direto sobre a infraestrutura de supervisão e sobre os dados operacionais da rede, ativo crítico para uma operação de distribuição de gás.

Prevê-se igualmente o desenvolvimento de uma aplicação móvel, compatível com Android e iOS, que permitirá o acesso em tempo real ao estado das UAG, da rede de distribuição e das futuras EMI, substituindo o atual sistema de notificação por SMS por uma solução com maior fiabilidade, rastreabilidade e integração com o SCADA. As funcionalidades previstas incluem a gestão integrada de alarmes com confirmação de receção, notificações push, comunicação de equipa via chat integrado, gestão de ocorrências com histórico de intervenções e controlo do cumprimento dos tempos de resposta (SLA), com geração de evidências.

### Melhoria na integração SIG-SCADA

O presente eixo visa o desenvolvimento de integração bidirecional entre o sistema SCADA e a plataforma de Sistema de Informação Geográfica (SIG) da Sonorgás, permitindo aos técnicos o acesso unificado às duas plataformas a partir de uma única interface, com impacto direto na eficiência operacional e na qualidade da informação disponível no terreno.

A integração permitirá, designadamente, visualizar em tempo real o estado da infraestrutura sobreposto à cartografia da rede, identificar imediatamente o número de clientes afetados por uma falha localizada, direcionar de forma mais eficiente as equipas de intervenção, e registar as ocorrências com georreferenciação automática. Este investimento é particularmente relevante para um operador com a dispersão geográfica da Sonorgás, que cobre uma área de aproximadamente 11.000 km<sup>2</sup>, onde a eficiência das deslocações operacionais é um fator crítico de desempenho.

### Projetos de automação, digitalização e IA

O investimento em SMART Process Optimization para o período 2027-2031 materializa-se também num programa integrado de automação, digitalização e inteligência artificial nos processos financeiro-operacionais da Sonorgás, com arranque em 2026 e implementação faseada ao longo do período do plano. O programa assenta numa plataforma tecnológica comum (Dynamics 365 Business Central, Power Platform e automação robótica de processos), num modelo único de governação (Comissão de Acompanhamento mensal, ciclos ágeis de implementação, controlo de versões) e num conjunto de indicadores de desempenho mensuráveis. O objetivo transversal é reduzir prazos de fecho e atividades manuais, aumentar a fiabilidade e rastreabilidade da informação financeira e regulatória, e assegurar a conformidade com as obrigações aplicáveis em matéria de proteção de dados (RGPD), regulação setorial (ERSE, DGEG, SEE e MAEN), obrigações fiscais (Autoridade Tributária e Segurança Social) e normativo contabilístico (SNC/IFRS). O programa organiza-se em torno de três linhas de força. A linha (A) consolida uma plataforma e hub de dados operacionais que serve como fonte única para os reportes regulatórios, estatutários, de gestão e bancários, diferindo apenas no formato e no perímetro de saída. A linha (B) cobre a integração e automação dos processos financeiros, de reporte e de controlo interno, desdobrando-se em sete rubricas: (B1) ciclo integrado Purchase-to-Pay, Order-to-Cash, gestão integrada de tesouraria e mapping de balanço e demonstração de resultados; (B2) automação dos processos de reporte (regulatório, estatutário, de gestão e bancário) e dos mecanismos de suporte à auditoria; (B3) automação da atualização, acompanhamento e validação dos processos de controlo interno; (B4) melhoria contínua e adaptação legal e regulatória do Business Central; (B5) produção dos relatórios regulamentares; (B6) adaptação do formato dos ficheiros de QoS; e (B7) integração da comunicação das Guias para SGE (Sistema de Gestão de Engenharia). A linha (C) abrange os canais de interação e os fluxos de informação, desdobrando-se em três rubricas: (C1) fluxos diretos entre operador da rede de distribuição (ORD) e o comercializador (COM); (C2) fluxo entre o operador logístico de mudança de comercializador (OLMC) operador de rede de distribuição (ORD) e o comercializador de último recurso (CUR); e (C3) canais de interação com clientes e consumidores.

### A. Plataforma e hub de dados operacionais

A linha de força A agrupa as plataformas digitais de suporte à

gestão operacional e analítica da Sonorgás, que dão resposta à necessidade de digitalizar, integrar e tornar rastreáveis os principais fluxos de informação sobre ativos, operação no terreno, consumidores e indicadores de gestão. Os projetos desta rubrica, cujo detalhe consta na tabela seguinte e será desenvolvido pelos responsáveis, organizam-se em quatro grupos: (i) gestão integrada de ativos e operações no terreno, que inclui o Asset Management com certificação de ativos, a plataforma de gestão de frota

e a gestão de autos de informação de obra; (ii) gestão da força de trabalho, assente na plataforma de Work Force Management (WFM) e no respetivo módulo de Data Analytics; (iii) gestão comercial e do consumidor, que abrange a plataforma para gestão de consumos e a plataforma para gestão de contactos comerciais; e (iv) analítica de gestão, materializada na solução Analytics for Executive Management.

#### A. Plataforma e hub de dados operacionais

€	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P
Asset management - Certificação de ativos	0	0	0	177.000	100.000
Plataforma para gestão de frota	0	0	171.000	0	0
Plataforma para Gestão de Consumos	0	154.000	0	0	0
Plataforma de Work Force Management (WFM)	0	125.000	0	0	0
Data Analytics sobre plataforma de WFM	0	66.000	0	0	0
Gestão de Autos de informação de obra	0	0	0	77.000	0
Plataforma para Gestão de Contactos Comerciais	0	79.000	0	0	0
Analytics for Executive Management	0	101.000	0	0	0
Renovação UPS + Routers UAG	1.950	0	0	0	0
Demographics Data analytics	0	0	79.000	0	0
<b>Total</b>	<b>1.950</b>	<b>525.000</b>	<b>250.000</b>	<b>254.000</b>	<b>100.000</b>

Tabela 56 - Decomposição de SMART Process Optimization em Plataforma e hub de dados operacionais.

#### B. Processos Financeiros e Regulatórios

##### B1. Ciclo integrado Purchase-to-Pay, Order-to-Cash e tesouraria

A rubrica B1 cobre, num único fluxo automatizado, o ciclo operacional da Sonorgás desde a geração do documento comercial até à sua liquidação, reconciliação bancária e registo contabilístico. Integra o Purchase-to-Pay (contas a pagar), o Order-to-Cash (contas a receber), a autofatura, o registo contabilístico e o arquivo digital, a gestão integrada de tesouraria e de fundo de maneiio, a conciliação bancária e o controlo fiscal, bem como o mapping de balanço e demonstração de resultados que assegura a consistência entre o registo operacional e a estrutura contabilística, tratados como etapas de um mesmo fluxo e não como subsistemas independentes. A solução assenta em Business Central, complementado por captura inteligente de documentos, automação robótica de processos e aprovações, e um copiloto financeiro baseado em modelo de linguagem.

##### B2. Automação do reporte regulatório (ERSE, DGEG, SEE, MAEN), estatutário, de gestão e bancário

A rubrica B2 automatiza a produção dos reportes da Sonorgás, incluindo os reportes regulatórios entregues à ERSE (contas reguladas e PDIRD-G), à DGEG, à Secretaria de Estado da Energia

e ao Ministério responsável (MAEN), as contas estatutárias e o Relatório e Contas, o reporte mensal de gestão com modelos driver-based, rolling forecast e painéis em Power BI, e o reporte regular a bancos, incluindo demonstrações financeiras, cálculo de covenants e reconciliações de suporte. Abrange ainda a criação e automação dos mecanismos de suporte à auditoria, cobrindo a preparação estruturada de evidências, trilhos de auditoria e extrações parametrizáveis. A rubrica garante que a informação reportada aos diferentes destinatários tem a mesma origem nas bases de dados da plataforma B1, diferindo apenas no formato e perímetro de saída.

##### B3. Automação da atualização, acompanhamento e validação de processos de controlo interno

A rubrica B3 automatiza o ciclo de vida dos controlos internos gerais da Sonorgás, abrangendo a atualização contínua do desenho dos controlos em função da evolução dos processos, o seu acompanhamento operacional e a validação periódica do respetivo funcionamento. Inclui a implementação de controlos internos gerais em Business Central, com registo automatizado de execução, evidências e exceções, permitindo reduzir a carga manual associada ao Sistema de Controlo Interno e assegurar

que a informação reportada em B2 assenta em processos controlados e rastreáveis.

Para o período considerado 2027-2031, estima-se um investimento de 725 milhares de euros nos sistemas de gestão financeira e controlo, com vista ao reforço da automatização, fiabilidade da informação e compliance, conforme detalhado na tabela seguinte:

B. Processos Financeiros e Regulatórios					
€	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P
<b>Processos Financeiros</b>	<b>125.000</b>	<b>150.000</b>	<b>150.000</b>	<b>150.000</b>	<b>150.000</b>
B1. Ciclo integrado Purchase to Pay, Order to Cash e Tesouraria	87.000	57.000	0	0	0
B2. Automação do reporte financeiro e regulatório (ERSE, DGEG, SEE, MAEN)	0	0	0	89.000	150.000
B3. Arquitetura contabilística, controlos internos e auditoria automatizada	38.000	93.000	150.000	61.000	0
<b>Processos Regulatórios</b>	<b>10.000</b>	<b>173.000</b>	<b>187.000</b>	<b>190.000</b>	<b>210.000</b>
<b>Total</b>	<b>135.000</b>	<b>323.000</b>	<b>337.000</b>	<b>340.000</b>	<b>360.000</b>

Tabela 57 - Decomposição de SMART Process Optimization em Processos Financeiros e Regulatórios.

#### B4. Business Central: melhoria contínua e adaptação estatutária, legal e regulatória

O Business Central é o sistema de gestão central da Sonorgás, suportando os processos financeiros, contabilísticos, fiscais da empresa, comerciais e regulatórios. A rubrica B4 cobre o investimento na evolução funcional e na manutenção adaptativa do Business Central, assegurando que a plataforma acompanha continuamente as alterações legais, fiscais e regulatórias aplicáveis à Sonorgás e que as novas funcionalidades libertadas pela Microsoft são avaliadas e integradas no sistema produtivo sempre que tragam ganho operacional. Inclui upgrades de versão, adaptações ao SAF-T, a alterações do regime fiscal, a evoluções de normativo contabilístico (SNC/IFRS) e a ajustamentos em obrigações de reporte setorial que implicam estruturas de dados específicas. A automatização de processos através de um sistema certificado elimina ou reduz substancialmente o esforço de investimento, e o custo da adaptação preventiva é, de forma sistemática, inferior ao custo do incumprimento reativo.

O valor deste investimento assenta em três dimensões. Em conformidade regulatória, garante que o sistema permanece certificado e conforme, eliminando o risco inconformidades e de audit findings associados a versões desatualizadas ou a ficheiros SAF-T não conformes. Em eficiência operacional, as horas anuais atualmente consumidas em adaptações e automatizações são

geridas de forma planeada e com ganho incremental por ciclo, à medida que processos manuais são progressivamente substituídos por fluxos automatizados no sistema. Em auditabilidade, um Business Central atualizado garante trilha de auditoria completa, rastreabilidade de documentos fiscais e fiabilidade dos dados de reporte, atributos com impacto direto na qualidade das auditorias externas e na credibilidade do reporting.

#### B5. Relatórios regulamentares

A rubrica B5 cobre o desenvolvimento e manutenção do conjunto de relatórios regulamentares que a Sonorgás tem de produzir no cumprimento das suas obrigações enquanto operadora da rede de distribuição, incluindo extrações parametrizáveis, templates de entrega e mecanismos de validação automática dos dados antes da submissão às entidades competentes. O valor deste investimento materializa-se em três dimensões. Em eficiência operacional, a eliminação das fases de tratamento manual libertará tempo de recursos internos qualificados atualmente alocados a tarefas de baixo valor acrescentado. Em gestão de risco, a validação automática pré-submissão reduz estruturalmente a probabilidade de entrega de dados incorretos, eliminando o ciclo de revisões e a exposição a processos de contraordenação. Em qualidade regulatória, a existência de uma cadeia de produção auditável e reproduzível reforça a credibilidade dos valores sub-

metidos e melhora o posicionamento da Sonorgás nas avaliações de desempenho conduzidas pelas entidades competentes.

#### **B6. QoS: adaptação do formato dos ficheiros**

A rubrica B6 endereça a adaptação à nova especificação técnica para a entrega dos ficheiros de Qualidade de Serviço (QoS), já em vigor, que altera substancialmente o modelo de reporte anterior. O processo atual de produção dos ficheiros QoS assenta na extração de dados do Business Central e de outras fontes operacionais, seguida do preenchimento manual de um template Excel único. Este modelo é intensivo em trabalho manual de reconciliação e agregação, sem validação automática dos dados antes da entrega. A rubrica B6 cobre o desenvolvimento de um processo automatizado de extração, transformação e geração dos ficheiros CSV de QoS a partir de um hub de dados, alinhado com a estrutura e nomenclatura definidas pela nova especificação técnica da ERSE. O valor deste investimento é duplo. Em termos de conformidade regulatória, elimina o risco de rejeição dos ficheiros que decorreria inevitavelmente da manutenção do processo manual face ao novo formato exigido. Em termos de eficiência operacional, substitui um processo de preenchimento manual, propenso a erro e não escalável, por um fluxo automatizado e auditável, libertando o tempo atualmente consumido pelas equipas na preparação e reconciliação dos dados para tarefas de maior valor acrescentado.

#### **B7. Integração da comunicação das Guias para SGE**

O processo de abastecimento das Unidades Autónomas de Gás (UAG) gera, em cada descarga, um conjunto de informação operacional que a Sonorgás é obrigada a comunicar ao operador da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG) dentro de prazos apertados. Trata-se de um processo com impacto direto na cadeia de liquidação e de reporte do setor, onde a tempestividade e a exatidão dos dados são determinantes. O processo atual é inteiramente manual e assente em dois elos sequenciais de transposição de dados que introduz risco de erro em cada operação, consome tempo de recursos operacionais em tarefas de introdução de dados sem valor acrescentado, e comprime o tempo disponível para validação da informação antes dos prazos de reporte. A rubrica B7 cobre o desenvolvimento de uma integração ponto a ponto entre o sistema de registo das Guias e a plataforma SGE, eliminando a transposição manual. A solução automatiza a recolha dos dados operacionais de cada descarga, o

seu envio estruturado ao SGE com registo de envio e confirmação de receção, e o tratamento de exceções em caso de rejeição ou falha de comunicação. O valor deste investimento materializa-se em três dimensões. Em eficiência operacional, elimina o tempo atualmente consumido na introdução manual de dados em dois sistemas distintos por cada descarga realizada. Em qualidade de dados, remove o risco de erro de transposição que o processo manual comporta, assegurando que a informação enviada ao SGE e ao operador da RNTG é diretamente derivada da fonte primária sem intervenção humana intermédia. Em gestão de prazos, ao libertar as equipas do trabalho de introdução de dados, amplia a janela disponível para validação da informação antes da submissão — reduzindo o risco de reporte incorreto ou intempestivo num processo com prazos regulatórios não negociáveis. na cadeia de liquidação e de reporte do setor, onde a tempestividade e a exatidão dos dados são determinantes. O processo atual é inteiramente manual e assente em dois elos sequenciais de transposição de dados que introduz risco de erro em cada operação, consome tempo de recursos operacionais em tarefas de introdução de dados sem valor acrescentado, e comprime o tempo disponível para validação da informação antes dos prazos de reporte. A rubrica B7 cobre o desenvolvimento de uma integração ponto a ponto entre o sistema de registo das Guias e a plataforma SGE, eliminando a transposição manual. A solução automatiza a recolha dos dados operacionais de cada descarga, o seu envio estruturado ao SGE com registo de envio e confirmação de receção, e o tratamento de exceções em caso de rejeição ou falha de comunicação. O valor deste investimento materializa-se em três dimensões. Em eficiência operacional, elimina o tempo atualmente consumido na introdução manual de dados em dois sistemas distintos por cada descarga realizada. Em qualidade de dados, remove o risco de erro de transposição que o processo manual comporta, assegurando que a informação enviada ao SGE e ao operador da RNTG é diretamente derivada da fonte primária sem intervenção humana intermédia. Em gestão de prazos, ao libertar as equipas do trabalho de introdução de dados, amplia a janela disponível para validação da informação antes da submissão — reduzindo o risco de reporte incorreto ou intempestivo num processo com prazos regulatórios não negociáveis.

Para o período considerado 2027-2031, estima-se um investimento de 770 milhares de euros nas soluções de suporte à regulação e reporte regulamentar, conforme detalhado na tabela seguinte:

B. Processos Financeiros e Regulatórios					
€	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P
<b>Processos Financeiros</b>	<b>125.000</b>	<b>150.000</b>	<b>150.000</b>	<b>150.000</b>	<b>150.000</b>
<b>Processos Regulatórios</b>	<b>10.000</b>	<b>173.000</b>	<b>187.000</b>	<b>190.000</b>	<b>210.000</b>
B4. Business Central - Melhoria contínua e adaptação legal/regulatória	10.000	165.000	165.000	165.000	165.000
B5. Relatórios regulamentares	0	0	7.000	10.000	0
B6. QoS - alteração de formato dos ficheiros	0	0	0	0	30.000
B7. Integração da comunicação das Guias para SGE	0	8.000	15.000	15.000	15.000
<b>Total</b>	<b>135.000</b>	<b>323.000</b>	<b>337.000</b>	<b>340.000</b>	<b>360.000</b>

Tabela 57 - Decomposição de SMART Process Optimization em Processos Financeiros e Regulatórios.

### C. Fluxos de Informação e Canais de Interação

A rubrica C automatiza os fluxos de troca de informação exigidos pela regulação setorial entre o operador da rede de distribuição (ORD) e o comercializador (COM) e entre o operador logístico de mudança de comercializador (OLMC), o operador de rede de distribuição (ORD) e o comercializador de último recurso (CUR). Esta rubrica também contempla os canais de interação com clientes e consumidores.

#### C1. Fluxos diretos entre operador da rede de distribuição (ORD) e o comercializador (COM)

A Sonorgás, enquanto operadora da rede de distribuição, mantém com os comercializadores que operam na sua rede um conjunto de fluxos de informação regulares e operacionalmente críticos: comunicação de dados de faturação e de energia, transmissão dos valores diários de Poder Calorífico Superior (PCS), envio de informação de pagamentos, e processamento de pedidos de interrupção de fornecimento e de religação. A correta e atempada execução destes fluxos é uma condição de funcionamento do mercado retalhista de gás, os comercializadores dependem destes dados para faturar os seus clientes, gerir os seus contratos e cumprir as suas próprias obrigações regulatórias. A exigência de maior fiabilidade, rastreabilidade e automação nestes intercâmbios é uma pressão crescente do mercado, agravada pelo aumento do número de comercializadores ativos na rede da Sonorgás. O processo atual é heterogéneo e assente em mecanismos manuais distintos por tipo de fluxo, como ficheiros por email e através de uma plataforma web. Os formatos de ficheiro estão apenas parcialmente standardizados, alguns comercializadores operam com estruturas próprias, exigindo adaptações manuais antes do envio. Este modelo fragmentado multiplica o esforço

operacional interno, é propenso a erros de versão ou de formato, não oferece rastreabilidade automática de envio e receção, e não escala de forma sustentável com o crescimento do número de contrapartes.

A rubrica C1 cobre o desenvolvimento de um modelo de integração ponto a ponto entre o Business Central e os sistemas dos comercializadores, transversal a todos os fluxos em âmbito e agnóstico relativamente ao operador ou comercializador específico. A solução define um modelo de dados único e standardizado para cada tipo de fluxo, faturação, pagamentos, energia, PCS, interrupções e religações, com mecanismos automáticos de envio, registo de entrega, confirmação de receção e tratamento de exceções. A arquitetura agnóstica permite integrar novos comercializadores sem desenvolvimento adicional de fundo, por simples parametrização do modelo existente.

O valor deste investimento assenta em três pilares. Em eficiência operacional, a automatização elimina o trabalho manual de preparação, adaptação e envio de ficheiros por email e de introdução de dados em plataformas web, libertando capacidade das equipas para tarefas de maior valor. Em escalabilidade, o modelo agnóstico e transversal elimina o custo marginal de integração de cada novo comercializador, transformando o que hoje é um esforço de desenvolvimento em parametrização. Em qualidade de serviço, a rastreabilidade automática dos fluxos reduz litígios com comercializadores decorrentes de dados incorretos, em falta ou entregues fora de prazo, melhorando a relação operacional com as contrapartes e a reputação da Sonorgás enquanto operador

#### C2. Fluxos entre o operador logístico de mudança de comercializador (OLMC), o operador de rede de distribuição (ORD) e o comercializador de último recurso (CUR)

A Sonorgás na qualidade de Operador de Rede de Distribuição (ORD) e Comercializador de Último Recurso (CUR) mantém com o Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC) um conjunto de fluxos de informação regulares que suportam a gestão da carteira ORD e CUR, desde o acesso aos registos dos pontos de entrega, à gestão de mudanças, rescisões, entradas diretas e pedidos de corte ou religação por motivo de segurança. A carteira de clientes ORD e CUR da Sonorgás aproxima-se atualmente dos 34 000 e 14 000 pontos de consumo respetivamente e tem crescido de forma consistente, o que amplifica progressivamente o volume e a frequência destes intercâmbios. A escala atual da carteira e a criticidade operacional dos fluxos em causa tornam a automatização uma necessidade de eficiência inadiável. O processo atual exige intervenção humana significativa em cada fluxo que não se encontra automatizado. Os dados são preparados nos sistemas internos e introduzidos manualmente na plataforma web do OLMC, operação a operação. Este modelo, que pode ser absorvido com carteiras de menor dimensão, torna-se progressivamente insustentável à medida que a carteira cresce: o tempo consumido na introdução manual de dados escala linearmente com o volume de clientes, sem que o esforço corresponda a qualquer valor acrescentado para a operação. Os fluxos ainda com impacto relevante e tratamento predominantemente manual incluem a gestão de anulações ORD e CUR (B5, B6, B7, C3, D3), as alterações de morada do local de consumo e as modificações do estado de fornecimento por motivo de segurança.

A rubrica cobre dois componentes complementares. O primeiro é a automatização via webservice dos fluxos operacionais acima identificados, substituindo a introdução manual na plataforma web por integração ponto a ponto entre o Business Central e o OLMC, com rastreabilidade de envio, confirmação de receção e tratamento de exceções. O segundo é a automatização das extracções e relatórios de reporte periódico ao OLMC: mudanças e rescisões, entradas diretas, posição final de carteira (fluxo Z1), informação sobre fornecimento supletivo, total de clientes com tarifa social e acesso massificado à totalidade dos pontos de consumo da rede da Sonorgás. Estes relatórios são hoje produzidos com intervenção manual e beneficiam de automação tanto na extração como na formatação para entrega.

A automatização dos fluxos operacionais elimina o trabalho manual de introdução de dados por cada operação processada, libertando capacidade das equipas para tarefas de acompanhamento e validação. A automatização dos relatórios de reporte elimina o ciclo de extração e formatação manual, reduzindo o risco

de erro e assegurando consistência entre os valores reportados ao OLMC e os dados internos. Em conjunto, os dois componentes transformam um processo cujo custo escala com o volume num fluxo automatizado e auditável, com custo marginal próximo de zero por operação adicional, o que representa uma vantagem crescente à medida que a carteira ORD e CUR continua a expandir-se.

### C3. Canais de interação com clientes e consumidores

A relação entre a Sonorgás e os seus clientes, tanto CUR como ORD, assenta hoje num conjunto de canais que não cobre adequadamente as expectativas de um consumidor crescentemente digital, nem suporta com eficiência o volume e a diversidade de contactos que uma carteira próxima dos 14 000 clientes CUR e 34 000 consumidores ORD gera. O único canal digital disponível é o portal web, sem versão móvel otimizada e sem capacidade de notificação proativa. O canal telefónico continua a absorver a maioria dos contactos, incluindo muitos que poderiam ser resolvidos em autosserviço, numa central que não identifica automaticamente o cliente nem regista as interações de forma sistemática no CRM. O CRM tem integrações parciais com os sistemas operacionais, obrigando os agentes a consultar múltiplas plataformas durante o atendimento e a criar tickets manualmente. O resultado é um modelo de interação fragmentado, intensivo em esforço humano e aquém das expectativas de serviço de uma carteira desta dimensão.

Esta rubrica cobre a evolução coordenada e interdependente dos três pilares do modelo de interação com clientes: a Central Telefónica, a App Mobile e o CRM. Os três componentes formam um sistema integrado, o CRM é o motor central que agrega informação e ativa comunicação; a App Mobile é o canal de autosserviço que deflece contactos; a Central Telefónica é o canal de último recurso que, quando acionado, deve ser eficiente e contextualizado. A evolução isolada de qualquer um deles produziria ganhos parciais; a evolução coordenada produz uma transformação do modelo de serviço ao cliente.

A Central Telefónica será evoluída para suportar reconhecimento automático do número de origem (ANI) com integração imediata com o CRM, eliminando a identificação manual do cliente; mensagens automáticas em tempo real sobre avarias, interrupções programadas e constrangimentos locais, permitindo ao cliente obter resposta sem falar com um agente; registo sistemático de todas as interações no CRM, garantindo omnicanalidade real; encaminhamento automático para inquérito de qualidade no final

do atendimento; e integração de scripts de atendimento. Esta evolução é também enquadrada pela necessidade de renovação do licenciamento da solução atual, criando uma janela natural para introduzir as melhorias funcionais sem custo incremental de transição.

A App Mobile será criada de raiz, posicionando-se como o principal canal de autosserviço digital para a carteira CUR e ORD. Numa carteira maioritariamente doméstica, onde o smartphone é o dispositivo de acesso preferencial a serviços digitais, a ausência de App representa uma lacuna relevante na proposta de valor e uma fonte significativa de contactos telefónicos evitáveis. A App cobrirá gestão de conta (faturas, consumos, histórico, submissão de leituras com validação inteligente, pagamentos e débitos diretos), gestão de ocorrências e avarias (consulta de avarias ativas por zona, abertura e acompanhamento de pedidos, estado em tempo real), comunicação proativa personalizada (notificações push sobre faturas, prazos, leituras em falta e interrupções) e interface acessível, com linguagem simples adequada a utilizadores com menor literacia digital.

O CRM será evoluído para suportar visão única do cliente, automação da criação de tickets a partir de chamadas, App e emails, com integração com o Portal de Contratos de Infraestrutura para pedidos de viabilidade e reclamações, motor centralizado de comunicação proativa que ativa SMS, notificações push e mensagens na App com base em eventos reais, e integração com a Central Telefónica com pop-up automático da ficha do cliente no momento da chamada.

O valor gerado por este conjunto de investimentos materializa-se em três dimensões complementares. Em eficiência operacional, a deflexão de contactos telefónicos para autosserviço digital e a redução do tempo médio de atendimento — por identificação automática do cliente, contexto omnicanal e visão única no CRM — libertam capacidade das equipas de atendimento sem aumento de recursos. Em qualidade de serviço, a comunicação proativa baseada em eventos reais reduz o volume de contactos inbound motivados por dúvidas que a Sonorgás poderia antecipar, e o acompanhamento em tempo real do estado de ocorrências e avarias reduz a ansiedade e a repetição de contacto. Em escalabilidade, o modelo resultante suporta o crescimento da carteira sem degradação da qualidade de serviço e sem crescimento proporcional do esforço de atendimento.

do atendimento; e integração de scripts de atendimento. Esta evolução é também enquadrada pela necessidade de renovação do licenciamento da solução atual, criando uma janela natural

para introduzir as melhorias funcionais sem custo incremental de transição.

A App Mobile será criada de raiz, posicionando-se como o principal canal de autosserviço digital para a carteira CUR e COM. Numa carteira maioritariamente doméstica, onde o smartphone é o dispositivo de acesso preferencial a serviços digitais, a ausência de App representa uma lacuna relevante na proposta de valor e uma fonte significativa de contactos telefónicos evitáveis. A App cobrirá gestão de conta (faturas, consumos, histórico, submissão de leituras com validação inteligente, pagamentos e débitos diretos), gestão de ocorrências e avarias (consulta de avarias ativas por zona, abertura e acompanhamento de pedidos, estado em tempo real), comunicação proativa personalizada (notificações push sobre faturas, prazos, leituras em falta e interrupções) e interface acessível, com linguagem simples adequada a utilizadores com menor literacia digital.

O CRM será evoluído para suportar visão única do cliente, automação da criação de tickets a partir de chamadas, App e emails, com integração com o Portal de Contratos de Infraestrutura para pedidos de viabilidade e reclamações, motor centralizado de comunicação proativa que ativa SMS, notificações push e mensagens na App com base em eventos reais, e integração com a Central Telefónica com pop-up automático da ficha do cliente no momento da chamada.

O valor gerado por este conjunto de investimentos materializa-se em três dimensões complementares. Em eficiência operacional, a deflexão de contactos telefónicos para autosserviço digital e a redução do tempo médio de atendimento — por identificação automática do cliente, contexto omnicanal e visão única no CRM — libertam capacidade das equipas de atendimento sem aumento de recursos. Em qualidade de serviço, a comunicação proativa baseada em eventos reais reduz o volume de contactos inbound motivados por dúvidas que a Sonorgás poderia antecipar, e o acompanhamento em tempo real do estado de ocorrências e avarias reduz a ansiedade e a repetição de contacto. Em escalabilidade, o modelo resultante suporta o crescimento da carteira sem degradação da qualidade de serviço e sem crescimento proporcional do esforço de atendimento.

Para o período considerado 2027-2031, estima-se um investimento de 452,5 milhares de euros nas relações entre CUR e ORD e nos respetivos canais de suporte operacional, conforme detalhado na tabela seguinte:

C. Fluxos de Informação e Canais de Interação					
€	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P
Fluxos Diretos ORD-COM	50.000	27.000	0	0	16.000
Fluxos OLMC CURr e Reports	27.500	24.000	14.000	14.000	14.000
Canais de Interação com clientes e consumidores	40.000	30.000	52.000	60.000	5.000
<b>Total</b>	<b>117.500</b>	<b>81.000</b>	<b>145.000</b>	<b>74.000</b>	<b>35.000</b>

Tabela 58 - Decomposição de SMART Process Optimization em Fluxos de Informação e Canais de Interação.

### 5.1.5 Contadores não elegíveis para a base de ativos regulada

Durante o período em questão Sonorgás prevê tanto a instalação de contadores para novos clientes, como a necessidade legal de renovação de contadores de clientes já ligados anteriormente. O investimento em contadores é essencial para o sistema de distribuição de gás, regulando a relação entre consumidor, comercializador e operador de rede, tal como regulada, entre outras, na Lei n.º 23/1996, pela redação a ela dada pela Lei n.º 12/2008.

Sem prejuízo de à data do estudo da ERSE sobre contadores inteligentes, a análise custo-benefício para o setor do gás ter sido negativa em todos os cenários, tendo então sido recomendado que a matéria fosse reavaliada em momento posterior, entende-se que a evolução entretanto verificada no enquadramento tecnológico, regulatório e estratégico do setor justifica que essa reflexão possa vir a ser retomada. Com efeito, o Plano de Ação para o Biometano 2024-2040, aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 41/2024, prevê, já na sua primeira fase, medidas destinadas a iniciar a produção e o fornecimento de gás

renovável e o estudo e gestão da sua integração na rede a nível regional. Em paralelo, a Diretiva (UE) 2024/1788 integra o novo quadro europeu orientado para a descarbonização dos sistemas energéticos através da integração de gases renováveis, gás natural e hidrogénio. Neste contexto, a eventual evolução futura para soluções de medição mais avançadas no Sistema Nacional de Gás poderá justificar uma nova análise custo-benefício, à luz das necessidades emergentes de digitalização, gestão operacional e integração progressiva de gases renováveis.

Assim, e como resulta dos despachos e diretrizes mais recentes do Concedente e da ERSE que o mesmo se trata de ativo não regulado, com o presente capítulo a Sonorgás pretende reforçar a transparência perante o regulador, ao separar devidamente estes investimentos em contadores da demais base de investimentos da empresa. As previsões de investimentos em contadores detalham-se da seguinte forma:

Plano de Investimentos	PDIRD-G 2026					2027P-31P	
	€'000	2027P	2028P	2029P	2030P		2031P
<b>Detalhe financeiro</b>							
Contadores não elegíveis para a base de ativos regulada	€'000	157	190	100	210	220	877
Contadores	€'000	73	103	94	89	77	437
5 Polos	€'000	6	9	9	9	9	42
18 Polos	€'000	20	34	23	22	19	118
8 Polos	€'000	46	60	62	59	49	277
Renovação de Contadores	€'000	84	86	6	121	143	440
<b>Características do investimento: Quantidades</b>							
Contadores	#	1.433	1.760	1.511	1.401	1.262	7.367
5 Polos	#	124	145	143	143	145	700
18 Polos	#	378	572	350	369	317	1.986
8 Polos	#	931	1.043	1.018	889	800	4.681

Tabela 59 - Detalhe de Investimentos em Contadores não elegíveis para a base de ativos regulada

## 5.2 Atualização dos custos unitários

À semelhança do PDIRD-G 2024, o plano de investimento para o período 2027-2031, considera a atualização dos preços unitários ao deflador do PIB, conforme previsto nas licenças atribuídas à Empresa, bem como previsto no n.º 6 do artigo 113.º do Regulamento Tarifário do Gás. Os aumentos verificados nos custos de construção e matérias-primas dos últimos anos, a pressão inflacionista acumulada nos custos de construção e matérias-primas desde 2021, conjugada com a evolução das taxas de juro de referência e com as pressões adicionais sobre os custos energéticos e de materiais decorrentes dos conflitos no Médio Oriente, já incorporadas nas projeções mais recentes, são fatores macroeconómicos que fundamentam a necessidade de atualização dos custos unitários. Para mais informação acerca dos fatores macroeconómicos, por favor consultar o capítulo 2.3 e 2.4 – Conjuntura. Assim, apresentam-se as taxas do deflador do PIB que serviram de suporte à análise aos preços unitários:

### Deflador PIB

Ano	Indutor
2016H	103.77
2017H	105.34
2018H	107.25
2019H	109.13
2020H	111.31
2021H	113.43
2022H	119.10
2023H	127.56
2024H	133.68
2025H	138.89
2026E	143.06
2027P	147.07
2028P	150.60
2029P	154.21
2030P	157.91
2031P	161.70

Fonte: Banco de Portugal e Pordata

De notar que este cálculo é efetuado tendo em conta o valor anual da variação do PIB português, que é depois acrescentado anualmente a um indutor base de 100 pontos percentuais, que parte do ano de 2014.

Tabela 60 – Taxas do deflador do PIB português / indutor base 100

O plano de investimento para o período 2027-2031, considera assim a atualização dos custos unitários para valores nominais, tendo em consideração os valores aprovados nas licenças e a evolução do deflator do PIB português.

Abaixo, apresentam-se os custos unitários que foram considerados no respetivo plano de investimento:

Preços unitários					
€/#	2027	2028	2029	2030	2031
<b>Redes</b>					
PE 32 (metros)	71	72	74	76	78
PE 40 (metros)	74	75	77	79	81
PE 63 (metros)	76	78	80	82	84
PE 110 (metros)	85	87	89	92	94
PE 160 (metros)	101	104	106	109	112
<b>Aquisição de rede</b>	63	64	47	67	69
<b>Ramais</b>					
31 polos	441	452	463	474	485
<b>Aquisição de ramais</b>					
31 polos	495	507	519	532	544
<b>Conversões</b>					
Doméstico	683	699	716	733	750
Serviços	683	699	716	733	750
Indústria	683	699	716	733	750
<b>Reconversões</b>					
Doméstico	404	414	424	434	444
Serviços	404	414	424	434	444
Indústria	404	414	424	434	444
<b>Contadores</b>					
Doméstico	48	50	51	52	53
Serviços	188	193	197	202	207
Indústria	551	564	577	591	605
<b>Redutores</b>					
Doméstico	79	81	83	85	87
Serviços	2.420	2.478	2.538	2.599	2.661
Indústria	19.961	20.440	20.930	21.433	21.947
<b>UAG</b>					
UAG	911.814	933.698	956.106	979.053	1.002.550
Mini UAG	614.739	629.493	644.601	660.071	675.913
Micro UAG	161.773	165.656	169.632	173.703	177.872

Tabela 61 - Preços unitários

De notar que o custo unitário referente a conversões e reconversões já considera a taxa de eficiência de 5% indicada para a Empresa.

# 06 Análise dos impactos Económico-Financeiros e Tarifários

## 6.1 Investimento, sustentabilidade financeira e impacto tarifário

O plano de investimento da Sonorgás é apresentado e analisado como um todo, sobre o conjunto das 31 licenças de distribuição que a empresa opera no interior norte e centro de Portugal. Esta leitura integrada não é apenas metodológica; reflete a lógica de atribuição das licenças. Atribuídas em três procedimentos sucessivos (cinco em 2008, dezoito em 2015 e oito em 2019), todas elas com obrigações contratuais de expansão da rede, foram outorgadas com o objetivo de assegurar acesso ao Sistema Nacional de Gás em territórios estruturalmente condicionados pela baixa densidade populacional e pela dispersão geográfica. O plano que aqui se apresenta dá continuidade a esse mandato, em linha com as orientações de política pública nacionais, designadamente em matéria de coesão territorial, equidade no acesso à energia e mitigação da pobreza energética, mandato esse que tem sido reforçado por instrumentos como o PTRR e por sucessivos quadros de planeamento setorial. A análise económico-financeira que se segue deve ser lida à luz deste enquadramento. Sonorgás opera atualmente 31 licenças de distribuição de gás, atribuídas ao abrigo de três procedimentos sucessivos: cinco licenças atribuídas em 2008, com uma obrigação contratual de desenvolvimento da rede ao longo de 20 anos; dezoito licenças atribuídas em 2015, com uma obrigação contratual de 15 anos; e oito licenças atribuídas em 2019, igualmente com uma obrigação contratual de 15 anos. As obrigações de expansão e desenvolvimento da rede associadas a estas licenças, em conjugação com o cumprimento

do Regulamento das Relações Comerciais e da demais regulação setorial aplicável, constituem o enquadramento de referência do plano de investimentos apresentado no presente PDIRD G.

O conjunto do investimento previsto em desenvolvimento e expansão de rede gera, no cenário base, uma Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) de 7,79%, situada 2,12 pontos percentuais acima da taxa de remuneração regulatória de 5,67% que a ERSE fixou para o RAB da distribuição de gás no ano gás 2025-2026. Em termos económicos, esta diferença traduz-se num valor económico líquido para o sistema regulado de aproximadamente 10 milhões de euros no cenário base, com um intervalo de sensibilidade entre 8 e 12 milhões de euros, com resultado favorável em todos os cenários considerados. O plano remunera o capital regulatório investido, amortiza-o ao longo da vida útil dos ativos, e devolve uma margem ao sistema, ao mesmo tempo que cumpre as obrigações de expansão associadas às licenças. Nestas condições, o conjunto de investimento previsto na rubrica de desenvolvimento e expansão de rede gera, no cenário base, uma TIR de 7,79%, situada 2,12 pontos percentuais acima da taxa de remuneração regulada de 5,67%. Esta diferença materializa-se num prémio para o sistema de aproximadamente 10 milhões de euros no cenário base, num intervalo de sensibilidade de 8 a 12 milhões de euros, sendo o resultado favorável ao sistema em todos os cenários considerados.

	-5%	-2%	PDIRD-G 2026	2%	5%
<b>Dados operacionais (ano cruzeiro)</b>					
Pontos de abastecimento angariados (#)	6.999	7.220	7.367	7.614	7.736
Gás Natural veiculado (MWh)	61.830	63.783	65.085	66.386	68.339
<b>Dados financeiros (2027-2050)</b>					
Receita volumes veiculados adicionais (€m)	39.032	40.264	41.081	41.908	43.140
Custo capital (€m)	31.428	31.428	31.428	31.428	31.428
Impacto nas tarifas (€m)	7.604	8.837	9.654	10.480	11.713
TIR	6,75%	7,74%	7,79%	9,19%	10,41%

Tabela 67 – Análise de sensibilidade dos dados operacionais (ano cruzeiro) e financeiros (2027-2063)

A avaliação da sustentabilidade financeira do plano de investimento proposto para o período 2027-2031 foi realizada através do cálculo do impacto tarifário líquido e da TIR do investimento incremental, na perspetiva do sistema regulado. Concretamente, a TIR apura se a receita adicional gerada pelos novos pontos de abastecimento angariados, apurada com base nas tarifas URD do ano gás 2025-2026 aplicadas às tipologias BP< e BP>, é suficiente para remunerar e amortizar o investimento realizado ao custo de capital regulatório, ao longo da vida útil estimada dos ativos de 32 anos, com horizonte de análise de 2027 a 2063. Adicionalmente a apreciação destes investimentos é efetuada com base nas previsões de pontos de abastecimento, volumes veiculados e cenários de evolução da atividade apresentados no Capítulo 4.

Para efeitos desta análise, como mencionado, a taxa de desconto utilizada foi de 5,67%, correspondente à taxa de remuneração do RAB fixada pela ERSE para a atividade de distribuição de gás no ano gás 2025-2026, constituindo a referência metodologicamente adequada para a avaliação de investimentos no quadro regulatório em vigor. As tarifas foram atualizadas para valores nominais com base na evolução do índice de preços do consumidor da economia portuguesa; para mais detalhe sobre os pressupostos macroeconómicos subjacentes, remete-se para os capítulos 2.5 e 2.6.

A análise apura o limite inferior da rentabilidade do plano. Três ordens de benefícios de impacto material positivo foram deixadas fora do perímetro do cálculo, por rigor metodológico e não por ausência. Assinalam-se aqui para informação plena da leitura

regulatória, pelo que a sua eventual materialização poderá reforçar os resultados aqui apresentados:

- A rede construída no período 2027-2031 continuará a ser saturada por novos PA após 2031, gerando receita tarifária adicional não contabilizada na análise, facto particularmente relevante nos polos de licença mais recente (2019), onde a taxa de penetração atual nas freguesias abastecidas de 30,7% deixa uma margem de crescimento substancial;
- Os benefícios económicos, sociais e ambientais do investimento, designadamente as poupanças energéticas dos consumidores, a criação de emprego e a redução de emissões, não foram monetizados, apesar do seu impacto material documentado no capítulo 7;
- A análise não incorpora a possibilidade de incorporação progressiva de gases renováveis na rede construída, o que poderá sustentar e prolongar os volumes veiculados para além dos cenários base considerados.

No que respeita aos resultados por polo, importa enquadrar previamente o princípio de equidade territorial subjacente ao modelo do Sistema Nacional de Gás: as licenças de distribuição foram atribuídas com o objetivo de assegurar acesso universal ao SNG em todo o território, incluindo regiões de baixa densidade onde a rentabilidade individual de cada polo é estruturalmente condicionada pelas características demográficas e geográficas locais. Este modelo pressupõe, por construção, uma lógica sistémica de compensação entre geografias e perfis de procura distintos, em que polos com condições mais favoráveis contribuem para

acomodar a menor densidade económica de polos em territórios mais dispersos, em linha com a lógica de funcionamento do quadro tarifário regulado.

A análise por polo deve, por conseguinte, ser lida à luz deste enquadramento sistémico. A TIR global do conjunto das 31 licenças constitui o principal indicador de sustentabilidade do plano, em

coerência com a própria lógica de atribuição universal das licenças e com o princípio regulatório de compensação cruzada acima referido. Com efeito, a racionalidade económica do plano deve ser apreciada numa perspetiva agregada e sistémica, coerente com a lógica de exploração integrada das licenças e com o modelo regulatório aplicável, e não exclusivamente numa ótica isolada por polo.

	CAPEX (€m)	PAs (#)	Volume (MWt)	TIR (%)	RoR (%)	Prémio (%)
Mirandela	576	29	1.323	11,48%	5,67%	5,81%
Macedo de Cavaleiros	210	9	168	5,81%	5,67%	0,14%
Arcos de Valdevez e Ponte da Barca	137	15	867	48,71%	5,67%	43,04%
Peso da Régua	161	16	537	21,91%	5,67%	16,24%
Póvoa de Lanhoso	1.608	76	1.409	5,85%	5,67%	0,18%
Alfândega da Fé	41	4	59	10,37%	5,67%	4,70%
Carraceda de Anciães	38	4	44	8,69%	5,67%	3,02%
Freixo de Espada	41	4	40	7,17%	5,67%	1,50%
Mogadouro	346	24	431	8,39%	5,67%	2,72%
Torre de Moncorvo	84	10	71	6,39%	5,67%	0,72%
Vila Flor	1.319	16	1.521	6,10%	5,67%	0,43%
Vimioso	37	4	53	10,09%	5,67%	4,42%
Vinhais	183	25	261	9,55%	5,67%	3,88%
Terras de Bouro	63	9	65	7,46%	5,67%	1,79%
Alijó	1.508	66	1.284	5,79%	5,67%	0,12%
Boticas	580	15	483	5,37%	5,67%	-0,30%
Montalegre	472	23	564	6,07%	5,67%	0,40%
Murça	44	5	55	9,39%	5,67%	3,72%
Ribeiro de Pena	80	10	81	7,35%	5,67%	1,68%
Sabrosa	62	8	69	8,12%	5,67%	2,45%
Valpaços	1.566	14	1.641	6,10%	5,67%	0,43%
Vila Pouca de Aguiar	1.760	49	2.282	6,81%	5,67%	1,14%
Baião	1.644	27	3.645	12,18%	5,67%	6,51%
Amares	6.943	259	6.901	6,43%	5,67%	0,76%
Cabeceiras de Basto	3.822	73	4.975	6,87%	5,67%	1,20%
Celorico de Basto e Mondim de Basto	1.849	62	3.263	9,96%	5,67%	4,29%
Vieira do Minho	2.472	62	3.866	9,74%	5,67%	4,07%
Melgaço	2.140	145	806	1,44%	5,67%	-4,23%
Monção	3.171	175	5.546	10,19%	5,67%	4,52%
Mesão Frio	403	10	26	-5,46%	5,67%	-11,13%
Miranda do Douro	1.698	14	2.830	9,71%	5,67%	4,04%
<b>31 pólos</b>	<b>35.059</b>	<b>1.262</b>	<b>45.164</b>	<b>7,79%</b>	<b>5,67%</b>	<b>2,12%</b>
Contadores (31 pólos)	437					
UAG (31 pólos)	5.635					
Aquisição de rede Mogadouro	668					
Outros Investimentos	14.268					
<b>PDIRD G 2026</b>	<b>56.067</b>	<b>1.262</b>	<b>45.164</b>			

Tabela 68 – Resumo operacional e rentabilidade do investimento dos 31 pólos

A seguir, apresentamos de forma agregada o detalhe do cálculo de rentabilidade para o projeto de investimento, neste caso aplicado ao contexto global das 31 licenças:

TIR do Projeto								
€'m	2027	2028	...	2062	2063	2027-2063 [A]	Perpetuidade [B]	Total [C] = [A] + [B]
Remunerações Capital	168	547		16	3	31.806	n.a.	31.806
Amortizações	94	309		334	112	35.059	n.a.	35.059
<b>Custo Capital</b>	<b>262</b>	<b>856</b>		<b>350</b>	<b>115</b>	<b>66.865</b>	<b>10.786</b>	<b>77.651</b>
<b>Custo Capital descontado</b>	<b>262</b>	<b>810</b>		<b>51</b>	<b>16</b>	<b>30.172</b>	<b>1.255</b>	<b>31.428</b>
Vendas	371	725		3.650	3.723	94.925	65.663	160.588
<b>Vendas descontadas</b>	<b>371</b>	<b>686</b>		<b>530</b>	<b>511</b>	<b>32.972</b>	<b>8.109</b>	<b>41.081</b>
Diferença	109	-124		479	495	2.800	6.854	9.654
TIR	n.a.	n.a.		n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	7,79%

Tabela 69 – Cálculo TIR do Projeto

A robustez da análise económico-financeira é simultaneamente assegurada pela disciplina, mantida ao longo dos sucessivos ciclos de planeamento da Sonorgás, na seleção dos investimentos considerados elegíveis. Para este efeito, a Empresa aplica um critério económico de referência, complementar à análise de TIR, que permite aferir a razoabilidade do investimento proposto face aos benefícios esperados em termos de crescimento da base de clientes.

Este critério não constitui métricas discricionárias ou isoladas. Pelo contrário, toma por referência limiares que têm vindo a ser considerados, de forma consistente, nos ciclos históricos de planeamento e investimento, com atualização ao deflator do PIB. A sua utilização encontra, assim, suporte no histórico da Empresa e no enquadramento público-regulatório em que as licenças se inserem, o qual tem procurado compatibilizar a racionalidade económica do investimento com objetivos mais amplos de política pública, designadamente em matéria de coesão territorial, equidade no acesso à energia e mitigação da pobreza energética.

No presente plano, a Sonorgás considera elegível o projeto de investimento em desenvolvimento e expansão de rede que, no horizonte 2027-2031, se enquadrem no indicador de seleção histórico de referência definido para o efeito. Este critério corresponde ao investimento por ponto de abastecimento adicional, medido através do rácio entre o investimento total previsto e o número adicional de pontos de abastecimento estimado para o período de cinco anos do plano. Para este indicador, a Sonorgás considera como limiar de referência o valor de 5.400 €/PA, que por sua vez corresponde ao valor histórico da Empresa, atualizado desde 2015 com base no deflator do PIB e calculado com referência aos valores médios do período 2027-2031. O valor médio apurado para o conjunto dos 31 polos no presente PDIRD-G 2026 é de 4.759 €/PA, situando-se abaixo do limiar de referência estabelecido.

A tabela seguinte apresenta o detalhe deste rácio para os 31 polos operados pela Sonorgás, permitindo evidenciar, de forma transparente, o enquadramento económico dos investimentos propostos à luz deste primeiro critério de seleção.

Critérios de Seleção e resumo dos mesmos																				
Descrição	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Trigger	31 polos
Investimento / PA angariados	3.500	3.571	3.632	3.687	3.754	3.819	3.896	3.970	4.168	4.465	4.679	4.861	5.007	5.147	5.271	5.397	5.527	5.660	5.400€/PA	4.759
Nota: O valor do trigger diz respeito aos valores médios no período 2027-2031																				

Tabela 70 – Critério de seleção do investimento para o período 2027-2031

Na leitura desta tabela, importa ter presente que o rácio de investimento por ponto de abastecimento adicional é calculado com base nos pontos de abastecimento estimados para o horizonte 2027-2031, embora a infraestrutura construída nesse período continue a suportar a angariação de novos clientes e a progressiva densificação da rede nos anos subsequentes. Esta abordagem confere prudência ao indicador, na medida em que não incorpora integralmente o potencial de saturação futura da infraestrutura nem os benefícios económicos associados à utilização da rede ao longo de toda a sua vida útil. Como mencionado anteriormente, acresce que parte da expansão prevista poderá também contribuir para criar condições de ligação de produtores regionais de biometano, reforçando o papel da rede enquanto infraestrutura de suporte à descarbonização e à valorização de recursos energéticos endógenos. Assim, o rácio apresentado deve ser entendido como um critério de elegibilidade económica no horizonte do plano, e não como uma medida fechada do valor total gerado pela infraestrutura ao longo do tempo.

Neste enquadramento, a análise económico-financeira apresentada neste capítulo suporta a seleção do investimento em desenvolvimento e expansão de rede incluído no PDIRD-G 2026, que totaliza 39,0 milhões de euros para o período 2027-2031, distribuído pelos 31 polos operados pela Sonorgás, não abrangendo determinadas tipologias de investimento cuja exclusão se justifica pelos fatores apresentados de seguida:

i. O investimento em UAG não integra esta análise, uma vez que a sua racionalidade económica não é captada de forma adequada por um rácio de investimento por PA adicional medido apenas no horizonte 2027-2031. As UAG constituem infraestrutura de base para o abastecimento de redes locais autónomas, permitindo a infraestruturação de novas áreas, a expansão da base potencial de clientes e a angariação progressiva de pon-

tos de abastecimento ao longo de um horizonte temporal superior ao do presente plano. Adicionalmente, a inclusão destes investimentos comprometeria a comparabilidade do indicador, ao confrontar operadores descentralizados, assentes em redes independentes e unidades autónomas de gás, com operadores ligados à RNTG, cujas estruturas de custos obedecem a lógicas substancialmente distintas.

ii. A rede de Mogadouro, com cerca de 20.900 metros, já se encontra em funcionamento e a gerar benefícios operacionais e comerciais. Por essa razão, o investimento associado à sua eventual aquisição não deve ser considerado no apuramento do indicador de seleção do investimento incremental em desenvolvimento e expansão de rede, uma vez que não corresponde a nova infraestrutura construída no horizonte do presente plano nem a investimento destinado à angariação incremental de PA nos mesmos termos dos restantes projetos analisados.

iii. Investimentos em conformidade, digitalização e descarbonização. Esta tipologia constitui uma plataforma comum que é condição necessária para operar a atividade de distribuição, independentemente do número de licenças servidas e da entrada de novos pontos de abastecimento. Estes investimentos não geram receita incremental imputável via tarifas URD de consumo, pelo que a sua inclusão nesta análise distorceria o apuramento da rentabilidade do investimento incremental em desenvolvimento e expansão de rede, apuramento este que é o objeto do presente exercício.

iv. Contadores, por não integrarem o ativo remunerado para efeitos do cálculo do RAB regulatório.

## 6.2. Indicadores Harmonizados

A atividade de distribuição de gás apresenta uma estrutura económica dominada por custos fixos de plataforma. Uma parcela muito significativa do OPEX e do CAPEX regulatório, como por exemplo e de forma não exaustiva, SCADA, sistemas de informação geográfica, cibersegurança, sistemas de informação e de reporte, edifícios e instalações de suporte, piquete de emergência permanente, competências técnicas internas, engenharia, estrutura organizacional e equipamentos de redundâncias, corresponde a componentes cuja existência e manutenção é condição necessária para operar qualquer licença, independentemente da sua dimensão. Atendendo à existência de uma componente relevante de custos partilhados numa plataforma já consolidada, a alteração do universo de licenças exploradas não se traduz numa alteração proporcional dos custos totais, uma vez que uma parte substancial desses custos mantém natureza estrutural e comum. Nestas circunstâncias, a variação de custos associada a cada licença, quer em cenário de expansão, quer de redução do perímetro operacional, tende a refletir sobretudo custos marginais, e não o custo médio imputável por licença, o que assume particular relevância quer para a leitura comparativa entre operadores, quer para a avaliação regulatória da eficiência sistémica do Sistema Nacional de Gás.

Esta realidade económica condiciona a leitura dos indicadores regulatórios habitualmente usados na caracterização da atividade. Rácios como o OPEX por ponto de abastecimento ou o investimento por MWh veiculado, dividem grandezas financeiras por denominadores de escala. Numa comparação entre operadores, estes rácios refletem em primeira ordem a forma como os custos fixos de plataforma se distribuem pela base servida, a tipologia dominante de consumo e o modelo operativo de cada operador; apenas secundariamente captam a eficiência intrínseca com que cada um gere a sua atividade dentro das restrições estruturais do seu modelo. Escala e eficiência operacional não são sinónimos, nem são mensuráveis pelos mesmos indicadores: a eficiência intrínseca é a capacidade do operador em realizar a sua atividade ao menor custo unitário possível dentro das restrições estruturais em que atua, e a sua leitura é preferencialmente feita por duas vias complementares à comparação estática inter-operadores. A primeira é a trajetória temporal dos indicadores dentro de cada

operador, que capta a dinâmica real de melhoria operacional, independentemente do ponto de partida. A segunda é a utilização de indicadores normalizados para as características estruturais de cada operação, designadamente o uso do quilómetro linear de rede como denominador para neutralizar o efeito da baixa densidade demográfica, ou o ajustamento para os custos fixos associados às UAG, que caracterizam modelos operativos estruturalmente mais complexos do que os assentes em ligação à rede nacional de transporte.

A Sonorgás reconhece a utilidade dos indicadores harmonizados para a transparência e convergência metodológica do setor, incorpora-os na presente proposta (serão oportunamente partilhados na íntegra, em tempo útil), e apresenta-os nas subsecções seguintes.

Adicionalmente, como complemento para a comparabilidade da framework regulatória, um conjunto de indicadores normalizados que ajustam os rácios agregados para as principais variáveis estruturais que diferenciam os modelos operativos serão também considerados:

- i) o modelo de abastecimento da rede (com ou sem UAG);
- ii) a dispersão territorial;
- iii) a maturidade das licenças e a densidade demográfica do território servido.

Esta camada complementar não substitui os indicadores harmonizados, funcionando antes como um segundo nível de leitura, articulado com o primeiro, que permite distinguir com maior clareza, entre diferenças de natureza estrutural, inerentes ao modelo operativo, e diferenças associadas à eficiência operacional, estas sim verdadeiramente informativas para efeitos de avaliação regulatória do desempenho. Ainda assim, mesmo com a introdução desta camada adicional, subsiste um efeito residual de escala, intrínseco a qualquer análise baseada em indicadores unitários e decorrente da própria natureza de plataforma dos custos fixos envolvidos, realidade que importa reconhecer explicitamente no exercício de leitura e avaliação regulatória.



## b) Consumo de gás por quilómetro de rede

Este indicador, inserido no âmbito do Indicador #2 presente nas mais recentes diretrizes do Regulador, visa medir a utilização da infraestrutura e detalha-se da seguinte forma para o período em questão:

I ERSE 2: Consumo de gás por km de rede											
Descrição		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>BP</b>	<b>MWh / Km</b>	<b>200,9</b>	<b>178,5</b>	<b>176,9</b>	<b>181,0</b>	<b>184,2</b>	<b>183,6</b>	<b>180,0</b>	<b>178,1</b>	<b>176,0</b>	<b>174,1</b>
GN veiculado	MWh	154.619	152.219	162.810	179.846	190.564	197.905	203.379	212.760	218.042	223.871
Quilómetros de rede acumulados	Km	770	853	920	993	1.035	1.078	1.130	1.195	1.239	1.286
<b>MP</b>	<b>MWh / Km</b>	<b>4,8</b>	<b>5,4</b>	<b>11,5</b>	<b>10,7</b>	<b>11,3</b>	<b>10,8</b>	<b>10,3</b>	<b>9,8</b>	<b>9,4</b>	<b>9,1</b>
GN veiculado	MWh	3.706	4.603	10.586	10.676	11.689	11.689	11.689	11.689	11.689	11.689
Quilómetros de rede acumulados	Km	770	853	920	993	1.035	1.078	1.130	1.195	1.239	1.286
<b>GN veiculado / Km de rede</b>	<b>MWh / Km</b>	<b>205,7</b>	<b>183,9</b>	<b>188,4</b>	<b>191,8</b>	<b>195,5</b>	<b>194,4</b>	<b>190,3</b>	<b>187,9</b>	<b>185,5</b>	<b>183,1</b>

Tabela 72 – Consumo de gás por km de rede (2022-2031)

A trajetória decrescente do indicador, apesar do crescimento consistente do consumo médio por PA, é a expressão direta do compromisso da Sonorgás com a expansão do serviço público de distribuição de gás aos territórios do interior norte. À medida que a rede vai saturando nas zonas de maior densidade dos polos mais maduros, o crescimento da infraestrutura desloca-se progressivamente para áreas de menor densidade populacional, onde cada novo cliente ligado requer mais metros de rede. A descida do indicador traduz, assim, o cumprimento da missão de serviço

público de levar a rede de gás a territórios estruturalmente mais dispersos, contribuindo para a coesão territorial e para o combate à pobreza energética, e não uma perda de eficiência operacional.

De facto, quando considerado o consumo adicional de gás previsto por quilómetro de rede construído, é de notar que esta expansão de rede contribui diretamente para o incremento nos consumos, tal como detalhado na tabela seguinte:

I ERSE 2: Consumo de gás adicional por km de rede adicional											
Descrição		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
GN veiculado adicional	MWh	3.857	0	17.393	18.272	13.473	10.509	9.756	13.611	9.689	10.519
Quilómetros de rede construídos / adquiridos	Km	48	83	68	73	41	43	52	44	44	48
<b>GN veiculado / Km de rede</b>	<b>MWh / Km</b>	<b>81</b>	<b>0</b>	<b>258</b>	<b>250</b>	<b>326</b>	<b>243</b>	<b>188</b>	<b>309</b>	<b>220</b>	<b>221</b>

Tabela 73 - Consumo de Gás natural por km de rede adicional (2022-2031)

## c) Investimento em desenvolvimento e expansão vs extensão de rede

O presente indicador visa dar resposta ao indicador #9 das diretrizes do Regulador. Abaixo apresenta-se um resumo dos valores agregados, com o valor por polo a ser apresentado no anexo XXXIX.

I ERSE 9: Investimento em desenvolvimento e expansão vs extensão de rede													
Descrição		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031
Desenvolvimento e expansão	€	4.704.729	6.641.344	7.805.723	7.835.238	5.714.374	6.018.532	7.761.995	7.054.636	7.062.490	7.164.753	32.501.407	35.062.406
Metros de rede construídos / adquiridos	m	47.702	83.288	67.519	72.981	41.321	43.185	51.897	43.983	43.876	47.512	312.811	230.553
<b>Euros / m de rede construído / adquirido</b>	<b>€ / m</b>	<b>98,6</b>	<b>79,7</b>	<b>112,6</b>	<b>107,4</b>	<b>138,3</b>	<b>139,4</b>	<b>149,6</b>	<b>160,4</b>	<b>160,6</b>	<b>150,8</b>	<b>103,9</b>	<b>152,1</b>

Tabela 74 - Investimento em desenvolvimento e expansão vs extensão de rede (2022-2031)

De 2022 a 2026, o valor agregado o investimento em desenvolvimento e expansão por extensão de rede construída ou adquirida foi de 103,9 €/m, enquanto que de 2027 a 2031 o mesmo se situou nos 152,1 €/m, esta trajetória reflete dois fatores convergentes que importa enquadrar.

O primeiro é de natureza operacional e decorre da maturação progressiva da rede da Sonorgás. À medida que a empresa avança na implantação da rede, a infraestrutura instalada passa a cobrir uma parte crescente da área de cada licença, o que reduz progressivamente a necessidade de construção de rede adicional para ligar novos clientes. Em consequência, o peso relativo da construção de rede no investimento total em desenvolvimento e expansão tende a diminuir ao longo do tempo, enquanto cresce a importância relativa de rubricas associadas à ligação de clientes sobre a rede já existente, designadamente conversões, reconversões, ramais, redutores e outros investimentos complementares.

O indicador reflete diretamente esta dinâmica: um mesmo euro investido traduz-se em menos metros de rede adicional à medida que a operação amadurece, não por perda de eficiência, mas porque a rede passa a servir uma função crescente de densificação em vez de expansão extensiva.

O segundo fator é a atualização dos custos unitários à evolução do deflador do PIB, aplicada de forma consistente com a metodologia adotada em todo o plano, que incorpora naturalmente o efeito acumulado da inflação do período.

À semelhança da metodologia utilizada no apuramento dos *triggers* descrita no capítulo 6.1., os investimentos associados à aquisição da rede em Mogadouro e à implementação de UAG foram ajustados no presente cálculo, não sendo considerados para o apuramento do presente indicador.

#### d) Investimento em desenvolvimento e expansão vs PA

O presente indicador visa dar resposta ao indicador #10 das diretrizes do Regulador. Abaixo apresenta-se um resumo dos valores agregados, com o valor por polo a ser apresentado no anexo XXXIX.

I. ERSE_10: Investimento em desenvolvimento e expansão vs PA (por segmento)													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Desenvolvimento e expansão	€	4.704.729	6.641.344	7.605.723	7.835.238	5.714.374	6.018.532	7.761.996	7.054.636	7.062.490	7.164.753	32.501.407	35.062.406
<i>Por segmento</i>													
Doméstico	€ / PA	4.031	4.524	3.078	5.308	4.303	4.275	4.648	4.986	5.429	5.986	4.109	5.015
Serviços	€ / PA	104.550	89.748	58.506	73.227	139.375	240.741	95.827	80.166	73.568	110.227	81.868	98.767
Indústria	€ / PA	n.a.	316.254	1.267.620	n.a.	5.714.374	n.a.	862.444	881.830	1.765.623	n.a.	1.250.054	1.669.638
Euros / PA	€ / PA	3.885	4.249	2.917	4.953	4.171	4.200	4.410	4.669	5.041	5.677	3.900	4.759

Tabela 75 - Investimento em desenvolvimento e expansão vs PA (por segmento) (2022-2031)

De 2022 a 2026, o valor agregado do investimento em desenvolvimento e expansão por PA foi de 3.900 €/PA, que se refletiu num valor agregado de 4.109 €/PA no segmento doméstico, 81.868 €/PA no segmento serviços e 1.250.054 €/PA no segmento industrial. No que respeita aos valores de 2027 a 2031, o valor

agregado de investimento em desenvolvimento e expansão por PA prevê-se que seja de 4.759 €/PA, que se refletiu num valor de 5.015 €/PA para o segmento doméstico, 98.767 €/PA para o segmento serviços e 1.669.638 €/PA para o segmento industrial.

### e) Investimento em desenvolvimento e expansão vs consumo adicional

O presente indicador visa dar resposta ao indicador #11 das diretrizes do Regulador. Abaixo apresenta-se um resumo dos valores agregados, com o valor por polo a ser apresentado no anexo XXXIX.

I_ERSE_11: Investimento em desenvolvimento e expansão vs consumo adicional (por segmento)													
Descrição		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031
Desenvolvimento e expansão	€	4.704.729	6.641.344	7.605.723	7.835.238	5.714.374	6.018.532	7.761.966	7.054.636	7.062.490	7.164.753	32.501.407	35.082.406
<b>Por segmento</b>													
Doméstico	€/ MWh	0	26.145	1.589	1.338	3.186	1.322	2.586	2.608	6.363	3.527	8.560	3.281
Serviços	€/ MWh	499	2.504	730	586	626	1.136	1.951	1.138	1.170	968	989	1.272
Indústria	€/ MWh	0	0	3.587	0	2.244	9.146	2.795	1.500	2.780	6.581	2.915	4.560
<b>Euros / GN veiculado adicional</b>	<b>€/ MWh</b>	<b>1.220</b>	<b>0</b>	<b>437</b>	<b>429</b>	<b>424</b>	<b>573</b>	<b>796</b>	<b>518</b>	<b>729</b>	<b>681</b>	<b>502</b>	<b>659</b>

Tabela 76 - Investimento em desenvolvimento e expansão vs consumo adicional (por segmento) (2022-2031)

De 2022 a 2026, o valor agregado do investimento em desenvolvimento e expansão por MWh veiculado adicional foi de 502 €/MWh, que se refletiu num valor agregado de 8.560 €/MWh no segmento doméstico, 989 €/MWh no segmento serviços e 2.915 €/MWh no segmento industrial. No que respeita aos valores de 2027 a 2031, o valor agregado de

investimento em desenvolvimento e expansão por GN veiculado adicional prevê-se que seja de 659 €/MWh, que se refletiu num valor de 3.281 €/MWh para o segmento doméstico, 1.272 €/MWh para o segmento serviços e 4.560 €/MWh para o segmento industrial.

### f) Investimento em Conformidade e Segurança de Abastecimento

O presente indicador visa dar resposta ao indicador #12 das diretrizes do Regulador, o qual permite avaliar o investimento nesta tipologia face às principais grandezas físicas (metros de rede adicionais, PAs angariados e consumos adicionais de gás) que permitem caracterizar a utilização da infraestrutura da Sonorgás. Abaixo apresenta-se um resumo dos valores agregados, com o valor por polo a ser apresentado no anexo XXXIX.

I_ERSE_12: Investimento em Conformidade e Segurança de Abastecimento													
Descrição		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031
Conformidade e segurança	€	2.233.953	2.592.847	1.997.403	4.140.098	1.024.456	570.717	2.522.218	1.935.886	1.207.630	1.166.808	11.988.756	7.403.242
<b>Indicadores</b>													
Investimento / Rede	€/ m	3	3	2	4	1	1	2	2	1	1	3	1
Investimento / PA	€/ PA	82	90	64	126	30	16	70	53	32	31	79	41
Investimento / Gás veiculado	€/ MWh	14	17	12	22	5	3	12	9	5	5	14	7

Tabela 77 - Investimento em Conformidade e Segurança de Abastecimento (2022-2031)

### g) Investimento em Digitalização

O presente indicador visa dar resposta ao indicador #13 das diretrizes do Regulador, o qual permite avaliar o investimento nesta tipologia face às principais grandezas físicas (metros de rede adicionais, PAs angariados e consumos adicionais de gás) que permitem caracterizar a utilização da infraestrutura da Sonorgás. Abaixo apresenta-se um resumo dos valores agregados, com o valor por polo a ser apresentado no anexo XXXIX.

I ERSE 13: Investimento em Digitalização													
Descrição		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031
Digitalização	€	520.752	1.314.866	691.956	828.493	469.828	367.700	1.337.250	1.195.750	1.068.000	1.075.000	3.825.896	5.043.700
<b>Indicadores</b>													
Investimento / Rede	€/ m	1	2	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1
Investimento / PA	€/ PA	19	46	22	25	14	11	37	33	29	29	25	28
Investimento / Gás veiculado	€/ MWh	3	8	4	4	2	2	6	5	5	5	4	5

Tabela 78 – Investimento em Digitalização (2022-2031)

### h) Investimento em Descarbonização do Sistema Nacional de Gás

O presente indicador visa dar resposta ao indicador #14 das diretrizes do Regulador, o qual permite avaliar o investimento nesta tipologia face às principais grandezas físicas (metros de rede adicionais, PAs angariados e consumos adicionais de gás) que permitem caracterizar a utilização da infraestrutura da Sonorgás. Abaixo apresenta-se um resumo dos valores agregados, com o valor por polo a ser apresentado no anexo XXXIX.

I ERSE 14: Investimento em Descarbonização do Sistema Nacional de Gás													
Descrição		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031
Descarbonização do Sistema Nacional de Gás	€	0	37.500	0	49.322	191.808	230.431	1.702.737	680.179	853.974	260.879	278.630	3.728.200
<b>Indicadores</b>													
Investimento / Produtor	€/ #	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	567.579	680.179	426.987	n.a.	n.a.	558.248
Investimento / Gás renovável injetado	€/ MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	21	5	6	2	n.a.	9
Investimento / Nova extensão de rede	€/ m	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	158	n.a.	97	n.a.	n.a.	128
Investimento / Consumo abastecido	€/ MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	17	7	8	3	n.a.	9
Extensão de rede / Gás renovável injetado	m / MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0,13	0,08	0,14	0,14	n.a.	0,12

Tabela 79 – Investimento em Descarbonização do Sistema Nacional de Gás (2022-2031)

No âmbito deste investimento, é de notar que apesar de existirem investimentos em descarbonização em todos os anos do plano apresentado, apenas em 2028, 2029 e 2030 este investimento é realizado por forma a proceder à ligação de produtores de gases renováveis à rede de distribuição da Sonorgás. Apesar de alguns dos projetos implicarem a exten-

são da rede para a ligação dos produtores, alguns dos polos visados não possuem atualmente consumos suficientes para incorporar a totalidade do biometano produzido via gasoduto, pelo que uma parte desta produção prevê-se que venha a ser distribuída via camião por vários polos. Para mais informação vide capítulo 5.1.2.

## 6.2.2 Indicadores normalizados

Em linha com o enquadramento apresentado na secção anterior, a presente subsecção apresenta um conjunto de indicadores normalizados que traduzem, em termos operacionais, as vias metodológicas que a Sonorgás propõe como complemento à leitura comparativa entre operadores: (i) o ajustamento para características estruturais do território servido e do modelo operativo, (ii) a aplicação da lógica do *Price Cap* com recurso a denominadores que neutralizam as variáveis estruturais relevantes e (iii) a consideração de indicadores complementares de descarbonização, aptos a captar a capacidade relativa de incorporação de gases renováveis nas redes exploradas. Os indicadores organizam-se, assim, em quatro famílias complementares.

### Indicadores de normalização territorial

A dispersão geográfica, a densidade demográfica e a fase do ciclo de vida da rede construída são variáveis estruturais do território servido que condicionam, de forma primária, qualquer leitura unitária da atividade. Três indicadores normalizados são apresentados para as explicitar:

i. Metros de rede por ponto de abastecimento (I\_SNG\_12), que refletem a dispersão física da infraestrutura construída para servir a base de clientes. Valores mais elevados traduzem a necessidade de operar redes mais extensas para servir o mesmo número de clientes, característica típica de territórios de baixa densidade populacional. Vide Capítulo 6.1, Investimento, sustentabilidade financeira e impacto tarifário;

ii. Densidade populacional da licença (I\_SNG\_13), que contextualiza a base demográfica disponível para captação em cada área de licença. Para análise comparativa com os restantes operadores do sistema, remete-se para o capítulo 1.2.4.

iii. Taxa de penetração ponderada pela maturidade da licença (I\_SNG\_16), que ajusta o nível de saturação operacional alcançado à fase do ciclo de vida da respetiva licença. Este indicador oferece uma leitura mais informativa do que uma taxa de penetração simples: reconhece que licenças mais recentes se encontram, por natureza, em fase inicial de captação, e permite distinguir entre operadores com portefólios de maturidade comparável.

### Indicadores de normalização do modelo operativo

Dois indicadores adicionais explicitam dimensões do modelo

operativo cuja heterogeneidade entre operadores do setor condiciona, também, qualquer leitura comparativa:

iv. Pontos de abastecimento servidos por UAG (I\_SNG\_6), que caracteriza a plataforma logística de Unidades Autónomas. É um indicador específico de operadores com rede local autónoma, dimensão estruturalmente ausente em operadores ligados à rede nacional de transporte, e capta a densidade efetiva de utilização desta componente da infraestrutura.

v. Idade média das licenças (I\_SNG\_15), que explicita a fase do ciclo de maturação do portefólio de concessões do operador, variável cujo efeito sobre a leitura agregada dos indicadores unitários é material em operadores, como a Sonorgás, cujo portefólio integra licenças em fases distintas do seu ciclo.

### Price Cap normalizado

As duas medidas seguintes aplicam a lógica do *Price Cap*, indicador regulatório central da atividade de distribuição de gás, com recurso a denominadores escolhidos para neutralizar as variáveis estruturais relevantes, oferecendo assim uma base de leitura comparativa mais robusta entre operadores com perfis distintos:

vi. *Price Cap* por quilómetro linear de rede construída (I\_SNG\_7), que neutraliza o efeito da densidade territorial sobre a leitura do *Price Cap* por ponto de abastecimento. Ao dividir o *Price Cap* pela extensão física da rede, em vez do número de clientes, este indicador elimina a penalização que operadores em territórios dispersos incorporam quando o denominador é a base de clientes servida. Em termos económicos, é a leitura que melhor aproxima a recuperação unitária de custos pela infraestrutura efetivamente construída.

vii. *Price Cap* normalizado de custos UAG, por quilómetro linear de rede construída (I\_SNG\_9), que é totalmente diferenciador das operações dos outros ORD e que complementa o indicador anterior removendo adicionalmente o peso dos custos associados à operação de Unidades Autónomas. É o indicador em que a Sonorgás pode, de forma mais informativa, ser avaliada em regime de comparabilidade com operadores ligados à rede nacional de transporte, uma vez que neutraliza simultaneamente as duas componentes estruturais que mais diferenciam os modelos operativos: a dispersão territorial e o modelo de abastecimento.

### Indicadores de descarbonização

A progressiva incorporação de gases renováveis, em particular de biometano, introduz uma dimensão adicional de análise da atividade de distribuição que não é captada pelos indicadores regulatórios tradicionais. Com efeito, para além da eficiência operacional e da racionalidade económica do investimento, importa também avaliar a capacidade potencial das redes para acomodar trajetórias de descarbonização coerentes com os objetivos nacionais e europeus de transição energética. Neste contexto, apresentam-se dois indicadores complementares, orientados para medir a relação entre o potencial identificado de produção de biometano e a base física e comercial atualmente servida pelas redes:

viii. Potencial de biometano (MWh) / gás veiculado (MWh) (I\_SNG\_23), que mede a proporção entre o potencial identificado de produção de biometano com possibilidade de integração na rede e o volume anual de gás atualmente veiculado. Este indicador permite aferir, em termos agregados, a capacidade potencial de substituição do gás distribuído por gás renovável, oferecendo uma medida direta da aptidão relativa de cada rede para avançar em trajetórias de descarbonização do fornecimento.

ix. Potencial de biometano (MWh) / ponto de abastecimento (PA) (I\_SNG\_24), que relaciona o potencial identificado de produção de biometano com a base de clientes atualmente servida. Este indicador oferece uma leitura complementar à anterior, ao exprimir o potencial de descarbonização numa ótica de intensidade relativa por utilizador servido, permitindo captar de forma mais fina a relação entre o potencial renovável endógeno e a escala comercial da rede.

Estes indicadores não visam medir eficiência operacional em sentido estrito, nem substituir os critérios tradicionais de análise económica e regulatória. O seu objetivo é, antes, complementar essa leitura, introduzindo uma dimensão prospetiva relacionada com a capacidade estrutural de descarbonização das redes exploradas. Neste sentido, assumem particular relevância em operadores com forte ligação territorial e com potencial de integração de produção local de gases renováveis, permitindo evidenciar em que medida a infraestrutura existente pode, para além da sua função económica e de serviço público, constituir também um vetor de transição energética.

A atividade de distribuição de gás é exercida, em Portugal, por operadores com realidades operativas estruturalmente distintas, desde redes urbanas densas e maduras, ligadas continuamente à rede nacional de transporte de alta pressão, até redes locais autónomas servidas por Unidades Autónomas de Gás em territórios de baixa densidade populacional e em fases distintas do seu ciclo de maturação. Os indicadores harmonizados adotados pelo Regulador no quadro dos despachos e diretrizes mais recentes constituem um instrumento essencial de comparabilidade e convergência metodológica do setor, respondendo a um legítimo imperativo de transparência regulatória e de avaliação integrada do Sistema Nacional de Gás. A Sonorgás reconhece o mérito e a utilidade destes indicadores, incorpora-os na presente proposta e manifesta desde já disponibilidade para colaborar no seu aperfeiçoamento progressivo.

Não obstante, aplicados de forma indiferenciada a operadores com modelos operacionais estruturalmente distintos, os indicadores harmonizados refletem, em primeira ordem, características exógenas à eficiência do operador, designadamente a densidade demográfica do território servido, a escala da carteira, a tipologia dominante de consumo, o modelo de abastecimento da rede e a maturidade das licenças e não a eficiência intrínseca da atividade. Com o propósito de complementar a leitura regulatória proporcionada pelos indicadores harmonizados, ao longo do presente relatório foram apresentados vários dados que sustentam esta diferença e que procuram justificar as diferenças operacionais que distinguem a Sonorgás dos demais operadores do Sistema Nacional de Gás.

Esta apresentação não substitui nem contradiz os indicadores harmonizados, pelo contrário, entende-se que os dois conjuntos são complementares e que, lidos em conjunto, oferecem uma perspetiva mais robusta e equilibrada do desempenho dos operadores do sistema, contribuindo para decisões regulatórias informadas pelas especificidades estruturais de cada modelo de distribuição. Estes pontos são também complementados por outros indicadores presentes ao longo do presente relatório, para mais informação vide Capítulo 4.1. que explana indicadores relacionados com *Price Cap* da empresa e Capítulo 7., que explana os benefícios inerentes ao plano de investimento apresentado pela Sonorgás. Tudo isto em conjunto contribui para a caracterização da atividade da Sonorgás.

O quadro seguinte apresenta um resumo dos vários indicadores mencionados, com data de referência a dezembro de 2025:

Dados da área de licença da Sonorgás a Dezembro de 2025							
Licença	População (2021) <sup>1)</sup>	Superfície (km <sup>2</sup> ) (2021) <sup>1)</sup>	Densidade Populacional (População / km <sup>2</sup> ) (I_SNG_13)	Taxa de Penetração <sup>2)</sup> (I_SNG_16)	Taxa de Penetração Ponderada <sup>3)</sup> (I_SNG_16)	Idade média da licença (I_SNG_15)	PA / UAG (I_SNG_6)
Mirandela	21.394	659	32	79,3%	4,7%	17	1.166
Macedo de Cavaleiros	14.252	699	20	82,4%	4,8%	17	2.346
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	31.789	630	50	66,1%	3,9%	17	3.834
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	20.641	164	126	79,2%	4,7%	17	1.709
Póvoa de Lanhoso	21.775	135	162	58,3%	3,4%	17	2.890
Alfândega da Fé	4.324	322	13	59,7%	6,0%	10	472
Carrazeda de Ansiães	5.491	279	20	68,8%	6,9%	10	447
Freixo de Espada à Cinta	3.216	244	13	49,1%	4,9%	10	415
Mogadouro	8.301	761	11	49,1%	4,9%	10	707
Torre de Moncorvo	6.826	532	13	62,4%	6,2%	10	790
Vila Flor	6.052	266	23	64,1%	6,4%	10	695
Vimioso	4.149	482	9	46,2%	4,6%	10	234
Vinhais	7.768	695	11	30,5%	3,0%	10	270
Terras de Bouro	6.358	278	23	54,0%	5,4%	10	254
Alijó	10.486	298	35	53,2%	5,3%	10	734
Boticas	5.000	322	16	36,4%	3,6%	10	195
Murça	5.245	189	28	69,9%	7,0%	10	553
Montalegre	9.261	806	11	77,4%	7,7%	10	534
Ribeira de Pena	5.885	218	27	27,4%	2,7%	10	354
Sabrosa	5.548	157	35	45,6%	4,6%	10	368
Valpaços	14.702	549	27	45,6%	4,6%	10	832
Vila Pouca de Aguiar	11.813	437	27	44,1%	4,4%	10	454
Baião	17.535	175	100	31,9%	3,2%	10	530
Amares	18.595	82	227	15,7%	2,6%	6	563
Cabeceiras de Basto	15.560	242	64	17,6%	2,9%	6	686
Celorico de Basto / Mondim de Basto	24.055	353	68	15,0%	2,5%	6	168
Vieira do Minho	11.956	216	55	33,5%	5,6%	6	453
Melgaço	7.773	238	33	13,3%	2,2%	6	235
Monção	17.818	211	84	45,9%	7,7%	6	1.344
Mesão Frio	3.548	27	133	51,9%	8,6%	6	308
Miranda do Douro	6.464	487	13	53,5%	8,9%	6	458
<b>Média por Polo</b>	<b>11.405</b>	<b>360</b>	<b>49</b>	<b>49,3%</b>	<b>5,0%</b>	<b>n.a.</b>	<b>806</b>
<b>Total</b>	<b>353.560</b>	<b>11.150</b>	<b>32</b>	<b>51,0%</b>	<b>n.a.</b>	<b>13</b>	<b>822</b>

Nota: 1) Censos 2021

2) Taxa de penetração de alojamentos infraestruturados

3) Taxa de penetração de alojamentos infraestruturados ponderada pela idade das licenças

Tabela 15 – Dados da área de Licença da Sonorgás a Dezembro de 25, por Polo

Apresenta-se adicionalmente um resumo da evolução temporal do *Price Cap* por quilómetro linear de rede construída e do *Price Cap* ajustado de custos UAG, permitindo observar a trajetória destes indicadores ao longo do período de referência.

Price cap e Price cap ajustada por km linear de rede						
Descrição		2022	2023	2024	2025	2026
I_SNG_7: Price cap por km linear de rede	€/ km	5,56	5,05	5,25	5,41	5,53
I_SNG_9: Price cap ajustada por km linear de rede	€/ km	4,85	4,31	4,51	4,49	4,51

Tabela 16 – Investimento em Descarbonização do Sistema Nacional de Gás (2022-2026)

A integração crescente de gases renováveis, em particular o biometano, exige uma análise da atividade de distribuição que vá além dos indicadores regulatórios tradicionais. Neste enqua-

dramento, na seguinte tabela, apresentam-se indicadores que relacionam o potencial de biometano com a energia veiculada e pontos de abastecimento previstos:

Indicadores de Descarbonização					
Descrição		2028	2029	2030	2031
I_SNG_23: Potencial Biometano / Gás Veiculado	MWh	0,38	0,58	0,62	0,61
I_SNG_24: Potencial Biometano / PA	MWh/PA	2,25	3,56	3,84	3,80

Tabela 80 – Indicadores de Descarbonização (2028-2031)

De notar que os dados apresentados apenas contemplam o ano de 2028 e seguintes, uma vez que apenas nestes se prevê a execução dos primeiros projetos de ligação de produtores locais de biometano à rede da Empresa. Estes projetos, que se estima serem implementados no horizonte temporal compreendido entre 2028 e 2030, conferirão um potencial significativo de descarbonização à rede da Sonorgás, com a produção anual estimada dos referidos produtores a ultrapassar, no ano de 2031, os 60% do consumo total previsto para esse mesmo ano.

A análise por polo deve, por conseguinte, ser lida à luz deste enquadramento sistémico. A TIR global do conjunto das 31 licenças constitui o principal indicador de sustentabilidade do plano, em coerência com a própria lógica de atribuição universal das licenças e com o princípio regulatório de subsídição cruzada acima referido. Com efeito, a decisão de investimento e a respetiva remuneração regulatória são, em primeira linha, aferidas ao nível do sistema no seu conjunto e, subsequentemente, ao nível do operador, e não numa perspetiva isolada de cada polo.

# 07 Identificação dos benefícios associados ao Plano de Investimento

## 7.1. Benefícios

Importa referir, a título prévio, que os exercícios apresentados no presente capítulo foram desenvolvidos internamente pela equipa técnica da Sonorgás, com base em dados da Empresa, em informação pública disponível e no conhecimento técnico e na experiência acumulada pela Sonorgás nas regiões em que desenvolve a sua atividade. Estes exercícios têm, por isso, uma natureza predominantemente analítica e indicativa, visando apoiar a leitura dos benefícios associados ao plano de investimento, sem prejuízo das limitações inerentes à mensuração de algumas das dimensões consideradas.

Importa ainda assinalar que os exercícios de valorização económica apresentados no presente capítulo assentam nos preços de referência considerados à data da sua elaboração e, por essa razão, não incorporam a incerteza associada à atual conjuntura geopolítica internacional. Em particular, a evolução do conflito no Médio Oriente e os seus efeitos sobre os mercados energéticos permanecem, à presente data, incertos, podendo influenciar os preços do gás natural, da eletricidade e de outros combustíveis fósseis num horizonte próximo. A este respeito, a Comissão Europeia tem salientado que o conflito no Médio Oriente tem contribuído para o agravamento dos custos energéticos em mercados fósseis voláteis, enquanto a ACER assinala que, no inverno 2025-2026, os preços do gás na Europa subiram de forma substancial com o início da guerra no Médio Oriente, num contexto em que cerca de 20% das exportações globais de GNL transitam pelo Estreito de Ormuz. Neste enquadramento, as conclusões apresentadas devem ser lidas tendo presente que alterações materiais nos preços relativos das diferentes fontes energéticas poderão influenciar, em maior ou menor grau, os resultados das comparações económicas efetuadas.

Por último, os exercícios apresentados não internalizam explicitamente o custo económico associado às emissões de gases com efeito de estufa, nem quantificam, em termos monetários, o valor potencial associado à capacidade futura da infraestrutura para integrar gases renováveis, designadamente biometano de origem local. Esta limitação assume relevância acrescida num contexto em que o Plano de Ação para o Biometano 2024-2040 enquadra o biometano como instrumento de descarbonização, valorização de resíduos, promoção da economia circular, criação de emprego, coesão territorial e desenvolvimento regional. Neste sentido, os benefícios associados a uma rede preparada para a futura incorporação de biometano, incluindo benefícios de descarbonização, de valorização de resíduos como matéria-prima e de dinamização de ecossistemas regionais de economia circular, não se encontram integralmente refletidos nas comparações económicas apresentadas, que assentam sobretudo em preços correntes e em efeitos diretamente mensuráveis.

Sem prejuízo disso, estas dimensões assumem relevância material para uma apreciação futura mais completa do valor económico, social e ambiental da infraestrutura, devendo ser aprofundadas em exercícios posteriores, à medida que exista maior maturidade metodológica, enquadramento regulatório mais consolidado e maior visibilidade quanto ao ritmo e às condições de concretização dos projetos de gases renováveis.

Os objetivos estratégicos da Sonorgás materializam-se no presente plano de investimento sob a forma de:

- o estabelecimento da ligação a aproximadamente 38 mil pontos de abastecimento (taxa de crescimento acumulado de 8,4%) e o crescimento das infraestruturas de redes para aproximadamente



## Gás Natural vs GPL

ERSE - Tarifas 2025-2026			ERSE - Preços de GPL (2026)		
Metodologia		Eur per KWh <sup>1</sup>	Metodologia		Eur per KWh <sup>1</sup>
<b>BP&lt;</b>	Média da tarifa transitória BP <	0,0603	<b>BP&lt;</b>	Preço médio garrafa - butano	0,1727
<b>BP&gt;</b>	Média da tarifa de Fornecimento Supletivo BP > <sup>2</sup>	0,0547	<b>BP&gt;</b>	Preço médio granel -propano	0,1566

1) A este montante é acrescido o termo fixo por consumidor.  
 2) De acordo com os relatórios de tarifas mais recentes, a tarifa transitória foi abolida para os Clientes CUR em BP>. Assim, foi considerada a tarifa supletiva para o fornecimento de Clientes neste segmento.

Tabela 74- Tarifas 2025-2026 e Preços do GPL 2026

Tendo em conta a evolução recente dos preços do GPL (dados da DGEG – “Preços de GPL a partir de 1967”), tanto no caso de butano como propano, a vantagem da rede de Gás é evidente como se pode observar a título de exemplo no seguinte cenário traçado.

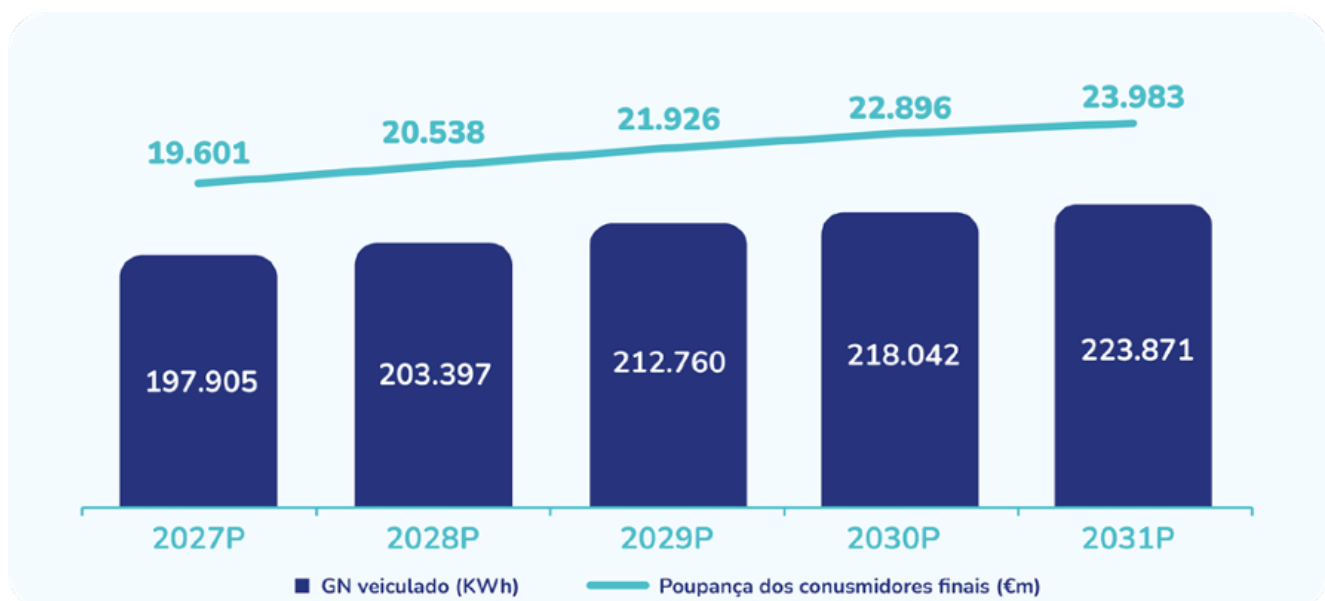


Figura 34 - Gás veiculado (kWh) e poupanças dos consumidores finais (€m)

Com o objetivo de avaliar o impacto da compensação a receber pela Sonorgás, foi desenvolvida uma estimativa dos proveitos permitidos, tendo por base os dados operacionais já apresentados, nomeadamente o número de pontos de abastecimento e o volume de gás veiculado, utilizados no cálculo do *price cap*. Esta estimativa considerou igualmente o montante total do inves-

timento previsto no plano de desenvolvimento, assumindo se, para efeitos de cálculo das depreciações, uma vida útil média dos ativos de 32 anos, bem como uma taxa de remuneração do capital de 5,67%, em linha com a definida no âmbito dos proveitos permitidos para o período 2025/2026.

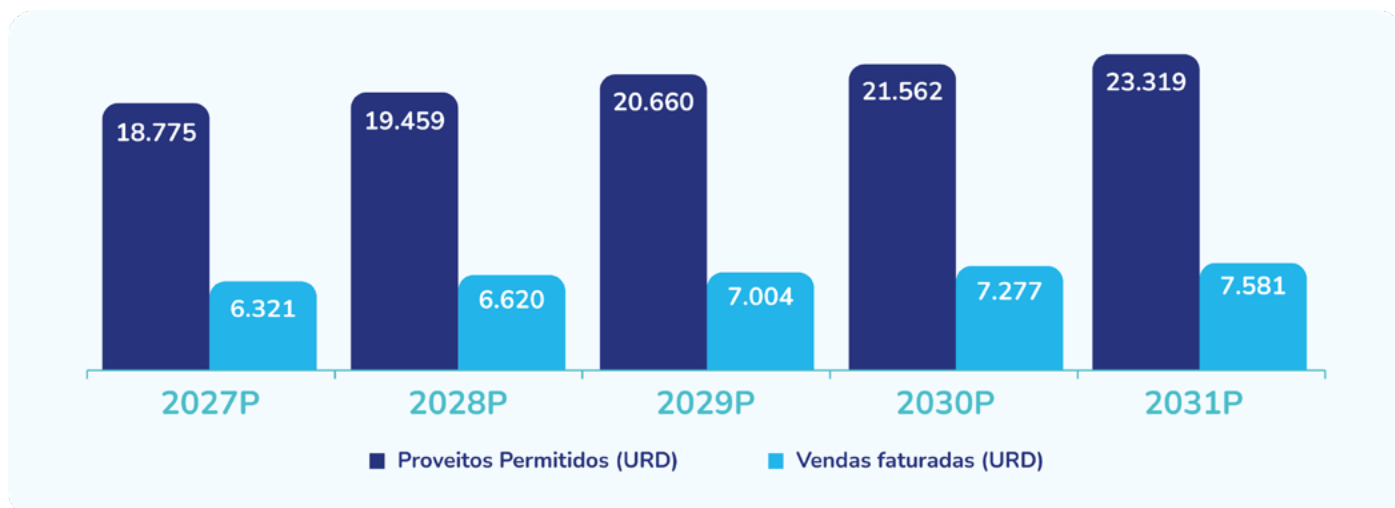


Figura 35 - Proveitos permitidos e vendas faturadas (URD)

A compensação estimada a receber do sistema para o período de 2027 a 2031 pode ser encontrada pela diferença entre os proveitos permitidos e as vendas faturadas. Desta forma, quando comparado o encargo para o sistema (compensação) com o benefício económico resultante da poupança dos consumidores finais fica-se com a seguinte imagem.



Figura 36 - Poupança dos consumidores finais e compensação tarifária (€m)

Pode-se assim depreender que mesmo incorporando o impacto da compensação tarifária nas tarifas URD a cobrar ao consumidor final, este iria beneficiar de uma redução na fatura de energia

quando comparado com a utilização de GPL. A poupança total dos consumidores desta região nesta situação hipotética, pode atingir um montante de aproximadamente 109 milhões de euros.



Figura 37 – Benefício líquido para a Economia Nacional (€m)

A figura acima apresenta a desagregação do benefício líquido anual para o País, estimado em cerca de 41,0 milhões de euros no total do período compreendido entre 2027 e 2031. Embora a dispersão geográfica das áreas servidas implique a necessidade de compensação tarifária para garantir a viabilidade da operação, este encargo é largamente superado pela riqueza retida no território através da poupança direta proporcionada aos consumidores. Quando o valor da poupança energética excede os custos de manutenção da rede, o investimento deixa de constituir um ónus para o Sistema, passando a assumir-se como um verdadeiro motor de desenvolvimento socioeconómico, contribuindo ativamente para a mitigação da pobreza energética e para o reforço da competitividade das indústrias do interior norte.

Finalmente e com base num exercício teórico, com vista a calcular a poupança por ponto de abastecimento angariados resultante do uso de GN, a Sonorgás procedeu a uma análise comparativa do custo do gás natural relativamente a outros mix energéticos alternativos compostos por diferentes ponderações de electricida-

de, o GPL e o gasóleo, e calculou qual o valor atual da poupança registada pelos clientes. Para cada polo foi efetuado um estudo de mercado, de forma a calcular os mix energéticos que serviriam de alternativa ao GN, permitindo então comparar os custos para o consumidor esperados com e sem GN atribuído. Esta abordagem foi aplicada apenas para os clientes angariados e revelou que, no período compreendido entre 2027 e 2031, a transição para o gás natural podia potencialmente traduzir-se numa poupança significativa de 12,24 milhões de euros em comparação com o mix energético definido para os polos. Adicionalmente, estima-se que cada PA adicional irá registar uma poupança descontada ao valor presente aproximada de 1,66 milhares de euros ao longo do mesmo intervalo temporal. Evidencia-se, portanto, que a adoção do Gás conferirá vantagens económicas imediatas aos consumidores. Adicionalmente é importante ter em conta que os benefícios associados ao plano de investimento da Sonorgás não se restringem ao período abrangido pelo plano de investimento relevando assim que esta é apenas uma análise dos benefícios imediatos para os consumidores. Para mais informações sobre

o mix energético e pressupostos associados à presente análise vide anexo XXXVII.

Poupança no uso de GN descontado ao valor presente						
€'000	2027	2028	2029	2030	2031	2027-31
5 polos	27	117	197	276	345	961
18 polos	206	507	797	934	1.101	3.544
8 polos	314	1.067	1.613	2.212	2.527	7.733
<b>Total</b>	<b>546</b>	<b>1.690</b>	<b>2.607</b>	<b>3.421</b>	<b>3.973</b>	<b>12.239</b>

Tabela 77 – Poupança no uso de GN descontado ao valor presente

## Gás Natural vs Eletricidade

A comparação entre o Gás e a eletricidade é essencial para enquadrar o seu custo para o consumidor final, especialmente aqueles em posição mais frágil. Embora as políticas públicas promovam a eletrificação, importa compreender se esta constitui, em todos os contextos, a solução mais eficiente e economicamente sustentável para os consumidores, especialmente nas regiões do interior norte.

Esta análise assume particular relevância no contexto geográfico e socioeconómico em que a Sonorgás opera. Trata-se de uma região marcada por amplitudes térmicas elevadas, temperaturas de inverno particularmente baixas, fraca dinâmica de construção nova e níveis médios de rendimento mais reduzidos, fatores que, em conjunto, tornam a eletrificação integral mais exigente do ponto de vista técnico, mais onerosa em termos de investimento inicial e potencialmente mais gravosa do ponto de vista social.

Os benefícios da utilização da rede de Gás face ao vetor elétrico são multidimensionais:

- **Vantagem Económica Direta:** O custo unitário da eletricidade em Portugal é sensivelmente três vezes superior ao do gás natural (0,209 €/kWh versus 0,076 €/kWh), o que torna a eletrificação total um fator de risco para o agravamento da pobreza energética. De facto, estima-se que o uso da rede de gás tenha gerado, em 2024, uma poupança na ordem dos 75,5 €/MWh para as famílias, e uma poupança na ordem dos 148,6 €/MWh para o setor industrial<sup>1</sup>.

<sup>1</sup>Cálculos próprios com base em informação fornecida pelo Departamento Técnico da Sonorgás

- **Barreiras de Infraestrutura:** Estima-se que 80% dos fogos habitacionais não possuem instalações elétricas capacitadas para suportar a substituição integral de equipamentos de queima (fogões, esquentadores, caldeiras) por equivalentes elétricos, exigindo investimentos avultados na adaptação da instalação interna.

- **Eficiência em Climas Rigorosos:** Nas zonas do interior servidas pela Sonorgás, as baixas temperaturas de inverno degradam significativamente o desempenho de soluções como as bombas de calor, tornando o gás natural uma fonte mais fiável e eficiente para o conforto térmico.

- **Adequação socioeconómica da transição:** em regiões com menor rendimento médio e parque habitacional mais envelhecido, a eletrificação integral pode traduzir-se num aumento simultâneo do custo de utilização e do custo de entrada, o que levanta questões relevantes de equidade, acessibilidade e risco de exclusão energética. Estima-se que, em 2024, os custos potenciais associados à adaptação das habitações e à aquisição de equipamentos elétricos ascendiam a 4.274 € por família, tendo em conta a necessidade de substituição de um esquentador por uma bomba de calor, tendo este equipamento sido considerado uma vez que figura no Repower EU e no RNC 2050 como um vetor de convergência para a neutralidade carbónica através da redução de emissões de CO<sub>2</sub>, tendo sido considerado um esquentador da marca BOSCH como representativo dos preços médios de mercado e sem a consideração de eventuais custos de conversão ou

reconversão. A este encargo inicial acresceria um aumento estrutural na fatura mensal de energia, dado que a eletrificação total implicaria um custo adicional na ordem dos 138 €/MWh face à utilização de gás natural canalizado. A conjugação destes dois efeitos, investimento inicial significativo e aumento permanente da despesa energética, torna a transição para soluções elétricas uma opção frequentemente inoportável para as famílias residentes em territórios de menor rendimento médio e com maior prevalência de pobreza energética, precisamente os que caracterizam a área de atuação da Sonorgás.

Com efeito, com base no simulador disponibilizado pela ERSE no seu portal, é possível proceder à comparação entre a tarifa de gás natural e a tarifa de eletricidade, considerando dois cenários para uma família composta por quatro elementos, com um consumo anual de 3,0 MWh: no cenário de eletricidade, assume-se uma potência contratada de 6,9 kVA, opção horária simples e um preço médio de energia de 0,06506 €/kWh, enquanto no cenário de gás natural se considera o mesmo nível de consumo anual. A simulação, realizada a 16 de abril de 2026, evidencia a existência de poupanças significativas associadas à opção pelo gás natural, conforme ilustrado nas figuras seguintes:

Componente Tarifária	Eletricidade	Gás Natural
Acesso às redes	307,51	135,20
Energia	348,08	92,48
Outros Serviços	0,00	0,00
Rebolsos/ Descontos	-81,30	0,00
Taxas e Impostos	104,83	105,57
<b>Total</b>	<b>679,12</b>	<b>333,25</b>

Figura 39- Simulação efetuada no site da ERSE em 16 de abril de 2026, com desagregação por componente tarifária e fonte de energia.

### 7.1.2 Benefícios Sociais

O projeto de investimento levado a cabo pela Sonorgás, trará benefícios sociais no curto prazo, durante o período de investimento, ao nível da criação de postos de trabalho diretos e indiretos e no longo prazo, através da melhoria da qualidade de vida dos consumidores ao nível da segurança, equidade e poupança.

#### Criação de emprego

O investimento a realizar constituirá um contributo relevante

para a atividade económica associada à execução de instalações de gás (conversões e reconversões) e à construção de redes, ramais e UAG (não sendo, para a presente estimativa considerados nem outras tipologias de investimento, nem os recursos internos da Empresa), refletindo-se na mobilização média de 85 postos de trabalho por ano no período de 2027 a 2031. Este efeito traduz-se num impacto económico positivo associado à execução do plano, com potencial repercussão em diferentes setores de ativi-

dade, incluindo serviços de apoio, restauração, comércio e outras atividades conexas.

Este fator assume particular relevância no contexto do posicionamento estratégico da Sonorgás, assente num esforço contí-

nuo de promoção do desenvolvimento regional e de tratamento equitativo dos consumidores nas áreas licenciadas, em termos comparáveis aos restantes consumidores integrados no sistema energético nacional.

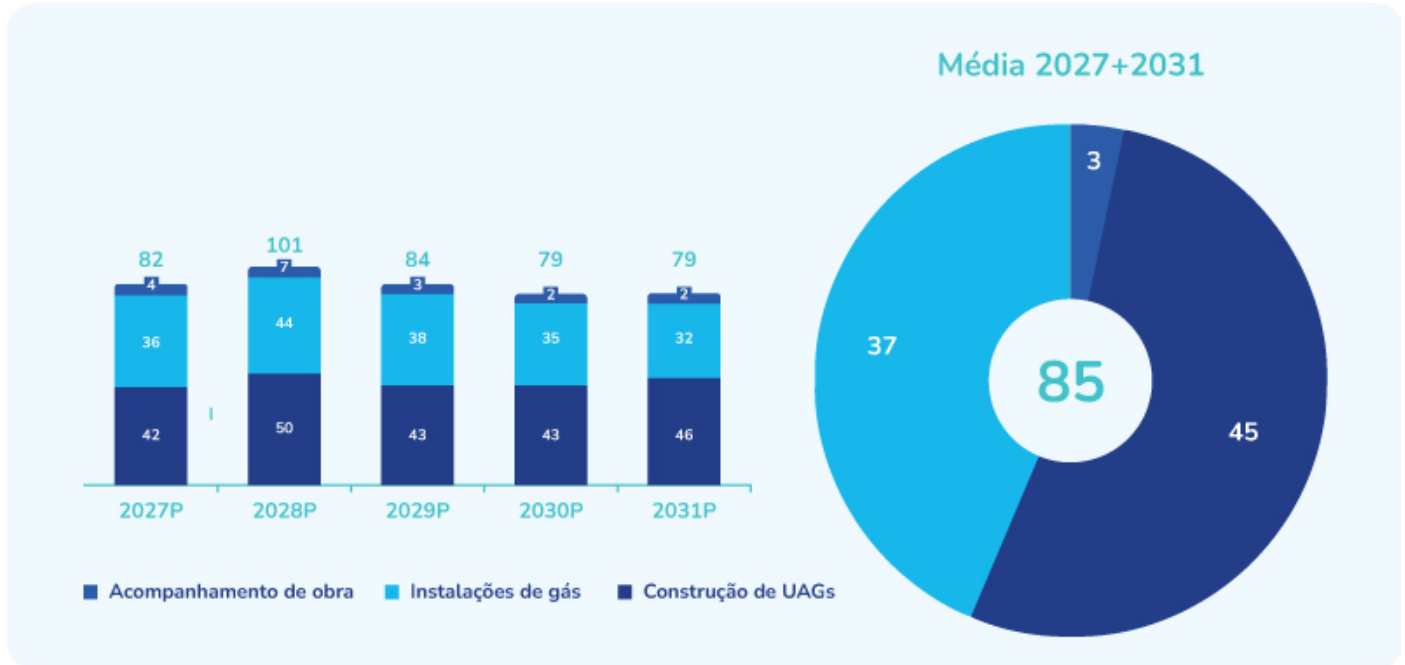


Figura 38 - Postos de trabalho necessários para a realização do investimento

O valor mais elevado do investimento verifica-se em 2028, em resultado da intensa atividade de construção associada aos 8 polos, fenómeno que, embora mais pronunciado nesse ano, se estende aos restantes anos do plano de investimento. Em resultado dessa concentração, os 8 polos assumem-se como o principal vetor do investimento em infraestruturas, agregando 59% das conversões e 60% do investimento total em construção de rede. Importa ainda salientar que o impacto social deste investimento não se limita ao curto e médio prazo. A construção de redes e UAG implicará necessidades de manutenção ao longo do tempo, promovendo a criação de emprego de longo prazo e assegurando a prestação contínua de serviço às regiões abrangidas durante vários anos.

Salienta-se ainda que o plano de investimento da Sonorgás poderá gerar efeitos económicos positivos, em particular nos concelhos do interior onde a empresa desenvolve a sua atividade. Embora componentes mais complexas, como as UAG, envolvam cadeias de abastecimento mais alargadas, uma parte relevan-

te do investimento associado à construção de rede e de ramais traduz-se na mobilização de serviços de engenharia, construção e instalação, com potencial repercussão na atividade económica regional. Neste sentido, o investimento previsto contribui não apenas para a expansão da infraestrutura, mas também para reforçar condições de desenvolvimento económico e de atratividade territorial nas áreas servidas.

A título meramente ilustrativo dessa potencial repercussão sobre outros setores de atividade, pode referir-se o impacto associado às despesas de alimentação das equipas técnicas afetadas à operação nos diferentes polos, com reflexo esperado no setor da restauração. Com base nos custos médios estimados para o período 2027-2031, prevê-se um impacto económico agregado de cerca de 1.245 milhares de euros, conforme apresentado na tabela seguinte. Trata-se de uma estimativa indicativa, apresentada apenas como exemplo de um possível efeito indireto da atividade da Sonorgás na economia local.

Custo médio com alimentação por Agregado de Polos						
	2027	2028	2029	2030	2031	2027-2031
5 polos	12	28	21	21	21	102
18 polos	78	98	54	62	58	349
8 polos	149	170	171	150	154	794
<b>Total</b>	<b>239</b>	<b>296</b>	<b>245</b>	<b>233</b>	<b>232</b>	<b>1.245</b>

Tabela 75 - Custo médio com alimentação por polo

Para o detalhe por polo e pressupostos assumidos, por favor ver anexo XXXVI.

### Segurança

O abastecimento por rede canalizada apresenta benefícios sociais relevantes no plano da segurança e da continuidade de serviço. Desde logo, dispensa a presença, armazenamento e substituição periódica de garrafas de GPL no interior das habitações e estabelecimentos, reduzindo a exposição dos utilizadores a operações de transporte, manuseamento e ligação de recipientes. Este aspeto pode assumir particular relevância em contextos em que a substituição de garrafas representa um encargo operacional e físico mais exigente para os consumidores.

Acresce que o serviço prestado através da rede de distribuição está sujeito a um enquadramento regulatório específico de qualidade de serviço, definido pela ERSE, que abrange, entre outras matérias, a monitorização da pressão de fornecimento e das características do gás, a continuidade de serviço, a resposta a situações de emergência e a gestão de reclamações. No caso das redes de distribuição de gás, o regulamento prevê, designadamente, a avaliação do desempenho na resposta a emergências com base no número de situações em que o tempo de resposta é inferior ou igual a 60 minutos. Neste contexto, o benefício social da rede canalizada não deve ser lido apenas como diminuição de risco, mas antes como acesso a um serviço energético prestado num quadro técnico e regulatório estruturado, sujeito a padrões, monitorização e obrigações de resposta.

### Equidade entre consumidores

O alargamento da rede de distribuição opera, no plano regulatório e social, em três dimensões complementares de equidade: equidade no acesso, equidade no enquadramento tarifário e equidade na qualidade do serviço.

i) Equidade no acesso: A expansão prevista no presente PDIRD-G permitirá ligar 7.367 novos pontos de abastecimento, dos quais 94,9% domésticos, alargando o acesso a uma alternativa energética canalizada em territórios de menor densidade onde este tipo de infraestrutura dificilmente se desenvolveria ao mesmo ritmo sem enquadramento regulado e planeamento de longo prazo. Esta lógica é coerente com a Estratégia Nacional de Longo Prazo para o Combate à Pobreza Energética, que identifica como objetivos o acesso universal a serviços energéticos essenciais e a promoção de uma ação territorial integrada.

ii) Equidade no enquadramento tarifário: No setor do gás, a ERSE aprova anualmente as tarifas reguladas e as tarifas de acesso às redes, sendo estas últimas repercutidas nas faturas de todos os consumidores, quer estejam no mercado regulado, quer no mercado liberalizado. Acresce que os consumidores economicamente vulneráveis têm direito à tarifa social de gás natural, sendo o desconto igual para todos os consumidores elegíveis, independentemente do mercado em que se encontrem. Assim, sem prejuízo das diferenças que possam existir na componente comercial da energia, o enquadramento tarifário regulado contribui para reduzir assimetrias e assegurar um tratamento mais homogéneo no acesso ao serviço.

iii) Equidade na qualidade de serviço: A rede operada pela Sonorgás está sujeita ao mesmo Regulamento da Qualidade de Serviço aplicável aos restantes operadores do setor, incluindo regras sobre continuidade de serviço, monitorização da pressão e das características do gás, resposta a emergências e tratamento de reclamações. Os consumidores servidos nestes territórios beneficiam, por isso, do mesmo quadro nacional de exigência regulatória aplicável à prestação do serviço noutras áreas do país.

As três dimensões anteriores podem contribuir, em conjunto, para mitigar vulnerabilidades energéticas nos territórios servi-

dos, sobretudo quando articuladas com instrumentos como a tarifa social de gás natural. Esta leitura encontra enquadramento na Estratégia Nacional de Longo Prazo para o Combate à Pobreza Energética, que coloca entre os seus eixos a proteção dos consumidores vulneráveis, o acesso a serviços energéticos essenciais e a ação territorial integrada.

O Investimento contribui, assim, não só para o desenvolvimento das áreas geográficas abrangidas pela rede de distribuição, como para a melhoria da qualidade de vida dos seus habitantes, esbatendo as assimetrias regionais entre o litoral e o interior.

### 7.1.3 Benefícios Ambientais

Atualmente, a rede de Gás ainda depende fortemente do gás natural como principal fonte de energia. No entanto, espera-se que esta realidade mude nos próximos anos, com a Sonorgás a tomar medidas efetivas para cumprir o seu objetivo de transformar a rede, numa infraestrutura focada na distribuição de gases renováveis. Para este exercício, e adotando uma postura conservadora, considerou-se o gás natural como a energia base para a rede

de distribuição. No entanto, é importante destacar que a inclusão de gases renováveis resultaria em impactos ainda mais positivos. O Gás Natural, apresenta-se como um combustível ecológico, que permite poupanças significativas de emissões de CO<sub>2</sub>. A tabela infra apresenta as emissões de CO<sub>2</sub> (em gramas) por kWh consumido das diversas fontes de energia.

Emissões de CO <sub>2</sub> por fonte de energia		
Fonte de energia	Emissões CO <sub>2</sub>	Fonte
Gás Natural	186,00	Trajетórias de Fatores de Conversão de Energia e de Emissão de GEE para Portugal , DGEG
EE	92,00	Agência Portuguesa do Ambiente
GPL	208,00	Trajетórias de Fatores de Conversão de Energia e de Emissão de GEE para Portugal , DGEG
Gasóleo	264,00	Trajетórias de Fatores de Conversão de Energia e de Emissão de GEE para Portugal , DGEG

Tabela 76 - Poupança energética com a utilização de Gás Natural

Por força da particularidade da região onde a Sonorgás atua, que é caracterizada por amplitudes térmicas significativas que degradam a eficiência das bombas de calor ar-água no inverno, parque habitacional envelhecido muitas vezes possuindo um isolamento térmico insuficiente, rendimento disponível que limita a capacidade das famílias para suportar os custos de investimento inicial da eletrificação integral e instalações elétricas que, em larga proporção dos fogos habitacionais, não estão capacitadas para suportar a substituição integral de equipamentos de queima, algumas das principais alternativas energéticas ao GN passam pelo GPL ou Gasóleo, os quais se apresentam como alternativas mais poluentes que o GN.

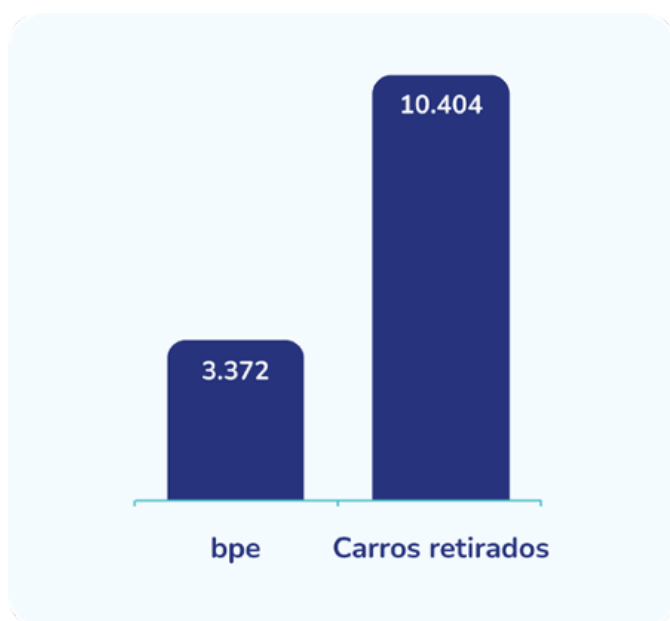


Figura 39 - Poupança energética com a utilização de Gás Natural

Tendo por base o mix energético dos polos de consumo onde a Sonorgás desenvolve a sua atividade, o qual é detalhado em anexo e define diferentes mix alternativos contendo GPL, Gasóleo e Energia Elétrica, e do estudo de mercado desenvolvido pela própria Sonorgás, o investimento da Empresa materializar-se-á numa redução de emissões de CO<sub>2</sub> de 15.294 toneladas.

Esta poupança de emissões, corresponde por sua vez a uma retirada de 10.404 automóveis de circulação ou a 3.372 barris de petróleo, durante o período de 2027-2031.

Importa ainda referir que, não obstante as reduções significativas de emissões de CO<sub>2</sub> já proporcionadas pela infraestrutura de gás da Sonorgás, os investimentos destinados à sua adaptação para a distribuição de gases renováveis, designadamente o biometano e o hidrogénio verde, permitirão potenciar de forma ainda mais expressiva os benefícios ambientais associados à infraestrutura de gás na região.

Para mais informação sobre os cálculos efetuados e poupanças de emissões de CO<sub>2</sub>, vide anexo.

## 7.2. Validação independente - exercício True Value 2024

Os valores apresentados nesta secção decorrem do exercício “Sonorgás - O valor para a sociedade”, elaborado por uma entidade externa independente com base no exercício económico de 2024 da Sonorgás, segundo a metodologia True Value. Este exercício encontra-se, à data de submissão do presente PDIRD-

-G, em fase final de validação. Pequenos ajustamentos quantitativos podem ocorrer na versão definitiva. A apresentação aqui efetuada destina-se a oferecer ao leitor uma camada adicional de validação económica, monetária e independente, dos benefícios identificados no presente capítulo.

### 7.2.1. Enquadramento metodológico

Em paralelo com a elaboração do presente PDIRD-G, a Sonorgás contratou a uma entidade externa independente a realização de um exercício de quantificação do valor gerado pela sua atividade para a sociedade, segundo a metodologia True Value. Esta metodologia parte da constatação de que o resultado financeiro tradicional capta apenas o valor retido pelos acionistas, ignorando as externalidades, positivas e negativas, geradas sobre os restantes *stakeholders*. O True Value identifica, mensura em unidades físicas e monetiza estas externalidades com base em fatores de conversão estabelecidos por referenciais científicos reconhecidos internacionalmente (custo social do carbono da EPA, matrizes Input-Output da OCDE, entre outros), apresentando-as integradas numa Demonstração Integrada de Resultados. O resultado é uma medida abrangente do valor económico total entregue pela atividade - o valor para a sociedade.

No caso da Sonorgás, foram quantificadas externalidades em três famílias: económicas (salários, impostos, juros, dividendos, taxas de ocupação do subsolo, benefício-preço para famílias e indústria), ambientais (emissões de CO<sub>2</sub>, consumo de

água) e sociais (desenvolvimento de talento, saúde e segurança ocupacional). Os dados de base correspondem ao exercício económico de 2024.

É importante sublinhar, por rigor metodológico, que este exercício True Value e a quantificação apresentada nas secções anteriores deste capítulo são análises distintas e independentes: o True Value foi conduzido por uma entidade externa independente com metodologia internacional sobre o exercício histórico de 2024; a análise do PDIRD-G foi conduzida pela equipa técnica da Sonorgás com metodologia interna, e foca os benefícios futuros do plano 2027-2031. O True Value não constitui replicação ou validação direta — constitui uma camada complementar de evidência económica, com fonte externa, cuja convergência com os resultados do PDIRD-G decorre não de duplicação metodológica, mas da convergência analítica de duas leituras independentes sobre o mesmo fenómeno económico subjacente.

### 7.2.2. Impacto da Sonorgás na economia portuguesa

Este capítulo analisa o impacto económico da Sonorgás na economia portuguesa, com enfoque na criação e distribuição de valor gerado pela sua atividade em 2024. Através de uma abordagem integrada, que combina a análise do impacto económico com a demonstração de IP&L, é possível avaliar o contributo da empresa para a Sociedade e para os diferentes

*stakeholders*. Neste enquadramento, conclui-se que por cada €1 de EBITDA retido em 2024, a Sonorgás gerou €2,89 de valor para a Sociedade, evidenciando um efeito económico alargado. De seguida, apresenta-se o resumo do IP&L, que suporta esta análise.

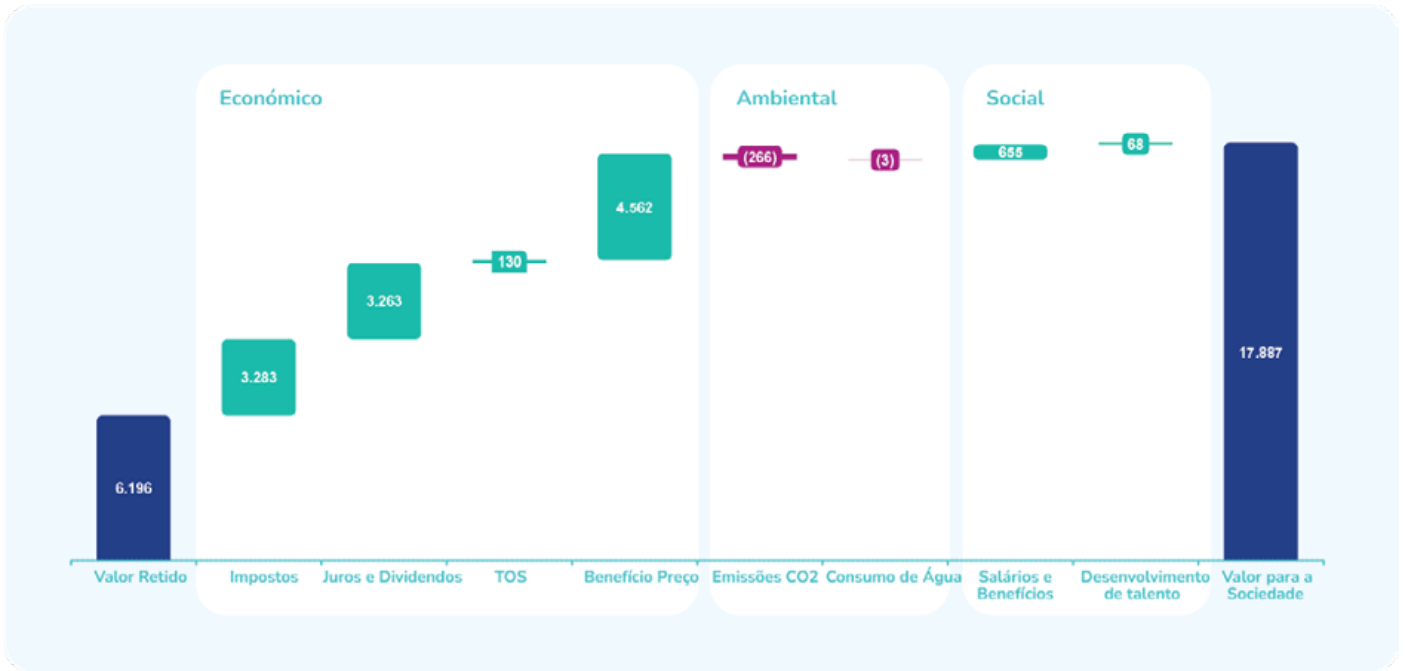


Figura 40 - IP&L Sonorgás 2024

Além disso, em 2024, a atividade da Sonorgás gerou um impacto estimado de €64 milhões no PIB português, refletindo um efeito multiplicador significativo na economia nacional, uma vez que por cada €1 gasto pela empresa foram gerados cerca de €2,57 na economia portuguesa. Esta estimativa resulta da aplicação de uma metodologia de impacto económico baseada nos

principais fluxos financeiros da Sonorgás, incluindo pagamentos a fornecedores, salários dos colaboradores, impostos, juros, dividendos e taxas de ocupação do subsolo, permitindo quantificar a contribuição direta e indireta da empresa para o PIB e para o emprego ao longo da sua cadeia de valor.

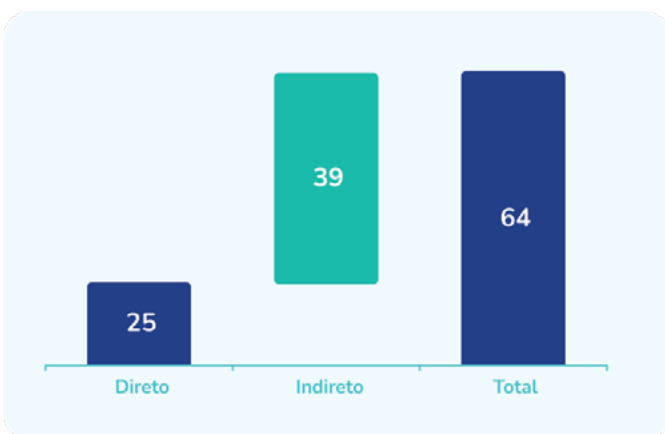


Figura 41 – Impacto da Sonorgás no PIB português em 2024

### 7.2.3. Gás como vetor de valor

O menor preço médio do Gás veiculado, tal como já visto em capítulos anteriores, resulta numa externalidade positiva para os consumidores. De facto, no ano de 2024 estimou-se uma poupança na ordem dos 4,6 milhões de Euros para as famílias (cerca de 75,5 euros a menos por MWh de gás veiculado) e de 16,8 milhões de Euros para a indústria (cerca de menos 148,6 Euros por MWh de gás veiculado). Além disso a rede de gás permitiu evitar a emissão 3,9 mil toneladas de CO<sub>2</sub>, resultando num benefício ambiental de 0,9 milhões de Euros.

Já a eletrificação total, apesar de um ganho ambiental superior, uma vez que em 2024 permitiu evitar a emissão 14,6 mil toneladas de CO<sub>2</sub>, que resultou num valor ambiental de 3,4 milhões de Euros, apresenta um custo significativo para os consumidores.

De facto, no ano de 2024, a eletrificação total teria custado aos consumidores cerca de 24 milhões de Euros, com um incremento na fatura de cerca de 138 Euros por MWh para as famílias e de cerca de 160 Euros por MWh para as empresas. Além disso, o estudo apresentando quantifica uma perda adicional para as famílias na ordem dos 128 milhões de Euros em gastos one-off com a aquisição dos equipamentos elétricos (cerca de 4.274 euros por família), bem como uma perda de 7,1 milhões de Euros correspondentes à perda de espaço na habitação por conta dos equipamentos elétricos.

Isto resume-se numa perda para a Sociedade de cerca de 466 Euros por cada MWh consumido considerando a eletrificação total, que se contrapõe com um ganho para a Sociedade de cerca de 128 Euros por cada MWh consumido de gás.

### 7.2.4. Conclusão

O exercício True Value 2024 acrescenta ao presente PDIRD-G três conclusões com relevância regulatória direta:

i) A atividade da Sonorgás é estruturalmente geradora de valor para a sociedade. Por cada euro de EBITDA retido em 2024, foram gerados 2,89 euros de valor mensurável distribuído pelos *stakeholders*, nomeadamente Estado, colaboradores, autarquias, financiadores, consumidores domésticos e industriais, e ambiente. Este rácio é uma medida abrangente do retorno societal da atividade regulada que não é captada pelos indicadores financeiros tradicionais e que, no contexto regulatório, sustenta a legitimidade económica e social da continuidade da operação;

ii) A comparação contrafactual com a eletrificação total quantifica o custo de uma transição mal calibrada. A perda potencial de 466 € por MWh consumido (+433% face à manutenção da rede gás), distribuída por aumentos de fatura nas famílias e indústria, investimento one-off em equipamentos, e perda de Valor Acrescentado Bruto associada à deslocalização de

setores singulares, não invalida o processo nacional de eletrificação. Demonstra, contudo, que a transição é tecnicamente complexa e economicamente custosa quando aplicada de forma indiscriminada, em particular em territórios de baixa densidade onde os custos per capita de eletrificação são superiores. A rede de gás natural mantém, neste enquadramento, um papel relevante enquanto vetor energético competitivo e crescentemente apto a integrar gases renováveis;

iii) O investimento previsto no PDIRD-G 2026 amplifica este contributo. Os 56 milhões de euros de investimento propostos para 2027-2031, ao alargar a rede a 7.367 novos pontos de abastecimento e ao reforçar a sua capacidade de receção de gases renováveis, traduzem-se em criação adicional de valor económico, social e ambiental. Esta ampliação é mensurável por múltiplas metodologias independentes, a do PDIRD-G, prospetiva, e a do True Value, com base anual histórica, cuja convergência reforça a robustez da fundamentação económica do plano aqui apresentado.

# 08 Glossário

# — Número

% — Percentagem

€ — Euros

20XXE — Ano estimado

20XXH — Ano histórico

20XXP — Ano projetado

ACER — Agência da União Europeia para a Cooperação dos Reguladores da Energia

AFE — Alfândega da Fé

AI — Artificial Intelligence (Inteligência Artificial)

ALJ — Alijó

AMA — Amares

ANI — Agência Nacional de Inovação

APA — Agência Portuguesa do Ambiente

AV\_PB — Arcos de Valdevez e Ponte da Barca

BAO — Baião

BCE — Banco Central Europeu

Beiragás — Companhia de Gás das Beiras, S.A.

bep — Barril Equivalente de Petróleo

BI — Business Intelligence

BP — Baixa Pressão

BP < Baixa pressão abaixo dos 10.000 m<sup>3</sup>

BP > Baixa pressão acima dos 10.000 m<sup>3</sup>

bpe — Barris de petróleo equivalentes

BT — Baixa Tensão

BT/MT — Baixa Tensão / Média Tensão (sistema elétrico)

BTC — Boticas

CAE — Código de atividade empresarial

CAGR — Compound Annual Growth Rate

CapEx — Capital Expenditures

CB — Cabeceiras de Basto

CCTV — Closed-Circuit Television (videovigilância)

CE — Comissão Europeia

CEL\_MON — Celorico de Basto e Mondim de Basto

CIE — Concelhos infraestruturados

CO<sub>2</sub> — Dióxido de Carbono

COP — Coefficient of Performance (coeficiente de desempenho de bombas de calor)

CRM — Customer Relationship Management (Sistema de Gestão de Relação com Clientes)

CRZ — Carrazeda de Ansiães

CSV Comma-Separated Values (formato de dados em texto)

CTT — Correios de Portugal, S.A.

CUI — Código Universal de Instalação

CUR — Comercializador de Último Recurso

CURR — Comercializador de Último Recurso Retalhista

d — densidade

DECO — Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor

DGEG — Direção-Geral de Energia e Geologia

Dianagás — Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A.  
 DL — Decreto-Lei  
 Duriensegás — Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A.  
 EBITDA — Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization  
 EDP — Energias de Portugal, S.A.  
 EEA — Agência Europeia do Ambiente  
 EHPA — European Heat Pump Association  
 E-Lar — Programa E-Lar (programa de apoio à eletrificação de habitações vulneráveis)  
 ELPPE — Estratégia Nacional de Longo Prazo para o Combate à Pobreza Energética  
 EMI — Estações de Medição e Injeção  
 EPA — United States Environmental Protection Agency  
 ERP — Enterprise Resource Planning (Sistema Integrado de Gestão Empresarial)  
 ERSE — Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos  
 ETRS89/PT-TM06 — Sistema de coordenadas geodésicas oficial de Portugal Continental  
 EU — União Europeia (em referências em língua inglesa)  
 FEC — Freixo de Espada à Cinta  
 FSEs — Fornecimentos e serviços externos  
 FV — Fotovoltaico  
 g — Grama  
 G — Gás  
 g/kWh — Gramas por quilowatt-hora  
 GAT — Gabinete de Apoio Técnico  
 GEE — Gases de Efeito de Estufa  
 GEP/MTSSS — Gabinete de Estratégia e Planeamento do Ministério do Trabalho, Solidariedade e Segurança Social  
 GIS — Geographic Information System (Sistema de Informação Geográfica)  
 GLUAG — Gestor Logístico de UAG  
 GMRS — Gas Regulating and Metering Station  
 GN — Gás Natural  
 GNL — Gás Natural Liquefeito  
 GPL — Gases de Petróleo Liquefeitos  
 GRMS — Gas Regulating and Metering Station (Estação de Regulação e Medida)  
 GWh — Gigawatt-hora (10<sup>9</sup> watt-hora)  
 H<sub>2</sub> — Hidrogénio  
 hab/km<sup>2</sup> — Habitantes por quilómetro quadrado  
 IA — Inteligência Artificial  
 IG — Instalação de Gás  
 INE — Instituto Nacional de Estatística  
 IP — Internet Protocol  
 IPC — Índice de Preços no Consumidor  
 k€ — Milhares de euros  
 k€ ou m€ — Milhares de Euros  
 km — Quilómetro  
 kWh — Quilowatt-hora (10<sup>3</sup> watt-hora)  
 LisboaGás — LisboaGás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Lisboa, S.A.  
 Lusitaniagás — Companhia de Gás do Centro, S.A.  
 m — Milhares  
 M — Milhões  
 M€ — Milhões de Euros  
 m<sup>3</sup> — Metro cúbico  
 MAEN — Ministério do Ambiente e da Energia  
 MCA — Macedo de Cavaleiros  
 Medigás — Medigás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural, S.A.  
 MEL — Melgaço  
 MGD — Mogadouro

MID — Miranda do Douro  
 MIR — Mirandela  
 MIX — Combinado  
 ml — Metro linear  
 MM — Milhar de milhão  
 MON — Monção  
 MP — Média pressão  
 MSF — Mesão Frio  
 MT — Média tensão  
 MTR — Montalegre  
 mts — Metros  
 MUR — Murça  
 MWh — Megawatt-hora (10<sup>6</sup> watt-hora)  
 n.a. — Não aplicável  
 NIS2 — Diretiva (UE) 2022/2555 (Diretiva Segurança das Redes e da Informação)  
 OCDE — Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico  
 OLMC — Operação, Logística, Manutenção e Condução  
 OPEX — Operational Expenditure (Custos Operacionais)  
 ORD — Operador da Rede de Distribuição  
 ORT — Operador da Rede de Transporte  
 p.p. — Pontos percentuais  
 PA — Ponto de Abastecimento  
 PAB — Plano de Ação para o Biometano  
 PAC — Plano de Ação para o Clima  
 Paxgás — Paxgás – Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, S.A.  
 PCS — Plano Calorífico Superior  
 PDIRD — Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição  
 PDIRD-G — Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de Gás  
 PIB — Produto Interno Bruto  
 PLA — Póvoa de Lanhoso  
 PLC — Programmable Logic Controller (Controlador Lógico Programável)  
 PNEC — Plano Nacional Energia e Clima 2030  
 PORTDATA — Base de Dados Portugal Contemporâneo, Fundação Francisco Manuel dos Santos  
 Portgás — REN Portgás Distribuição, S.A.  
 PRE — Peso da Régua e Santa Marta de Penaguião  
 PRM — Postos de Redução e Medida  
 PRP — Postos de Regulação da Pressão  
 PRR — Plano de Recuperação e Resiliência  
 RAB — Regulatory Asset Base  
 RARII — Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações  
 RED I — Renewable Energy Directive I  
 RED II — Renewable Energy Directive II  
 RED III — Renewable Energy Directive III  
 REN — Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.  
 RGPD — Regulamento Geral de Proteção de Dados (Regulamento (UE) 2016/679)  
 RMSA-G — Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás  
 RNC — Roteiro para a Neutralidade Carbónica  
 RNC2050 — Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050  
 RNDG — Rede Nacional de Distribuição de Gás  
 RNDGN — Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural  
 RNTG — Rede Nacional de Transporte de Gás  
 RNTGN — Rede Nacional de Transporte de Gás Natural  
 RPN — Ribeira de Pena  
 RQS — Regulamento da Qualidade de Serviço

RRC — Regulamento das Relações Comerciais  
 RTU — Unidade de Transmissão Remota  
 SAF-T — Standard Audit File for Tax purposes (ficheiro normalizado de auditoria fiscal)  
 SBS — Sabrosa  
 SCADA — Supervisory Control and Data Acquisition (sistema de supervisão, controlo e aquisição de dados)  
 Setgás — Setgás - Sociedade de Distribuição de Gás Natural, S.A.  
 SGE — Sistema de Gestão Empresarial  
 SGG — Smart Gas Grid (Rede Inteligente de Gás)  
 SIEM/SOC — Security Information and Event Management / Security Operations Center  
 SIG — Sistema de Informação Geográfica  
 SLA — Service Level Agreement (Acordo de Nível de Serviço)  
 SMART — Smart Grid (designação genérica para infraestruturas inteligentes)  
 SMS — Short Message Service (Serviço de Mensagens Curtas)  
 SNC/IFRS — Sistema de Normalização Contabilística / International Financial Reporting Standards  
 SNG — Sistema Nacional de Gás  
 Tagusgás — Tagusgás - Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A.  
 TBR — Terras de Bouro  
 tep — Toneladas equivalentes de petróleo  
 THT — Sistemas de Monitorização Remota de Odorizante  
 TIR — Taxa Interna de Rentabilidade  
 TMC — Torre de Moncorvo  
 Ton — Tonelada  
 TOTEX — CapEx + OPEX  
 TPEs — Trabalhos para a Própria Empresa  
 TSEE — Tarifa Social de eletricidade  
 TWh — Terawatt-hora ( $10^{12}$  watt-hora)  
 u.m. — Unidade de medida  
 UAG — Unidade Autónoma de Gás  
 UE — União Europeia  
 Un — Unitário/Unidade  
 UPAC — Unidade de Produção para Autoconsumo  
 UPS — Uninterruptible Power Supply (Sistema de Alimentação Ininterrupta)  
 URD — Tarifa de Uso da Rede de Distribuição  
 VFL — Vila Flor  
 VLP — Valpaços  
 VMI — Vieira do Minho  
 VMS — Vimioso  
 VNH — Vinhais  
 VPA — Vila Pouca de Aguiar  
 WACC — Weighted Average Cost of Capital (Custo Médio Ponderado do Capital)  
 WEB — World Wide Web  
 WFM — Workforce Management (Gestão de Recursos Humanos Operacionais)  
 ZERO — Associação Sistema Terrestre Sustentável







































































### 9.36. Anexo XXXVI – Benefícios Sociais: Criação de emprego

No ponto 7.1.2 apresentámos resumidamente os benefícios sociais resultantes do investimento a realizar pela Sonorgás no período 2027-2031, nomeadamente referentes à criação de emprego.

Neste sentido, abaixo apresentamos os pressupostos base para o cálculo de criação de emprego no período de investimento. Este

engloba a construção de rede de distribuição e de instalações de Gás (conversões e reconversões). Importa ainda referir que as manutenções dos ativos decorrentes deste investimento contribuirão para a criação de emprego no longo prazo, através da sua manutenção.

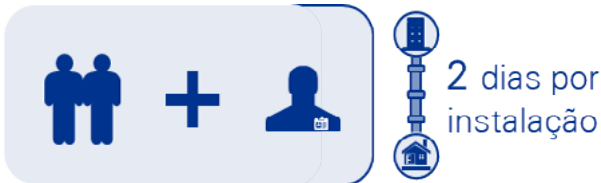
#### 1. Redes de distribuição

Uma equipa é constituída por 6 pessoas + 1 técnico de acompanhamento de obra cuja capacidade em média é de 30 metros/dia (incluindo ramais).



#### 2. Conversões e Reconversões (Instalações de Gás)

Uma equipa é constituída por 2 pessoas + 1 técnico e esta demora 2 dias por instalação.



#### 3. Manutenção das Redes de Distribuição e UAG

- A manutenção das redes exige 1 equipa de 2 pessoas por cada 50.000 metros;
- A manutenção técnica das UAG é constituída por 2 pessoas que desenvolvem a manutenção numa base semestral, sendo que nas UAG novas e antigas são necessários 1 e 1,5 dias, respetivamente;
- A manutenção paisagística das UAG é constituída por 2 pessoas e é feita numa base trimestral, sendo que é necessário 1 dia por trimestre por cada UAG.

Na tabela abaixo apresentamos o detalhe da criação de emprego por polo, decorrente da construção da rede e de instalações de Gás.



## 9.37. Anexo XXXVII – Benefícios ambientais

No ponto 8.1.3. são apresentados os benefícios ambientais e ecológicos do investimento a realizar no período 2025-2029, nomeadamente em termos de poupanças de emissões de CO2.

Neste sentido, abaixo apresentam-se os pressupostos base para o cálculo dos supramencionados benefícios ambientais.

### Quantificação de benefícios ambientais

As poupanças em emissões de CO2 demonstram-se quantificadas em:

- a. Toneladas (ton)
- b. tep (toneladas equivalentes de petróleo)
- c. bpe (barris equivalentes de petróleo)
- d. # de automóveis necessários para uma emissão anual equivalente

Considera-se que um automóvel percorre, em média, 15 km anualmente e emite c. 98g de CO2/km (valor com base no *The international council of clean transportation*).

Em suma, a emissão média anual de um automóvel é de c. 1,47 ton de CO2.

### Mix alternativo

Com o estudo de mercado efetuado pela Sonorgás, nos concelhos onde se vão desenvolver os investimentos, foram computados os mix energéticos que os clientes usariam como alternativa ao GN para cada concelho da licença, permitindo então comparar as emissões de CO2 esperadas com e sem GN.

As fontes de energia consideradas como sendo alternativas ao GN e constituintes dos mix energéticos, subdividem-se por tipo de cliente, em:

- a. **Cientes domésticos (BP<):** GPL, eletricidade (EE) e gasóleo;
- b. **Cientes de grandes consumos (BP>/MP):** GPL.

### 1. Segmento doméstico

Para os consumos domésticos, os concelhos podem ser agregados tendo por base três mix energéticos tipo, por apresentarem padrões semelhantes. Nas tabelas abaixo encontram-se as combinações de outras fontes de energia para cada um dos mix energéticos considerados, assim como os concelhos abrangidos por cada um destes mix alternativos ao GN:

Consumos das Várias Fontes de Energia Disponíveis No Mercado (%)	EE	GPL	Gasóleo
<b>MIX 1</b>	20	80	0
<b>MIX 2</b>	30	40	30
<b>MIX 3</b>	25	60	15

Mix Energético	Concelhos
Mix 1	Mirandela, Macedo de Cavaleiros, Arcos Valdevez / Ponte da Barca, Peso Régua / Sta Marta Penaguião, Póvoa do Lanhoso, Carraceda de Ansiães, Mogadouro, Vila Flor, Alijó, Montalegre, Murça, Valpaços, Baião, Amares, Cabeceiras de Basto, Celorico e Mondim de Basto, Vieira do Minho, Melgaço, Monção, Mesão Frio, Miranda do Douro.
Mix 2	Alfândega da Fé, Freixo de Espada à Cinta, Torre de Moncorvo, Vimioso, Vinhais, Terras de Bouro, Sabrosa, Vila Pouca de Aguiar.
Mix 3	Boticas, Ribeira de Pena.

## 2. Segmento dos grandes consumos

Para os grandes consumos, a eletricidade e o gasóleo não são fontes de energia alternativas ao GN, isto é, o mix para estes consumos apenas pode ser constituído por 100% de GPL como opção ao GN.

## 3. Consumos e emissões equivalentes, usando os mix energéticos

Por forma a avaliar as discrepâncias existentes nos níveis das emissões de CO<sub>2</sub> para os diversos mix energéticos, os seguintes pressupostos foram tomados em consideração:

i. Rendimento dos equipamentos utilizados e consumo equivalente de GN

Tendo por base as fontes de energia alternativas e os respetivos rendimentos para os equipamentos, procedemos ao cálculo do consumo equivalente de cada uma das outras fontes de energia em kWh para 1 kWh de GN, apresentando os resultados obtidos na tabela abaixo:

Consumo equivalente a 1kWh de GN para cada fonte de energia	Rendimento Comparado
GN	1,00
EE	1,00
GPL	1,00
Gasóleo	0,75

ii. Consumo equivalente de GN Consumo Equivalente de GN, combinando os vários mix de fontes de energia

Através das combinações das fontes de energia utilizadas nos mix energéticos e dos seus consumos equivalentes a 1kWh de GN, calculou-se o consumo energético de cada um dos mix. Na tabela infra, encontram-se os resultados obtidos:

	Consumos das Várias Fontes de Energia Disponíveis No Mercado (%)			Consumo Equivalente a 1 kWh de GN combinando os vários mix de fontes de energia(kWh)					Poupança de Energia	
	EE	GPL	Gasóleo	GN	EE	GPL	Gasóleo	Consumo Combinado	kWh	%
<b>MIX 1</b>	20	80	0	1,000	0,200	0,800	0,000	1,000	0,000	-
<b>MIX 2</b>	30	40	30	1,000	0,300	0,400	0,400	1,100	0,100	9,09
<b>MIX 3</b>	25	60	15	1,000	0,250	0,600	0,200	1,050	0,050	4,76
<b>Grandes consumos</b>	0	100	0	1,000	0,000	1,000	0,000	1,000	0,000	-

iii. Emissões em g de CO2/kWh, combinando os vários mix de fontes de energia

Com base nas combinações de fontes de energia alternativas e dos seus consumos equivalentes a 1kWh de GN, calcularam-se as emissões de CO2 em g por kWh para cada mix. Na tabela abaixo encontram-se materializadas estas emissões em g de CO2.

	Consumos das Várias Fontes de Energia Disponíveis No Mercado (%)			Emissões de g CO2/kWh em cada MIX de Energia Existente					Poupança com a utilização de apenas GN	
	EE	GPL	Gasóleo	GN	EE	GPL	Gasóleo	Consumo Combinado	g CO2/kWh	%
<b>MIX 1</b>	20	80	0	186,000	18,400	166,400	0,000	184,800	-1,200	-0,65
<b>MIX 2</b>	30	40	30	186,000	27,600	83,200	105,600	216,400	30,400	14,05
<b>MIX 3</b>	25	60	15	186,000	23,000	124,800	52,800	200,600	14,600	7,28
<b>Grandes consumos</b>	0	100	0	186,000	0,000	208,000	0,000	208,000	22,000	10,58

#### 4. Consumos, emissões e poupanças

##### Mix alternativo, CO2 evitado e respetiva poupança energética

A parte mais significativa da poupança nas emissões de CO2 provém dos grandes consumos e na tabela seguinte apresentam-se as emissões evitadas por segmento e por polo.

Polo	Volumes (kWh)	Emissões de CO2 (ton) com GN	Emissões de CO2 (ton) com mix			Emissões de CO2 (ton) evitadas		
			BP <	BP > / MP	Total	BP <	BP > / MP	Total
Mirandela	122.546.314	22.794	12.237	11.716	23.953	(79)	1.239	1.160
Macedo de Cavaleiros	61.065.728	11.358	7.014	4.807	11.821	(46)	508	463
Arcos Valdevez / Ponte da Barca	184.182.891	34.258	10.117	26.923	37.040	(66)	2.848	2.782
Peso Régua / Sta Marta Penaguião	88.318.949	16.427	11.750	5.145	16.895	(76)	544	468
Póvoa do Lanhoso	79.749.793	14.833	7.865	7.735	15.601	(51)	818	767
Affandega da Fé	9.785.755	1.820	1.555	677	2.232	340	72	412
Carraceda de Ansiães	18.093.163	3.365	1.380	2.210	3.590	(9)	234	225
Freixo de Espada à Cinta	9.297.751	1.729	1.486	636	2.121	325	67	392
Mogadouro	21.313.826	3.964	1.889	2.307	4.196	(12)	244	232
Torre de Moncorvo	17.270.889	3.212	2.546	1.367	3.914	557	145	701
Vila Flor	30.553.420	5.683	2.085	4.009	6.093	(14)	424	410
Vimioso	6.440.786	1.198	936	522	1.458	205	55	260
Vinhais	12.429.221	2.312	1.082	1.640	2.722	237	173	410
Terras de Bouro	4.590.856	854	733	231	964	86	24	110
Alijó	25.669.767	4.775	2.287	2.765	5.052	(15)	292	278
Boticas	6.793.887	1.264	1.037	389	1.426	121	41	162
Montalegre	25.414.894	4.727	2.216	2.792	5.008	(14)	295	281
Murça	13.737.456	2.555	1.470	1.203	2.673	(10)	127	118
Ribeira de Pena	15.744.083	2.928	1.050	2.238	3.288	123	237	359
Sabrosa	14.909.071	2.773	1.176	1.940	3.116	138	205	343
Valpaços	19.334.777	3.596	2.677	1.009	3.686	(17)	107	89
Vila Pouca de Aguiar	44.513.507	8.280	3.781	5.955	9.736	827	577	1.457
Baião	31.763.342	5.908	2.060	4.286	6.348	(13)	577	440
Amareis	48.860.524	9.088	4.180	5.459	9.638	(27)	577	550
Cabeceiras de Basto	32.073.530	5.966	2.606	3.738	6.344	(17)	395	378
Celorico e Mondim de Basto	55.239.552	10.275	2.878	8.251	11.129	(19)	873	854
Vieira do Minho	23.350.345	4.343	2.211	2.368	4.579	(14)	250	236
Melgaço	17.212.101	3.201	1.402	2.002	3.404	(9)	212	203
Monção	43.934.813	8.172	4.221	4.387	8.609	(27)	464	437
Mesão Frio	6.622.637	1.232	1.025	224	1.249	(7)	24	17
Miranda do Douro	23.589.742	4.388	1.743	2.945	4.688	(11)	312	300
<b>Total</b>	<b>1.114.403.372</b>	<b>207.279</b>	<b>100.694</b>	<b>121.878</b>	<b>222.573</b>	<b>2.403</b>	<b>12.891</b>	<b>15.294</b>
<b>Média Anual</b>	<b>222.880.674</b>	<b>41.456</b>	<b>20.139</b>	<b>24.376</b>	<b>44.515</b>	<b>481</b>	<b>2.578</b>	<b>3.059</b>

A poupança de energia, também definida como eficiência energética, relaciona-se com a redução na emissão de gases de estufa e com a dependência dos combustíveis fósseis. As medidas mais frequentemente utilizadas para designar esta eficiência são kWh, TEP e bep. Desta forma, a tabela abaixo demonstra as taxas de conversão entre 1 kWh e as restantes unidades de medida:

Matriz de conversão de unidades de medida	kWh	TEP	bpe
kWh	1,0000	0,0001	0,0006
TEP	11.630,0000	1,0000	6,8410
bpe	1.700,0439	0,1462	1,0000

Poupanças em TEP e bep de GN face aos outros mix	kWh	TEP	bpe	#Carros/ano
BP <	5.732.032	493	3.372	8.769
BP > / MP	-	-	-	1.634
<b>Total</b>	<b>5.732.032</b>	<b>493</b>	<b>3.372</b>	<b>10.404</b>

Finalmente, nas tabelas seguintes encontram-se resumidos todos os consumos energéticos em kWh, as emissões de CO2 em toneladas e as poupanças para consumos, emissões, TEP, bep e #carros por ano por polo e correspondentes a clientes domésticos e de grandes consumos.

		Consumos Energéticos (KWh)					
		Utilizando GN			Com Mix energético		
Polo	MIX	BP <	BP > / MP	Total	BP <	BP > / MP	Total
Mirandela	MIX 1	66.219.567	56.326.747	122.546.314	66.219.567	56.326.747	122.546.314
Macedo de Cavaleiros	MIX 1	37.952.848	23.112.879	61.065.728	37.952.848	23.112.879	61.065.728
Arcos Valdevez / Ponte da Barca	MIX 1	54.744.134	129.438.757	184.182.891	54.744.134	129.438.757	184.182.891
Peso Régua / Sta Marta Penaguião	MIX 1	63.584.160	24.734.789	88.318.949	63.584.160	24.734.789	88.318.949
Póvoa do Lanhoso	MIX 1	42.561.814	37.187.980	79.749.793	42.561.814	37.187.980	79.749.793
Alfândega da Fé	MIX 2	6.533.118	3.252.637	9.785.755	7.186.430	3.252.637	10.439.067
Carrazeda de Ansiães	MIX 1	7.467.730	10.625.434	18.093.163	7.467.730	10.625.434	18.093.163
Freixo de Espada à Cinta	MIX 2	6.242.398	3.055.352	9.297.751	6.866.638	3.055.352	9.921.990
Mogadouro	MIX 1	10.220.555	11.093.271	21.313.826	10.220.555	11.093.271	21.313.826
Torre de Moncorvo	MIX 2	10.697.687	6.573.202	17.270.889	11.767.456	6.573.202	18.340.658
Vila Flor	MIX 1	11.279.861	19.273.559	30.553.420	11.279.861	19.273.559	30.553.420
Vímioso	MIX 2	3.930.740	2.510.046	6.440.786	4.323.814	2.510.046	6.833.860
Vinhais	MIX 2	4.546.021	7.883.200	12.429.221	5.000.623	7.883.200	12.883.823
Terras de Bouro	MIX 2	3.480.726	1.110.129	4.590.855	3.654.762	1.110.129	4.764.892
Alijó	MIX 1	12.374.394	13.295.373	25.669.767	12.374.394	13.295.373	25.669.767
Boticas	MIX 3	4.922.208	1.871.679	6.793.887	5.168.318	1.871.679	7.039.997
Montalegre	MIX 1	11.989.417	13.425.477	25.414.894	11.989.417	13.425.477	25.414.894
Murça	MIX 1	7.953.775	5.783.681	13.737.456	7.953.775	5.783.681	13.737.456
Ribeira de Pena	MIX 3	4.982.786	10.761.297	15.744.083	5.231.925	10.761.297	15.993.222
Sabrosa	MIX 2	5.583.193	9.325.878	14.909.071	5.862.353	9.325.878	15.188.230
Valpaços	MIX 1	14.485.925	4.848.853	19.334.777	14.485.925	4.848.853	19.334.777
Vila Pouca de Aguiar	MIX 2	15.885.898	28.627.610	44.513.507	17.474.487	28.627.610	46.102.097
Baião	MIX 1	11.149.650	20.613.692	31.763.342	11.149.650	20.613.692	31.763.342
Amares	MIX 1	22.616.459	26.244.065	48.860.524	22.616.459	26.244.065	48.860.524
Cabeceiras de Basto	MIX 1	14.103.662	17.969.868	32.073.530	14.103.662	17.969.868	32.073.530
Celorico e Mondim de Basto	MIX 1	15.571.769	39.667.783	55.239.552	15.571.769	39.667.783	55.239.552
Vieira do Minho	MIX 1	11.964.079	11.386.266	23.350.345	11.964.079	11.386.266	23.350.345
Melgaço	MIX 1	7.587.941	9.624.160	17.212.101	7.587.941	9.624.160	17.212.101
Monção	MIX 1	22.842.179	21.092.633	43.934.813	22.842.179	21.092.633	43.934.813
Mesão Frio	MIX 1	5.545.077	1.077.560	6.622.637	5.545.077	1.077.560	6.622.637
Miranda do Douro	MIX 1	9.429.393	14.160.350	23.589.742	9.429.393	14.160.350	23.589.742
<b>Total</b>		<b>528.449.163</b>	<b>585.954.209</b>	<b>1.114.403.372</b>	<b>534.181.195</b>	<b>585.954.209</b>	<b>1.120.135.404</b>
<b>Média Anual</b>		<b>105.689.833</b>	<b>117.190.842</b>	<b>222.880.674</b>	<b>106.836.239</b>	<b>117.190.842</b>	<b>224.027.081</b>

		Emissões de CO2 (ton)					
		Utilizando GN			Com Mix energético		
Polo	MIX	BP <	BP > / MP	Total	BP <	BP > / MP	Total
Mirandela	MIX 1	12.317	10.477	22.794	12.237	11.716	23.953
Macedo de Cavaleiros	MIX 1	7.059	4.299	11.358	7.014	4.807	11.821
Arcos Valdevez / Ponte da Barca	MIX 1	10.182	24.076	34.258	10.117	26.923	37.040
Peso Régua / Sta Marta Penaguião	MIX 1	11.827	4.601	16.427	11.750	5.145	16.895
Póvoa do Lanhoso	MIX 1	7.916	6.917	14.833	7.865	7.735	15.601
Alfândega da Fé	MIX 2	1.215	605	1.820	1.555	677	2.232
Carrazeda de Ansiães	MIX 1	1.389	1.976	3.365	1.380	2.210	3.590
Freixo de Espada à Cinta	MIX 2	1.161	568	1.729	1.486	636	2.121
Mogadouro	MIX 1	1.901	2.063	3.964	1.889	2.307	4.196
Torre de Moncorvo	MIX 2	1.990	1.223	3.212	2.546	1.367	3.914
Vila Flor	MIX 1	2.098	3.585	5.683	2.085	4.009	6.093
Vímioso	MIX 2	731	467	1.198	936	522	1.458
Vinhais	MIX 2	846	1.466	2.312	1.082	1.640	2.722
Terras de Bouro	MIX 2	647	206	854	733	231	964
Alijó	MIX 1	2.302	2.473	4.775	2.287	2.765	5.052
Boticas	MIX 3	916	348	1.264	1.037	389	1.426
Montalegre	MIX 1	2.230	2.497	4.727	2.216	2.792	5.008
Murça	MIX 1	1.479	1.076	2.555	1.470	1.203	2.673
Ribeira de Pena	MIX 3	927	2.002	2.928	1.050	2.238	3.288
Sabrosa	MIX 2	1.038	1.735	2.773	1.176	1.940	3.116
Valpaços	MIX 1	2.694	902	3.596	2.677	1.009	3.686
Vila Pouca de Aguiar	MIX 2	2.955	5.325	8.280	3.781	5.955	9.736
Baião	MIX 1	2.074	3.834	5.908	2.060	4.288	6.348
Amares	MIX 1	4.207	4.881	9.088	4.180	5.459	9.638
Cabeceiras de Basto	MIX 1	2.623	3.342	5.966	2.606	3.738	6.344
Celorico e Mondim de Basto	MIX 1	2.896	7.378	10.275	2.878	8.251	11.129
Vieira do Minho	MIX 1	2.225	2.118	4.343	2.211	2.368	4.579
Melgaço	MIX 1	1.411	1.790	3.201	1.402	2.002	3.404
Monção	MIX 1	4.249	3.923	8.172	4.221	4.387	8.609
Mesão Frio	MIX 1	1.031	200	1.232	1.025	224	1.249
Miranda do Douro	MIX 1	1.754	2.634	4.388	1.743	2.945	4.688
<b>Total</b>		<b>98.292</b>	<b>108.987</b>	<b>207.279</b>	<b>100.694</b>	<b>121.878</b>	<b>222.573</b>
<b>Média Anual</b>		<b>19.658</b>	<b>21.797</b>	<b>41.456</b>	<b>20.139</b>	<b>24.376</b>	<b>44.515</b>

		Poupanças					
		kWh			Emissões CO2 (ton) evitadas		
Polo	MIX	BP <	BP > /	Total	BP <	BP > /	Total
			MP			MP	
Mirandela	MIX 1	0	0	0	-79	1.239	1.160
Macedo de Cavaleiros	MIX 1	0	0	0	-46	508	463
Arcos Valdevez / Ponte da Barca	MIX 1	0	0	0	-66	2.848	2.782
Peso Régua / Sta Marta Penaguião	MIX 1	0	0	0	-76	544	468
Póvoa do Lanhoso	MIX 1	0	0	0	-51	818	767
Alfândega da Fé	MIX 2	653.312	0	653.312	340	72	412
Carrazeda de Ansiães	MIX 1	0	0	0	-9	234	225
Freixo de Espada à Cinta	MIX 2	624.240	0	624.240	325	67	392
Mogadouro	MIX 1	0	0	0	-12	244	232
Torre de Moncorvo	MIX 2	1.069.769	0	1.069.769	557	145	701
Vila Flor	MIX 1	0	0	0	-14	424	410
Vimioso	MIX 2	393.074	0	393.074	205	55	260
Vinhais	MIX 2	454.602	0	454.602	237	173	410
Terras de Bouro	MIX 2	174.036	0	174.036	86	24	110
Alijó	MIX 1	0	0	0	-15	292	278
Boticas	MIX 3	246.110	0	246.110	121	41	162
Montalegre	MIX 1	0	0	0	-14	295	281
Murça	MIX 1	0	0	0	-10	127	118
Ribeira de Pena	MIX 3	249.139	0	249.139	123	237	359
Sabrosa	MIX 2	279.160	0	279.160	138	205	343
Valpaços	MIX 1	0	0	0	-17	107	89
Vila Pouca de Aguiar	MIX 2	1.588.590	0	1.588.590	827	577	1.457
Baião	MIX 1	0	0	0	-13	577	440
Amares	MIX 1	0	0	0	-27	577	550
Cabeceiras de Basto	MIX 1	0	0	0	-17	395	378
Celorico e Mondim de Basto	MIX 1	0	0	0	-19	873	854
Vieira do Minho	MIX 1	0	0	0	-14	250	236
Melgaço	MIX 1	0	0	0	-9	212	203
Monção	MIX 1	0	0	0	-27	464	437
Mesão Frio	MIX 1	0	0	0	-7	24	17
Miranda do Douro	MIX 1	0	0	0	-11	312	300
<b>Total</b>		<b>5.732.032</b>	<b>0</b>	<b>5.732.032</b>	<b>2.403</b>	<b>12.891</b>	<b>15.294</b>
<b>Média Anual</b>		<b>1.146.406</b>	<b>0</b>	<b>1.146.406</b>	<b>481</b>	<b>2.578</b>	<b>3.059</b>

		Poupanças					
		TEP			bpe		
Polo	MIX	BP <	BP > /	Total	BP <	BP > /	Total
			MP			MP	
Mirandela	MIX 1	0	0	0	0	0	0
Macedo de Cavaleiros	MIX 1	0	0	0	0	0	0
Arcos Valdevez / Ponte da Barca	MIX 1	0	0	0	0	0	0
Peso Régua / Sta Marta Penaguião	MIX 1	0	0	0	0	0	0
Póvoa do Lanhoso	MIX 1	0	0	0	0	0	0
Alfândega da Fé	MIX 2	56	0	56	384	0	384
Carrazeda de Ansiães	MIX 1	0	0	0	0	0	0
Freixo de Espada à Cinta	MIX 2	54	0	54	367	0	367
Mogadouro	MIX 1	0	0	0	0	0	0
Torre de Moncorvo	MIX 2	92	0	92	629	0	629
Vila Flor	MIX 1	0	0	0	0	0	0
Vimioso	MIX 2	34	0	34	231	0	231
Vinhais	MIX 2	39	0	39	267	0	267
Terras de Bouro	MIX 2	15	0	15	102	0	102
Alijó	MIX 1	0	0	0	0	0	0
Boticas	MIX 3	21	0	21	145	0	145
Montalegre	MIX 1	0	0	0	0	0	0
Murça	MIX 1	0	0	0	0	0	0
Ribeira de Pena	MIX 3	21	0	21	147	0	147
Sabrosa	MIX 2	24	0	24	164	0	164
Valpaços	MIX 1	0	0	0	0	0	0
Vila Pouca de Aguiar	MIX 2	137	0	137	934	0	934
Baião	MIX 1	0	0	0	0	0	0
Amares	MIX 1	0	0	0	0	0	0
Cabeceiras de Basto	MIX 1	0	0	0	0	0	0
Celorico e Mondim de Basto	MIX 1	0	0	0	0	0	0
Vieira do Minho	MIX 1	0	0	0	0	0	0
Melgaço	MIX 1	0	0	0	0	0	0
Monção	MIX 1	0	0	0	0	0	0
Mesão Frio	MIX 1	0	0	0	0	0	0
Miranda do Douro	MIX 1	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>		<b>493</b>	<b>0</b>	<b>493</b>	<b>3.372</b>	<b>0</b>	<b>3.372</b>
<b>Média Anual</b>		<b>99</b>	<b>0</b>	<b>99</b>	<b>674</b>	<b>0</b>	<b>674</b>

## 9.38. Anexo XXXVIII – Localização UAG

UAG Históricas			
Polo	Localidade	Coordenadas: Instalação da UAG	
MIR	Mirandela	80809.13846	204218.5143
MIR	Mirandela - Urjais	82817.78581	189993.0087
MIR	Mirandela - Vale Salgueiro	75110.23557	214116.7715
MIR	Mirandela - Torre Dona Chama	84028.12553	221635.4381
MCA	Macedo de Cavaleiros	95477.1427	212340.0791
AV_PB	Arcos de Valdevez/Ponte da Barca	-23185.044	238474.8894
PLA	Póvoa de Lanhoso	-11193.9293	210968.4266
PRE	Peso da Régua/Santa Marta de Penaguião	28622.25597	168796.6167
PRE	Peso da Régua - Poiares Canelas	35204.06489	168648.5646
PRE	Santa Marta de Penaguião - Cumieira	30652.10231	176513.7103
AFE	Alfândega da Fé	97503.76286	185318.9439
CRZ	Carrazeda de Ansiães	68348.59609	175669.3916
FEC	Freixo de Espada à Cinta	111019.8924	157342.4377
MID	Miranda do Douro	154212.2632	206186.3006
MGD	Mogadouro	120522.7142	187464.2747
TMC	Torre de Moncorvo	93997.1475	169711.6686
VFL	Vila Flor	80565.38079	182791.2132
VMS	Vimioso	133110.6315	211385.768
VNH	Vinhais	93811.55	242218.2467
AMA	Amares	-17890.83376	216886.7382
CB	Cabeceiras de Basto	11580.91729	203291.9209
CEL_MON	Celorico de Basto	12167.82536	192778.113
CEL_MON	Mondim de Basto	14616.24501	191486.9495
CEL_MON	Celorico de Basto - Zona Industrial da Lameira	4638.528675	197201.3335
CEL_MON	Celorico de Basto - Fervença	4751.626791	190352.0872
TBR	Terras de Bouro	-14975.57182	227832.607
VMI	Vieira do Minho	-5616.024426	217088.894
ALJ	Alijó	54907.33289	181093.3117
BTC	Boticas	39451.08805	223718.3179
MSF	Mesão Frio	19716.4104	165034.5058
MTR	Montalegre	30159.47039	240411.2938
MUR	Murça	57350.3796	194846.8164
RPN	Ribeira de Pena	27325.69703	203633.5065
SBS	Sabrosa	45513.94405	177731.856
VLP	Valpaços	68106.84513	214380.5968
VPA	Vila Pouca de Aguiar	41536.86255	203294.5786
VPA	Vila Pouca de Aguiar - Sabroso de Aguiar	45734.67	211873.88
BAO	Baião	7077.58322	166097.5663
MEL	Melgaço	-11905.19567	271642.5118
MON	Monção	-31792.63199	265902.3605

UAG previsionais					
Características	Polo	Localidade	Tipologia de Investimento	Coordenadas: Previsão da Instalação da UAG	
Mini UAG	VLP	Carracedo de Montenegro	Desenvolvimento de Negócio	59365,40	210330,24
Micro UAG	VLP	Vilarandelo	Desenvolvimento de Negócio	66385,77	220875,57
Mini UAG	BAO	Santa Marinha do Zêzere	Desenvolvimento de Negócio	14994,44	164536,48
Micro UAG	MID	Sendim	Desenvolvimento de Negócio	142161,58	193145,67
Micro UAG	CB	Abadim	Licença	11481,97	206602,85
Micro UAG	CEL_MON	Ribas	Licença	9627,85	199446,95
Micro UAG	CEL_MON	Borba da Montanha	Licença	3110,42	190694,79
Micro UAG	VMI	Caniçada	Licença	-6385,56	219661,09
Micro UAG	VMI	Parada Do Bouro	Licença	-9753,73	220197,49
Mini UAG	VFL	Santa Comba da Vilarça	Licença	89636,35	188886,89
Micro UAG	MEL	Castro Laboreiro	Licença	-2004,19	262968,99

Nota: i. UAGs de desenvolvimento de negócio: Aguardam aprovação de PDIRDG\*

ii. UAGs de licença: A Sonorgás efetuou os estudos em 2014, para a proposta de atribuição das Licenças. No entanto, com estas apenas serem atribuídas em meados 2019, os "clientes âncora" previstos, optaram por outras soluções energéticas, noutros casos as Zonais Industriais não fixaram clientes com consumos de gás, edifícios de serviços público que encerraram ou optaram por outras soluções de energia.

## 9.39. Anexo XXXIX – Indicadores definidos pelo Regulador (ERSE)

### Enquadramento

A atividade de distribuição de gás caracteriza-se por uma estrutura de custos onde predominam componentes de plataforma com natureza fixa, designadamente sistemas SCADA e SIG, cibersegurança, sistemas de informação, edifícios e instalações de suporte, equipas técnicas e estrutura organizacional. Estes custos são, em larga medida, independentes da dimensão do portefólio de licenças do operador: alterações no perímetro operacional não se traduzem em variações proporcionais do custo total, pelo que o custo marginal de servir uma licença adicional é substancialmente inferior ao custo médio que resultaria da sua replicação isolada.

Esta característica estrutural tem implicações relevantes para a leitura comparativa entre operadores. Os indicadores regulatórios mais comumente utilizados, nomeadamente o investimento por ponto de abastecimento, por MWh veiculado ou por quilómetro de rede, são fortemente influenciados pela dimensão da carteira do operador, pela tipologia dominante de consumo, pela densidade demográfica do território servido e pelo modelo de abastecimento da rede, captando apenas parcialmente a eficiência intrínseca da atividade. Operadores com menor escala, com redes em territórios de baixa densidade ou com licenças em fase inicial de maturação apresentam, por construção, indicadores unitários menos favoráveis, sem que tal traduza necessariamente menor eficiência operacional.

A leitura mais informativa destes indicadores deve, por conseguinte, ser feita por duas vias complementares: a evolução temporal dos indicadores de cada operador, que permite avaliar a trajetória de eficiência ao longo do tempo, neutralizando os efeitos estruturais que se mantêm constantes; e a utilização de indicadores normalizados ajustados às variáveis estruturais relevantes, designadamente a extensão e a dispersão da rede, a maturidade das licenças e o modelo de abastecimento. A Sonorgás propõe, no Capítulo 6.2.2 do corpo do documento, um conjunto de indicadores normalizados que pretende constituir uma base mais equitativa para a leitura do desempenho relativo dos operadores do Sistema Nacional de Gás, complementando, e não substituindo, os indicadores harmonizados que aqui se apresentam.

## Conteúdo

O presente anexo apresenta o detalhe por polo de licença dos indicadores harmonizados de investimento requeridos pelo regulador no quadro dos despachos e diretrizes mais recentes, designadamente:

- i) Indicador #9 — Investimento em desenvolvimento e expansão vs extensão de rede;**
- ii) Indicador #10 — Investimento em desenvolvimento e expansão vs ponto de abastecimento;**
- iii) Indicador #11 — Investimento em desenvolvimento e expansão vs consumo adicional;**
- iv) Indicador #12 — Investimento em conformidade e segurança de abastecimento**
- v) Indicador #13 — Investimento em digitalização**
- vi) Indicador #14 — Investimento em descarbonização**

A metodologia de cálculo, os pressupostos adotados e as principais conclusões agregadas associadas a cada indicador foram apresentadas no Capítulo 6.2.1. do corpo do documento, para o qual se remete a leitura interpretativa dos resultados. O presente anexo tem como propósito complementar essa apresentação, disponibilizando ao regulador a desagregação por polo de licença de cada um dos indicadores, em resposta integral à informação requerida nas mais recentes missivas remetidas pela ERSE no âmbito do processo de elaboração do PDIRD-G 2026.

No que respeita aos indicadores constantes nos Indicadores #12, #13 e #14, é de notar que estes investimentos são na sua maioria transversais a todos os polos de consumo da Sonorgás, tendo portanto sido assumida a sua alocação por polo para o presente exercício em proporção dos valores acumulados de rede de distribuição em cada polo com referência a dezembro de 2025, uma vez que os mesmos visam servir, de forma transversal a rede de distribuição da Empresa como um todo.

Adicionalmente, no que respeita ao Indicador #14, o mesmo só se apresenta para o ano de 2028 e seguintes, uma vez que apenas a partir desse ano se estima a ligação da rede a produtores.

Os valores apresentados reportam-se ao período 2022-2031, com o detalhe anual disponibilizado para cada polo de licença, permitindo ao regulador a análise individualizada do esforço de investimento previsto em cada concessão e a sua leitura comparativa no contexto do plano global da empresa.

Indicador #9

I\_ERSE\_9: Investimento em Desenvolvimento e Expansão vs Extensão de rede. Table with columns: Descrição, 2022, 2023, 2024, 2025, 2026, 2027, 2028, 2029, 2030, 2031, 2022-26, 2027-2031.

Indicador #10

I\_ERSE\_10: Investimento em Desenvolvimento e Expansão vs PA - Doméstico. Table with columns: Descrição, 2022, 2023, 2024, 2025, 2026, 2027, 2028, 2029, 2030, 2031, 2022-26, 2027-2031.



I_ERSE_10: Investimento em Desenvolvimento e Expansão vs PA - Serviços													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Mirandela	€/ PA	13.169	169.058	501.580	30.152	n.a.	n.a.	141.473	146.781	65.397	67.704	66.149	96.817
Macedo de Cavaleiros	€/ PA	28.390	n.a.	n.a.	227.176	n.a.	n.a.	27.071	28.304	29.676	30.451	193.627	52.390
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	€/ PA	68.769	n.a.	n.a.	28.465	n.a.	n.a.	14.113	14.761	15.481	15.886	n.a.	17.155
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	€/ PA	66.980	141.690	n.a.	115.066	n.a.	n.a.	26.220	27.422	28.761	31.375	105.296	40.230
Póvoa de Lanhoso	€/ PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	118.715	123.856	129.831	133.478	n.a.	133.927
Alfândega da Fé	€/ PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Carraceda de Ansiães	€/ PA	25.798	18.969	19.080	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	34.405	n.a.
Freixo de Espada à Cinta	€/ PA	110.462	14.833	n.a.	2.072	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	32.592	n.a.
Mogadouro	€/ PA	187.662	17.500	18.067	n.a.	n.a.	n.a.	44.316	151.473	48.598	49.867	32.828	76.351
Torre de Moncorvo	€/ PA	89.437	45.231	109.813	55.707	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	76.029	n.a.
Vila Flor	€/ PA	9.097	2.577	22.708	n.a.	45.606	n.a.	288.690	40.855	82.282	43.924	41.485	165.242
Vimioso	€/ PA	n.a.	7.982	n.a.	9.555	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	83.497	n.a.
Vinhais	€/ PA	13.426	n.a.	5.332	n.a.	8.131	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	48.253	16.291	183.360
Terras de Bouro	€/ PA	1.457	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Alijó	€/ PA	n.a.	n.a.	n.a.	56.096	n.a.	n.a.	27.555	28.806	538.927	672.866	n.a.	125.589
Boticas	€/ PA	8.147	n.a.	17.298	n.a.	53.981	n.a.	n.a.	46.391	117.409	37.588	61.774	72.506
Murça	€/ PA	n.a.	16.004	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	115.351	n.a.
Montalegre	€/ PA	n.a.	n.a.	n.a.	28.151	63.740	n.a.	69.811	n.a.	n.a.	n.a.	86.840	236.965
Ribeira de Pena	€/ PA	2.307	21.004	218.882	195.027	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	75.182	n.a.
Sabrosa	€/ PA	n.a.	155.132	25.587	n.a.	8.956	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	134.250	n.a.
Valpaços	€/ PA	24.808	n.a.	8.600	24.727	n.a.	85.011	129.135	61.223	107.421	83.532	66.767	92.223
Vila Pouca de Aguiar	€/ PA	n.a.	94.711	n.a.	68.303	n.a.	n.a.	36.672	54.072	105.737	223.186	185.731	117.763
Baião	€/ PA	n.a.	n.a.	7.498	n.a.	n.a.	60.702	102.931	53.429	38.476	39.675	471.943	61.037
Amares	€/ PA	n.a.	n.a.	123.012	98.709	204.159	233.336	69.768	76.046	80.991	107.518	141.978	87.874
Cabeceiras de Basto	€/ PA	n.a.	81.980	47.536	56.055	429.747	n.a.	363.370	182.979	67.310	75.316	73.552	136.923
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€/ PA	n.a.	n.a.	26.531	33.629	n.a.	131.824	116.702	167.091	52.217	49.297	72.980	92.695
Vieira do Minho	€/ PA	231.931	28.682	33.703	248.038	105.872	n.a.	71.212	27.040	48.798	165.840	81.602	64.990
Melgaço	€/ PA	n.a.	138.211	39.900	38.473	25.377	n.a.	142.538	68.375	71.668	160.266	61.322	152.804
Monção	€/ PA	709.383	50.864	57.467	36.251	n.a.	n.a.	83.076	65.752	70.059	102.026	60.966	106.002
Mesão Frio	€/ PA	31.168	12.370	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	22.132	n.a.
Miranda do Douro	€/ PA	n.a.	182.141	33.595	42.863	46.035	n.a.	122.709	60.298	52.680	93.810	62.905	94.393
Euros / PA		104.550	89.748	58.506	73.227	139.375	240.741	95.827	80.166	73.568	110.227	81.868	98.767

I_ERSE_10: Investimento em Desenvolvimento e Expansão vs PA - Indústria													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Mirandela	€/ PA	n.a.	42.265	501.580	n.a.	n.a.	n.a.	141.473	146.781	n.a.	n.a.	198.447	290.452
Macedo de Cavaleiros	€/ PA	n.a.	38.435	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	968.133	n.a.
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	€/ PA	n.a.	69.275	166.582	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	449.606	n.a.
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	€/ PA	n.a.	n.a.	159.262	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	1.579.446	n.a.
Póvoa de Lanhoso	€/ PA	n.a.	25.835	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	171.856	n.a.
Alfândega da Fé	€/ PA	n.a.	2.153	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	15.410	n.a.
Carraceda de Ansiães	€/ PA	n.a.	9.484	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	51.607	n.a.
Freixo de Espada à Cinta	€/ PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Mogadouro	€/ PA	n.a.	n.a.	108.403	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	689.387	n.a.
Torre de Moncorvo	€/ PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Vila Flor	€/ PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	182.424	n.a.	433.035	n.a.	n.a.	n.a.	456.334	660.970
Vimioso	€/ PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Vinhais	€/ PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Terras de Bouro	€/ PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Alijó	€/ PA	n.a.	14.180	56.808	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	125.174	n.a.
Boticas	€/ PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Murça	€/ PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Montalegre	€/ PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	139.621	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	473.929
Ribeira de Pena	€/ PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Sabrosa	€/ PA	n.a.	77.566	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	268.500	n.a.
Valpaços	€/ PA	n.a.	14.177	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	306.113	n.a.	n.a.	367.219	1.567.799
Vila Pouca de Aguiar	€/ PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	432.574	317.212	n.a.	n.a.	n.a.	883.219
Baião	€/ PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	257.327	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	823.995
Amares	€/ PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	2.162.794	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	6.942.036
Cabeceiras de Basto	€/ PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	181.685	823.407	n.a.	n.a.	n.a.	958.463
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€/ PA	n.a.	663.965	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	167.091	n.a.	n.a.	2.006.959	926.948
Vieira do Minho	€/ PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Melgaço	€/ PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Monção	€/ PA	n.a.	n.a.	862.009	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	256.882	n.a.	3.231.202	1.060.018
Mesão Frio	€/ PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Miranda do Douro	€/ PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	422.083	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	1.699.077
Euros / PA		n.a.	316.254	1.267.620	n.a.	5.714.374	n.a.	862.444	881.830	1.765.623	n.a.	1.250.054	1.669.638

**Indicador #11**

I_ERSE_11: Investimento em desenvolvimento e expansão vs consumo adicional - Doméstico													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Mirandela	€ / MWh	0	0	0	237	0	76	2.346	3.265	0	4.532	237	2.555
Macedo de Cavaleiros	€ / MWh	0	0	205	1.849	0	482	624	0	0	0	1.027	553
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	€ / MWh	0	0	10.486	178	99	72	821	1.569	0	2.912	3.588	1.343
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	€ / MWh	0	0	553	10.701	64	153	481	2.149	0	0	3.773	928
Póvoa de Lanhoso	€ / MWh	0	0	0	977	0	414	3.589	2.925	18.665	3.424	977	5.804
Alfândega da Fé	€ / MWh	0	0	285	16	219	92	877	1.031	0	1.191	173	798
Carrzadeda de Ansiães	€ / MWh	0	0	609	3.244	0	105	1.152	976	0	1.267	1.927	875
Freixo de Espada à Cinta	€ / MWh	0	0	344	42	46	221	1.030	1.084	0	1.749	144	1.021
Mogadouro	€ / MWh	0	0	387	723	716	225	1.649	4.061	3.721	1.459	609	2.223
Torre de Moncorvo	€ / MWh	0	0	2.199	945	107	79	1.633	1.355	0	1.922	1.084	1.247
Vila Flor	€ / MWh	0	0	478	6.108	7.963	1.735	4.140	455	0	3.443	4.850	2.443
Vimioso	€ / MWh	0	0	6.310	0	198	129	1.087	746	41.852	728	3.254	8.908
Vinhais	€ / MWh	0	0	154	345	167	448	1.370	888	1.327	1.075	222	1.022
Terras de Bouro	€ / MWh	0	0	1.766	141	0	606	771	989	2.416	1.096	953	1.176
Alijó	€ / MWh	0	0	784	1.169	1.021	181	4.589	4.052	13.460	6.337	991	5.724
Boticas	€ / MWh	0	0	678	1.503	0	243	0	7.182	5.421	1.133	1.091	3.495
Murça	€ / MWh	0	0	228	650	168	47	1.326	936	0	1.521	349	957
Montalegre	€ / MWh	0	0	0	286	0	0	5.698	2.226	5.861	2.697	286	4.120
Ribeira de Pena	€ / MWh	0	0	6.704	5.824	110	215	1.305	951	3.313	1.235	4.212	1.404
Sabrosa	€ / MWh	0	0	578	2.956	0	167	1.206	1.027	36.986	922	1.767	8.062
Valpaços	€ / MWh	0	0	1.070	283	6.633	2.717	3.881	2.116	4.725	3.130	2.662	3.314
Vila Pouca de Aguiar	€ / MWh	0	0	1.787	21.175	0	3.426	630	6.809	4.667	5.178	11.481	4.142
Baião	€ / MWh	0	0	1.168	4.233	0	3.859	2.803	1.930	5.076	4.044	2.701	3.543
Amares	€ / MWh	0	0	3.330	2.329	4.876	1.829	2.553	1.726	1.645	2.170	3.511	1.984
Cabeceiras de Basto	€ / MWh	0	0	3.107	1.445	5.713	1.996	2.369	5.759	2.483	2.774	3.421	3.076
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€ / MWh	0	0	2.639	1.353	1.709	2.476	2.357	2.649	2.455	1.581	1.900	2.304
Vieira do Minho	€ / MWh	0	0	886	2.767	3.456	1.681	843	4.494	7.619	1.328	2.370	3.193
Melgaço	€ / MWh	0	0	4.734	1.103	1.359	2.057	2.675	3.349	20.457	10.384	2.398	7.784
Monção	€ / MWh	0	0	767	1.027	447	2.002	1.151	5.612	28.354	6.396	747	8.703
Mesão Frio	€ / MWh	0	0	185	3.879	81	224	16.715	16.976	0	23.804	1.382	14.430
Miranda do Douro	€ / MWh	0	0	1.127	1.151	582	821	5.633	2.167	3.124	5.885	953	3.526
<b>Euros / GN veiculado adicional</b>		<b>0</b>	<b>28.145</b>	<b>1.569</b>	<b>1.338</b>	<b>3.186</b>	<b>1.322</b>	<b>2.586</b>	<b>2.608</b>	<b>6.363</b>	<b>3.527</b>	<b>8.560</b>	<b>3.281</b>

I_ERSE_11: Investimento em desenvolvimento e expansão vs consumo adicional - Serviços													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Mirandela	€ / MWh	0	0	0	185	73	2.431	1.451	0	575	185	1.133	
Macedo de Cavaleiros	€ / MWh	0	0	291	0	1.777	573	2.089	542	0	920	1.034	1.031
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	€ / MWh	0	0	464	0	0	62	176	119	313	192	464	172
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	€ / MWh	0	0	176	0	51	169	864	302	5.515	180	113	1.406
Póvoa de Lanhoso	€ / MWh	0	0	904	1.679	223	724	2.285	1.686	2.108	1.493	935	1.659
Alfândega da Fé	€ / MWh	0	0	0	19	84	389	0	200	0	0	52	295
Carrzadeda de Ansiães	€ / MWh	0	0	188	43	0	21	0	0	285	0	115	153
Freixo de Espada à Cinta	€ / MWh	0	0	0	0	49	497	252	0	681	0	49	477
Mogadouro	€ / MWh	0	0	633	0	51	335	783	1.607	1.215	628	342	914
Torre de Moncorvo	€ / MWh	0	0	1.068	707	0	195	705	705	0	892	887	624
Vila Flor	€ / MWh	0	0	263	0	570	674	18.767	351	873	663	417	4.266
Vimioso	€ / MWh	0	0	0	94	410	765	0	0	0	0	252	765
Vinhais	€ / MWh	0	0	33	4	0	69	0	0	2.057	572	18	899
Terras de Bouro	€ / MWh	0	0	0	0	0	2.364	439	0	685	0	0	1.163
Alijó	€ / MWh	0	0	223	0	128	111	604	315	2.397	7.768	175	2.239
Boticas	€ / MWh	0	0	242	887	0	271	0	2.611	2.321	1.039	565	1.561
Murça	€ / MWh	0	0	98	1.185	68	21	299	0	1.566	0	451	629
Montalegre	€ / MWh	0	0	100	18	0	0	897	4.166	0	1.828	59	2.297
Ribeira de Pena	€ / MWh	0	0	0	2.351	94	47	426	0	35.900	490	1.222	9.216
Sabrosa	€ / MWh	0	0	179	5.508	0	23	0	327	0	383	2.844	244
Valpaços	€ / MWh	0	0	250	101	0	2.746	2.780	1.184	662	2.094	175	1.893
Vila Pouca de Aguiar	€ / MWh	0	0	0	287	0	2.507	886	1.099	927	2.646	287	1.613
Baião	€ / MWh	0	0	0	0	770	1.184	619	439	449	399	770	618
Amares	€ / MWh	0	0	5.164	912	320	2.786	3.060	1.690	1.523	2.551	2.132	2.322
Cabeceiras de Basto	€ / MWh	0	0	1.033	577	7.030	4.910	8.645	3.966	969	553	2.880	3.809
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€ / MWh	0	0	584	195	0	2.334	731	1.164	983	354	389	1.113
Vieira do Minho	€ / MWh	0	0	507	507	933	1.317	3.575	468	1.075	256	649	1.338
Melgaço	€ / MWh	0	0	355	238	0	3.197	3.234	5.947	3.094	5.600	296	4.214
Monção	€ / MWh	0	0	429	2.476	106	10.218	1.050	437	697	622	1.004	2.605
Mesão Frio	€ / MWh	0	0	570	385	0	657	0	0	8.509	478	4.583	
Miranda do Douro	€ / MWh	0	0	461	775	140	636	2.527	454	204	508	459	866
<b>Euros / GN veiculado adicional</b>		<b>499</b>	<b>2.504</b>	<b>730</b>	<b>586</b>	<b>626</b>	<b>1.136</b>	<b>1.951</b>	<b>1.138</b>	<b>1.170</b>	<b>968</b>	<b>989</b>	<b>1.272</b>

I_ERSE_11: Investimento em desenvolvimento e expansão vs consumo adicional - Indústria													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Mirandela	€ / MWh	0	0	0	0	301	379	410	425	0	0	301	405
Macedo de Cavaleiros	€ / MWh	0	0	4.951	0	0	75.736	0	0	0	0	4.951	75.736
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	€ / MWh	0	0	0	0	25	96	0	0	0	0	25	96
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	€ / MWh	0	0	0	0	0	55.657	0	0	0	0	0	55.657
Póvoa de Lanhoso	€ / MWh	0	0	1.064	639	34	1.254	0	0	0	0	579	1.254
Alfândega da Fé	€ / MWh	0	0	0	0	1.867	11.657	0	0	0	0	1.867	11.657
Carrazeda de Ansiães	€ / MWh	0	0	0	0	902	1.727	0	0	0	0	902	1.727
Freixo de Espada à Cinta	€ / MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mogadouro	€ / MWh	0	0	0	22.080	737	10.212	0	0	0	0	11.408	10.212
Torre de Moncorvo	€ / MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Vila Flor	€ / MWh	0	0	1.857	52.304	771	806	1.789	165	0	0	18.311	920
Vimioso	€ / MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Vinhais	€ / MWh	0	0	0	380	0	2.353	0	0	0	0	380	2.353
Terras de Bouro	€ / MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Aljô	€ / MWh	0	0	0	16.641	2.460	12.565	0	0	0	0	9.551	12.565
Boticas	€ / MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Murça	€ / MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Montalegre	€ / MWh	0	0	0	0	0	0	506	388	0	0	0	447
Ribeira de Pena	€ / MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sabrosa	€ / MWh	0	0	9.644	0	708	4.656	0	0	0	0	5.176	4.656
Valpaços	€ / MWh	0	0	0	294.791	318.769	10.640.447	0	1.109	401	0	306.780	3.547.319
Vila Pouca de Aguiar	€ / MWh	0	0	0	0	0	0	1.568	588	1.640	0	1.265	0
Baião	€ / MWh	0	0	0	0	0	0	933	387	0	0	660	0
Amares	€ / MWh	0	0	0	0	0	0	7.838	6.053	0	0	6.946	0
Cabeceiras de Basto	€ / MWh	0	0	0	0	0	0	658	1.491	1.555	0	1.235	0
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€ / MWh	0	0	388	0	1.814	8.635	0	612	723	0	1.101	3.323
Vieira do Minho	€ / MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Melgaço	€ / MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Monção	€ / MWh	0	0	27.693	88.348	18.992	700.837	0	0	946	1.499	45.011	234.427
Mesão Frio	€ / MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Miranda do Douro	€ / MWh	0	0	0	0	0	0	0	1.530	393	0	0	961
<b>Euros / GN veiculado adicional</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3.587</b>	<b>0</b>	<b>2.244</b>	<b>9.146</b>	<b>2.795</b>	<b>1.500</b>	<b>2.780</b>	<b>6.581</b>	<b>2.915</b>	<b>4.560</b>

## Indicador #12

I_ERSE_12: Investimento em Conformidade e Segurança de Abastecimento por metro de rede													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Mirandela	€ / m	4,0	5,1	2,0	6,1	0,8	0,4	2,2	1,6	1,4	0,9	3,6	1,3
Macedo de Cavaleiros	€ / m	2,7	2,7	2,2	3,2	0,7	0,4	2,0	1,4	0,9	0,9	2,3	1,1
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	€ / m	2,2	2,1	1,9	2,7	0,7	0,4	2,0	1,4	0,8	0,9	1,9	1,1
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	€ / m	2,6	2,4	1,9	3,5	0,6	0,4	2,0	1,4	0,9	0,8	2,2	1,1
Póvoa de Lanhoso	€ / m	2,4	2,2	2,0	2,8	0,8	0,4	1,9	1,3	0,6	0,7	2,0	1,0
Alfândega da Fé	€ / m	2,0	2,7	1,9	4,0	0,6	0,5	2,6	1,5	1,9	1,0	2,2	1,5
Carrazeda de Ansiães	€ / m	2,0	2,4	1,9	3,5	0,6	0,5	2,4	1,5	1,5	0,9	2,1	1,4
Freixo de Espada à Cinta	€ / m	2,0	2,5	2,2	3,9	0,6	0,5	2,6	1,5	1,9	1,0	2,3	1,5
Mogadouro	€ / m	2,5	1,8	2,2	3,8	0,6	0,5	2,5	0,7	0,8	0,4	2,2	1,0
Torre de Moncorvo	€ / m	2,5	2,8	2,0	3,3	0,6	0,5	2,3	1,5	1,4	0,9	2,2	1,3
Vila Flor	€ / m	2,3	3,0	2,2	4,6	0,6	0,9	3,8	1,1	1,5	0,7	2,5	1,6
Vimioso	€ / m	2,5	3,2	2,2	4,0	0,6	0,5	2,6	1,6	1,9	1,0	2,5	1,5
Vinhais	€ / m	2,0	2,7	2,2	4,4	0,6	0,6	2,7	1,6	2,1	1,0	2,4	1,6
Terras de Bouro	€ / m	2,4	5,7	3,0	7,1	0,7	0,8	3,9	1,9	4,2	1,4	3,8	2,4
Aljô	€ / m	2,1	2,4	2,1	4,2	0,6	0,6	2,2	2,3	0,6	0,7	2,3	1,3
Boticas	€ / m	2,4	2,7	2,4	3,7	0,6	0,5	2,3	2,2	0,6	0,7	2,3	1,3
Murça	€ / m	2,0	2,3	2,1	5,2	0,6	0,5	2,4	3,0	0,7	2,7	2,5	1,9
Montalegre	€ / m	2,0	2,2	2,1	7,3	1,8	0,5	3,0	2,4	0,5	0,7	3,1	1,4
Ribeira de Pena	€ / m	2,8	3,4	2,2	3,7	0,6	0,5	2,4	2,9	0,7	0,9	2,5	1,5
Sabrosa	€ / m	2,3	2,5	2,0	5,8	0,6	0,5	2,3	2,3	0,7	0,9	2,6	1,3
Valpaços	€ / m	2,0	2,1	2,0	3,7	2,1	1,7	1,8	2,0	0,5	0,7	2,4	1,4
Vila Pouca de Aguiar	€ / m	3,4	2,8	2,2	7,7	0,6	0,4	3,0	2,4	0,5	1,3	3,3	1,5
Baião	€ / m	2,4	2,8	2,3	8,4	2,9	2,5	3,8	3,0	0,5	1,6	3,8	2,3
Amares	€ / m	34,4	21,0	5,1	4,4	1,2	0,3	1,2	0,6	0,5	0,3	13,2	0,6
Cabeceiras de Basto	€ / m	9,3	5,8	2,5	5,3	2,0	0,4	2,2	2,3	0,9	0,4	5,0	1,2
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€ / m	8,1	5,5	3,2	4,8	2,0	0,5	2,4	2,2	2,0	0,6	4,7	1,5
Vieira do Minho	€ / m	4,0	2,9	2,2	4,8	2,1	0,4	1,8	0,9	2,0	1,2	3,2	1,3
Melgaço	€ / m	7,5	4,9	2,1	4,3	1,7	0,5	2,0	1,1	0,5	3,2	4,1	1,5
Monção	€ / m	7,5	3,9	2,7	3,4	0,6	0,4	1,8	1,1	0,5	1,2	3,6	1,0
Mesão Frio	€ / m	5,6	3,7	2,0	5,8	0,6	0,8	2,7	3,0	0,6	0,6	3,6	1,5
Miranda do Douro	€ / m	5,9	4,6	2,4	3,6	0,6	0,6	3,0	0,9	1,3	0,5	3,4	1,3
<b>Euros / m de rede adquiridas</b>		<b>2,9</b>	<b>3,0</b>	<b>2,2</b>	<b>4,2</b>	<b>1,0</b>	<b>0,5</b>	<b>2,2</b>	<b>1,6</b>	<b>1,0</b>	<b>0,9</b>	<b>2,7</b>	<b>1,3</b>

I_ERSE_12: Investimento em Conformidade e Segurança de Abastecimento por PA													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Mirandela	€ / PA	40,9	53,5	22,7	68,1	8,8	4,5	26,2	18,9	16,8	11,6	38,8	15,6
Macedo de Cavaleiros	€ / PA	58,1	58,8	46,4	75,4	17,6	8,9	48,1	34,8	22,5	23,6	51,3	27,6
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	€ / PA	51,8	49,0	44,2	64,0	16,2	8,9	48,0	35,3	21,1	22,8	45,1	27,2
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	€ / PA	79,4	73,9	58,3	108,5	19,3	12,0	64,8	46,1	30,9	27,4	67,9	36,3
Póvoa de Lanhoso	€ / PA	65,0	62,5	56,0	85,8	24,1	11,3	60,4	42,7	20,8	24,5	58,7	31,9
Alfândega da Fé	€ / PA	58,5	82,0	58,2	120,4	18,8	16,3	80,5	49,3	61,0	31,8	67,6	47,8
Carrazeda de Ansiães	€ / PA	95,3	115,1	88,0	158,3	28,0	22,3	110,7	71,3	73,7	44,4	97,0	64,5
Freixo de Espada à Cinta	€ / PA	73,2	89,2	75,8	137,5	21,7	18,6	91,7	56,3	69,2	36,1	79,5	54,4
Mogadouro	€ / PA	63,8	43,5	51,2	88,4	14,3	11,8	56,7	34,5	38,5	20,8	52,3	32,5
Torre de Moncorvo	€ / PA	77,5	88,3	63,6	103,6	19,3	14,7	73,1	47,9	44,8	29,0	70,5	41,9
Vila Flor	€ / PA	50,1	64,7	48,2	110,0	14,4	22,4	106,2	31,3	45,2	21,7	57,5	45,4
Vimioso	€ / PA	114,8	151,0	132,1	237,5	36,6	32,0	155,1	93,7	116,6	59,7	134,4	91,4
Vinhais	€ / PA	93,2	120,2	98,8	192,6	27,3	24,5	110,0	60,6	77,6	35,0	106,4	61,5
Terras de Bouro	€ / PA	38,5	98,2	55,7	137,6	13,0	16,1	73,5	34,8	77,7	24,6	68,6	45,3
Alijó	€ / PA	68,6	79,0	69,0	141,6	20,1	19,9	76,8	80,5	22,2	30,2	75,7	45,9
Boticas	€ / PA	226,5	268,1	196,6	339,2	48,7	38,4	192,3	178,6	41,8	53,6	215,8	101,0
Murça	€ / PA	63,0	74,9	67,7	166,0	19,6	16,2	80,3	100,1	24,0	94,7	78,2	63,1
Montalegre	€ / PA	77,2	87,7	81,6	290,0	76,0	21,2	130,6	107,9	24,0	33,3	122,5	63,4
Ribeira de Pena	€ / PA	115,6	141,7	110,2	193,6	32,0	25,7	125,2	150,2	36,4	47,5	118,6	77,0
Sabrosa	€ / PA	136,5	136,9	107,1	325,8	34,3	27,0	133,0	130,9	39,8	51,7	148,1	76,5
Valpaços	€ / PA	72,5	75,3	71,0	129,1	80,7	69,9	77,7	87,4	20,3	33,5	85,7	57,8
Vila Pouca de Aguiar	€ / PA	58,2	62,4	59,7	216,3	17,8	12,4	93,3	80,7	17,7	48,7	82,9	50,6
Baião	€ / PA	70,9	81,4	69,4	307,7	113,7	100,4	154,3	124,6	19,3	70,7	128,6	93,9
Amares	€ / PA	n.a.	n.a.	204,7	227,3	50,1	11,5	38,4	18,9	15,7	8,9	160,7	18,7
Cabeceiras de Basto	€ / PA	n.a.	863,6	129,0	272,2	100,2	19,3	114,4	116,6	44,6	20,5	341,2	63,1
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€ / PA	n.a.	94.639,2	392,1	335,3	128,8	31,0	151,4	131,1	112,2	35,4	23.873,8	92,2
Vieira do Minho	€ / PA	575,2	149,4	108,8	249,5	111,9	20,4	85,5	44,4	87,5	54,0	239,0	58,4
Melgaço	€ / PA	n.a.	1.659,1	329,3	405,0	130,2	30,8	132,2	74,7	36,6	222,2	630,9	99,3
Monção	€ / PA	2.504,5	113,7	54,1	81,6	13,6	9,4	42,4	27,1	13,0	34,7	553,5	25,3
Mesão Frio	€ / PA	176,9	102,2	51,6	145,6	16,0	19,8	74,2	87,8	17,7	19,3	98,4	43,8
Miranda do Douro	€ / PA	4.051,2	1.002,0	135,0	161,6	24,3	23,4	121,7	37,9	56,2	21,2	1.074,8	52,1
<b>Euros / m de rede adquiridas</b>		<b>82,4</b>	<b>90,4</b>	<b>63,8</b>	<b>126,0</b>	<b>30,2</b>	<b>16,4</b>	<b>70,3</b>	<b>52,8</b>	<b>32,4</b>	<b>30,9</b>	<b>78,6</b>	<b>40,6</b>

I_ERSE_12: Investimento em Conformidade e Segurança de Abastecimento por Gás Veiculado													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Mirandela	€ / MWh	7,3	9,5	4,3	12,6	1,6	0,8	4,8	3,4	3,1	2,1	7,1	2,8
Macedo de Cavaleiros	€ / MWh	9,9	10,9	8,3	13,7	3,3	1,7	9,0	6,5	4,3	4,5	9,2	5,2
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	€ / MWh	4,5	4,9	4,4	6,6	1,7	0,9	4,8	3,5	2,1	2,2	4,4	2,7
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	€ / MWh	23,9	23,3	17,4	33,1	5,4	3,3	17,8	12,7	8,6	7,6	20,6	10,0
Póvoa de Lanhoso	€ / MWh	14,2	13,3	11,8	16,7	4,4	2,0	11,0	7,7	3,8	4,5	12,1	5,8
Alfândega da Fé	€ / MWh	14,2	21,9	15,5	30,5	4,4	3,7	18,4	11,3	14,3	7,5	17,3	11,0
Carrazeda de Ansiães	€ / MWh	14,4	14,2	10,8	18,2	3,4	2,6	13,0	8,4	8,9	5,4	12,2	7,7
Freixo de Espada à Cinta	€ / MWh	15,0	17,7	15,6	31,9	4,7	4,0	19,5	12,0	15,0	7,9	17,0	11,7
Mogadouro	€ / MWh	11,6	7,6	9,6	16,3	2,4	2,0	9,6	5,9	6,8	3,7	9,5	5,6
Torre de Moncorvo	€ / MWh	15,7	20,0	14,4	22,3	4,3	3,2	16,1	10,7	10,2	6,7	15,3	9,4
Vila Flor	€ / MWh	8,9	10,7	7,9	19,0	2,3	3,3	16,7	4,3	6,2	3,0	9,7	6,7
Vimioso	€ / MWh	24,7	30,8	26,5	42,8	6,5	5,5	27,2	16,6	21,4	11,0	26,2	16,3
Vinhais	€ / MWh	8,1	14,8	10,7	13,3	3,0	2,6	12,9	7,5	10,4	4,9	10,0	7,7
Terras de Bouro	€ / MWh	13,7	27,8	17,1	40,8	3,6	4,4	20,5	9,9	22,8	7,4	20,6	13,0
Alijó	€ / MWh	10,9	13,1	11,0	23,6	3,2	3,1	11,8	11,6	3,3	4,7	12,4	6,9
Boticas	€ / MWh	22,2	40,4	28,7	42,0	8,5	6,6	35,2	35,1	9,0	10,8	28,3	19,3
Murça	€ / MWh	12,8	15,5	13,6	33,4	3,8	3,0	15,2	19,0	4,7	18,6	15,8	12,1
Montalegre	€ / MWh	14,1	16,4	14,5	33,2	11,5	2,7	16,2	12,8	2,9	4,2	18,0	7,8
Ribeira de Pena	€ / MWh	13,6	14,9	12,0	22,3	3,5	2,8	13,9	17,1	4,3	5,8	13,3	8,8
Sabrosa	€ / MWh	15,1	18,7	13,0	39,0	4,2	3,2	16,0	16,0	5,1	6,7	18,0	9,4
Valpaços	€ / MWh	26,5	25,1	22,2	37,1	24,7	20,7	22,9	22,5	4,8	7,8	27,1	15,7
Vila Pouca de Aguiar	€ / MWh	13,1	15,1	14,8	44,0	2,0	1,5	11,0	9,3	1,9	5,2	17,8	5,8
Baião	€ / MWh	9,7	11,2	9,9	43,6	16,4	14,5	18,9	13,4	2,0	7,2	18,2	11,2
Amares	€ / MWh	n.a.	n.a.	167,9	50,9	7,3	1,9	8,0	3,9	3,3	1,9	75,4	3,8
Cabeceiras de Basto	€ / MWh	n.a.	815,7	43,3	53,6	22,5	4,3	23,1	22,1	7,4	3,2	233,8	12,0
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€ / MWh	n.a.	161,2	23,8	26,2	11,5	2,9	14,2	12,4	10,7	3,3	55,7	8,7
Vieira do Minho	€ / MWh	3.116,6	112,8	38,0	64,5	22,1	4,1	16,8	8,4	16,2	8,3	670,8	10,8
Melgaço	€ / MWh	n.a.	830,5	25,2	31,4	12,5	3,4	15,7	9,0	4,5	33,9	224,9	13,3
Monção	€ / MWh	7.571,2	68,0	15,8	21,1	3,0	2,2	9,6	5,8	2,3	5,3	1.535,8	5,0
Mesão Frio	€ / MWh	310,8	24,3	11,7	34,1	3,7	4,5	17,3	20,9	4,4	5,0	76,9	10,4
Miranda do Douro	€ / MWh	77.609,0	351,5	31,3	34,5	4,3	4,0	22,9	5,7	7,5	2,8	15.606,1	8,6
<b>Euros / m de rede adquiridas</b>		<b>14,1</b>	<b>16,5</b>	<b>11,5</b>	<b>21,7</b>	<b>5,1</b>	<b>2,7</b>	<b>11,7</b>	<b>8,6</b>	<b>5,3</b>	<b>5,0</b>	<b>13,8</b>	<b>6,7</b>

## Indicador #13

I_ERSE_13: Investimento em Digitalização por metro de rede													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Mirandela	€/ m	0,6	1,5	0,7	0,8	0,5	0,4	1,3	1,2	1,0	1,0	0,8	1,0
Macedo de Cavaleiros	€/ m	0,6	1,5	0,8	0,8	0,5	0,4	1,3	1,2	1,0	1,1	0,9	1,0
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	€/ m	0,5	1,4	0,7	0,8	0,5	0,4	1,3	1,2	1,1	1,1	0,8	1,0
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	€/ m	0,6	1,4	0,7	0,8	0,5	0,4	1,3	1,2	1,1	1,1	0,8	1,0
Póvoa de Lanhoso	€/ m	0,6	1,4	0,7	0,8	0,5	0,4	1,3	1,1	1,0	1,0	0,8	0,9
Alfândega da Fé	€/ m	0,5	1,3	0,7	0,8	0,5	0,4	1,3	1,2	1,1	1,1	0,8	1,0
Carrzeda de Ansiães	€/ m	0,5	1,3	0,7	0,8	0,5	0,4	1,3	1,2	1,1	1,1	0,8	1,0
Freixo de Espada à Cinta	€/ m	0,5	1,3	0,7	0,8	0,5	0,4	1,3	1,2	1,1	1,1	0,8	1,0
Mogadouro	€/ m	0,7	1,4	0,7	0,8	0,5	0,4	1,3	0,5	0,5	0,5	0,8	0,6
Torre de Moncorvo	€/ m	0,7	1,6	0,7	0,8	0,5	0,4	1,3	1,2	1,1	1,1	0,9	1,0
Vila Flor	€/ m	0,6	1,5	0,8	0,8	0,4	0,3	0,9	0,8	0,7	0,7	0,8	0,7
Vimioso	€/ m	0,7	1,7	0,7	0,8	0,5	0,4	1,3	1,2	1,1	1,1	0,9	1,0
Vinhais	€/ m	0,5	1,3	0,7	0,8	0,5	0,4	1,3	1,2	1,1	1,1	0,8	1,0
Terras de Bouro	€/ m	0,6	1,5	0,7	0,8	0,5	0,4	1,3	1,2	1,1	1,1	0,8	1,0
Aljô	€/ m	0,5	1,4	0,7	0,8	0,5	0,4	1,3	1,1	0,9	0,7	0,8	0,9
Boticas	€/ m	0,6	1,5	0,8	0,8	0,4	0,3	1,3	1,1	0,9	0,9	0,8	0,9
Murça	€/ m	0,5	1,3	0,7	0,8	0,5	0,4	1,3	1,2	1,1	1,1	0,8	1,0
Montalegre	€/ m	0,5	1,3	0,7	0,8	0,4	0,3	1,0	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8
Ribeira de Pena	€/ m	0,7	1,8	0,8	0,8	0,5	0,4	1,3	1,2	1,1	1,1	0,9	1,0
Sabrosa	€/ m	0,6	1,4	0,7	0,8	0,5	0,4	1,3	1,2	1,1	1,1	0,8	1,0
Valpaços	€/ m	0,5	1,3	0,7	0,8	0,4	0,3	0,9	0,8	0,7	0,7	0,8	0,7
Vila Pouca de Aguiar	€/ m	0,9	1,7	0,8	0,8	0,5	0,3	1,1	0,9	0,8	0,7	0,9	0,8
Baião	€/ m	0,6	1,6	0,8	0,8	0,4	0,3	0,9	0,8	0,7	0,6	0,9	0,6
Amares	€/ m	9,1	6,8	1,5	0,8	0,4	0,2	0,7	0,5	0,5	0,4	3,7	0,5
Cabeceiras de Basto	€/ m	2,5	2,7	0,9	0,8	0,4	0,3	1,0	0,7	0,6	0,5	1,5	0,6
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€/ m	2,1	1,8	0,7	0,8	0,4	0,3	1,0	0,9	0,8	0,8	1,2	0,8
Vieira do Minho	€/ m	0,7	1,7	0,8	0,8	0,4	0,3	0,9	0,8	0,6	0,6	0,9	0,6
Melgaço	€/ m	2,0	1,9	0,8	0,8	0,5	0,3	1,1	1,0	0,8	0,6	1,2	0,8
Monção	€/ m	1,4	2,4	0,9	0,8	0,5	0,3	1,1	1,0	0,8	0,6	1,2	0,8
Mesão Frio	€/ m	0,6	1,3	0,7	0,8	0,5	0,4	1,2	1,0	0,8	0,7	0,8	0,8
Miranda do Douro	€/ m	1,6	1,8	0,8	0,8	0,5	0,4	1,0	0,8	0,7	0,7	1,1	0,7
<b>Euros / m de rede adquiridas</b>		<b>0,7</b>	<b>1,5</b>	<b>0,8</b>	<b>0,8</b>	<b>0,5</b>	<b>0,3</b>	<b>1,2</b>	<b>1,0</b>	<b>0,9</b>	<b>0,8</b>	<b>0,9</b>	<b>0,8</b>

I_ERSE_13: Investimento em Digitalização por PA													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Mirandela	€/ PA	6,2	15,4	7,9	9,3	5,3	4,2	15,5	14,1	12,8	13,1	8,8	11,9
Macedo de Cavaleiros	€/ PA	13,4	33,5	17,3	19,8	11,2	8,8	32,3	29,2	26,4	27,0	19,0	24,7
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	€/ PA	12,6	31,5	16,6	19,6	11,2	8,9	33,0	30,0	27,3	28,0	18,3	25,5
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	€/ PA	17,1	41,6	21,7	25,6	14,5	11,5	42,6	38,7	35,3	36,2	24,1	32,9
Póvoa de Lanhoso	€/ PA	15,7	39,8	21,0	25,2	14,3	11,3	40,8	36,3	32,3	32,4	23,2	30,6
Alfândega da Fé	€/ PA	15,5	39,7	21,0	25,4	14,4	11,5	42,2	38,3	34,6	35,4	23,2	32,4
Carrzeda de Ansiães	€/ PA	25,3	63,3	32,2	38,2	21,6	17,2	63,2	57,1	51,6	52,7	36,1	48,4
Freixo de Espada à Cinta	€/ PA	19,4	47,6	24,3	29,1	16,6	13,1	48,3	43,7	39,5	40,3	27,4	37,0
Mogadouro	€/ PA	17,0	35,0	16,7	19,6	11,0	8,6	30,9	27,2	23,9	23,8	19,9	22,9
Torre de Moncorvo	€/ PA	20,6	51,5	23,4	26,4	15,0	11,9	43,3	38,9	34,9	35,4	27,4	32,9
Vila Flor	€/ PA	13,3	33,2	17,5	20,1	11,1	8,3	24,7	22,2	20,0	20,3	19,0	19,1
Vimioso	€/ PA	30,5	79,3	42,1	49,3	27,8	22,2	80,6	72,4	64,7	66,0	45,8	61,2
Vinhais	€/ PA	24,8	59,6	30,7	36,6	20,7	16,1	54,6	46,0	38,8	37,4	34,5	38,6
Terras de Bouro	€/ PA	10,2	26,8	13,1	16,1	9,2	7,1	25,4	22,4	19,8	19,6	15,1	18,9
Aljô	€/ PA	18,2	45,9	23,6	28,0	15,6	12,3	44,3	39,3	33,3	31,7	26,3	32,2
Boticas	€/ PA	60,1	152,8	64,9	76,5	37,4	28,7	106,6	87,2	63,5	62,3	78,4	69,6
Murça	€/ PA	16,7	42,4	22,3	26,5	15,0	12,0	44,3	40,1	36,4	37,1	24,6	34,0
Montalegre	€/ PA	20,5	52,4	27,5	33,1	16,1	12,9	45,8	40,4	35,7	35,6	29,9	34,1
Ribeira de Pena	€/ PA	30,7	75,6	40,2	44,0	24,7	19,4	70,0	62,3	55,3	55,5	43,0	52,5
Sabrosa	€/ PA	36,2	75,7	39,2	47,2	26,5	21,0	76,1	68,1	60,6	61,5	44,9	57,5
Valpaços	€/ PA	19,3	48,3	24,6	28,9	15,7	11,7	38,3	33,4	30,1	30,7	27,3	28,8
Vila Pouca de Aguiar	€/ PA	15,5	39,0	20,5	23,6	13,5	9,8	35,9	30,7	26,6	26,2	22,4	25,8
Baião	€/ PA	18,8	47,5	25,3	30,6	16,8	11,2	36,4	31,5	27,9	27,8	27,8	27,0
Amares	€/ PA	n.a.	n.a.	58,7	43,6	16,3	9,6	22,7	16,2	13,3	12,4	39,5	14,8
Cabeceiras de Basto	€/ PA	n.a.	411,0	47,6	42,7	20,0	14,2	49,5	34,6	28,5	27,9	130,3	30,9
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€/ PA	n.a.	31.145,5	92,1	58,6	27,5	19,3	66,3	54,3	44,8	43,5	7.830,9	45,6
Vieira do Minho	€/ PA	100,9	85,4	39,9	43,6	19,5	12,3	43,5	37,8	25,6	24,7	57,9	28,8
Melgaço	€/ PA	n.a.	632,9	120,6	78,1	35,3	22,1	73,7	64,1	55,9	42,5	216,7	51,6
Monção	€/ PA	482,9	70,4	18,9	20,0	10,6	7,4	26,5	23,4	19,9	18,5	120,6	19,1
Mesão Frio	€/ PA	18,3	36,6	18,0	20,9	11,8	9,2	33,1	29,2	25,9	25,6	21,1	24,6
Miranda do Douro	€/ PA	1.075,7	388,0	43,2	37,4	18,8	13,9	38,9	32,5	28,9	29,1	312,6	28,7
<b>Euros / m de rede adquiridas</b>		<b>19,2</b>	<b>45,8</b>	<b>22,1</b>	<b>25,2</b>	<b>13,8</b>	<b>10,6</b>	<b>37,3</b>	<b>32,6</b>	<b>28,6</b>	<b>28,5</b>	<b>25,2</b>	<b>27,5</b>

I_ERSE_13: Investimento em Digitalização por Gás Veiculado													
Descrição		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031
Mirandela	€ / MWh	1,1	2,8	1,5	1,7	1,0	0,8	2,8	2,5	2,3	2,4	1,6	2,2
Macedo de Cavaleiros	€ / MWh	2,3	6,2	3,1	3,6	2,1	1,6	6,0	5,4	5,0	5,1	3,5	4,6
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	€ / MWh	1,1	3,2	1,7	2,0	1,2	0,9	3,3	2,9	2,7	2,7	1,8	2,5
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	€ / MWh	5,1	13,1	6,5	7,8	4,1	3,2	11,7	10,6	9,8	10,0	7,3	9,1
Póvoa de Lanhoso	€ / MWh	3,4	8,5	4,4	4,9	2,6	2,0	7,4	6,6	5,9	5,9	4,8	5,6
Alfândega da Fé	€ / MWh	3,8	10,6	5,6	6,4	3,4	2,6	9,7	8,8	8,1	8,3	6,0	7,5
Carrazeda de Ansiães	€ / MWh	3,8	7,8	4,0	4,4	2,6	2,0	7,4	6,8	6,3	6,4	4,5	5,8
Freixo de Espada à Cinta	€ / MWh	4,0	9,4	5,0	6,8	3,6	2,8	10,3	9,3	8,6	8,8	5,8	7,9
Mogadouro	€ / MWh	3,1	6,1	3,1	3,6	1,9	1,4	5,3	4,7	4,2	4,2	3,6	4,0
Torre de Moncorvo	€ / MWh	4,2	11,6	5,3	5,7	3,3	2,6	9,5	8,7	8,0	8,2	6,0	7,4
Vila Flor	€ / MWh	2,4	5,5	2,9	3,5	1,7	1,2	3,9	3,1	2,8	2,8	3,2	2,7
Vimioso	€ / MWh	6,5	16,2	8,5	8,9	4,9	3,8	14,1	12,8	11,9	12,2	9,0	11,0
Vinhais	€ / MWh	2,2	7,4	3,3	2,5	2,3	1,7	6,4	5,7	5,2	5,2	3,5	4,8
Terras de Bouro	€ / MWh	3,6	7,6	4,0	4,8	2,5	2,0	7,1	6,4	5,8	5,9	4,5	5,4
Alijó	€ / MWh	2,9	7,6	3,7	4,7	2,5	1,9	6,8	5,7	4,9	4,9	4,3	4,8
Boticas	€ / MWh	5,9	23,0	9,5	9,5	6,5	4,9	19,5	17,1	13,6	12,6	10,9	13,5
Murça	€ / MWh	3,4	8,8	4,5	5,3	2,9	2,3	8,4	7,6	7,1	7,3	5,0	6,5
Montalegre	€ / MWh	3,7	9,8	4,9	3,8	2,4	1,7	5,7	4,8	4,4	4,5	4,9	4,2
Ribeira de Pena	€ / MWh	3,6	7,9	4,4	5,1	2,7	2,1	7,8	7,1	6,6	6,7	4,7	6,1
Sabrosa	€ / MWh	4,0	10,3	4,8	5,6	3,3	2,5	9,2	8,3	7,7	7,9	5,6	7,1
Valpaços	€ / MWh	7,0	16,1	7,7	8,3	4,8	3,5	11,3	8,6	7,1	7,2	8,8	7,5
Vila Pouca de Aguiar	€ / MWh	3,5	9,4	5,1	4,8	1,5	1,2	4,2	3,5	2,9	2,8	4,9	2,9
Baião	€ / MWh	2,6	6,5	3,6	4,3	2,4	1,6	4,4	3,4	2,9	2,8	3,9	3,0
Amares	€ / MWh	n.a.	n.a.	48,2	9,8	2,4	1,6	4,7	3,4	2,8	2,7	20,1	3,0
Cabeceiras de Basto	€ / MWh	n.a.	388,2	16,0	8,4	4,5	3,2	10,0	6,6	4,7	4,3	104,3	5,7
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€ / MWh	n.a.	53,1	5,6	4,6	2,5	1,8	6,2	5,1	4,3	4,1	16,4	4,3
Vieira do Minho	€ / MWh	546,8	64,5	14,0	11,3	3,9	2,5	8,6	7,1	4,7	3,8	128,1	5,3
Melgaço	€ / MWh	n.a.	316,8	9,2	6,0	3,4	2,5	8,7	7,7	6,9	6,5	83,9	6,5
Monção	€ / MWh	1.459,9	42,1	5,5	5,2	2,3	1,7	6,0	5,0	3,6	2,8	303,0	3,8
Mesão Frio	€ / MWh	32,1	8,7	4,1	4,9	2,7	2,1	7,7	7,0	6,4	6,6	10,5	5,9
Miranda do Douro	€ / MWh	20.607,3	136,1	10,0	8,0	3,3	2,4	7,3	4,9	3,8	3,8	4.152,9	4,5
<b>Euros / m de rede adquiridas</b>		<b>3,3</b>	<b>8,4</b>	<b>4,0</b>	<b>4,3</b>	<b>2,3</b>	<b>1,8</b>	<b>6,2</b>	<b>5,3</b>	<b>4,6</b>	<b>4,6</b>	<b>4,5</b>	<b>4,5</b>

### Indicador #14

I_ERSE_14: Investimento em Descarbonização do Sistema Nacional de Gás												
Descrição		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
<b>Investimento / Produtor</b>	<b>€ / #</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>567.579</b>	<b>680.179</b>	<b>426.987</b>	<b>n.a.</b>
Mirandela	€ / #	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	130.421	n.a.	n.a.
Melgaço	€ / #	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	284.016	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Póvoa de Lanhoso	€ / #	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	274.980	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Valpaços	€ / #	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	655.228	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Boticas	€ / #	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	191.578	n.a.	n.a.
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€ / #	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	376.273	n.a.	n.a.
<b>Investimento / Gás renovável injetado</b>	<b>€ / MWh</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>21,1</b>	<b>5,2</b>	<b>6,0</b>	<b>1,8</b>	
Mirandela	€ / MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	2,6	0,3	0,3	
Melgaço	€ / MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	284,0	12,8	7,5	7,0	
Póvoa de Lanhoso	€ / MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	18,6	3,5	1,9	1,6	
Valpaços	€ / MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	10,1	0,3	0,2	0,2	
Boticas	€ / MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	40,8	1,1	
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€ / MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	48,5	2,0	
<b>Investimento / Nova extensão de rede</b>	<b>€ / m</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>158,1</b>	<b>n.a.</b>	<b>97,4</b>	<b>n.a.</b>	
Mirandela	€ / m	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
Melgaço	€ / m	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	568,0	n.a.	n.a.	n.a.	
Póvoa de Lanhoso	€ / m	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	92,3	n.a.	n.a.	n.a.	
Valpaços	€ / m	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	89,9	n.a.	n.a.	n.a.	
Boticas	€ / m	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	105,8	n.a.	
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€ / m	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	54,1	n.a.	
<b>Investimento / Consumo abastecido</b>	<b>€ / MWh</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>17,2</b>	<b>6,7</b>	<b>8,3</b>	<b>2,5</b>	
Mirandela	€ / MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	1,2	5,3	0,7	0,6	
Melgaço	€ / MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	83,7	3,7	2,2	1,9	
Póvoa de Lanhoso	€ / MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	17,3	3,2	1,7	1,5	
Valpaços <sup>1)</sup>	€ / MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	15,1	0,4	0,3	0,2	
Boticas	€ / MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	8,3	8,8	135,4	3,2	
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€ / MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	2,6	2,8	31,8	1,3	
<b>Extensão de rede / Gás renovável injetado</b>	<b>m / MWh</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	
Mirandela	m / MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0,0	0,0	0,0	
Melgaço	m / MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0,5	0,5	0,5	0,5	
Póvoa de Lanhoso	m / MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0,2	0,2	0,2	0,2	
Valpaços	m / MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0,1	0,1	0,1	0,1	
Boticas	m / MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0,4	0,4	
Celorico de Basto / Mondim de Basto	m / MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0,9	0,9	

Nota: 1) De notar que os consumos considerados para o polo em questão englobam vários polos diferentes, uma vez que a produção é superior aos consumos do polo, levando a que esta seja distribuída para polos de Alfândega da Fé, Alijó, Carrazeda de Ansiães, Macedo de Cavaleiros, Murça, Sabrosa de Aguiar, Valpaços, Vila Flor e Vila Pouca de Aguiar



# Mais do que uma Rede de Gás

sonorgas 



## Indicadores PDIRD-G 2026

Vila Real, junho de 2026  
(versão corrigida)

# 1. Indicadores Harmonizados e Normalizados, complemento ao PDIRD-G 2026

A atividade de distribuição de gás apresenta uma estrutura económica dominada por custos fixos de plataforma. Uma parcela muito significativa do OPEX e do CAPEX regulatório, como por exemplo e de forma não exaustiva, SCADA, sistemas de informação geográfica, cibersegurança, sistemas de informação e de reporte, edifícios e instalações de suporte, piquete de emergência permanente, competências técnicas internas, engenharia, estrutura organizacional e equipamentos de redundâncias, corresponde a componentes cuja existência e manutenção é condição necessária para operar qualquer licença, independentemente da sua dimensão. Atendendo à existência de uma componente relevante de custos partilhados numa plataforma já consolidada, a alteração do universo de licenças exploradas não se traduz numa alteração proporcional dos custos totais, uma vez que uma parte substancial desses custos mantém natureza estrutural e comum. Nestas circunstâncias, a variação de custos associada a cada licença, quer em cenário de expansão, quer de redução do perímetro operacional, tende a refletir sobretudo custos marginais, e não o custo médio imputável por licença, o que assume particular relevância quer para a leitura comparativa entre operadores, quer para a avaliação regulatória da eficiência sistémica do Sistema Nacional de Gás.

Esta realidade económica condiciona a leitura dos indicadores regulatórios habitualmente usados na caracterização da atividade. Rácios como o OPEX por ponto de abastecimento ou o investimento por MWh veiculado, dividem grandezas financeiras por denominadores de escala. Numa comparação entre operadores, estes rácios refletem em primeira ordem a forma como os custos fixos de plataforma se distribuem pela base servida, a tipologia dominante de consumo e o modelo operativo de cada operador; apenas secundariamente captam a eficiência intrínseca com que cada um gere a sua atividade dentro das restrições estruturais do seu modelo. Escala e eficiência operacional não são sinónimos, nem são mensuráveis pelos mesmos indicadores: a eficiência intrínseca é a capacidade do operador em realizar a sua atividade ao menor custo unitário possível dentro das restrições estruturais em que atua, e a sua leitura é preferencialmente feita por duas vias complementares à comparação estática inter-operadores. A primeira é a trajetória temporal dos indicadores dentro de cada operador, que capta a dinâmica real de melhoria operacional, independentemente do ponto de partida. A segunda é a utilização de indicadores normalizados para as características estruturais de cada operação, designadamente o uso do quilómetro linear de rede como denominador para neutralizar o efeito da baixa densidade demográfica, ou o ajustamento para os custos fixos associados às UAG, que caracterizam modelos operativos estruturalmente mais complexos do que os assentes em ligação à rede nacional de transporte.

Adicionalmente, como complemento ao enquadramento regulatório, apresenta-se um conjunto de indicadores normalizados que ajustam os rácios agregados para as principais variáveis estruturais que diferenciam os modelos operativos, designadamente:

- i) o modelo de abastecimento da rede (com ou sem UAG);
- ii) a dispersão territorial;
- iii) a maturidade das licenças e a densidade demográfica do território servido.

Esta camada complementar não substitui os indicadores harmonizados, funcionando antes como um segundo nível de leitura, articulado com o primeiro, que permite distinguir com maior clareza, entre diferenças de natureza estrutural, inerentes ao modelo operativo, e diferenças associadas à eficiência operacional, estas sim verdadeiramente informativas para efeitos de avaliação regulatória do desempenho. Ainda assim, mesmo com a introdução desta camada adicional, subsiste um efeito residual de escala, intrínseco a qualquer análise baseada em indicadores unitários e decorrente da própria natureza de plataforma dos custos fixos envolvidos, realidade que importa reconhecer explicitamente no exercício de leitura e avaliação regulatória.

Importa ressaltar que os indicadores e considerações apresentados ao longo do presente documento devem ser lidos e interpretados em conjunto com o documento da versão inicial do PDIRD-G 2026 da Sonorgás.

## 1.1. Indicadores definidos pelo Regulador (ERSE)

Dando cumprimento à publicação do Regulador sobre "Lista de Indicadores para elaboração das propostas de PDIRD-G 2026" e complementando a versão inicial do seu PDIRD-G 2026, a Sonorgás apresenta os seguintes indicadores relativos ao seu plano de investimento:

- a) I\_ERSE\_1: Consumo de gás por ponto de abastecimento
- b) I\_ERSE\_2: Consumo de gás por km de rede
- c) I\_ERSE\_3 e I\_ERSE\_4: TOTEX unitário por unidade de energia e por ponto de abastecimento
- d) I\_ERSE\_5 e I\_ERSE\_6: TOTEX com amortização decrescente por unidade de energia e por ponto de abastecimento
- e) I\_ERSE\_7: Percentagem de investimento com vida útil para além do horizonte 2050
- f) I\_ERSE\_8: Impacto do Investimento proposto no RAB
- g) I\_ERSE\_9: Investimento em desenvolvimento e expansão vs extensão de rede
- h) I\_ERSE\_10: Investimento em desenvolvimento e expansão vs PA (por segmento)
- i) I\_ERSE\_11: Investimento em desenvolvimento e expansão vs consumo adicional (por segmento)

- j) L\_ERSE\_12: Investimento em Conformidade e Segurança de Abastecimento
- k) L\_ERSE\_13: Investimento em Digitalização
- l) L\_ERSE\_14: Investimento em Descarbonização do Sistema Nacional de Gás
- m) L\_ERSE\_15: Densificação da rede existente
- n) L\_ERSE\_16: Taxas de concretização das projeções de exercícios anteriores

### **Pressupostos gerais e notas metodológicas**

Antes da apresentação detalhada dos indicadores, sintetizam-se aqui os pressupostos transversais aplicados de forma consistente em todo o documento, evitando a sua repetição indicador a indicador. Os pressupostos específicos a cada indicador são detalhados no respetivo subponto.

Universo considerado: o cálculo dos indicadores reporta-se às 31 licenças exploradas pela Sonorgás, com horizonte temporal de 2022 a 2031 (cinco anos históricos e cinco previsionais), salvo indicação em contrário no indicador respetivo.

Atualização de custos unitários: os valores previsionais incorporam a evolução do deflator do PIB, de forma consistente com a metodologia adotada nos restantes capítulos do PDIRD-G 2026 da Sonorgás.

Segmentação por tipologia de consumo: o documento adota a nomenclatura interna doméstico, serviços e industrial, equivalentes às categorias residencial (RES), terciário (TER) e industrial (INDUST) constantes das diretrizes da ERSE. A Sonorgás não regista pontos de abastecimento no segmento cogeração (COGER), pelo que esta categoria, embora prevista na lista de indicadores publicada pelo Regulador, não é aplicável aos cálculos apresentados.

Considerações específicas adicionais consideradas nas análises ao longo do documento:

- i. Exclusão do investimento em UAG. São apresentados indicadores alternativos que excluem o investimento em UAG, uma vez que a sua racionalidade económica não é captada de forma adequada por um rácio de investimento por PA adicional medido apenas no horizonte 2027-2031. As UAG constituem infraestrutura de base para o abastecimento de redes locais autónomas, permitindo a infraestruturização de novas áreas, a expansão da base potencial de clientes e a angariação progressiva de pontos de abastecimento ao longo de um horizonte temporal superior ao do presente plano. Adicionalmente, a inclusão destes investimentos comprometeria a comparabilidade do indicador, ao confrontar operadores descentralizados, assentes em redes independentes e unidades autónomas de gás, com operadores ligados à RNTG, cujas estruturas de

custos obedecem a lógicas substancialmente distintas. Esses indicadores encontram-se devidamente identificados ao longo do presente documento.

- ii. Exclusão da aquisição da rede de Mogadouro. São apresentados indicadores alternativos que excluem a aquisição da rede de Mogadouro uma vez que, com cerca de 20.900 metros, já se encontra em funcionamento e a gerar benefícios operacionais e comerciais. Por essa razão, o investimento associado à sua eventual aquisição não deve ser considerado no apuramento do indicador de seleção do investimento incremental em desenvolvimento e expansão de rede, uma vez que não corresponde a nova infraestrutura construída no horizonte do presente plano nem a investimento destinado à angariação incremental de PA nos mesmos termos dos restantes projetos analisados. Esses indicadores encontram-se devidamente identificados ao longo do presente documento.

#### a) I\_ERSE\_1: Consumo de gás por ponto de abastecimento:

O indicador, que visa medir o consumo médio anual por ponto de abastecimento, insere-se no âmbito do indicador #1 das mais recentes diretrizes do Regulador, detalhando-se da seguinte maneira:

I_ERSE_1: Consumo de gás Sonorgás por ponto de abastecimento													
Descrição		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2035	2040
<b>BP &lt;</b>	<b>MWh / PA</b>	2,8	2,8	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
<b>Doméstico</b>	<b>MWh / PA</b>	2,2	2,0	2,0	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0
GN veiculado	MWh	56.087	55.853	60.427	65.781	67.017	70.295	71.996	73.288	72.831	73.194	73.355	70.477
Clientes Finais	#	26.018	27.486	29.957	31.433	32.495	33.307	34.366	35.111	35.651	36.031	36.390	35.207
<b>Serviços</b>	<b>MWh / PA</b>	22,3	23,0	26,8	24,6	24,6	25,4	25,0	25,0	24,7	25,1	25,1	25,0
GN veiculado	MWh	20.414	23.136	30.257	29.532	29.988	30.848	31.471	32.672	33.406	34.310	35.020	33.873
Clientes Finais	#	917	1.006	1.128	1.201	1.220	1.216	1.258	1.306	1.350	1.387	1.396	1.356
<b>Indústria</b>	<b>MWh / PA</b>	12,5	21,8	21,0	19,9	19,0	19,5	18,7	18,4	18,6	19,0	18,8	18,5
GN veiculado	MWh	50	632	756	715	703	723	765	845	891	913	901	889
Clientes Finais	#	4	29	36	36	37	37	41	46	48	48	48	48
<b>BP &gt;</b>	<b>MWh / PA</b>	438,6	459,5	432,5	423,3	455,2	461,7	450,7	454,7	445,4	449,2	463,2	454,9
<b>Doméstico</b>	<b>MWh / PA</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GN veiculado	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Clientes Finais	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Serviços</b>	<b>MWh / PA</b>	320,2	346,7	346,6	355,6	383,5	388,7	378,4	372,1	360,1	362,6	378,4	371,6
GN veiculado	MWh	50.914	49.925	52.684	66.144	73.636	76.180	77.190	80.000	82.464	85.937	90.448	87.706
Clientes Finais	#	159	144	152	186	192	196	204	215	229	237	239	236
<b>Indústria</b>	<b>MWh / PA</b>	1.429,2	1.619,5	1.437,4	1.472,9	1.601,7	1.654,9	1.372,3	1.441,9	1.422,5	1.475,8	1.475,8	1.438,0
GN veiculado	MWh	27.155	22.673	18.687	17.675	19.220	19.859	21.956	25.955	28.450	29.517	29.517	28.760
Clientes Finais	#	19	14	13	12	12	12	16	18	20	20	20	20
<b>MP</b>	<b>MWh / PA</b>	-	4.603,2	10.585,7	10.676,5	11.689,4	11.689,4	11.689,4	11.689,4	11.689,4	11.689,4	11.689,4	11.689,4
<b>Doméstico</b>	<b>MWh / PA</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GN veiculado	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Clientes Finais	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Serviços</b>	<b>MWh / PA</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GN veiculado	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Clientes Finais	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Indústria</b>	<b>MWh / PA</b>	-	4.603,2	10.585,7	10.676,5	11.689,4	11.689,4	11.689,4	11.689,4	11.689,4	11.689,4	11.689,4	11.689,4
GN veiculado	MWh	3.706	4.603	10.586	10.676	11.689	11.689	11.689	11.689	11.689	11.689	11.689	11.689
Clientes Finais	#	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<b>GN veiculado / PA</b>	<b>MWh / PA</b>	5,8	5,5	5,5	5,8	6,0	6,0	6,0	6,1	6,2	6,2	6,3	6,3

Tabela 1 – Consumo de gás Sonorgás, por ponto de abastecimento (2022-2040)

De notar que a Sonorgás apresenta um consumo médio de 5,8 MWh/PA entre 2022 e 2026, com o presente plano a projetar um aumento do consumo médio por PA resultante dos investimentos do presente plano de investimento, esperando-se que este chegue a 6,2 MWh/PA em 2031 e 6,3 MWh/PA em 2040, alavancado principalmente pelo crescimento projetado para o segmento terciário e industrial.

Para analisar a evolução dos consumos médios da Sonorgás, é importante considerar dois pressupostos: (i) para o período posterior a 2031, assumiu-se um número anual de ligações de clientes igual ao estimado para 2031; (ii) assumiu-se também uma taxa de saída de clientes aplicável apenas a clientes domésticos e de serviços. Com base nestes pressupostos e em concordância com o Regulador, a empresa prevê reforçar o foco em clientes industriais com consumos médios superiores como complemento ao compromisso da Sonorgás com a expansão do serviço público de distribuição de gás aos territórios do interior norte. Esta abordagem justifica, assim, a ligeira evolução do consumo de gás por ponto de abastecimento apresentada. Adicionalmente, a mesma análise foi executada no âmbito do RMSA-G 2024, em que as projeções de consumo foram elaboradas com base no Cenário Central Ambição, aplicando uma quota de mercado constante a partir de 2025 com referência aos valores reais verificados nesse ano, detalhando-se da seguinte maneira:

I_ERSE_1: Consumo de gás RMSA-G 2024 por ponto de abastecimento													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2035	2040	
<b>BP &lt;</b>	<b>MWh / PA</b>	<b>2,8</b>	<b>2,8</b>	<b>2,9</b>	<b>2,9</b>	<b>3,0</b>	<b>2,9</b>	<b>2,8</b>	<b>2,8</b>	<b>2,7</b>	<b>2,7</b>	<b>2,4</b>	<b>2,1</b>
<b>Doméstico</b>	<b>MWh / PA</b>	<b>2,2</b>	<b>2,0</b>	<b>2,0</b>	<b>2,1</b>	<b>2,1</b>	<b>2,1</b>	<b>2,0</b>	<b>2,0</b>	<b>1,9</b>	<b>1,9</b>	<b>1,7</b>	<b>1,5</b>
GN veiculado	MWh	56.087	55.853	60.427	65.781	68.914	68.914	68.914	68.914	68.914	68.914	62.649	53.252
Clientes Finais	#	26.018	27.486	29.957	31.433	32.495	33.307	34.366	35.111	36.651	36.031	36.390	35.207
<b>Serviços</b>	<b>MWh / PA</b>	<b>22,3</b>	<b>23,0</b>	<b>26,8</b>	<b>24,6</b>	<b>25,4</b>	<b>25,4</b>	<b>24,6</b>	<b>23,7</b>	<b>22,9</b>	<b>22,6</b>	<b>20,1</b>	<b>17,6</b>
GN veiculado	MWh	20.414	23.136	30.257	29.532	30.938	30.938	30.938	30.938	30.938	30.938	28.125	23.907
Clientes Finais	#	917	1.006	1.128	1.201	1.220	1.216	1.258	1.306	1.350	1.367	1.396	1.356
<b>Indústria</b>	<b>MWh / PA</b>	<b>12,5</b>	<b>21,8</b>	<b>21,0</b>	<b>19,9</b>	<b>20,2</b>	<b>20,2</b>	<b>18,3</b>	<b>16,3</b>	<b>15,6</b>	<b>15,6</b>	<b>14,2</b>	<b>12,1</b>
GN veiculado	MWh	50	632	756	715	749	749	749	749	749	749	681	579
Clientes Finais	#	4	29	36	36	37	37	41	46	48	48	48	48
<b>BP &gt;</b>	<b>MWh / PA</b>	<b>438,6</b>	<b>459,5</b>	<b>432,5</b>	<b>423,3</b>	<b>430,4</b>	<b>422,2</b>	<b>399,1</b>	<b>376,9</b>	<b>352,7</b>	<b>341,7</b>	<b>308,2</b>	<b>265,1</b>
<b>Doméstico</b>	<b>MWh / PA</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GN veiculado	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Clientes Finais	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Serviços</b>	<b>MWh / PA</b>	<b>320,2</b>	<b>346,7</b>	<b>346,6</b>	<b>355,6</b>	<b>360,9</b>	<b>353,5</b>	<b>339,7</b>	<b>322,3</b>	<b>302,6</b>	<b>292,4</b>	<b>263,6</b>	<b>226,9</b>
GN veiculado	MWh	50.914	49.925	52.684	66.144	69.293	69.293	69.293	69.293	69.293	69.293	62.994	53.545
Clientes Finais	#	159	144	152	186	192	196	204	215	229	237	239	236
<b>Indústria</b>	<b>MWh / PA</b>	<b>1.429,2</b>	<b>1.619,5</b>	<b>1.437,4</b>	<b>1.472,9</b>	<b>1.543,0</b>	<b>1.543,0</b>	<b>1.028,7</b>	<b>925,8</b>	<b>925,8</b>	<b>841,7</b>	<b>715,4</b>	<b>642,9</b>
GN veiculado	MWh	27.155	22.673	18.687	17.675	18.516	18.516	18.516	18.516	18.516	18.516	16.833	14.308
Clientes Finais	#	19	14	13	12	12	12	16	18	20	20	20	20
<b>MP</b>	<b>MWh / PA</b>	-	<b>4.603,2</b>	<b>10.585,7</b>	<b>10.676,5</b>	<b>11.184,9</b>	<b>11.184,9</b>	<b>11.184,9</b>	<b>11.184,9</b>	<b>11.184,9</b>	<b>11.184,9</b>	<b>10.168,1</b>	<b>8.642,8</b>
<b>Doméstico</b>	<b>MWh / PA</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GN veiculado	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Clientes Finais	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Serviços</b>	<b>MWh / PA</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GN veiculado	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Clientes Finais	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Indústria</b>	<b>MWh / PA</b>	-	<b>4.603,2</b>	<b>10.585,7</b>	<b>10.676,5</b>	<b>11.184,9</b>	<b>11.184,9</b>	<b>11.184,9</b>	<b>11.184,9</b>	<b>11.184,9</b>	<b>11.184,9</b>	<b>10.168,1</b>	<b>8.642,8</b>
GN veiculado	MWh	3.706	4.603	10.586	10.676	11.185	11.185	11.185	11.185	11.185	11.185	10.168	8.643
Clientes Finais	#	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<b>GN veiculado / PA</b>	<b>MWh / PA</b>	<b>5,6</b>	<b>5,5</b>	<b>5,5</b>	<b>5,6</b>	<b>5,9</b>	<b>5,7</b>	<b>5,6</b>	<b>5,4</b>	<b>5,4</b>	<b>5,3</b>	<b>4,8</b>	<b>4,2</b>

Tabela 2 - Consumo de gás RMSA-G 2024, por ponto de abastecimento (2022-2040)

Neste contexto, verifica-se que a evolução projetada da procura conduz a um consumo médio de 5,7 MWh/PA no período compreendido entre 2022 e 2026 e estimam-se consumos médios de 5,5 MWh/PA entre 2027 e 2031, evoluindo para um consumo médio de 4,2 MWh/PA em 2040.

### b) I\_ERSE\_2: Consumo de gás por quilómetro de rede

Este indicador, inserido no âmbito do Indicador #2 presente nas mais recentes diretrizes do Regulador, visa medir a utilização da infraestrutura e detalha-se da seguinte forma para o período em questão:

L_ERSE_2: Consumo de gás por km de rede													
Descrição		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2035	2040
<b>Projeção RMSA-G 2024</b>													
<b>BP</b>	<b>MWh / Km</b>	<b>200,9</b>	<b>178,5</b>	<b>176,9</b>	<b>181,0</b>	<b>182,1</b>	<b>174,8</b>	<b>166,8</b>	<b>157,7</b>	<b>152,1</b>	<b>146,5</b>	<b>133,2</b>	<b>113,2</b>
GN veiculado	MWh	154.619	152.219	162.810	179.846	188.411	188.411	188.411	188.411	188.411	188.411	171.282	145.590
Quilómetros de rede acumulados	Km	770	853	920	993	1.035	1.078	1.130	1.195	1.239	1.286	1.286	1.286
<b>MP</b>	<b>MWh / Km</b>	<b>4,8</b>	<b>5,4</b>	<b>11,5</b>	<b>10,7</b>	<b>10,8</b>	<b>10,4</b>	<b>9,9</b>	<b>9,4</b>	<b>9,0</b>	<b>8,7</b>	<b>7,9</b>	<b>6,7</b>
GN veiculado	MWh	3.706	4.603	10.586	10.676	11.185	11.185	11.185	11.185	11.185	11.185	10.168	8.643
Quilómetros de rede acumulados	Km	770	853	920	993	1.035	1.078	1.130	1.195	1.239	1.286	1.286	1.286
<b>Projeção Sonorgás</b>													
<b>BP</b>	<b>MWh / Km</b>	<b>200,9</b>	<b>178,5</b>	<b>176,9</b>	<b>181,0</b>	<b>184,2</b>	<b>183,6</b>	<b>180,0</b>	<b>178,1</b>	<b>176,0</b>	<b>174,1</b>	<b>174,1</b>	<b>174,1</b>
GN veiculado	MWh	154.619	152.219	162.810	179.846	190.564	197.905	203.379	212.760	218.042	223.871	223.871	223.871
Quilómetros de rede acumulados	Km	770	853	920	993	1.035	1.078	1.130	1.195	1.239	1.286	1.286	1.286
<b>MP</b>	<b>MWh / Km</b>	<b>4,8</b>	<b>5,4</b>	<b>11,5</b>	<b>10,7</b>	<b>11,3</b>	<b>10,8</b>	<b>10,3</b>	<b>9,8</b>	<b>9,4</b>	<b>9,1</b>	<b>9,1</b>	<b>9,1</b>
GN veiculado	MWh	3.706	4.603	10.586	10.676	11.689	11.689	11.689	11.689	11.689	11.689	11.689	11.689
Quilómetros de rede acumulados	Km	770	853	920	993	1.035	1.078	1.130	1.195	1.239	1.286	1.286	1.286
<b>GN veiculado / Km de rede RMSA-G 2024</b>	<b>MWh / Km</b>	<b>205,7</b>	<b>183,9</b>	<b>188,4</b>	<b>191,8</b>	<b>192,9</b>	<b>185,2</b>	<b>176,7</b>	<b>167,1</b>	<b>161,1</b>	<b>155,2</b>	<b>141,1</b>	<b>119,9</b>
<b>GN veiculado / Km de rede Sonorgás</b>	<b>MWh / Km</b>	<b>205,7</b>	<b>183,9</b>	<b>188,4</b>	<b>191,8</b>	<b>195,5</b>	<b>194,4</b>	<b>190,3</b>	<b>187,9</b>	<b>185,5</b>	<b>183,1</b>	<b>183,1</b>	<b>183,1</b>

Tabela 3 – Consumo de gás por km de rede (2022-2040)

A trajetória de estabilização do indicador no horizonte 2023-2026 e o seu posterior decréscimo a partir de 2027, apesar do crescimento consistente do consumo médio por PA, é a expressão direta do compromisso da Sonorgás com a expansão do serviço público de distribuição de gás aos territórios do interior norte. À medida que a rede vai saturando nas zonas de maior densidade dos polos mais maduros, o crescimento da infraestrutura desloca-se progressivamente para áreas de menor densidade populacional, onde cada novo cliente ligado requer mais metros de rede. A evolução do indicador traduz, assim, o cumprimento da missão de serviço público de levar a rede de gás a territórios estruturalmente mais dispersos, contribuindo para a coesão territorial e para o combate à pobreza energética, e não uma perda de eficiência operacional. Adicionalmente, o indicador calculado no âmbito do RMSA-G 2024 evidencia uma tendência decrescente mais acentuada do que a observada para a Sonorgás. Esta diferença resulta da adoção dos níveis de procura do Cenário Central Ambição como referência de mercado, combinada com uma quota constante fixada em 2025, não capturar a fase de desenvolvimento em que se encontram as licenças da Sonorgás. É o caso, em particular, dos 8 polos atribuídos em 2019, que estão ainda numa fase inicial do respetivo ciclo de captação e que suportam, por essa razão, um potencial de crescimento de consumos estruturalmente superior ao que decorre da aplicação de uma quota constante. Em consequência, ao não incorporar este efeito de maturação progressiva das licenças mais recentes, o cenário do RMSA-G 2024 resulta numa trajetória de consumos inferior à que decorre das projeções internas da Empresa, fundadas no plano de expansão e densificação previsto no presente PDIRD-G 2026.

De facto, quando considerado o consumo adicional de gás previsto por quilómetro de rede construído, é de notar que esta expansão de rede contribui diretamente para o incremento nos consumos, tal como detalhado na tabela seguinte:

L_ERSE_2: Consumo de gás adicional por km de rede adicional											
Descrição		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
GN veiculado adicional	MWh	3.857	0	17.393	18.272	13.473	10.509	9.756	13.611	9.689	10.519
Quilómetros de rede construídos / adquiridos	Km	48	83	68	73	41	43	52	44	44	48
<b>GN veiculado / Km de rede</b>	<b>MWh / Km</b>	<b>81</b>	<b>0</b>	<b>258</b>	<b>250</b>	<b>326</b>	<b>243</b>	<b>188</b>	<b>309</b>	<b>220</b>	<b>221</b>

Tabela 4 - Consumo de Gás natural por km de rede adicional (2022-2031)

**c) I\_ERSE\_3 e I\_ERSE\_4: TOTEX unitário por unidade de energia e TOTEX unitário por ponto de abastecimento**

Estes indicadores, inseridos no âmbito do Indicador #3 e #4 presentes nas mais recentes diretrizes do Regulador, visam medir a eficiência da atividade de distribuição e o custo unitário da atividade por cliente, através do rácio entre o TOTEX e, respetivamente, o consumo veiculado e o número de pontos de abastecimento.

Para efeitos do presente exercício, o TOTEX é apurado como a soma de duas componentes: (i) o capital regulatório do período, definido como a amortização do exercício (calculada de forma linear sobre a vida útil económica de cada classe de ativos) acrescida da remuneração do RAB à taxa regulatória em vigor; e (ii) o OPEX da atividade de distribuição. O RAB de partida corresponde ao último valor real auditado disponível, sendo projetado ao longo do horizonte de plano em função das entradas em exploração de novo investimento e das amortizações acumuladas. O detalhe do indicador para o período em questão é o seguinte:

I_ERSE_3 e I_ERSE_4: TOTEX Unitário por unidade de energia e por ponto de abastecimento													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2035	2040	
Remuneração capital	€	9.781.119	11.228.921	12.309.258	12.489.691	13.367.469	14.036.436	13.730.407	14.775.031	15.587.819	15.417.285	12.880.220	12.424.386
Amortização do exercício	€	5.946.336	6.452.852	7.390.699	7.207.593	7.828.345	8.405.410	7.916.166	8.674.022	9.354.482	9.124.022	7.009.976	6.794.657
Remuneração do RAB	€	3.834.783	4.776.070	4.918.560	5.282.098	5.539.124	5.631.027	5.814.241	6.101.009	6.233.337	6.293.263	5.870.245	5.629.729
OPEX Sonorgás	€	4.240.813	4.329.353	4.788.769	5.010.748	5.157.076	5.170.044	5.132.813	5.109.086	5.050.037	4.978.797	5.139.943	4.917.747
OPEX RMSA-G	€	4.240.813	4.329.353	4.788.769	5.010.748	5.121.260	5.113.488	5.108.164	5.102.005	5.080.514	4.800.980	4.920.151	4.632.469
GN veiculado Sonorgás	MWh	158.326	156.822	173.396	190.523	202.253	209.594	215.069	224.449	229.731	235.560	235.560	235.560
GN veiculado RMSA-G	MWh	158.326	156.822	173.396	190.523	199.595	199.595	199.595	199.595	199.595	199.595	181.450	154.233
Pontos de abastecimento	#	27.117	28.680	31.287	32.869	33.957	34.769	35.886	36.697	37.299	37.704	37.704	37.704
<b>Rácios</b>													
I_ERSE_3: Custo total regulatório / GN veiculado Sonorgás	€ / MWh	89	99	99	92	92	92	88	89	90	87	76	74
I_ERSE_3: Custo total regulatório / GN veiculado RMSA-G	€ / MWh	89	99	99	92	93	96	94	100	104	101	96	111
I_ERSE_4: Custo total regulatório / PA	€ / PA	517	542	546	532	546	552	526	542	553	541	478	460
I_ERSE_4: Custo total regulatório RMSA-G / PA	€ / PA	517	542	546	532	544	551	525	542	554	536	472	452

*Tabela 5 – TOTEX unitário por unidade de energia e por ponto de abastecimento, (2022-2031)*

Para o presente exercício, foram assumidos os seguintes pressupostos para anos posteriores a 2031: (i) foi considerado um CAPEX anual de 5.866 milhares de euros, este valor tem como base o mínimo investimento necessário para a normal manutenção dos polos, calculado com base no histórico e sem atualização à inflação; (ii) os consumos de gás Sonorgás e os pontos de abastecimento mantêm-se constantes com os valores de 2031. São ainda considerados dois rácios distintos de TOTEX por unidade de energia consumida: um baseado no OPEX e nos consumos previstos no plano da Sonorgás e outro baseado no OPEX e nos consumos estimados no âmbito do RMSA-G 2024.

Importa ainda, a título de apontamento metodológico, notar que o exercício atual recorre ao método em vigor de cálculo do *price cap*, assente em indutores de pontos de abastecimento e de gás distribuído. Sucede, porém, que uma parte significativa do OPEX corresponde a custos de estrutura, de natureza fixa, e que modelos como o RMSA-G projetam uma redução dos consumos médios de gás por ponto de abastecimento nos próximos períodos regulatórios. Segundo a metodologia atual, esta redução dos consumos traduzir-se-ia numa diminuição proporcional do OPEX. Na prática, porém, mantendo-se os custos de estrutura, a mesma infraestrutura e, em larga

medida, o mesmo número de pontos de abastecimento, essa redução do OPEX não se materializa, pelo que o método tende a subestimar os custos efetivos a recuperar nos próximos períodos regulatórios.

Indicadores que medem TOTEX por unidade de energia consumida ou por ponto de abastecimento servido são fortemente influenciados pelos efeitos de escala que não diferenciam ou ponderam o contexto operacional de cada um dos ORDs. Estes indicadores são fortemente influenciados por fatores estruturais que impactam a estrutura de custos de cada empresa, como a dispersão geográfica, a densidade populacional, o grau de maturidade das licenças, a necessidade de operação de UAG e a extensão de rede e o contexto socioeconómico das regiões onde a Empresa opera. A Sonorgás, como consequência da elevada dispersão territorial e baixa densidade populacional dos seus polos de consumo, que se estendem por uma área de cerca de 11.000 km<sup>2</sup>, é à data de hoje o maior operador de UAG da península ibérica, com 40 em operação, o que representa um modelo operativo distinto do de qualquer outro ORD. A singularidade deste modelo operativo deve ser tida em conta aquando da avaliação da eficiência operacional de cada operador, sendo por isso apresentados no capítulo seguinte uma série de indicadores normalizados passíveis de complementar a leitura dos indicadores propostos pelo regulador, em particular através do exercício de normalização do OPEX e dos indicadores de eficiência de custo, que neutralizam os efeitos de escala e territoriais aqui descritos e permitem uma comparação mais equitativa entre operadores.

**d) I\_ERSE\_5 e I\_ERSE\_6: TOTEX com amortização decrescente por unidade de energia e por ponto de abastecimento**

Estes indicadores, inseridos no âmbito do Indicador #5 e #6 presentes nas mais recentes diretrizes do Regulador e complementando os Indicadores #3 e #4, visam ajustar as medidas de eficiência da atividade de distribuição e do custo unitário por cliente ao risco de obsolescência dos ativos em contexto de descarbonização.

O presente exercício difere do cálculo dos Indicadores #3 e #4 exclusivamente no perfil temporal da amortização do CAPEX regulatório. Enquanto naqueles indicadores se aplica a amortização linear sobre a vida útil económica de cada classe de ativos, neste caso, tal como requisitado pelo Regulador, adota-se o método de amortização pela soma dos dígitos<sup>1</sup>, que produz um perfil decrescente: o encargo de amortização é mais elevado nos primeiros anos de vida do ativo e diminui progressivamente até ao seu termo. O racional metodológico é antecipar a recuperação do capital investido para os primeiros anos do ativo, mitigando o risco de *stranded assets* no horizonte de

---

<sup>1</sup> Nesta metodologia, a amortização do ano  $t$ ,  $A(t) = C \times (n - t + 1) / S$ , em que a soma dos dígitos é  $S = n(n + 1) / 2$ ,  $C$  é o custo de aquisição, em euros, e  $n$  a vida útil do ativo em anos.

descarbonização do Sistema Nacional de Gás, em particular para os investimentos cuja vida útil económica se estende para lá de 2050 (vide Indicador #7).

As restantes componentes do TOTEX (remuneração do RAB e OPEX), bem como a base de partida do RAB, mantêm-se em linha com a metodologia adotada nos Indicadores #3 e #4. Em conformidade com as diretrizes do Regulador, o presente indicador é apresentado para o período previsional (2027-2031), período em que se realizam as entradas em exploração de novos ativos do plano. Por indicação do Regulador, a análise é ainda estendida aos anos de 2035 e 2040, sendo assumidos os mesmos pressupostos aplicados após 2031 nos indicadores #3 e #4. O detalhe do indicador é o seguinte:

I_ERSE_5 e I_ERSE_6: TOTEX com amortização decrescente por unidade de energia e por ponto de abastecimento								
Descrição		2027	2028	2029	2030	2031	2035	2040
Remuneração capital (Perfil decrescente Amortizações)	€	18.642.098	17.537.473	17.803.348	17.589.994	16.637.955	10.965.654	8.763.438
Amortização a taxas decrescentes	€	13.126.790	11.853.666	12.127.783	11.996.760	11.104.656	6.056.183	4.552.635
Remuneração do RAB	€	5.515.308	5.683.807	5.675.565	5.593.234	5.533.299	4.909.471	4.210.803
OPEX	€	5.170.044	5.132.813	5.109.086	5.050.037	4.978.797	5.139.943	4.917.747
OPEX RMSA-G	€	5.113.488	5.108.164	5.102.005	5.080.514	4.800.980	4.920.151	4.632.469
GN veiculado Sonorgás	MWh	209.594	215.069	224.449	229.731	235.560	235.560	235.560
GN veiculado RMSA-G	MWh	199.595	199.595	199.595	199.595	199.595	181.450	154.233
Pontos de abastecimento	#	34.769	35.886	36.697	37.299	37.704	37.704	37.704
I_ERSE_5: Custo total regulatório / GN veiculado Sonorgás	€ / MWh	114	105	102	99	92	68	58
I_ERSE_5: Custo total regulatório / GN veiculado RMSA-G	€ / MWh	119	113	115	114	107	88	87
I_ERSE_6: Custo total regulatório Sonorgás/ PA	€ / PA	685	632	624	607	573	427	363
I_ERSE_6: Custo total regulatório RMSA-G/ PA	€ / PA	683	631	624	608	569	421	355

Tabela 6 -TOTEX com amortização decrescente por unidade de energia e ponto de abastecimento (2022-2031)

#### e) I\_ERSE\_7: Percentagem de investimento com vida útil para além do horizonte 2050

Este indicador, inserido no âmbito do Indicador #7 presente nas mais recentes diretrizes do Regulador, visa avaliar a parcela do investimento proposto cuja vida útil económica se estende para além de 2050, identificando assim a quota de CAPEX cuja amortização se prolongaria para lá da data-alvo de neutralidade carbónica.

O cálculo assenta nos seguintes pressupostos metodológicos: (i) a vida útil de cada projeto é a vida útil económica da classe de ativo a que pertence, conforme as tabelas regulamentares aplicáveis à atividade de distribuição de gás; (ii) a amortização é calculada de forma linear ao longo desse período; (iii) consideram-se como ativos com vida útil para além de 2050 os projetos cuja data de entrada em exploração, somada à respetiva vida útil, ultrapasse esse horizonte.

O indicador é apresentado em duas leituras complementares, em linha com o pedido do Regulador: o rácio entre o investimento PDIRD-G 2026 com vida útil para além de 2050 e o investimento total PDIRD-G 2026 (INV\_APÓS2050/INV\_TOTAL), e o rácio entre o RAB residual em 2050 e o RAB acumulado no final do horizonte temporal do PDIRD-G 2026 (RAB2050/RAB\_2031). O detalhe é o seguinte:

<b>I_ERSE_7: Percentagem de investimento com vida útil para além do horizonte 2050</b>		
<b>Descrição</b>		<b>2050</b>
Investimento Total Acumulado <sup>1)</sup> [A]	€	55.190.181
Investimento após 2050 <sup>1)</sup> [B]	€	3.851.108
RAB 2050 [C]	€	25.052.430
RAB 2031 [D]	€	110.992.301
<b>[B] / [A]</b>	<b>%</b>	<b>7,0%</b>
<b>[C] / [D]</b>	<b>%</b>	<b>22,6%</b>

Nota: 1) Líquido de contadores.

Tabela 7 – Percentagem de investimento com vida útil para além do horizonte 2050

A leitura conjunta destas duas métricas deve ser feita à luz do enquadramento regulatório e setorial em que o PDIRD-G 2026 é elaborado. A mitigação do risco de obsolescência de ativos não se obtém pela contração do investimento estritamente necessário ao cumprimento da missão de serviço público de distribuição de gás e à manutenção dos níveis de segurança e qualidade de serviço, mas através do enquadramento regulatório aplicável a esses ativos no horizonte da sua vida útil. A este propósito, importa sublinhar que a transição energética e o papel das redes de gás no transporte de gases renováveis e de baixo carbono para além de 2050 permanecem em discussão setorial e europeia, pelo que a leitura linear destes rácios como expressivos de *stranded asset risk* deve ser feita com cautela.

#### f) I\_ERSE\_8: Impacto do Investimento proposto no RAB

Este indicador, inserido no âmbito do Indicador #8 presente nas mais recentes diretrizes do Regulador, visa medir o impacto do investimento proposto no RAB da empresa e detalha-se da seguinte forma para o período em questão.

<b>I_ERSE_8: Impacto do Investimento proposto no RAB</b>		
<b>Descrição</b>		<b>PDIRD-G 2026</b>
Investimento Total Acumulado <sup>1)</sup> [A]	€	55.190.181
RAB Líquido [B]	€	97.691.785
RAB Bruto [C]	€	154.938.923
<b>[A] / [B]</b>	<b>%</b>	<b>56,5%</b>
<b>[A] / [C]</b>	<b>%</b>	<b>35,6%</b>

Nota: 1) Líquido de contadores.

Tabela 8 – Impacto do investimento proposto no RAB (2027-2031)

É de notar que relativamente aos elementos presentes na tabela 8, de acordo com os requisitos do regulador, esta apresenta:

- i) O Investimento total acumulado corresponde ao valor total de todos os investimentos propostos em sede de PDIRD-G 2026;
- ii) O RAB líquido corresponde ao valor do RAB da Empresa a 2025, o ano anterior à apresentação da proposta de PDIRD-G 2026;
- iii) O RAB bruto corresponde ao valor do RAB da Empresa a 2025, excluindo o efeito das amortizações.

O investimento total acumulado de 55.190 milhares de euros representa um crescimento anual de c. de 7,1% do RAB bruto nos anos de vigência do PDIRD-G 2026, o que se traduz numa previsão de aumento do RAB bruto da Empresa em 36% com os investimento propostos no presente plano.

De facto, o presente plano, tal como mencionado na proposta de PDIRD-G 2026, é caracterizado pela sua sustentabilidade económica e pelo seu impacto positivo no sistema, com o plano a gerar um prémio estimado de cerca de 10 milhões de euros para o sistema regulado, evidenciando assim uma trajetória de crescimento da base de ativos da Sonorgás que é sustentável face ao atual RAB da Empresa e à atual dimensão do Sistema Nacional de Gás.

#### g) I\_ERSE\_9: Investimento em desenvolvimento e expansão vs extensão de rede

O presente indicador visa dar resposta ao indicador #9 das diretrizes do Regulador. Abaixo apresenta-se um resumo dos valores agregados, com o valor por polo a ser apresentado no anexo. Conforme explicitado na proposta do PDIRD-G 2026, o investimento na rede de Mogadouro, nas UAGs e nos Contadores apresenta características específicas, pelo que se apresentam indicadores alternativos ajustados que excluem estes investimentos, permitindo uma leitura mais representativa do esforço de investimento na rede.

I_ERSE_9: Investimento em desenvolvimento e expansão vs extensão de rede													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Desenvolvimento e expansão	€	7.419.394	7.696.865	8.097.260	8.404.938	8.856.644	7.050.133	9.280.265	8.258.454	7.383.384	7.479.448	39.475.101	39.451.685
Desenvolvimento e expansão ajustado <sup>1)</sup>	€	4.704.729	6.641.344	7.605.723	7.835.238	5.714.374	6.018.532	7.761.996	7.054.636	7.062.490	7.164.753	32.501.407	35.062.406
Metros de rede construídos / adquiridos	m	47.702	83.288	67.519	72.981	41.321	43.185	51.897	64.883	43.976	47.512	312.811	251.453
Metros de rede construídos / adquiridos ajustado <sup>1)</sup>	m	47.702	83.288	67.519	72.981	41.321	43.185	51.897	43.983	43.976	47.512	312.811	230.553
€/m de rede construído / adquirido	€/m	155,6	92,4	119,9	128,9	165,9	163,3	178,8	127,3	167,9	157,4	126,2	156,9
€/m de rede construído / adquirido ajustado	€/m	98,6	79,7	112,6	107,4	138,3	139,4	149,6	160,4	160,6	150,8	103,9	152,1

<sup>1)</sup> O presente montante exclui investimento efetuado na rede de Mogadouro, UAG e Contadores

Tabela 9 - Investimento em desenvolvimento e expansão vs extensão de rede (2022-2031)

De 2022 a 2026, o valor agregado do investimento em desenvolvimento e expansão por extensão de rede construída ou adquirida foi de 126,2 €/m, enquanto que no período 2027-2031 fixou-se em 156,9 €/m. Por outro lado, de 2022 a 2026, o valor agregado do investimento em desenvolvimento e expansão por extensão de rede construída ou adquirida ajustado foi de 103,9 €/m, enquanto que de 2027 a 2031 o mesmo se situou nos 152,1 €/m. Esta trajetória reflete dois fatores convergentes que importa enquadrar.

O primeiro é de natureza operacional e decorre da maturação progressiva da rede da Sonorgás. À medida que a empresa avança na implantação da rede, a infraestrutura instalada passa a cobrir uma parte crescente da área de cada licença, o que reduz progressivamente a necessidade de construção de rede adicional para ligar novos clientes. Em consequência, o peso relativo da construção de rede no investimento total em desenvolvimento e expansão tende a diminuir ao longo do tempo, enquanto cresce a importância relativa de rubricas associadas à ligação de clientes sobre a rede já existente, designadamente conversões, reconversões, ramais, redutores e outros investimentos complementares. O indicador reflete diretamente esta dinâmica: um mesmo euro investido traduz-se em menos metros de rede adicional à medida que a operação amadurece, não por perda de eficiência, mas porque a rede passa a servir uma função crescente de densificação em vez de expansão extensiva.

O segundo fator é a atualização dos custos unitários à evolução do deflator do PIB, aplicada de forma consistente com a metodologia adotada em todo o plano, que incorpora naturalmente o efeito acumulado da inflação do período.

Como referido anteriormente, os investimentos associados à aquisição da rede em Mogadouro e à implementação de UAG foram ajustados no presente cálculo, não sendo considerados para o apuramento do presente indicador.

#### h) I\_ERSE\_10: Investimento em desenvolvimento e expansão vs PA

O presente indicador visa dar resposta ao indicador #10 das diretrizes do Regulador. Abaixo apresenta-se um resumo dos valores agregados, com o valor por polo a ser apresentado no anexo. São igualmente apresentados os respetivos indicadores ajustados, conforme referido no indicador #9.

I_ERSE_10: Investimento em desenvolvimento e expansão vs PA (por segmento)													
Descrição		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031
Desenvolvimento e expansão	€	7,419,394	7,696,865	8,097,260	8,404,938	8,856,644	7,050,133	9,280,265	8,258,454	7,383,384	7,479,448	39,475,101	39,451,685
Desenvolvimento e expansão ajustado <sup>1)</sup>	€	4,704,729	6,641,344	7,605,723	7,835,238	5,714,374	6,018,532	7,761,996	7,054,636	7,062,490	7,164,753	32,501,407	35,062,406
<b>Por segmento</b>													
Doméstico	€/ PA	6,358	5,243	3,277	6,372	5,163	5,007	5,557	5,836	5,675	6,248	4,991	5,643
Serviços	€/ PA	164,875	104,012	62,287	87,897	167,235	282,005	114,571	93,846	76,910	115,068	99,434	111,132
Indústria	€/ PA	n.a.	366,517	1,349,543	n.a.	8,856,644	n.a.	1,031,141	1,032,307	1,845,846	n.a.	1,518,273	1,878,652
<b>Por segmento ajustado<sup>1)</sup></b>													
Doméstico	€/ PA	4,031	4,524	3,078	5,308	4,303	4,275	4,648	4,986	5,429	5,986	4,109	5,015
Serviços	€/ PA	104,550	89,748	58,506	73,227	139,375	240,741	95,827	80,166	73,568	110,227	81,868	98,767
Indústria	€/ PA	n.a.	316,254	1,267,620	n.a.	5,714,374	n.a.	862,444	881,830	1,765,623	n.a.	1,250,054	1,669,638
<b>€/ PA</b>	<b>€/ PA</b>	<b>6,127</b>	<b>4,924</b>	<b>3,106</b>	<b>5,945</b>	<b>5,095</b>	<b>4,920</b>	<b>5,273</b>	<b>5,466</b>	<b>5,270</b>	<b>5,927</b>	<b>4,737</b>	<b>5,355</b>
<b>€/ PA ajustado</b>	<b>€/ PA</b>	<b>3,885</b>	<b>4,249</b>	<b>2,917</b>	<b>4,953</b>	<b>4,171</b>	<b>4,200</b>	<b>4,410</b>	<b>4,669</b>	<b>5,041</b>	<b>5,677</b>	<b>3,900</b>	<b>4,759</b>

<sup>1)</sup> O presente montante exclui investimento efetuado na rede de Mogadouro, UAG e Contadores

Tabela 10 - Investimento em desenvolvimento e expansão vs PA (por segmento) (2022-2031)

De 2022 a 2026, o valor agregado do investimento em desenvolvimento e expansão por PA ajustado foi de 4.737 €/PA, que se traduziu num valor agregado de 4.991 €/PA no segmento doméstico, 99.434 €/PA no segmento serviços e 1.518.273 €/PA no segmento industrial. Relativamente aos valores de 2027 a 2031, prevê-se que o valor agregado de investimento em desenvolvimento e expansão por PA seja de 5.355 €/PA, que se refletirá num

valor de 5.643 €/PA para o segmento doméstico, 111.132 €/PA para o segmento serviços e 1.878.652 €/PA para o segmento industrial.

Por outro lado de 2022 a 2026, o valor agregado do investimento em desenvolvimento e expansão por PA ajustado foi de 3.900 €/PA, que se refletiu num valor agregado de 4.109 €/PA no segmento doméstico, 81.868 €/PA no segmento serviços e 1.250.054 €/PA no segmento industrial. No que respeita aos valores de 2027 a 2031, o valor agregado de investimento em desenvolvimento e expansão por PA prevê-se que seja de 4.759 €/PA, que se refletirá num valor de 5.015 €/PA para o segmento doméstico, 98.767 €/PA para o segmento serviços e 1.669.638 €/PA para o segmento industrial.

As nomenclaturas internas doméstico, serviços e industrial correspondem, respetivamente, às categorias RES, TER e INDUST nas diretrizes do Regulador; o segmento cogeração (COGER) não é aplicável à atividade da Sonorgás, dado que a Empresa não regista pontos de abastecimento nesse segmento. **Nota metodológica:** o cálculo dos valores por segmento utiliza no numerador o investimento total em desenvolvimento e expansão (não segmentado), dividido pelos PA de cada segmento. Não se procede, por conseguinte, à separação do investimento por segmento de procura; os valores por segmento apresentados refletem o esforço total de expansão normalizado pela base de PA de cada uma das categorias. Esta opção explica a magnitude dos valores nos segmentos com menor número de PA, designadamente o segmento industrial.

**i) I\_ERSE\_11: Investimento em desenvolvimento e expansão vs consumo adicional**

O presente indicador visa dar resposta ao indicador #11 das diretrizes do Regulador. Abaixo apresenta-se um resumo dos valores agregados, com o valor por polo a ser apresentado no anexo. São igualmente apresentados os respetivos indicadores ajustados, conforme referido no indicador #9.

I_ERSE_11: Investimento em desenvolvimento e expansão vs consumo adicional (por segmento)													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Desenvolvimento e expansão	€	7.419.394	7.696.865	8.097.260	9.404.938	6.856.644	7.050.133	9.280.265	8.258.454	7.383.384	7.479.448	39.475.101	39.451.685
Desenvolvimento e expansão ajustado <sup>1)</sup>	€	4.704.729	6.641.344	7.605.723	7.835.238	5.714.374	6.018.532	7.761.996	7.054.636	7.062.490	7.164.753	32.501.407	35.062.406
<b>Por segmento</b>													
Doméstico	€/ MWh	0	32.618	1.670	1.607	3.823	1.549	3.092	3.053	6.652	3.692	9.930	3.806
Serviços	€/ MWh	787	2.902	777	703	751	1.330	2.333	1.332	1.223	1.011	1.184	1.446
Indústria	€/ MWh	0	0	3.819	0	2.692	10.713	3.342	1.755	2.906	6.870	3.255	5.117
<b>Por segmento ajustado<sup>1)</sup></b>													
Doméstico	€/ MWh	0	28.145	1.569	1.338	3.186	1.322	2.586	2.608	6.363	3.527	8.560	3.281
Serviços	€/ MWh	499	2.504	730	586	626	1.136	1.951	1.138	1.170	968	989	1.272
Indústria	€/ MWh	0	0	3.587	0	2.244	9.146	2.795	1.500	2.780	6.581	2.915	4.560
€/ GN veiculado adicional	€/ MWh	1.923	0	466	515	509	671	951	607	762	711	683	740
€/ GN veiculado adicional ajustado	€/ MWh	1.228	0	437	429	424	573	796	518	729	681	502	659

<sup>1)</sup> O presente montante exclui investimento efetuado na rede de Mogadouro, UAG e Contadores

Tabela 11 - Investimento em desenvolvimento e expansão vs consumo adicional (por segmento) (2022-2031)

De 2022 a 2026, o valor agregado do investimento em desenvolvimento e expansão por MWh veiculado adicional foi de 683 €/MWh, que se traduziu num valor agregado de 9.930 €/MWh no segmento doméstico, 1.184€/MWh no segmento serviços e 3.255 €/MWh no segmento industrial. Relativamente aos valores de 2027 a 2031, prevê-

se que o valor agregado de investimento em desenvolvimento e expansão por PA seja de 740 €/MWh, que se refletiu num valor de 3.606 €/MWh para o segmento doméstico, 1.446 €/MWh para o segmento serviços e 5.117 €/MWh para o segmento industrial. Por outro lado de 2022 a 2026, o valor agregado do investimento em desenvolvimento e expansão por MWh veiculado adicional foi de 502 €/MWh, que se refletiu num valor agregado de 8.560 €/MWh no segmento doméstico, 989 €/MWh no segmento serviços e 2.915 €/MWh no segmento industrial. No que respeita aos valores de 2027 a 2031, o valor agregado de investimento em desenvolvimento e expansão por GN veiculado adicional prevê-se que seja de 659 €/MWh, que se refletiu num valor de 3.281 €/MWh para o segmento doméstico, 1.272 €/MWh para o segmento serviços e 4.560 €/MWh para o segmento industrial.

Tal como referido no indicador anterior, doméstico, serviços e industrial correspondem às categorias RES, TER e INDUST do Regulador, e o segmento cogeração (COGER) não é aplicável. Aplica-se a mesma convenção metodológica do indicador anterior: o numerador corresponde ao investimento total em desenvolvimento e expansão (não segmentado), sendo dividido pelo consumo adicional de cada segmento. Os valores por segmento traduzem, assim, o esforço total de investimento normalizado pelo consumo adicional de cada categoria, o que explica a magnitude do indicador nos segmentos com menor contributo para o consumo adicional, em particular no segmento doméstico.

É de notar que durante o ano de 2023 e em consequência da invasão da Ucrânia por parte da Rússia, os preços de gás registaram valores excecionalmente elevados que levaram a uma redução no consumo neste ano face ao ano anterior, levando a um efeito negativo no indicador em questão.

## j) I\_ERSE\_12: Investimento em Conformidade e Segurança de Abastecimento

O presente indicador visa dar resposta ao indicador #12 das diretrizes do Regulador, o qual permite avaliar o investimento nesta tipologia face às principais grandezas físicas (metros de rede adicionais, PAs angariados e consumos adicionais de gás) que permitem caracterizar a utilização da infraestrutura da Sonorgás. Abaixo apresenta-se um resumo dos valores agregados, com o valor por polo a ser apresentado no anexo. São igualmente apresentados os respetivos indicadores ajustados, excluindo a renovação de contadores.

I_ERSE_12: Investimento em Conformidade e Segurança de Abastecimento													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Conformidade e segurança	€	2.233.953	2.592.847	1.997.403	4.140.098	1.082.064	654.786	2.608.634	1.941.838	1.328.744	1.309.435	12.046.364	7.843.437
Conformidade e segurança ajustado <sup>1)</sup>		2.233.953	2.592.847	1.997.403	4.140.098	1.024.456	570.717	2.522.218	1.935.868	1.207.630	1.166.808	11.988.756	7.403.242
<b>Indicadores</b>													
Investimento / Rede	€/ m	3	3	2	4	1	1	2	2	1	1	3	1
Investimento / PA	€/ PA	82	90	64	126	32	19	73	53	36	35	79	43
Investimento / Gás veiculado	€/ MWh	14	17	12	22	5	3	12	9	6	6	14	7
<b>Indicadores ajustados<sup>1)</sup></b>													
Investimento / Rede	€/ m	3	3	2	4	1	1	2	2	1	1	3	1
Investimento / PA	€/ PA	82	90	64	126	30	16	70	53	32	31	79	41
Investimento / Gás veiculado	€/ MWh	14	17	12	22	5	3	12	9	5	5	14	7

1) Exclui investimento em renovação de contadores

Tabela 12 - Investimento em Conformidade e Segurança de Abastecimento (2022-2031)

### k) I\_ERSE\_13: Investimento em Digitalização

O presente indicador visa dar resposta ao indicador #13 das diretrizes do Regulador, o qual permite avaliar o investimento nesta tipologia face às principais grandezas físicas (metros de rede adicionais, PAs angariados e consumos adicionais de gás) que permitem caracterizar a utilização da infraestrutura da Sonorgás. Abaixo apresenta-se um resumo dos valores agregados, com o valor por polo a ser apresentado no anexo.

I_ERSE_13: Investimento em Digitalização													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Digitalização	€	520.752	1.314.866	691.956	828.493	469.828	367.700	1.337.250	1.195.750	1.068.000	1.075.000	3.825.896	5.043.700
<b>Indicadores</b>													
Investimento / Rede	€/ m	1	2	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1
Investimento / PA	€/ PA	19	46	22	25	14	11	37	33	29	29	25	28
Investimento / Gás veiculado	€/ MWh	3	8	4	4	2	2	6	5	5	5	4	5

Tabela 13 – Investimento em Digitalização (2022-2031)

### l) I\_ERSE\_14: Investimento em Descarbonização do Sistema Nacional de Gás

O presente indicador visa dar resposta ao indicador #14 das diretrizes do Regulador, o qual permite avaliar o investimento nesta tipologia face às principais grandezas físicas (metros de rede adicionais, PAs angariados e consumos adicionais de gás) que permitem caracterizar a utilização da infraestrutura da Sonorgás. Abaixo apresenta-se um resumo dos valores agregados, com o valor por polo a ser apresentado no anexo.

I_ERSE_14: Investimento em Descarbonização do Sistema Nacional de Gás													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Descarbonização do Sistema Nacional de Gás	€	0	37.500	0	49.322	191.808	230.431	1.702.737	680.179	853.974	260.879	278.630	3.728.200
<b>Indicadores</b>													
Investimento / Produtor	€/ #	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	567.579	680.179	426.987	n.a.	n.a.	558.248
Investimento / Gás renovável injetado	€/ MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	21	5	6	2	n.a.	9
Investimento / Nova extensão de rede	€/ m	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	158	n.a.	97	n.a.	n.a.	128
Investimento / Consumo abastecido	€/ MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	17	7	8	3	n.a.	9
Extensão de rede / Gás renovável injetado	m / MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0,13	0,08	0,14	0,14	n.a.	0,12

Tabela 14 – Investimento em Descarbonização do Sistema Nacional de Gás (2022-2031)

As diretrizes do Regulador para o Indicador #14 preveem o cálculo de cinco rácios complementares: investimento em descarbonização por número de produtores ligados à rede (NPROD), por injeção de gases renováveis na rede (INJ\_REDE), por extensão de rede dedicada à injeção (NEXT\_INJ), por consumo total (CONS), bem como o rácio NEXT\_INJ/INJ\_REDE. Os cinco rácios são apresentados na Tabela 13 acima, a partir do ano de 2027, inclusive. Para os anos anteriores (período histórico 2022-2026), os rácios NPROD, INJ\_REDE e NEXT\_INJ não são apuráveis: a rede da Sonorgás não tinha, nesse período, produtores de gases renováveis ligados, infraestrutura dedicada à injeção, nem volumes injetados, pelo que os denominadores correspondentes são estruturalmente nulos. Os primeiros produtores estão previstos para o período 2028-2030.

No âmbito deste investimento, é de notar que apesar de existirem investimentos em descarbonização em todos os anos do plano apresentado, apenas em 2028, 2029 e 2030 este investimento é realizado por forma a proceder à ligação de produtores de gases renováveis à rede de distribuição da Sonorgás. Apesar de alguns dos projetos implicarem a extensão da rede para a ligação dos produtores, alguns dos polos visados não possuem atualmente consumos suficientes para incorporar a totalidade do biometano produzido via gasoduto, pelo que uma parte desta produção se prevê que venha a ser distribuída via cisterna por vários polos. Para mais informação vide capítulo 5.1.2.3 da proposta do PDIRD-G 2026 da Sonorgás.

#### m) I\_ERSE\_15: Densificação da rede existente

O presente indicador visa dar resposta ao indicador #15 das diretrizes do Regulador, avaliando o grau de densificação da rede existente. Abaixo apresenta-se um resumo dos valores agregados, com o valor por polo a ser apresentado no anexo.

I_ERSE_15: Densificação da rede existente											
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Investimento em Densificação (INV <sub>DENSIF</sub> )	€	860.308	2.123.015	1.666.691	1.966.204	716.632	1.001.832	1.776.141	1.448.510	1.517.107	1.725.511
Investimento em Desenvolvimento e Expansão da Rede (INVDES_EXP)	€	3.841.827	4.514.045	5.902.270	5.854.429	4.997.741	5.016.700	5.985.855	5.606.126	5.545.383	5.439.242
Volume de Consumo adicional (NCONS)	MWh	3.857	0	17.393	18.272	13.473	10.509	9.756	13.611	9.689	10.519
Nova extensão da rede (NEXT)	m	47.702	83.288	67.519	72.981	41.321	43.185	51.897	43.983	43.976	47.512
<b>Rátios</b>											
a1) INV <sub>DENSIF</sub> / INV <sub>DES_EXP</sub>	%	0,22	0,47	0,28	0,34	0,14	0,20	0,30	0,26	0,27	0,32
a2) NCONS / NEXT	MWh / m	0,08	0,00	0,26	0,25	0,33	0,24	0,19	0,31	0,22	0,22

Tabela 15 – Densificação da rede existente (2022-2031)

Relativamente a este exercício, é de notar que o mesmo foi realizado desenhando um polígono sobre a rede existente no início de cada ano em análise, com o investimento a ser efetuado dentro desse polígono a ser considerado como densificação da rede existente e o restante investimento a ser considerado como investimento em desenvolvimento e expansão.

Dadas as restrições temporais da presente análise, ao invés de considerar o investimento efetivo para os anos históricos, o mesmo foi dividido considerando apenas quantidades em cada uma das categorias e o preço médio da infraestrutura por polo para o ano em questão. Esta simplificação metodológica foi adotada exclusivamente para o período histórico (2022-2026), em virtude das restrições temporais para apuramento integral. Para o período do plano (2027-2031), os valores correspondem ao investimento efetivamente previsto em cada categoria.

Adicionalmente, é de notar que no caso das 8 licenças, uma parte significativa dos investimentos propostos é enquadrável em investimentos de licença, os quais diferem das tipologias de investimento consideradas no presente indicador, uma vez que se referem a obrigações legais da Empresa para com o Concedente.

Como referido anteriormente, os investimentos associados à aquisição da rede em Mogadouro e à implementação de UAG foram ajustados no presente cálculo, não sendo considerados para o apuramento do presente indicador.

**n) I\_ERSE\_16: Taxas de concretização das projeções de exercícios anteriores**

O presente indicador visa dar resposta ao indicador #16 das diretrizes do Regulador, avaliando o grau de concretização das projeções apresentadas pelo ORD nos exercícios de PDIRD-G anteriores em comparação com os exercícios reais observados. Abaixo apresenta-se um resumo dos valores agregados, com o valor por polo a ser apresentado no anexo.

I_ERSE_16: Taxas de concretização das projeções de exercícios anteriores						
Descrição		PDIRD-G 2020		PDIRD-G 2022		PDIRD-G 2024
		2021	2022	2023	2024	2025
<b>Valores Reais [A]</b>						
Investimento	€	12.014.286	10.174.099	11.642.078	10.786.619	14.422.850
Consumo de Gás	MWh	156.063	158.326	156.822	173.396	190.523
BP <	MWh	77.009	76.551	79.622	91.440	96.028
BP >	MWh	69.428	78.069	72.598	71.370	83.819
MP	MWh	9.626	3.706	4.603	10.586	10.676
Pontos de Abastecimento	#	25.906	27.117	28.680	31.287	32.869
BP <	#	25.732	26.939	28.521	31.121	32.670
BP >	#	173	178	158	165	198
MP	#	1	0	1	1	1
Consumo por ponto de abastecimento	MWh / PA	6,0	5,8	5,5	5,5	5,8
BP <	MWh / PA	3	3	3	3	3
BP >	MWh / PA	401	439	459	433	423
MP	MWh / PA	9.626	0	4.603	10.586	10.676
Investimento total por unidade de energia	€ / MWh	77	64	74	62	76
BP <	€ / MWh	156	133	146	118	150
BP >	€ / MWh	173	130	160	151	172
MP	€ / MWh	1.248	2.745	2.529	1.019	1.351
Investimento total por ponto de abastecimento	€ / PA	464	375	406	345	439
BP <	€ / PA	467	378	408	347	441
BP >	€ / PA	69.447	57.158	73.684	65.373	72.843
MP	€ / PA	12.014.286	0	11.642.078	10.786.619	14.422.850
<b>Valores Previsionais [B]</b>						
Investimento	€	19.061.647	28.329.548	26.856.772	26.724.491	14.434.929
Consumo de Gás	MWh	169.338	231.453	205.886	268.471	192.827
BP <	MWh	88.962	117.504	109.821	146.639	101.414
BP >	MWh	80.377	113.949	96.065	121.831	79.855
MP	MWh	0	0	0	0	11.557
Pontos de Abastecimento	#	28.088	40.713	39.983	51.870	33.113
BP <	#	27.913	40.424	39.723	51.511	32.922
BP >	#	175	289	260	359	190
MP	#	0	0	0	0	1
Consumo por ponto de abastecimento	MWh / PA	6,0	5,7	5,1	5,2	5,8
BP <	MWh / PA	3	3	3	3	3
BP >	MWh / PA	459	394	369	339	420
MP	MWh / PA	0	0	0	0	11.557
Investimento total por unidade de energia	€ / MWh	113	122	130	100	75
BP <	€ / MWh	214	241	245	182	142
BP >	€ / MWh	237	249	280	219	181
MP	€ / MWh	0	0	0	0	1.249
Investimento total por ponto de abastecimento	€ / PA	679	696	672	515	436
BP <	€ / PA	683	701	676	519	438
BP >	€ / PA	108.924	98.026	103.295	74.441	75.973
MP	€ / PA	0	0	0	0	14.434.929
<b>Rácios [A] / [B]</b>						
Consumo de Gás	%	0,92	0,68	0,76	0,65	0,99
Pontos de Abastecimento	%	0,92	0,67	0,72	0,60	0,99
Consumo por ponto de abastecimento	%	1,00	1,03	1,06	1,07	1,00
Investimento total por unidade de energia	%	0,68	0,53	0,57	0,62	1,01
Investimento total por ponto de abastecimento	%	0,68	0,54	0,60	0,67	1,01

Tabela 16 – Taxas de concretização das projeções dos exercícios anteriores (2021-2025)

A presente análise compara as projeções dos PDIRD-G 2020, 2022 e 2024 com a execução real observada, em base agregada. A desagregação por concelho e por nível de pressão (MP/BP), prevista nas diretrizes do Regulador para as variáveis físicas (consumo, número de PA e consumo/PA), não foi possível concluir em tempo útil para a presente submissão, mantendo-se a Sonorgás a trabalhar nessa desagregação, com vista à sua disponibilização em versão subsequente.

Importa sublinhar, no entanto, uma limitação estrutural relevante à leitura deste indicador. O exercício de concretização assume, implicitamente, que cada PDIRD-G foi aprovado em tempo útil e nos termos propostos,

traduzindo-se em sinais tarifários e financeiros que viabilizassem a execução do investimento planeado. No caso da Sonorgás, essa premissa não se verificou plenamente nos exercícios anteriores: os processos regulatórios relativos aos PDIRD-G 2020 e 2022 não foram concluídos no horizonte temporal do respetivo plano, e a pronúncia regulatória sobre o PDIRD-G 2024 ocorreu já no decurso do período de execução, em janela temporal que limitou a sua incorporação atempada no ciclo de planeamento, contratação e construção dos projetos propostos.

Em consequência, os valores reais observados no período não traduzem a execução do investimento tal como proposto: refletem antes o esforço de investimento que a Sonorgás conseguiu prosseguir dentro do quadro tarifário e regulatório efetivamente vigente em cada momento. A comparação direta entre o previsto e o realizado nos PDIRD-G 2020 e 2022 mede, por isso, em maior medida o efeito da assincronia entre o ciclo de pronúncia regulatória e o horizonte de execução dos projetos do que a capacidade de execução ou a fiabilidade do planeamento da Empresa.

O PDIRD-G 2024, ainda que também afetado pelo desfasamento temporal entre a apresentação do plano e a respetiva pronúncia, oferece a leitura mais defensável deste indicador no exercício atual: a comparação previsto/real para o ano de 2025 revela um desvio de apenas 0,1%, evidência de uma metodologia de planeamento robusta e de uma capacidade operacional alinhada com as premissas adotadas, ainda em condições de ciclo regulatório menos favoráveis do que as desejáveis. Esta leitura, complementar ao quadro agregado, sustenta a fiabilidade prospetiva das projeções apresentadas no presente PDIRD-G 2026.

No âmbito deste indicador é necessário mencionar as melhorias no processo de planeamento da Empresa, o qual é demonstrado pelo ano de 2025. De facto, o investimento previsto no PDIRD-G 2024 era de 14.435 milhares de euros, tendo a execução real ascendido a 14.423 milhares de euros — um desvio de apenas 0,1%, que confirma a fiabilidade da metodologia de planeamento e a capacidade de execução operacional da empresa.

A atividade da Sonorgás tem-se pautado, ao longo destes ciclos, pelo rigor técnico, pela melhoria contínua dos seus processos de planeamento e pela prudência na assunção de compromissos perante o sistema. As projeções dos PDIRD-G 2020 e 2022 traduziram, no momento da sua apresentação, as melhores intenções de investimento da Empresa e o cenário de crescimento da rede julgado mais defensável à luz da informação então disponível. A sua execução nos termos propostos não foi, contudo, integralmente viável: sem que o ciclo regulatório se tenha concluído no horizonte temporal do respetivo plano, não se reuniram, em matéria tarifária e remuneratória, as condições necessárias para mobilizar o capital, contratar a execução e cumprir o calendário de obra previsto. A Sonorgás entende, neste contexto, que a leitura deste indicador deve ser feita reconhecendo que o que aqui se afere reflete, em larga medida, a assincronia natural entre o ciclo de planeamento prospetivo e os tempos do processo regulatório do setor, e não uma debilidade do exercício de planeamento ou da capacidade de execução da Empresa.

## 1.2. Indicadores normalizados

Em linha com o enquadramento apresentado na secção anterior, a presente subsecção apresenta um conjunto de indicadores normalizados que traduzem, em termos operacionais, as vias metodológicas que a Sonorgás propõe como complemento à leitura comparativa entre operadores: (i) o ajustamento para características estruturais do território servido e do modelo operativo, (ii) a aplicação da lógica do OPEX com recurso a denominadores que neutralizam as variáveis estruturais relevantes e (iii) a consideração de indicadores complementares de descarbonização, aptos a captar a capacidade relativa de incorporação de gases renováveis nas redes exploradas. Os indicadores organizam-se, assim, em cinco famílias complementares: indicadores de normalização territorial, indicadores de normalização do modelo operativo, OPEX normalizado, TOTEX ajustado e indicadores de coesão territorial e descarbonização.

### OPEX normalizado

As quatro medidas seguintes aplicam a lógica do OPEX com recurso a denominadores escolhidos para neutralizar as variáveis estruturais relevantes, oferecendo assim uma base de leitura comparativa mais robusta entre operadores com perfis distintos. Como evidência intra-operador da trajetória de eficiência da Sonorgás, refira-se o diferencial de custo regulatório por PA face à média setorial reduziu-se de 189 €/PA em 2017 para 151 €/PA em 2026 (uma redução de 20,1%), demonstrando que o diferencial estrutural face à média setorial é progressivamente atenuado pelo aumento de escala e esforço de eficiência operacional da Empresa:

- i. OPEX ajustado (ex-UAG) por PA (I\_SNG\_1), que remove a componente fixa de O&M das UAG que apenas a Sonorgás e uns poucos operadores suportam. Mede eficiência operacional comparável com operadores ligados à RNTG.
- ii. OPEX ajustado (ex-UAG) por MWh (I\_SNG\_2), mede os custos operacionais ajustados por consumo (MWh), excluindo a componente associada às UAGs. É calculado como a diferença entre o OPEX total e o OPEX das UAG, dividida pelo consumo total (em MWh). Expresso em EUR/MWh, este indicador lê a eficiência operacional relativa da rede, eliminando efeitos estruturais específicos das UAG e assegurando maior comparabilidade com operadores ligados à RNTG.
- iii. OPEX por quilómetro linear de rede construída (I\_SNG\_7), que neutraliza o efeito da densidade territorial sobre a leitura do OPEX por ponto de abastecimento. Ao dividir o OPEX pela extensão física da rede, em vez do número de clientes, este indicador elimina a penalização que operadores em territórios dispersos incorporam quando o denominador é a base de clientes servida. Em termos económicos, é a leitura que melhor aproxima a recuperação unitária de custos pela infraestrutura efetivamente construída. Em conjunto, os quatro indicadores anteriores constituem uma matriz de leitura: I\_SNG\_1 e I\_SNG\_2 leem eficiência por PA e por consumo (denominadores

comerciais), enquanto I\_SNG\_7 e I\_SNG\_9 leem eficiência por extensão de rede (denominador físico); o ajustamento ex-UAG é aplicado em I\_SNG\_1, I\_SNG\_2 e I\_SNG\_9, e ausente em I\_SNG\_7, permitindo isolar o peso específico do modelo UAG sobre o OPEX. Cada um dos quatro responde, assim, a uma pergunta analítica distinta.

iv. OPEX ajustado (ex-custos UAG), por quilómetro linear de rede construída (I\_SNG\_9), que é totalmente diferenciador das operações dos outros ORD e que complementa o indicador anterior removendo adicionalmente o peso dos custos associados à operação de Unidades Autónomas. É o indicador em que a Sonorgás pode, de forma mais informativa, ser avaliada em regime de comparabilidade com operadores ligados à rede nacional de transporte, uma vez que neutraliza simultaneamente as duas componentes estruturais que mais diferenciam os modelos operativos: a dispersão territorial e o modelo de abastecimento.

#### **Indicadores de eficiência de custo**

v. TOTEX ajustado (ex-UAG) por MWh (I\_SNG\_3), mede o custo total ajustado por unidade de energia distribuída, excluindo as componentes associadas às UAGs. É calculado como a diferença entre o TOTEX total e os custos de CAPEX e OPEX das UAG, dividida pelo consumo total (CONS). Este indicador lê a eficiência global da operação e investimento da rede, eliminando efeitos específicos das UAG e assegurando maior comparabilidade com operadores de referência.

vi. TOTEX ajustado (ex-UAG) por PA (I\_SNG\_4), mede o custo total ajustado por ponto de abastecimento, excluindo UAG. Mede a eficiência global da operação e investimento, assegurando comparabilidade entre operadores.

vii. TOTEX por km de rede (I\_SNG\_8), que permite avaliar a eficiência global da operação e do investimento, normalizando os custos pela extensão da infraestrutura e facilitando a comparação entre operadores com diferentes dimensões de rede.

viii. TOTEX ajustado (ex-UAG) por km de rede (I\_SNG\_11), custo total por quilómetro de rede, excluindo as componentes associadas às UAG. Permite avaliar a eficiência global da operação e investimento, removendo efeitos estruturais das UAG e assegurando maior comparabilidade entre operadores.

#### **Indicadores de normalização territorial**

A dispersão geográfica, a densidade demográfica e a fase do ciclo de vida da rede construída são variáveis estruturais do território servido que condicionam, de forma primária, qualquer leitura unitária da atividade. Quatro indicadores normalizados são apresentados para as explicitar:

ix. CAPEX por quilómetro de rede (I\_SNG\_10), que permite avaliar a intensidade de investimento face à dimensão da infraestrutura, normalizando os custos pela extensão da rede e facilitando a comparação entre operadores;

x. Metros de rede por ponto de abastecimento (I\_SNG\_12), que refletem a dispersão física da infraestrutura construída para servir a base de clientes. Valores mais elevados traduzem a necessidade de operar redes mais extensas para servir o mesmo número de clientes, característica típica de territórios de baixa densidade populacional;

xi. Densidade populacional da licença (I\_SNG\_13), que contextualiza a base demográfica disponível para captação em cada área de licença;

xii. Taxa de penetração ponderada pela maturidade da licença (I\_SNG\_16), que ajusta o nível de saturação operacional alcançado à fase do ciclo de vida da respetiva licença. Este indicador oferece uma leitura mais informativa do que uma taxa de penetração simples: reconhece que licenças mais recentes se encontram, por natureza, em fase inicial de captação, e permite distinguir entre operadores com portefólios de maturidade comparável.

#### **Indicadores de normalização do modelo operativo**

Três indicadores adicionais explicitam dimensões do modelo operativo cuja heterogeneidade entre operadores do setor condiciona, também, qualquer leitura comparativa:

xiii. Custo médio anual por UAG (I\_SNG\_5), incluindo CAPEX e OPEX. Permite avaliar a eficiência económica na gestão das UAG e comparar operadores com este tipo de ativos.

xiv. Pontos de abastecimento servidos por UAG (I\_SNG\_6), que caracteriza a plataforma logística de Unidades Autónomas. É um indicador específico de operadores com rede local autónoma, dimensão estruturalmente ausente em operadores ligados à rede nacional de transporte, e capta a densidade efetiva de utilização desta componente da infraestrutura.

xv. Idade média das licenças (I\_SNG\_15), que explicita a fase do ciclo de maturação do portefólio de concessões do operador, variável cujo efeito sobre a leitura agregada dos indicadores unitários é material em operadores, como a Sonorgás, cujo portefólio integra licenças em fases distintas do seu ciclo.

xvi. Taxa de crescimento dos pontos de abastecimento servidos (I\_SNG\_17), que explicita a velocidade da Empresa em angariar clientes.

#### **Indicadores de Coesão Territorial**

xvii. Poupança média anual por PA vs. GPL engarrafado (I\_SNG\_20), que permite quantificar o benefício económico para o consumidor do gás canalizado, especialmente em áreas onde o GPL é a principal alternativa.

#### **Indicadores de descarbonização**

A progressiva incorporação de gases renováveis, em particular de biometano, introduz uma dimensão adicional de análise da atividade de distribuição que não é captada pelos indicadores regulatórios tradicionais. Com efeito, para além da eficiência operacional e da racionalidade económica do investimento, importa também avaliar a capacidade potencial das redes para acomodar trajetórias de descarbonização coerentes com os objetivos nacionais e europeus de transição energética. Neste contexto, apresentam-se dois indicadores complementares, orientados para medir a relação entre o potencial identificado de produção de biometano e a base física e comercial atualmente servida pelas redes:

xviii. Potencial de biometano (MWh) / gás veiculado (MWh) (I\_SNG\_23), que mede a proporção entre o potencial identificado de produção de biometano com possibilidade de integração na rede e o volume anual de gás atualmente veiculado. Este indicador permite aferir, em termos agregados, a capacidade potencial de substituição do gás distribuído por gás renovável, oferecendo uma medida direta da aptidão relativa de cada rede para avançar em trajetórias de descarbonização do fornecimento.

xix. Potencial de biometano (MWh) / ponto de abastecimento (PA) (I\_SNG\_24), que relaciona o potencial identificado de produção de biometano com a base de clientes atualmente servida. Este indicador oferece uma leitura complementar à anterior, ao exprimir o potencial de descarbonização numa ótica de intensidade relativa por utilizador servido, permitindo captar de forma mais fina a relação entre o potencial renovável endógeno e a escala comercial da rede.

Estes indicadores não visam medir eficiência operacional em sentido estrito, nem substituir os critérios tradicionais de análise económica e regulatória. O seu objetivo é, antes, complementar essa leitura, introduzindo uma dimensão prospetiva relacionada com a capacidade estrutural de descarbonização das redes exploradas. Neste sentido, assumem particular relevância em operadores com forte ligação territorial e com potencial de integração de produção local de gases renováveis, permitindo evidenciar em que medida a infraestrutura existente pode, para além da sua função económica e de serviço público, constituir também um vetor de transição energética.

A atividade de distribuição de gás é exercida, em Portugal, por operadores com realidades operativas estruturalmente distintas, desde redes urbanas densas e maduras, ligadas continuamente à rede nacional de transporte de alta pressão, até redes locais autónomas servidas por Unidades Autónomas de Gás em territórios de baixa densidade populacional e em fases distintas do seu ciclo de maturação. Os indicadores harmonizados adotados pelo Regulador no quadro dos despachos e diretrizes mais recentes constituem um instrumento

essencial de comparabilidade e convergência metodológica do setor, respondendo a um legítimo imperativo de transparência regulatória e de avaliação integrada do Sistema Nacional de Gás. A Sonorgás reconhece o mérito e a utilidade destes indicadores, incorpora-os na presente proposta e manifesta desde já disponibilidade para colaborar no seu aperfeiçoamento progressivo.

Não obstante, aplicados de forma indiferenciada a operadores com modelos operacionais estruturalmente distintos, os indicadores harmonizados refletem, em primeira ordem, características exógenas à eficiência do operador, designadamente a densidade demográfica do território servido, a escala da carteira, a tipologia dominante de consumo, o modelo de abastecimento da rede e a maturidade das licenças e não a eficiência intrínseca da atividade. Com o propósito de complementar a leitura regulatória proporcionada pelos indicadores harmonizados, ao longo do presente relatório foram apresentados vários dados que sustentam esta diferença e que procuram justificar as diferenças operacionais que distinguem a Sonorgás dos demais operadores do Sistema Nacional de Gás.

Esta apresentação não substitui nem contradiz os indicadores harmonizados, pelo contrário, entende-se que os dois conjuntos são complementares e que, lidos em conjunto, oferecem uma perspetiva mais robusta e equilibrada do desempenho dos operadores do sistema, contribuindo para decisões regulatórias informadas pelas especificidades estruturais de cada modelo de distribuição.

O quadro seguinte apresenta um resumo dos vários indicadores mencionados, com data de referência a dezembro de 2025:

**Dados da área de licença da Sonorgás a Dezembro de 2025**

Licença	População (2021)	Superfície (km <sup>2</sup> ) (2021)	Densidade Populacional (População / km <sup>2</sup> ) (L_SNG_13)	Taxa de Penetração <sup>1)</sup> (L_SNG_16)	Taxa de Penetração Ponderada <sup>2)</sup> (L_SNG_16)	Idade média da licença (L_SNG_15)	PA / UAG (L_SNG_6)	PA CAGR 2027-2031 (L_SNG_17)
Mirandela	21.394	659	32	79,3%	4,7%	17	1.166	(1,2)%
Macedo de Cavaleiros	14.252	699	20	82,4%	4,8%	17	2.346	(1,0)%
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	31.769	630	50	66,1%	3,9%	17	3.834	(1,4)%
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	20.641	164	126	79,2%	4,7%	17	1.709	(1,4)%
Póvoa de Lanhoso	21.775	135	162	58,3%	3,4%	17	2.890	0,4%
Alfândega da Fé	4.324	322	13	59,7%	6,0%	10	472	(1,1)%
Carrizada de Ansiães	5.491	279	20	68,8%	6,9%	10	447	(0,9)%
Freixo de Espada à Cinta	3.216	244	13	49,1%	4,9%	10	415	(1,0)%
Mogadouro	8.301	761	11	49,1%	4,9%	10	707	1,2%
Torre de Moncorvo	6.826	532	13	62,4%	6,2%	10	790	(0,4)%
Vila Flor	6.052	266	23	64,1%	6,4%	10	695	3,5%
Vimioso	4.149	482	9	46,2%	4,6%	10	234	(0,3)%
Vinhais	7.768	695	11	30,5%	3,0%	10	270	4,7%
Terras de Bouro	6.358	278	23	54,0%	5,4%	10	254	1,1%
Alijó	10.486	298	35	53,2%	5,3%	10	734	2,6%
Boticas	5.000	322	16	36,4%	3,6%	10	195	6,1%
Murça	5.245	189	28	69,9%	7,0%	10	553	(1,1)%
Montalegre	9.261	806	11	77,4%	7,7%	10	534	1,2%
Ribeira de Pena	5.885	218	27	27,4%	2,7%	10	354	0,4%
Sabrosa	5.548	157	35	45,6%	4,6%	10	368	(0,1)%
Valpaços	14.702	549	27	45,6%	4,6%	10	832	2,2%
Vila Pouca de Aguiar	11.813	437	27	44,1%	4,4%	10	454	1,8%
Baião	17.535	175	100	31,9%	3,2%	10	530	3,3%
Amares	18.595	82	227	15,7%	2,6%	6	563	17,8%
Cabeceiras de Basto	15.560	242	64	17,6%	2,9%	6	686	8,4%
Celorico de Basto / Mondim de Basto	24.055	353	68	15,0%	2,5%	6	168	5,3%
Vieira do Minho	11.956	218	55	33,5%	5,6%	6	453	7,9%
Melgaço	7.773	238	33	13,3%	2,2%	6	235	8,7%
Monção	17.818	211	84	45,9%	7,7%	6	1.344	3,2%
Mesão Frio	3.548	27	133	51,9%	8,6%	6	308	1,0%
Miranda do Douro	6.464	487	13	53,5%	8,9%	6	458	6,9%
<b>Média por Polo</b>	<b>11.405</b>	<b>360</b>	<b>49</b>	<b>49,3%</b>	<b>5,0%</b>	<b>n.a.</b>	<b>806</b>	<b>2,5%</b>
<b>Total</b>	<b>353.560</b>	<b>11.150</b>	<b>32</b>	<b>51,0%</b>	<b>n.a.</b>	<b>13</b>	<b>822</b>	<b>1,6%</b>

Nota: 1) Taxa de penetração de alojamentos infraestruturados

2) Taxa de penetração de alojamentos infraestruturados ponderada pela idade das licenças

Tabela 17 – Dados da área de Licença da Sonorgás a dezembro de 2025, por Polo

A caracterização da atividade da Empresa apresentada mostra uma realidade territorial dispersa e de baixa densidade populacional, com a necessidade de vários quilómetros de rede e da construção de UAG para fazer face às características das regiões onde a Empresa atua, o que é visível no quadro seguinte, que apresenta um aumento da extensão de rede necessária para ligar mais clientes cada vez mais dispersos:

L_SNG_12: Metro de rede por PA											
Descrição		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Quilómetros de rede acumulados (EXT)	m	769.668	852.956	920.475	993.456	1.034.777	1.077.962	1.129.859	1.194.742	1.238.718	1.286.230
PA	#	27.117	28.680	31.287	32.869	33.957	34.769	35.886	36.697	37.299	37.704
<b>Metro de rede por Ponto de abastecimento</b>	<b>m / PA</b>	<b>28,38</b>	<b>29,74</b>	<b>29,42</b>	<b>30,22</b>	<b>30,47</b>	<b>31,00</b>	<b>31,48</b>	<b>32,66</b>	<b>33,21</b>	<b>34,11</b>

Tabela 18 – Metros de rede por ponto de abastecimento (2022-2031)

Adicionalmente, apresenta-se um resumo da evolução temporal de uma série de indicadores complementares aos requisitados pelo Regulador relativos ao OPEX e TOTEX ajustados de custos UAG ou quando comparados com os quilómetros de rede construídos pela Empresa, adaptando assim os indicadores propostos à realidade operacional de Sonorgás.

Este exercício permite observar a trajetória destes indicadores ao longo do período de referência, permitindo adicionalmente uma mais aprofundada avaliação da eficiência da operação da empresa. De notar que a ausência de CAPEX remunerado associado às UAG resulta num custo médio por UAG subestimado, uma vez que o custo anual médio não reflete a componente de investimento e considera apenas o OPEX no numerador. A tabela seguinte apresenta um resumo de vários indicadores complementares:

Indicadores normalização territorial, OPEX normalizado e de eficiência de custo											
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
OPEX	€	4.240.813	4.329.353	4.788.769	5.010.748	5.157.076	5.170.044	5.132.813	5.109.086	5.050.037	4.978.797
OPEX UAG	€	553.282	641.147	672.156	836.657	924.841	990.504	1.074.283	1.144.841	1.192.765	1.242.148
OPEX Ajustado UAG	€	3.687.532	3.688.205	4.116.614	4.174.090	4.232.235	4.179.540	4.058.530	3.964.245	3.857.272	3.736.649
TOTEX	€	14.021.933	15.558.274	17.098.028	17.500.438	18.524.545	19.206.480	18.863.221	19.884.117	20.637.856	20.396.082
Remuneração UAG	€	1.687.356	2.146.792	2.377.191	2.029.578	2.153.067	2.137.259	2.159.793	2.086.918	2.047.609	1.997.746
TOTEX ajustado UAG	€	11.781.294	12.770.334	14.048.681	14.634.203	15.446.637	16.078.717	15.629.144	16.652.357	17.397.481	17.156.189
Amortização do exercício	€	5.946.336	6.452.852	7.390.699	7.207.593	7.828.345	8.405.410	7.916.166	8.674.022	9.354.482	9.124.022
Remuneração do RAB	€	3.834.783	4.776.070	4.918.560	5.282.098	5.539.124	5.631.027	5.814.241	6.101.009	6.233.337	6.293.263
PA	#	27.117	28.680	31.287	32.869	33.957	34.769	35.886	36.697	37.299	37.704
GN veiculado	MWh	158.326	156.822	173.396	190.523	202.253	209.594	215.069	224.449	229.731	235.560
Quilómetros de rede acumulados (EXT)	km	770	853	920	993	1.035	1.078	1.130	1.195	1.239	1.286
UAG em operação	#	29	30	31	37	40	42	45	47	48	49
<b>Rádios</b>											
I_SNG_1: OPEX ajustado (ex-UAG) por PA	€ / PA	136	129	132	127	125	120	113	108	103	99
I_SNG_2: OPEX ajustado (ex-UAG) por MWh	€ / MWh	23	24	24	22	21	20	19	18	17	16
I_SNG_3: TOTEX ajustado (ex-UAG) por MWh	€ / MWh	74	81	81	77	76	77	73	74	76	73
I_SNG_4: TOTEX ajustado (ex-UAG) por PA	€ / PA	434	445	449	445	455	462	436	454	466	455
I_SNG_5: Custo médio anual <sup>1)</sup> por UAG	€ / UAG	78.619	91.558	99.815	77.466	76.948	74.471	72.417	69.263	67.990	66.583
I_SNG_7: OPEX por km de rede	€ / km	5.510	5.076	5.203	5.044	4.984	4.796	4.543	4.276	4.077	3.871
I_SNG_8: TOTEX por km de rede	€ / km	18.218	18.240	18.575	17.616	17.902	17.817	16.695	16.643	16.661	15.857
I_SNG_9: OPEX ajustado (ex-UAG) por km de rede	€ / km	4.791	4.324	4.472	4.202	4.090	3.877	3.592	3.318	3.114	2.905
I_SNG_10: CAPEX Remunerado por km de rede	€ / km	12.708	13.165	13.373	12.572	12.918	13.021	12.152	12.367	12.584	11.986
I_SNG_11: TOTEX ajustado (ex-UAG) por km de rede	€ / km	15.307	14.972	15.262	14.731	14.928	14.916	13.833	13.938	14.045	13.338

Nota: 1) O custo anual médio por UAG é calculado dividindo a remuneração UAG e o OPEX UAG pelo número de UAGs em operação.

Tabela 19- Indicadores de normalização territorial, OPEX normalizado e de eficiência de custos (2022-2031)

Além da dispersão territorial e da baixa densidade populacional, os territórios servidos pela Sonorgás concentram algumas das situações de maior vulnerabilidade energética estrutural em Portugal continental, com rendimentos médios per capita sistematicamente inferiores à média nacional e dependência histórica de GPL engarrafado enquanto fonte principal de energia doméstica. Esta fragilidade económica é evidenciada pelo PIB per capita de regiões como o Alto Tâmega e Barroso, as Terras de Trás-os-Montes e o Douro, que figuram entre os mais baixos do país. De acordo com o Pordata, estas zonas registam valores de riqueza produzida que chegam a estar entre 68% a 76% dos valores da média nacional. De facto, a rede da Sonorgás, a dezembro de 2025 servia cerca de 1.354 clientes beneficiários da Tarifa Social de gás (cerca de 4,1% do total da base de clientes da Empresa ou 4,3% do total de clientes domésticos), com um potencial de fazer chegar a um leque ainda mais alargado de clientes em situação de vulnerabilidade económica o acesso ao Sistema Nacional de Gás, já que nos concelhos servidos pela Sonorgás apenas c. 3,5% dos clientes beneficiários da Tarifa Social de Eletricidade são beneficiários da Tarifa Social de Gás.

Neste contexto, a substituição de GPL por gás natural canalizado tem impacto económico direto e mensurável: o preço unitário do gás natural em tarifa regulada (0,0603 €/kWh) é 2,5 vezes inferior ao do GPL butano engarrafado (0,1508 €/kWh), diferencial que se traduz numa poupança acumulada estimada de 41,0 milhões de euros para os consumidores no período 2027-2031, tal como foi apresentado na versão inicial do PDIRD-G 2026 da Sonorgás, o que serve diretamente para ajudar na mitigação da pobreza energética e para a coesão territorial em Portugal.

Por fim, a integração crescente de gases renováveis, em particular o biometano, exige uma análise da atividade de distribuição que vá além dos indicadores regulatórios tradicionais. Neste enquadramento, na seguinte tabela, apresentam-se indicadores que relacionam o potencial de biometano com a energia veiculada e pontos de abastecimento previstos:

I_SNG_23 & 24: Indicadores de Descarbonização					
Descrição		2028	2029	2030	2031
PA	#	35.886	36.697	37.299	37.704
GN Veiculado	MWh	215.069	224.449	229.731	235.560
<b>Rácios</b>					
I_SNG_23: Potencial Biometano / Gás Veiculado	MWh	0,38	0,58	0,62	0,61
I_SNG_24: Potencial Biometano / PA	MWh/PA	2,25	3,56	3,84	3,80

*Tabela 20 – Indicadores de Descarbonização (2028-2031)*

De notar que os dados apresentados apenas contemplam o ano de 2028 e seguintes, uma vez que apenas nestes se prevê a execução dos primeiros projetos de ligação de produtores locais de biometano à rede da Empresa. Estes projetos, que se estima serem implementados no horizonte temporal compreendido entre 2028 e 2030, conferirão um potencial significativo de descarbonização à rede da Sonorgás, com a produção anual estimada dos referidos produtores a ultrapassar, no ano de 2031, os 60% do consumo total previsto para esse mesmo ano.

Em síntese, os indicadores normalizados aqui apresentados não substituem os indicadores harmonizados definidos pelo Regulador, complementam-nos. A sua função é ajustar a leitura agregada às especificidades estruturais da área de licença da Sonorgás (elevada dispersão territorial, baixa densidade populacional e estrutura multi-polo), neutralizando o efeito de escala que penaliza a Sonorgás na comparação intersetorial e isolando a dimensão de eficiência operacional. Desta forma, reafirma-se a tese central do presente exercício: escala e eficiência operacional não são sinónimos nem são mensuráveis pelos mesmos indicadores, e é essa distinção que sustenta a leitura conjunta dos dois conjuntos de métricas no âmbito do PDIRD-G 2026.

## 2. Anexo

### Enquadramento

A atividade de distribuição de gás caracteriza-se por uma estrutura de custos onde predominam componentes de plataforma com natureza fixa, designadamente sistemas SCADA e SIG, cibersegurança, sistemas de informação, edifícios e instalações de suporte, equipas técnicas e estrutura organizacional. Estes custos são, em larga medida, independentes da dimensão do portefólio de licenças do operador: alterações no perímetro operacional não se traduzem em variações proporcionais do custo total, pelo que o custo marginal de servir uma licença adicional é substancialmente inferior ao custo médio que resultaria da sua replicação isolada.

Esta característica estrutural tem implicações relevantes para a leitura comparativa entre operadores. Os indicadores regulatórios mais comumente utilizados, nomeadamente o investimento por ponto de abastecimento, por MWh veiculado ou por quilómetro de rede, são fortemente influenciados pela dimensão da carteira do operador, pela tipologia dominante de consumo, pela densidade demográfica do território servido e pelo modelo de abastecimento da rede, captando apenas parcialmente a eficiência intrínseca da atividade. Operadores com menor escala, com redes em territórios de baixa densidade ou com licenças em fase inicial de maturação apresentam, por construção, indicadores unitários menos favoráveis, sem que tal traduza necessariamente menor eficiência operacional.

A leitura mais informativa destes indicadores deve, por conseguinte, ser feita por duas vias complementares: a evolução temporal dos indicadores de cada operador, que permite avaliar a trajetória de eficiência ao longo do tempo, neutralizando os efeitos estruturais que se mantêm constantes; e a utilização de indicadores normalizados ajustados às variáveis estruturais relevantes, designadamente a extensão e a dispersão da rede, a maturidade das licenças e o modelo de abastecimento. A Sonorgás propõe, no Capítulo 1.2. do corpo do documento, um conjunto de indicadores normalizados que pretende constituir uma base mais equitativa para a leitura do desempenho relativo dos operadores do Sistema Nacional de Gás, complementando, e não substituindo, os indicadores harmonizados que aqui se apresentam.

### Conteúdo

O presente anexo apresenta o detalhe por licença dos indicadores harmonizados de investimento requeridos pelo regulador no quadro dos despachos e diretrizes mais recentes, designadamente:

- i) Indicador #9 – Investimento em desenvolvimento e expansão vs extensão de rede;
- ii) Indicador #10 – Investimento em desenvolvimento e expansão vs ponto de abastecimento;
- iii) Indicador #11 – Investimento em desenvolvimento e expansão vs consumo adicional;

- iv) Indicador #12 – Investimento em conformidade e segurança de abastecimento;
- v) Indicador #13 – Investimento em digitalização;
- vi) Indicador #14 – Investimento em descarbonização;
- vii) Indicador #15 – Densificação da rede existente;
- viii) Indicador #16 – Taxas de concretização das projeções de exercícios anteriores.

A metodologia de cálculo, os pressupostos adotados e as principais conclusões agregadas associadas a cada indicador foram apresentadas no Capítulo 1.1. do corpo do documento, para o qual se remete a leitura interpretativa dos resultados. O presente anexo tem como propósito complementar essa apresentação, disponibilizando ao regulador a desagregação por polo de licença de cada um dos indicadores, em resposta integral à informação requerida nas mais recentes missivas remetidas pela ERSE no âmbito do processo de elaboração do PDIRD-G 2026.

No que respeita aos indicadores constantes nos Indicadores #12, #13 e #14, é de notar que estes investimentos são na sua maioria transversais a todos os polos de consumo da Sonorgás, tendo, portanto, sido assumida a sua alocação por polo para o presente exercício em proporção dos valores acumulados de rede de distribuição em cada polo com referência a dezembro de 2025, uma vez que os mesmos visam servir, de forma transversal a rede de distribuição da Empresa como um todo.

Adicionalmente, no que respeita ao Indicador #14, o mesmo só se apresenta para o ano de 2028 e seguintes, uma vez que apenas a partir desse ano se estima a ligação da rede a produtores.

Os valores apresentados reportam-se ao período 2022-2031, à exceção do Indicador #16, com o detalhe anual disponibilizado para cada polo de licença, permitindo ao regulador a análise individualizada do esforço de investimento previsto em cada concessão e a sua leitura comparativa no contexto do plano global da empresa.

**Indicador #9**

I_ERSE_9: Investimento em Desenvolvimento e Expansão vs Extensão de rede													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Mirandela	€/m	513,3	130,8	122,5	418,2	n.a.	n.a.	778,9	184,9	168,7	174,4	173,6	335,4
Macedo de Cavaleiros	€/m	159,8	89,9	417,6	93,2	134,5	175,0	244,3	254,1	267,4	273,8	106,7	213,5
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	€/m	100,6	934,0	113,4	422,9	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	143,1	n.a.
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	€/m	92,1	72,5	189,9	117,8	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	98,3	n.a.
Póvoa de Lanhoso	€/m	276,2	77,9	155,8	87,6	n.a.	146,7	136,8	142,0	149,4	153,3	104,1	145,5
Alfândega da Fé	€/m	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	372,0	387,0	407,2	366,8	n.a.	419,4
Carraceda de Ansiães	€/m	511,6	1.521,0	5.556,9	4.282,0	n.a.	n.a.	332,8	346,1	364,3	373,0	1.501,4	388,5
Freixo de Espada à Cinta	€/m	464,1	116,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	343,8	357,7	376,4	385,4	263,1	424,2
Mogadouro	€/m	n.a.	126,9	188,4	390,7	n.a.	n.a.	631,9	11.887,2	691,7	708,3	262,4	3.519,4
Torre de Moncorvo	€/m	280,5	105,2	109,5	119,5	n.a.	n.a.	430,7	448,1	471,5	482,8	125,2	479,8
Vila Flor	€/m	n.a.	n.a.	490,5	96,9	160,4	139,1	268,0	154,6	156,0	166,6	129,0	227,8
Vimioso	€/m	n.a.	297,2	68,3	727,9	n.a.	n.a.	686,3	713,9	751,3	668,9	87,7	763,9
Vinhais	€/m	n.a.	179,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	1.645,8	1.712,0	1.801,6	1.989,5	553,3	1.890,9
Terras de Bouro	€/m	n.a.	88,5	104,1	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	110,1	n.a.
Alijó	€/m	142,6	n.a.	219,3	168,5	n.a.	n.a.	140,0	145,7	124,6	126,2	211,2	129,6
Botlicas	€/m	n.a.	82,6	215,5	74,3	142,4	n.a.	n.a.	150,6	150,7	175,9	112,9	157,3
Murça	€/m	240,6	n.a.	n.a.	13.399,6	n.a.	n.a.	410,8	427,3	449,7	460,5	377,3	455,1
Montalegre	€/m	n.a.	484,8	n.a.	10.980,7	120,5	n.a.	186,2	144,1	147,5	160,7	191,7	159,2
Ribeira de Pena	€/m	n.a.	107,4	71,6	93,3	n.a.	n.a.	719,5	748,5	787,7	806,6	84,6	825,2
Sabrosa	€/m	79,4	92,1	152,7	99,6	n.a.	n.a.	557,9	580,4	610,8	625,4	93,7	640,7
Valpaços	€/m	180,5	6.009,5	441,0	21.783,2	225,0	183,9	130,8	153,1	145,0	150,8	236,4	152,1
Vila Pouca de Aguiar	€/m	n.a.	79,4	71,2	283,0	n.a.	125,3	149,3	144,5	159,0	131,8	119,5	137,7
Baião	€/m	n.a.	n.a.	n.a.	170,5	104,3	288,2	147,8	143,9	156,2	160,8	162,5	205,6
Amares	€/m	61,0	224,0	115,1	89,5	150,1	147,4	183,5	188,6	197,9	200,3	120,3	181,2
Cabeceiras de Basto	€/m	2.276,0	92,3	110,3	111,8	122,8	124,5	145,3	156,2	146,1	149,1	123,8	147,2
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€/m	287,1	66,6	112,6	193,9	164,5	119,0	141,8	369,5	213,4	220,0	120,3	174,6
Vieira do Minho	€/m	79,9	253,0	122,8	101,8	150,8	155,5	144,5	164,3	190,4	158,2	116,5	174,7
Melgaço	€/m	146,7	60,5	110,1	175,1	n.a.	145,6	115,1	123,0	129,5	152,9	104,2	142,8
Monção	€/m	78,3	122,5	137,6	110,1	n.a.	149,2	126,2	132,5	153,9	140,5	111,7	143,3
Mesão Frio	€/m	1.247,7	181,0	2.332,1	4.240,4	n.a.	n.a.	102,7	106,8	112,4	115,6	635,2	111,1
Miranda do Douro	€/m	103,8	65,3	135,2	157,9	n.a.	192,7	150,7	141,0	142,3	140,5	102,7	149,1
<b>Euros / m de rede adquiridas</b>		<b>155,5</b>	<b>92,4</b>	<b>119,9</b>	<b>128,9</b>	<b>165,9</b>	<b>163,3</b>	<b>178,8</b>	<b>127,3</b>	<b>167,9</b>	<b>157,4</b>	<b>126,2</b>	<b>156,9</b>

I_ERSE_9: Investimento em Desenvolvimento e Expansão vs Extensão de rede ajustado <sup>1)</sup>													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Mirandela	€/m	439,9	128,4	111,9	255,3	n.a.	n.a.	179,7	186,5	166,2	172,0	149,3	184,5
Macedo de Cavaleiros	€/m	146,7	87,7	339,7	93,0	134,5	172,0	238,4	249,3	261,4	268,2	103,7	209,3
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	€/m	92,3	917,5	96,4	416,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	130,3	n.a.
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	€/m	89,5	71,1	160,4	116,4	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	94,7	n.a.
Póvoa de Lanhoso	€/m	236,8	77,4	140,3	82,8	n.a.	144,8	134,9	140,7	147,5	151,6	98,0	143,7
Alfândega da Fé	€/m	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	361,2	377,7	396,0	358,3	n.a.	408,5
Carraceda de Ansiães	€/m	469,1	1.517,5	5.087,9	2.181,7	n.a.	n.a.	324,0	338,8	355,2	364,5	1.273,0	379,1
Freixo de Espada à Cinta	€/m	450,9	115,4	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	335,0	350,3	367,3	376,9	257,5	413,9
Mogadouro	€/m	n.a.	125,1	183,1	185,9	n.a.	n.a.	611,9	2.091,4	671,0	688,5	211,5	1.054,2
Torre de Moncorvo	€/m	211,4	104,2	107,5	119,4	n.a.	n.a.	418,7	437,8	459,0	471,0	118,9	467,3
Vila Flor	€/m	n.a.	n.a.	462,5	96,8	160,4	137,5	144,3	152,8	153,9	164,4	128,4	145,5
Vimioso	€/m	n.a.	295,6	68,3	725,0	n.a.	n.a.	664,8	695,2	729,0	651,9	87,6	742,1
Vinhais	€/m	n.a.	174,2	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	1.592,1	1.665,0	1.746,1	1.930,1	511,2	1.833,6
Terras de Bouro	€/m	n.a.	88,5	102,3	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	108,3	n.a.
Alijó	€/m	136,0	n.a.	212,9	168,4	n.a.	n.a.	137,8	144,0	123,6	125,5	208,1	128,6
Botlicas	€/m	n.a.	82,2	209,8	74,3	142,4	n.a.	n.a.	149,1	148,8	173,3	110,1	155,3
Murça	€/m	230,8	n.a.	n.a.	13.399,6	n.a.	n.a.	399,8	418,1	438,4	449,8	361,3	444,1
Montalegre	€/m	n.a.	459,6	n.a.	871,6	120,5	n.a.	186,2	142,8	145,8	158,9	130,4	158,0
Ribeira de Pena	€/m	n.a.	106,5	71,5	93,3	n.a.	n.a.	697,9	729,8	765,3	785,3	84,3	801,8
Sabrosa	€/m	79,4	90,8	151,2	99,3	n.a.	n.a.	540,7	565,4	592,9	608,4	93,1	622,5
Valpaços	€/m	174,5	5.786,7	400,6	9.765,7	89,8	121,4	129,1	153,1	143,2	149,2	115,7	132,8
Vila Pouca de Aguiar	€/m	n.a.	79,4	68,6	121,1	n.a.	124,2	146,7	144,2	158,6	131,0	85,0	136,8
Baião	€/m	n.a.	n.a.	n.a.	77,2	104,3	128,8	147,0	142,5	153,9	158,7	90,7	140,7
Amares	€/m	61,0	80,8	104,5	89,4	150,1	145,5	180,2	185,9	194,4	197,2	101,9	178,3
Cabeceiras de Basto	€/m	289,6	78,2	112,0	99,9	122,8	123,5	145,3	137,2	144,2	147,5	103,4	138,2
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€/m	85,5	58,2	103,3	192,3	125,5	118,0	140,0	222,8	208,9	215,7	87,3	154,5
Vieira do Minho	€/m	72,4	249,8	121,7	87,8	121,0	153,3	142,4	162,2	160,7	156,5	101,9	157,6
Melgaço	€/m	65,5	57,0	107,3	164,0	n.a.	143,8	114,0	122,3	128,2	128,2	84,3	127,6
Monção	€/m	71,5	119,0	133,4	103,5	n.a.	147,3	124,6	131,5	154,1	139,2	106,2	142,2
Mesão Frio	€/m	427,1	177,3	2.247,2	4.223,7	n.a.	n.a.	102,0	106,7	111,8	115,2	308,0	110,6
Miranda do Douro	€/m	77,2	64,8	131,4	157,1	n.a.	189,4	122,7	140,7	140,5	139,2	97,6	131,4
<b>Euros / m de rede adquiridas</b>		<b>88,6</b>	<b>79,7</b>	<b>112,6</b>	<b>107,4</b>	<b>138,3</b>	<b>139,4</b>	<b>149,6</b>	<b>160,4</b>	<b>160,6</b>	<b>150,8</b>	<b>103,9</b>	<b>152,1</b>

1) O presente montante exclui investimento efetuado na rede de Mogadouro, UAG e Contadores

Indicador #10

L_ERSE_10: Investimento em Desenvolvimento e Expansão vs PA - Doméstico													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Mirandela	€ / PA	1.182	4.201	4.394	3.425	1.559	1.518	22.708	5.598	5.108	5.084	3.008	8.517
Macedo de Cavaleiros	€ / PA	1.995	5.634	2.416	6.938	4.154	2.815	3.466	3.606	3.794	3.885	4.894	3.238
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	€ / PA	1.898	2.275	39.195	1.691	1.377	1.445	2.256	2.347	2.470	2.529	3.042	2.221
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	€ / PA	4.808	2.320	3.930	4.449	1.385	1.395	1.815	1.888	1.987	2.159	3.439	1.753
Póvoa de Lanhoso	€ / PA	1.688	n.a.	43.156	n.a.	1.541	3.628	4.949	5.208	5.481	5.547	25.126	5.164
Alfândega da Fé	€ / PA	2.729	n.a.	n.a.	n.a.	1.614	1.807	1.860	1.935	2.036	2.292	n.a.	1.997
Carrizada de Ansiães	€ / PA	2.164	19.012	3.206	5.138	1.773	1.723	2.080	2.163	2.277	2.331	3.378	2.158
Freixo de Espada à Cinta	€ / PA	1.536	7.455	1.785	n.a.	1.467	1.461	2.149	2.235	2.352	2.409	2.103	2.121
Mogadouro	€ / PA	1.055	2.485	1.991	16.296	1.650	1.641	1.990	37.432	2.178	2.230	2.286	10.299
Torre de Moncorvo	€ / PA	3.390	22.845	3.354	4.077	1.300	1.289	1.939	2.017	2.123	2.174	3.873	2.009
Vila Flor	€ / PA	1.343	6.552	n.a.	7.902	7.601	4.129	9.137	5.903	5.562	6.358	7.636	7.694
Vimioso	€ / PA	13.721	n.a.	n.a.	6.309	1.614	1.471	1.716	1.785	1.878	2.090	n.a.	1.819
Vinhais	€ / PA	1.743	2.852	2.746	5.393	4.065	1.481	1.646	1.712	1.802	2.072	2.300	1.784
Terras de Bouro	€ / PA	1.067	n.a.	3.798	n.a.	n.a.	1.461	1.511	1.572	1.607	1.645	9.224	1.562
Alijó	€ / PA	38.690	n.a.	3.079	37.079	1.514	1.395	7.370	7.667	9.529	10.408	5.885	8.937
Boticas	€ / PA	2.855	46.795	1.568	48.806	5.398	1.395	n.a.	6.114	5.944	5.868	5.823	5.543
Murça	€ / PA	1.854	n.a.	8.317	2.680	1.395	1.807	2.054	2.137	2.248	2.302	2.544	2.167
Montalegre	€ / PA	3.212	n.a.	10.180	n.a.	7.412	n.a.	5.173	4.698	5.451	4.543	12.928	4.975
Ribeira de Pena	€ / PA	n.a.	3.026	n.a.	6.690	1.323	1.193	1.799	1.871	1.969	2.016	14.561	1.834
Sabrosa	€ / PA	n.a.	2.623	12.917	n.a.	3.582	1.569	1.744	1.814	1.909	1.954	8.708	1.831
Valpaços	€ / PA	7.332	4.908	2.840	4.189	25.110	10.907	5.736	7.121	6.396	6.495	13.889	7.304
Vila Pouca de Aguiar	€ / PA	n.a.	n.a.	92.405	20.543	n.a.	5.509	4.977	7.744	6.116	9.559	68.664	6.808
Baião	€ / PA	6.467	n.a.	n.a.	n.a.	7.262	13.715	6.013	6.166	7.099	6.989	56.373	9.086
Amares	€ / PA	n.a.	n.a.	2.775	6.920	3.460	4.006	3.622	3.705	3.911	3.931	5.206	3.784
Cabeceiras de Basto	€ / PA	n.a.	8.370	2.855	5.953	5.847	5.804	6.486	6.866	6.761	6.816	5.493	6.636
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€ / PA	n.a.	n.a.	3.478	1.940	6.259	6.996	5.909	5.834	3.969	3.467	7.335	5.198
Vieira do Minho	€ / PA	6.403	1.113	6.103	7.369	9.262	3.383	5.352	6.845	7.193	5.588	4.774	5.748
Melgaço	€ / PA	n.a.	13.962	7.828	2.846	1.813	3.890	8.467	9.826	10.340	11.158	7.951	8.707
Monção	€ / PA	22.833	1.315	1.571	6.664	1.139	3.787	6.640	7.363	9.053	7.580	2.445	6.382
Mesão Frio	€ / PA	2.965	2.955	1.364	1.590	1.650	1.695	13.690	14.241	14.986	14.405	2.803	13.498
Miranda do Douro	€ / PA	25.282	9.649	1.666	2.896	1.581	2.796	7.488	7.690	7.622	7.285	3.349	6.934
<b>Euros / PA</b>		<b>6.358</b>	<b>5.243</b>	<b>3.277</b>	<b>6.372</b>	<b>5.163</b>	<b>5.007</b>	<b>5.557</b>	<b>5.836</b>	<b>5.675</b>	<b>6.248</b>	<b>4.991</b>	<b>5.643</b>

L_ERSE_10: Investimento em Desenvolvimento e Expansão vs PA - Serviços													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Mirandela	€ / PA	15.367	172.224	549.231	47.260	n.a.	n.a.	613.120	145.560	66.408	68.629	76.412	176.012
Macedo de Cavaleiros	€ / PA	30.924	n.a.	n.a.	226.634	n.a.	n.a.	27.729	28.845	30.355	31.083	198.682	53.429
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	€ / PA	74.969	n.a.	n.a.	27.064	n.a.	n.a.	14.665	15.255	16.053	16.439	n.a.	17.771
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	€ / PA	68.910	144.596	n.a.	115.685	n.a.	n.a.	27.224	28.320	29.802	32.380	109.118	41.641
Póvoa de Lanhoso	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	120.415	125.003	131.544	134.980	n.a.	135.544
Alfândega da Fé	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Carrizada de Ansiães	€ / PA	28.138	19.012	20.838	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	40.537	n.a.
Freixo de Espada à Cinta	€ / PA	113.698	14.909	n.a.	2.072	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	33.294	n.a.
Mogadouro	€ / PA	201.582	17.749	18.581	n.a.	n.a.	n.a.	45.763	860.928	50.096	51.298	40.719	254.894
Torre de Moncorvo	€ / PA	118.635	45.689	111.801	55.724	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	80.043	n.a.
Vila Flor	€ / PA	9.400	2.621	24.084	n.a.	45.606	n.a.	536.066	41.319	83.431	44.503	41.652	258.715
Vimioso	€ / PA	n.a.	8.025	n.a.	9.463	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	83.559	n.a.
Vinhais	€ / PA	15.687	n.a.	5.491	n.a.	8.131	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	49.737	17.632	189.090
Terras de Bouro	€ / PA	1.601	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Alijó	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	55.619	n.a.	n.a.	28.006	29.134	543.178	676.532	n.a.	126.614
Boticas	€ / PA	10.277	n.a.	17.768	n.a.	53.981	n.a.	n.a.	46.877	118.888	38.141	63.330	73.441
Murça	€ / PA	n.a.	16.266	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	119.589	n.a.
Montalegre	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	351.382	63.740	n.a.	69.840	n.a.	n.a.	n.a.	127.662	238.796
Ribeira de Pena	€ / PA	2.633	21.179	219.051	194.000	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	75.231	n.a.
Sabrosa	€ / PA	n.a.	157.391	25.833	n.a.	8.956	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	134.980	n.a.
Valpaços	€ / PA	25.662	n.a.	9.466	54.458	n.a.	128.698	130.785	61.240	108.725	84.430	136.361	105.692
Vila Pouca de Aguiar	€ / PA	n.a.	94.766	n.a.	159.208	n.a.	n.a.	37.330	54.205	106.018	224.644	260.921	118.465
Baião	€ / PA	n.a.	n.a.	56.672	n.a.	n.a.	135.781	103.429	53.954	39.042	40.188	845.596	89.174
Amares	€ / PA	n.a.	n.a.	135.556	98.860	204.159	236.380	71.045	77.134	82.454	109.203	167.589	89.285
Cabeceiras de Basto	€ / PA	n.a.	96.723	46.805	62.702	429.747	n.a.	363.217	208.276	68.172	76.117	88.115	145.760
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€ / PA	n.a.	n.a.	28.922	33.893	n.a.	132.932	118.182	277.136	53.348	50.275	100.551	104.733
Vieira do Minho	€ / PA	256.132	29.055	34.003	287.398	131.990	n.a.	72.255	27.381	57.802	167.643	93.258	72.006
Melgaço	€ / PA	n.a.	146.597	40.946	41.062	25.377	n.a.	143.934	68.780	72.379	191.077	75.819	171.032
Monção	€ / PA	776.307	52.332	59.284	38.535	n.a.	n.a.	84.107	66.264	69.956	102.955	64.122	106.798
Mesão Frio	€ / PA	91.066	12.624	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	45.627	n.a.
Miranda do Douro	€ / PA	n.a.	183.338	34.560	43.080	46.035	n.a.	150.699	60.418	53.353	94.709	66.170	107.098
<b>Euros / PA</b>		<b>164.875</b>	<b>104.012</b>	<b>62.287</b>	<b>87.897</b>	<b>167.235</b>	<b>282.005</b>	<b>114.571</b>	<b>93.846</b>	<b>76.910</b>	<b>115.068</b>	<b>99.434</b>	<b>111.132</b>

L_ERSE_10: Investimento em Desenvolvimento e Expansão vs PA - Indústria													
Descrição		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031
Mirandela	€ / PA	n.a.	43.056	549.231	n.a.	n.a.	n.a.	613.120	145.560	n.a.	n.a.	229.236	528.037
Macedo de Cavaleiros	€ / PA	n.a.	39.438	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	993.410	n.a.
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	€ / PA	n.a.	70.517	195.977	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	489.841	n.a.
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	€ / PA	n.a.	n.a.	188.639	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	1.636.771	n.a.
Póvoa de Lanhoso	€ / PA	n.a.	26.002	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	182.164	n.a.
Alfândega da Fé	€ / PA	n.a.	2.241	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	15.591	n.a.
Carrizada de Ansiães	€ / PA	n.a.	9.506	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	60.806	n.a.
Freixo de Espada à Cinta	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Mogadouro	€ / PA	n.a.	n.a.	111.487	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	855.089	n.a.
Torre de Moncorvo	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Vila Flor	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	182.424	n.a.	804.099	n.a.	n.a.	n.a.	458.174	1.034.862
Vimioso	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Vinhais	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Terras de Bouro	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Alijó	€ / PA	n.a.	14.358	58.503	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	126.531	n.a.
Boticas	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Murça	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Montalegre	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	139.680	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	477.593
Ribeira de Pena	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Sabrosa	€ / PA	n.a.	78.696	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	269.959	n.a.
Valpaços	€ / PA	n.a.	14.723	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	306.200	n.a.	n.a.	749.983	1.796.769
Vila Pouca de Aguiar	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	433.640	318.055	n.a.	n.a.	888.491
Baião	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	258.572	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	1.203.847
Amares	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	2.202.396	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	7.053.519
Cabeceiras de Basto	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	181.608	937.242	n.a.	n.a.	n.a.	1.020.318
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€ / PA	n.a.	759.955	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	277.136	n.a.	n.a.	2.765.163	1.047.334
Vieira do Minho	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Melgaço	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Monção	€ / PA	n.a.	n.a.	889.255	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	256.507	n.a.	3.398.441	1.067.979
Mesão Frio	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Miranda do Douro	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	422.923	n.a.	n.a.	n.a.	1.927.772
<b>Euros / PA</b>		<b>n.a.</b>	<b>366.517</b>	<b>1.349.543</b>	<b>n.a.</b>	<b>6.856.644</b>	<b>n.a.</b>	<b>1.031.141</b>	<b>1.032.307</b>	<b>1.845.846</b>	<b>n.a.</b>	<b>1.518.273</b>	<b>1.878.652</b>

L_ERSE_10: Investimento em Desenvolvimento e Expansão vs PA ajustado - Doméstico <sup>1)</sup>													
Descrição		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031
Mirandela	€ / PA	1.013	4.123	4.013	2.090	1.559	1.469	5.240	5.645	5.031	5.015	2.587	4.685
Macedo de Cavaleiros	€ / PA	1.832	5.491	1.966	6.923	4.154	2.766	3.384	3.538	3.710	3.806	4.754	3.175
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	€ / PA	1.741	2.235	33.316	1.664	1.377	1.397	2.171	2.271	2.382	2.444	2.770	2.144
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	€ / PA	4.673	2.273	3.318	4.395	1.385	1.347	1.748	1.828	1.917	2.092	3.313	1.694
Póvoa de Lanhoso	€ / PA	1.447	n.a.	38.871	n.a.	1.541	3.580	4.879	5.161	5.410	5.485	23.656	5.102
Alfândega da Fé	€ / PA	2.647	n.a.	n.a.	n.a.	1.614	1.759	1.806	1.888	1.980	2.239	n.a.	1.945
Carrizada de Ansiães	€ / PA	1.984	18.969	2.935	2.618	1.773	1.675	2.025	2.117	2.220	2.278	2.864	2.106
Freixo de Espada à Cinta	€ / PA	1.493	7.416	1.729	n.a.	1.467	1.412	2.094	2.189	2.296	2.356	2.058	2.069
Mogadouro	€ / PA	983	2.450	1.936	7.751	1.650	1.593	1.927	6.586	2.113	2.168	1.843	3.085
Torre de Moncorvo	€ / PA	2.555	22.616	3.294	4.074	1.300	1.240	1.885	1.971	2.067	2.121	3.678	1.957
Vila Flor	€ / PA	1.300	6.443	n.a.	7.897	7.601	4.081	4.921	5.836	5.485	6.275	7.602	4.914
Vimioso	€ / PA	13.557	n.a.	n.a.	6.283	1.614	1.422	1.662	1.738	1.822	2.037	n.a.	1.767
Vinhais	€ / PA	1.492	2.775	2.666	5.368	4.065	1.433	1.592	1.665	1.746	2.011	2.125	1.730
Terras de Bouro	€ / PA	971	n.a.	3.734	n.a.	n.a.	1.412	1.458	1.525	1.552	1.592	9.075	1.511
Alijó	€ / PA	36.891	n.a.	2.990	37.050	1.514	1.347	7.251	7.580	9.455	10.352	5.798	8.865
Boticas	€ / PA	2.263	46.599	1.526	48.806	5.398	1.347	n.a.	6.051	5.870	5.783	5.680	5.472
Murça	€ / PA	1.779	n.a.	6.595	2.680	1.395	1.759	1.999	2.090	2.192	2.249	2.437	2.115
Montalegre	€ / PA	3.072	n.a.	8.783	n.a.	7.412	n.a.	5.171	4.657	5.388	4.489	8.791	4.937
Ribeira de Pena	€ / PA	n.a.	3.001	n.a.	6.690	1.323	1.145	1.745	1.825	1.913	1.963	14.518	1.782
Sabrosa	€ / PA	n.a.	2.586	12.793	n.a.	3.582	1.521	1.690	1.767	1.853	1.901	8.660	1.779
Valpaços	€ / PA	7.088	4.726	2.580	1.878	10.019	7.204	5.664	7.119	6.319	6.426	6.797	6.373
Vila Pouca de Aguiar	€ / PA	n.a.	n.a.	89.027	8.794	n.a.	5.461	4.890	7.725	6.100	9.497	48.844	6.768
Baião	€ / PA	5.989	n.a.	n.a.	n.a.	7.262	6.132	5.984	6.106	6.996	6.900	31.452	6.219
Amares	€ / PA	n.a.	n.a.	2.518	6.910	3.460	3.955	3.557	3.653	3.841	3.871	4.410	3.724
Cabeceiras de Basto	€ / PA	n.a.	7.094	2.900	5.322	5.847	5.756	6.489	6.032	6.675	6.745	4.585	6.234
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€ / PA	n.a.	n.a.	3.190	1.924	4.777	6.938	5.835	3.518	3.298	3.400	5.323	4.600
Vieira do Minho	€ / PA	5.798	1.098	6.049	6.355	7.430	3.335	5.275	6.760	6.073	5.528	4.177	5.188
Melgaço	€ / PA	n.a.	13.163	7.628	2.665	1.813	3.842	8.385	9.768	10.238	9.359	6.430	7.779
Monção	€ / PA	20.864	1.278	1.523	6.268	1.139	3.738	6.559	7.306	9.066	7.511	2.325	6.335
Mesão Frio	€ / PA	1.015	2.895	1.315	1.584	1.650	1.647	13.606	14.221	14.904	14.351	1.359	13.440
Miranda do Douro	€ / PA	18.809	9.586	1.619	2.882	1.561	2.747	6.097	7.674	7.526	7.216	3.183	6.112
<b>Euros / PA</b>		<b>4.031</b>	<b>4.524</b>	<b>3.078</b>	<b>5.308</b>	<b>4.303</b>	<b>4.275</b>	<b>4.648</b>	<b>4.986</b>	<b>5.429</b>	<b>5.986</b>	<b>4.109</b>	<b>5.015</b>

1) O presente montante exclui investimento efetuado na rede de Mogadouro, UAG e Contadores

L_ERSE_10: Investimento em Desenvolvimento e Expansão vs PA ajustado - Serviços <sup>1)</sup>													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Mirandela	€ / PA	13.169	169.058	501.580	28.846	n.a.	n.a.	141.473	146.781	65.397	67.704	65.714	96.817
Macedo de Cavaleiros	€ / PA	28.390	n.a.	n.a.	226.142	n.a.	n.a.	27.071	28.304	29.676	30.451	193.006	52.390
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	€ / PA	68.769	n.a.	n.a.	26.626	n.a.	n.a.	14.113	14.761	15.481	15.886	n.a.	17.155
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	€ / PA	66.980	141.690	n.a.	114.272	n.a.	n.a.	26.220	27.422	28.761	31.375	105.138	40.230
Póvoa de Lanhoso	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	118.715	123.856	129.831	133.478	n.a.	133.927
Alfândega da Fé	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Carraceda de Ansiães	€ / PA	25.798	18.969	19.080	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	34.370	n.a.
Freixo de Espada à Cinta	€ / PA	110.462	14.833	n.a.	2.072	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	32.592	n.a.
Mogadouro	€ / PA	187.662	17.500	18.067	n.a.	n.a.	n.a.	44.316	151.473	48.598	49.867	32.825	76.351
Torre de Moncorvo	€ / PA	89.437	45.231	109.813	55.672	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	76.017	n.a.
Vila Flor	€ / PA	9.097	2.577	22.708	n.a.	45.606	n.a.	288.690	40.855	82.282	43.924	41.466	165.242
Vimioso	€ / PA	n.a.	7.982	n.a.	9.425	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	83.411	n.a.
Vinhais	€ / PA	13.426	n.a.	5.332	n.a.	8.131	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	48.253	16.291	183.360
Terras de Bouro	€ / PA	1.457	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Alijó	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	55.576	n.a.	n.a.	27.555	28.806	538.927	672.866	n.a.	125.589
Botlicas	€ / PA	8.147	n.a.	17.298	n.a.	53.981	n.a.	n.a.	46.391	117.409	37.588	61.774	72.506
Murça	€ / PA	n.a.	16.004	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	114.518	n.a.
Montalegre	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	27.891	63.740	n.a.	69.811	n.a.	n.a.	n.a.	86.808	236.965
Ribeira de Pena	€ / PA	2.307	21.004	218.882	194.000	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	75.011	n.a.
Sabrosa	€ / PA	n.a.	155.132	25.587	n.a.	8.956	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	134.224	n.a.
Valpaços	€ / PA	24.808	n.a.	8.600	24.414	n.a.	85.011	129.135	61.223	107.421	83.532	66.739	92.223
Vila Pouca de Aguiar	€ / PA	n.a.	94.711	n.a.	68.150	n.a.	n.a.	36.672	54.072	105.737	223.186	185.609	117.763
Baião	€ / PA	n.a.	n.a.	7.498	n.a.	n.a.	60.702	102.931	53.429	38.476	39.675	471.787	61.037
Amareis	€ / PA	n.a.	n.a.	123.012	98.709	204.159	233.336	69.768	76.046	80.991	107.518	141.978	87.874
Cabeceiras de Basto	€ / PA	n.a.	81.980	47.536	56.055	429.747	n.a.	363.370	182.979	67.310	75.316	73.552	136.923
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€ / PA	n.a.	n.a.	26.531	33.617	n.a.	131.824	116.702	167.091	52.217	49.297	72.977	92.695
Vieira do Minho	€ / PA	231.931	28.682	33.703	247.830	105.872	n.a.	71.212	27.040	48.798	165.840	81.595	64.990
Melgaço	€ / PA	n.a.	138.211	39.900	38.458	25.377	n.a.	142.538	68.375	71.668	160.266	61.319	152.804
Monção	€ / PA	709.383	50.864	57.467	36.247	n.a.	n.a.	83.076	65.752	70.059	102.026	60.964	106.002
Mesão Frio	€ / PA	31.168	12.370	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	22.120	n.a.
Miranda do Douro	€ / PA	n.a.	182.141	33.595	42.863	46.035	n.a.	122.709	60.298	52.680	93.810	62.905	94.393
<b>Euros / PA</b>		<b>104.550</b>	<b>89.748</b>	<b>58.506</b>	<b>73.227</b>	<b>139.375</b>	<b>240.741</b>	<b>95.827</b>	<b>80.166</b>	<b>73.568</b>	<b>110.227</b>	<b>81.868</b>	<b>98.767</b>

1) O presente montante exclui investimento efetuado na rede de Mogadouro, UAG e Contadores

L_ERSE_10: Investimento em Desenvolvimento e Expansão vs PA ajustado - Indústria <sup>1)</sup>													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Mirandela	€ / PA	n.a.	42.265	501.580	n.a.	n.a.	n.a.	141.473	146.781	n.a.	n.a.	197.142	290.452
Macedo de Cavaleiros	€ / PA	n.a.	38.435	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	965.030	n.a.
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	€ / PA	n.a.	69.275	166.582	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	445.927	n.a.
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	€ / PA	n.a.	n.a.	159.262	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	1.577.065	n.a.
Póvoa de Lanhoso	€ / PA	n.a.	25.835	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	171.504	n.a.
Alfândega da Fé	€ / PA	n.a.	2.153	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	15.176	n.a.
Carraceda de Ansiães	€ / PA	n.a.	9.484	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	51.555	n.a.
Freixo de Espada à Cinta	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Mogadouro	€ / PA	n.a.	n.a.	108.403	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	689.335	n.a.
Torre de Moncorvo	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Vila Flor	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	182.424	n.a.	433.035	n.a.	n.a.	n.a.	456.126	660.970
Vimioso	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Vinhais	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Terras de Bouro	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Alijó	€ / PA	n.a.	14.180	56.808	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	124.653	n.a.
Botlicas	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Murça	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Montalegre	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	139.621	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	473.929
Ribeira de Pena	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Sabrosa	€ / PA	n.a.	77.566	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	268.448	n.a.
Valpaços	€ / PA	n.a.	14.177	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	306.113	n.a.	n.a.	367.063	1.567.799
Vila Pouca de Aguiar	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	432.574	317.212	n.a.	883.219	n.a.
Baião	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	257.327	n.a.	n.a.	n.a.	823.995	n.a.
Amareis	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	2.162.794	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	6.942.036
Cabeceiras de Basto	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	181.685	823.407	n.a.	n.a.	n.a.	958.463
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€ / PA	n.a.	663.965	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	167.091	n.a.	n.a.	2.006.855	926.948
Vieira do Minho	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Melgaço	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Monção	€ / PA	n.a.	n.a.	862.009	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	256.882	n.a.	3.231.097	1.060.018
Mesão Frio	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Miranda do Douro	€ / PA	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	422.083	n.a.	n.a.	n.a.	1.699.077
<b>Euros / PA</b>		<b>n.a.</b>	<b>316.254</b>	<b>1.267.620</b>	<b>n.a.</b>	<b>5.714.374</b>	<b>n.a.</b>	<b>862.444</b>	<b>881.830</b>	<b>1.765.623</b>	<b>n.a.</b>	<b>1.250.054</b>	<b>1.669.638</b>

1) O presente montante exclui investimento efetuado na rede de Mogadouro, UAG e Contadores

## Indicador #11

I_ERSE_11: Investimento em desenvolvimento e expansão vs consumo adicional - Doméstico													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Mirandela	€/ MWh	0	0	0	371	0	79	10.166	3.238	0	4.594	371	4.519
Macedo de Cavaleiros	€/ MWh	0	0	253	1.844	0	491	639	0	0	0	1.048	565
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	€/ MWh	0	0	12.337	170	99	74	853	1.621	0	3.013	4.202	1.391
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	€/ MWh	0	0	656	10.758	64	159	500	2.220	0	0	3.826	959
Póvoa de Lanhoso	€/ MWh	0	0	0	1.030	0	420	3.640	2.952	18.911	3.463	1.030	5.877
Alfândega da Fé	€/ MWh	0	0	298	6	219	95	904	1.056	0	1.220	175	819
Carraceda de Ansiães	€/ MWh	0	0	665	6.317	0	108	1.183	997	0	1.297	3.491	896
Freixo de Espada à Cinta	€/ MWh	1.727	2.223	356	42	46	229	1.057	1.107	0	1.788	879	1.045
Mogadouro	€/ MWh	854	771	398	1.520	716	232	1.703	23.083	3.836	1.501	852	6.071
Torre de Moncorvo	€/ MWh	1.109	0	2.238	946	107	82	1.680	1.387	0	1.970	1.100	1.280
Vila Flor	€/ MWh	0	0	507	6.107	7.963	1.755	7.688	460	0	3.488	4.859	3.348
Vimioso	€/ MWh	1.418	342	6.310	0	198	133	1.122	767	43.131	747	2.067	9.180
Vinhais	€/ MWh	533	2.942	158	347	167	463	1.416	913	1.369	1.108	829	1.054
Terras de Bouro	€/ MWh	0	848	1.796	139	0	626	800	1.020	2.502	1.133	928	1.216
Alijó	€/ MWh	0	0	807	1.159	1.021	188	4.664	4.098	13.566	6.372	996	5.777
Boticas	€/ MWh	622	0	696	1.503	0	252	0	7.257	5.489	1.150	941	3.537
Murça	€/ MWh	4.934	0	288	612	168	49	1.362	956	0	1.557	1.501	981
Montalegre	€/ MWh	0	0	0	3.564	0	0	5.700	2.245	5.929	2.729	3.564	4.151
Ribeira de Pena	€/ MWh	0	0	6.709	5.793	110	225	1.346	975	3.410	1.269	4.204	1.445
Sabrosa	€/ MWh	0	2.858	584	2.960	0	173	1.244	1.055	38.100	948	2.134	8.304
Valpaços	€/ MWh	1.441	2.022	1.178	624	16.623	4.113	3.931	2.117	4.783	3.164	4.378	3.621
Vila Pouca de Aguiar	€/ MWh	0	0	1.855	49.357	0	3.457	641	6.826	4.679	5.212	25.606	4.163
Baião	€/ MWh	0	0	8.831	9.347	0	8.632	2.817	1.949	5.151	4.096	9.089	4.529
Amares	€/ MWh	0	0	3.669	2.332	4.876	1.852	2.600	1.750	1.675	2.204	3.626	2.016
Cabeceiras de Basto	€/ MWh	0	24.918	3.059	1.616	5.713	2.013	2.368	6.555	2.515	2.804	8.826	3.251
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€/ MWh	0	0	2.877	1.364	2.239	2.496	2.387	4.394	2.508	1.613	2.160	2.680
Vieira do Minho	€/ MWh	37.192	672	894	3.206	4.308	1.705	855	4.551	9.025	1.343	9.255	3.496
Melgaço	€/ MWh	0	219.363	4.858	1.177	1.359	2.083	2.701	3.369	20.660	12.380	56.689	8.239
Monção	€/ MWh	136.915	1.149	791	1.092	447	2.028	1.165	5.656	28.312	6.454	28.079	8.723
Mesão Frio	€/ MWh	7.979	382	192	3.832	81	231	16.818	17.000	0	23.892	2.493	14.485
Miranda do Douro	€/ MWh	484.322	3.851	1.159	1.157	582	835	6.918	2.172	3.164	5.941	98.214	3.806
<b>Euros / GN veiculado adicional</b>		<b>0</b>	<b>32.618</b>	<b>1.670</b>	<b>1.607</b>	<b>3.823</b>	<b>1.549</b>	<b>3.092</b>	<b>3.053</b>	<b>6.652</b>	<b>3.682</b>	<b>9.930</b>	<b>3.606</b>

I_ERSE_11: Investimento em desenvolvimento e expansão vs consumo adicional - Serviços													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Mirandela	€/ MWh	513	957	0	290	185	76	10.537	1.439	0	583	486	3.159
Macedo de Cavaleiros	€/ MWh	0	0	358	0	1.777	583	2.140	552	0	939	1.068	1.053
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	€/ MWh	119	296	546	0	0	64	183	123	324	199	320	179
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	€/ MWh	504	5.882	209	0	51	175	897	312	5.715	186	1.661	1.457
Póvoa de Lanhoso	€/ MWh	44	0	1.004	1.768	223	734	2.317	1.702	2.136	1.510	760	1.680
Alfândega da Fé	€/ MWh	28	22	0	8	84	400	0	205	0	0	36	302
Carraceda de Ansiães	€/ MWh	1.962	24	205	83	0	22	0	0	292	0	568	157
Freixo de Espada à Cinta	€/ MWh	493	331	0	0	49	514	259	0	698	0	291	490
Mogadouro	€/ MWh	250	244	651	0	51	346	808	9.132	1.252	646	299	2.437
Torre de Moncorvo	€/ MWh	197	0	1.087	707	0	203	725	721	0	915	664	641
Vila Flor	€/ MWh	400	28	279	0	570	682	34.847	355	886	672	319	7.488
Vimioso	€/ MWh	1.167	29	0	93	410	791	0	0	0	0	425	791
Vinhais	€/ MWh	111	0	34	4	0	71	0	0	2.123	589	50	928
Terras de Bouro	€/ MWh	27	64	0	0	0	2.445	456	0	709	0	45	1.203
Alijó	€/ MWh	51	0	229	0	128	115	613	318	2.416	7.811	136	2.255
Boticas	€/ MWh	110	0	248	887	0	281	0	2.639	2.351	1.054	415	1.581
Murça	€/ MWh	115	0	124	1.116	68	21	307	0	1.607	0	356	645
Montalegre	€/ MWh	0	36	116	226	0	0	897	4.203	0	1.850	126	2.317
Ribeira de Pena	€/ MWh	29	46	0	2.338	94	49	439	0	36.949	504	627	9.485
Sabrosa	€/ MWh	302	0	181	5.515	0	24	0	335	0	393	2.000	251
Valpaços	€/ MWh	5.562	102	275	222	0	4.157	2.816	1.185	670	2.117	1.540	2.189
Vila Pouca de Aguiar	€/ MWh	24	0	0	670	0	2.529	902	1.102	929	2.663	347	1.625
Baião	€/ MWh	16	63	0	0	770	2.648	622	443	455	404	283	915
Amares	€/ MWh	0	0	5.691	913	320	2.822	3.116	1.714	1.550	2.591	2.308	2.359
Cabeceiras de Basto	€/ MWh	0	10.278	1.017	645	7.030	4.951	8.642	4.515	982	559	4.743	3.930
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€/ MWh	0	0	637	196	0	2.354	740	1.931	1.004	362	416	1.278
Vieira do Minho	€/ MWh	376.296	3.350	511	587	1.164	1.336	3.627	474	1.274	258	76.382	1.394
Melgaço	€/ MWh	0	6.563	364	254	0	3.237	3.265	5.982	3.125	6.676	2.394	4.457
Monção	€/ MWh	131.399	1.543	443	2.632	106	10.350	1.063	440	696	628	27.225	2.635
Mesão Frio	€/ MWh	13.716	200	592	380	0	677	0	0	0	8.541	3.722	4.609
Miranda do Douro	€/ MWh	0	9.784	474	779	140	647	3.104	455	207	513	2.794	985
<b>Euros / GN veiculado adicional</b>		<b>787</b>	<b>2.902</b>	<b>777</b>	<b>703</b>	<b>751</b>	<b>1.330</b>	<b>2.333</b>	<b>1.332</b>	<b>1.223</b>	<b>1.011</b>	<b>1.184</b>	<b>1.446</b>

L_ERSE_11: Investimento em desenvolvimento e expansão vs consumo adicional - Indústria													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Mirandela	€ / MWh	0	335	0	0	301	392	1.776	422	0	0	318	863
Macedo de Cavaleiros	€ / MWh	0	439	6.086	0	0	77.060	0	0	0	3.262	77.060	
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	€ / MWh	0	0	0	0	25	99	0	0	0	25	99	
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	€ / MWh	0	0	0	0	0	57.657	0	0	0	0	57.657	
Póvoa de Lanhoso	€ / MWh	0	74	1.182	673	34	1.271	0	0	0	491	1.271	
Alfândega da Fé	€ / MWh	32	0	0	0	1.867	11.978	0	0	0	949	11.978	
Carraceda de Ansiães	€ / MWh	160	0	0	0	902	1.776	0	0	0	531	1.776	
Freixo de Espada à Cinta	€ / MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Mogadouro	€ / MWh	586	0	0	46.403	737	10.522	0	0	0	15.908	10.522	
Torre de Moncorvo	€ / MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Vila Flor	€ / MWh	47	0	1.969	52.291	771	816	3.323	167	0	13.770	1.435	
Vimioso	€ / MWh	136	0	0	0	0	0	0	0	0	136	0	
Vinhais	€ / MWh	0	4.403	0	382	0	2.432	0	0	0	2.393	2.432	
Terras de Bouro	€ / MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Alijó	€ / MWh	0	264	0	16.500	2.460	13.016	0	0	0	6.408	13.016	
Boticas	€ / MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Murça	€ / MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Montalegre	€ / MWh	0	0	0	0	0	0	506	391	0	0	449	
Ribeira de Pena	€ / MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Sabrosa	€ / MWh	0	7.725	9.737	0	708	4.804	0	0	0	6.057	4.804	
Valpaços	€ / MWh	0	55.358	0	649.251	798.928	16.108.441	0	1.110	406	501.179	5.369.985	
Vila Pouca de Aguiar	€ / MWh	0	0	0	0	0	0	1.572	589	1.651	0	1.270	
Baião	€ / MWh	0	0	0	0	0	0	937	390	0	0	664	
Amares	€ / MWh	0	0	0	0	0	0	7.982	6.140	0	0	7.061	
Cabeceiras de Basto	€ / MWh	0	0	0	0	0	0	658	1.697	1.575	0	1.310	
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€ / MWh	0	1.295	423	0	2.376	8.707	0	1.015	739	0	1.365	3.487
Vieira do Minho	€ / MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Melgaço	€ / MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Monção	€ / MWh	0	0	28.568	93.914	18.992	709.910	0	0	945	1.513	47.158	237.456
Mesão Frio	€ / MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Miranda do Douro	€ / MWh	0	0	0	0	0	0	0	1.533	398	0	965	
<b>Euros / GN veiculado adicional</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3.819</b>	<b>0</b>	<b>2.692</b>	<b>10.713</b>	<b>3.342</b>	<b>1.755</b>	<b>2.906</b>	<b>6.870</b>	<b>3.255</b>	<b>5.117</b>

L_ERSE_11: Investimento em desenvolvimento e expansão vs consumo adicional ajustado - Doméstico <sup>1)</sup>													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Mirandela	€ / MWh	0	0	0	227	0	76	2.346	3.265	0	4.532	227	2.555
Macedo de Cavaleiros	€ / MWh	0	0	205	1.840	0	482	624	0	0	1.023	553	
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	€ / MWh	0	0	10.486	167	99	72	821	1.569	0	2.912	3.584	1.343
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	€ / MWh	0	0	553	10.627	64	153	481	2.149	0	3.748	928	
Póvoa de Lanhoso	€ / MWh	0	0	0	974	0	414	3.589	2.925	18.665	3.424	974	5.804
Alfândega da Fé	€ / MWh	0	0	285	6	219	92	877	1.031	0	1.191	170	798
Carraceda de Ansiães	€ / MWh	0	0	609	3.219	0	105	1.152	976	0	1.267	1.914	875
Freixo de Espada à Cinta	€ / MWh	0	0	344	42	46	221	1.030	1.084	0	1.749	144	1.021
Mogadouro	€ / MWh	0	0	387	723	716	225	1.649	4.061	3.721	1.459	609	2.223
Torre de Moncorvo	€ / MWh	0	0	2.199	945	107	79	1.633	1.355	0	1.922	1.083	1.247
Vila Flor	€ / MWh	0	0	478	6.103	7.963	1.735	4.140	455	0	3.443	4.848	2.443
Vimioso	€ / MWh	0	0	6.310	0	198	129	1.087	746	41.852	728	3.254	8.908
Vinhais	€ / MWh	0	0	154	345	167	448	1.370	888	1.327	1.075	222	1.022
Terras de Bouro	€ / MWh	0	0	1.766	139	0	606	771	989	2.416	1.096	953	1.176
Alijó	€ / MWh	0	0	784	1.158	1.021	181	4.589	4.052	13.460	6.337	988	5.724
Boticas	€ / MWh	0	0	678	1.503	0	243	0	7.182	5.421	1.133	1.091	3.495
Murça	€ / MWh	0	0	228	612	168	47	1.326	936	0	1.521	336	957
Montalegre	€ / MWh	0	0	0	283	0	0	5.698	2.226	5.861	2.697	283	4.120
Ribeira de Pena	€ / MWh	0	0	6.704	5.793	110	215	1.305	951	3.313	1.235	4.202	1.404
Sabrosa	€ / MWh	0	0	578	2.953	0	167	1.206	1.027	36.986	922	1.766	8.062
Valpaços	€ / MWh	0	0	1.070	280	6.633	2.717	3.881	2.116	4.725	3.130	2.661	3.314
Vila Pouca de Aguiar	€ / MWh	0	0	1.787	21.128	0	3.426	630	6.809	4.667	5.178	11.457	4.142
Baião	€ / MWh	0	0	1.168	4.231	0	3.859	2.803	1.930	5.076	4.044	2.700	3.543
Amares	€ / MWh	0	0	3.330	2.329	4.876	1.829	2.553	1.726	1.645	2.170	3.511	1.984
Cabeceiras de Basto	€ / MWh	0	0	3.107	1.445	5.713	1.996	2.369	5.759	2.483	2.774	3.421	3.076
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€ / MWh	0	0	2.639	1.353	1.709	2.476	2.357	2.649	2.455	1.581	1.900	2.304
Vieira do Minho	€ / MWh	0	0	886	2.765	3.456	1.681	843	4.494	7.619	1.328	2.369	3.193
Melgaço	€ / MWh	0	0	4.734	1.102	1.359	2.057	2.675	3.349	20.457	10.384	2.398	7.784
Monção	€ / MWh	0	0	767	1.027	447	2.002	1.151	5.612	28.354	6.396	747	8.703
Mesão Frio	€ / MWh	0	0	185	3.817	81	224	16.715	16.976	0	23.804	1.361	14.430
Miranda do Douro	€ / MWh	0	0	1.127	1.151	582	821	5.633	2.167	3.124	5.885	953	3.526
<b>Euros / GN veiculado adicional</b>		<b>0</b>	<b>28.145</b>	<b>1.569</b>	<b>1.338</b>	<b>3.186</b>	<b>1.322</b>	<b>2.586</b>	<b>2.608</b>	<b>6.363</b>	<b>3.527</b>	<b>6.560</b>	<b>3.281</b>

1) O presente montante exclui investimento efetuado na rede de Mogadouro, UAG e Contadores

L_ERSE_11: Investimento em desenvolvimento e expansão vs consumo adicional ajustado- Serviços <sup>1)</sup>													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Mirandela	€/ MWh	0	0	0	177	185	73	2.431	1.451	0	575	181	1.133
Macedo de Cavaleiros	€/ MWh	0	0	291	0	1.777	573	2.089	542	0	920	1.034	1.031
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	€/ MWh	0	0	464	0	0	62	176	119	313	192	464	172
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	€/ MWh	0	0	176	0	51	169	864	302	5.515	180	113	1.406
Póvoa de Lanhoso	€/ MWh	0	0	904	1.673	223	724	2.285	1.686	2.108	1.493	933	1.659
Alfândega da Fé	€/ MWh	0	0	0	7	84	389	0	200	0	0	46	295
Carraceda de Ansiães	€/ MWh	0	0	188	42	0	21	0	0	285	0	115	153
Freixo de Espada à Cinta	€/ MWh	0	0	0	0	49	497	252	0	681	0	49	477
Mogadouro	€/ MWh	0	0	633	0	51	335	783	1.607	1.215	628	342	914
Torre de Moncorvo	€/ MWh	0	0	1.068	706	0	195	705	705	0	892	887	624
Vila Flor	€/ MWh	0	0	263	0	570	674	18.767	351	873	663	417	4.266
Vimioso	€/ MWh	0	0	0	92	410	765	0	0	0	0	251	765
Vinhais	€/ MWh	0	0	33	4	0	69	0	0	2.057	572	18	899
Terras de Bouro	€/ MWh	0	0	0	0	0	2.364	439	0	685	0	0	1.163
Alijó	€/ MWh	0	0	223	0	128	111	604	315	2.397	7.768	175	2.239
Botlicas	€/ MWh	0	0	242	887	0	271	0	2.611	2.321	1.039	565	1.561
Murça	€/ MWh	0	0	98	1.116	68	21	299	0	1.566	0	428	629
Montalegre	€/ MWh	0	0	100	18	0	0	897	4.166	0	1.828	59	2.297
Ribeira de Pena	€/ MWh	0	0	0	2.338	94	47	426	0	35.900	490	1.216	9.216
Sabrosa	€/ MWh	0	0	179	5.501	0	23	0	327	0	383	2.840	244
Valpaços	€/ MWh	0	0	250	99	0	2.746	2.780	1.184	662	2.094	174	1.893
Vila Pouca de Aguiar	€/ MWh	0	0	0	287	0	2.507	886	1.099	927	2.646	287	1.613
Baião	€/ MWh	0	0	0	0	770	1.184	619	439	449	399	770	618
Amareis	€/ MWh	0	0	5.164	912	320	2.786	3.060	1.690	1.523	2.551	2.132	2.322
Cabeceiras de Basto	€/ MWh	0	0	1.033	577	7.030	4.910	8.645	3.966	969	553	2.880	3.809
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€/ MWh	0	0	584	195	0	2.334	731	1.164	983	354	389	1.113
Vieira do Minho	€/ MWh	0	0	507	506	933	1.317	3.575	468	1.075	256	649	1.338
Melgaço	€/ MWh	0	0	355	238	0	3.197	3.234	5.947	3.094	5.600	296	4.214
Monção	€/ MWh	0	0	429	2.476	106	10.218	1.050	437	697	622	1.004	2.605
Mesão Frio	€/ MWh	0	0	570	379	0	657	0	0	0	8.509	475	4.583
Miranda do Douro	€/ MWh	0	0	461	775	140	636	2.527	454	204	508	459	886
<b>Euros / GN veiculado adicional</b>		<b>499</b>	<b>2.504</b>	<b>730</b>	<b>586</b>	<b>626</b>	<b>1.136</b>	<b>1.951</b>	<b>1.138</b>	<b>1.170</b>	<b>968</b>	<b>989</b>	<b>1.272</b>

1) O presente montante exclui investimento efetuado na rede de Mogadouro, UAG e Contadores

L_ERSE_11: Investimento em desenvolvimento e expansão vs consumo adicional ajustado- Indústria <sup>1)</sup>													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Mirandela	€/ MWh	0	0	0	0	301	379	410	425	0	0	301	405
Macedo de Cavaleiros	€/ MWh	0	0	4.951	0	0	75.736	0	0	0	0	4.951	75.736
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	€/ MWh	0	0	0	0	25	96	0	0	0	0	25	96
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	€/ MWh	0	0	0	0	0	55.657	0	0	0	0	0	55.657
Póvoa de Lanhoso	€/ MWh	0	0	1.064	637	34	1.254	0	0	0	0	578	1.254
Alfândega da Fé	€/ MWh	0	0	0	0	1.867	11.657	0	0	0	0	1.867	11.657
Carraceda de Ansiães	€/ MWh	0	0	0	0	902	1.727	0	0	0	0	902	1.727
Freixo de Espada à Cinta	€/ MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mogadouro	€/ MWh	0	0	22.072	737	10.212	0	0	0	0	0	11.404	10.212
Torre de Moncorvo	€/ MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Vila Flor	€/ MWh	0	0	1.857	52.257	771	806	1.789	165	0	0	18.295	920
Vimioso	€/ MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Vinhais	€/ MWh	0	0	0	380	0	2.353	0	0	0	0	380	2.353
Terras de Bouro	€/ MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alijó	€/ MWh	0	0	0	16.487	2.460	12.565	0	0	0	0	9.474	12.565
Botlicas	€/ MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Murça	€/ MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Montalegre	€/ MWh	0	0	0	0	0	0	506	388	0	0	0	447
Ribeira de Pena	€/ MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sabrosa	€/ MWh	0	0	9.644	0	708	4.656	0	0	0	0	5.176	4.656
Valpaços	€/ MWh	0	0	0	291.066	318.769	10.640.447	0	1.109	401	0	304.918	3.547.319
Vila Pouca de Aguiar	€/ MWh	0	0	0	0	0	0	1.568	588	1.640	0	1.265	0
Baião	€/ MWh	0	0	0	0	0	0	933	387	0	0	0	660
Amareis	€/ MWh	0	0	0	0	0	0	7.838	6.053	0	0	0	6.946
Cabeceiras de Basto	€/ MWh	0	0	0	0	0	0	658	1.491	1.555	0	0	1.235
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€/ MWh	0	0	388	0	1.814	8.635	0	612	723	0	1.101	3.323
Vieira do Minho	€/ MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Melgaço	€/ MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Monção	€/ MWh	0	0	27.693	88.336	18.992	700.837	0	0	946	1.499	45.007	234.427
Mesão Frio	€/ MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Miranda do Douro	€/ MWh	0	0	0	0	0	0	0	1.530	393	0	0	961
<b>Euros / GN veiculado adicional</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3.587</b>	<b>0</b>	<b>2.244</b>	<b>9.146</b>	<b>2.795</b>	<b>1.500</b>	<b>2.780</b>	<b>6.581</b>	<b>2.915</b>	<b>4.560</b>

1) O presente montante exclui investimento efetuado na rede de Mogadouro, UAG e Contadores

## Indicador #12

I_ERSE_12: Investimento em Conformidade e Segurança de Abastecimento por metro de rede													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Mirandela	€/m	4,0	5,1	2,0	6,1	0,8	0,5	2,3	1,6	1,5	1,0	3,6	1,4
Macedo de Cavaleiros	€/m	2,7	2,7	2,2	3,2	0,8	0,5	2,1	1,4	1,0	1,1	2,3	1,2
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	€/m	2,2	2,1	1,9	2,7	0,7	0,5	2,0	1,4	1,0	1,0	1,9	1,2
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	€/m	2,6	2,4	1,9	3,5	0,7	0,5	2,1	1,4	1,1	1,0	2,2	1,2
Póvoa de Lanhoso	€/m	2,4	2,2	2,0	2,8	0,9	0,5	2,0	1,3	0,7	0,9	2,0	1,1
Alfândega da Fé	€/m	2,0	2,7	1,9	4,0	0,7	0,6	2,6	1,6	2,0	1,1	2,3	1,6
Carraceda de Ansiães	€/m	2,0	2,4	1,9	3,5	0,7	0,6	2,4	1,5	1,6	1,1	2,1	1,4
Freixo de Espada à Cinta	€/m	2,0	2,5	2,2	3,9	0,7	0,6	2,6	1,6	2,0	1,1	2,3	1,6
Mogadouro	€/m	2,5	1,8	2,2	3,8	0,7	0,6	2,5	0,7	0,8	0,5	2,2	1,0
Torre de Moncorvo	€/m	2,5	2,8	2,0	3,3	0,7	0,5	2,4	1,5	1,5	1,0	2,2	1,4
Vila Flor	€/m	2,3	3,0	2,2	4,6	0,6	0,9	3,9	1,1	1,6	0,8	2,6	1,7
Vimioso	€/m	2,5	3,2	2,2	4,0	0,7	0,6	2,7	1,6	2,1	1,1	2,5	1,6
Vinhais	€/m	2,0	2,7	2,2	4,4	0,7	0,6	2,8	1,6	2,3	1,1	2,4	1,7
Terras de Bouro	€/m	2,4	5,7	3,0	7,1	0,7	0,9	4,0	1,9	4,3	1,5	3,8	2,5
Alijó	€/m	2,1	2,4	2,1	4,2	0,7	0,7	2,3	2,3	0,7	0,8	2,3	1,4
Boticas	€/m	2,4	2,7	2,4	3,7	0,6	0,5	2,4	2,2	0,7	0,8	2,4	1,3
Murça	€/m	2,0	2,3	2,1	5,2	0,7	0,6	2,5	3,0	0,8	2,9	2,5	2,0
Montalegre	€/m	2,0	2,2	2,1	7,3	1,8	0,6	3,1	2,4	0,6	0,8	3,1	1,5
Ribeira de Pena	€/m	2,8	3,4	2,2	3,7	0,7	0,6	2,5	2,9	0,8	1,1	2,5	1,6
Sabrosa	€/m	2,3	2,5	2,0	5,8	0,7	0,6	2,4	2,3	0,8	1,0	2,7	1,4
Valpaços	€/m	2,0	2,1	2,0	3,7	2,1	1,8	1,9	2,0	0,5	0,8	2,4	1,4
Vila Pouca de Aguiar	€/m	3,4	2,8	2,2	7,7	0,7	0,5	3,1	2,5	0,6	1,4	3,4	1,6
Baião	€/m	2,4	2,8	2,3	8,4	3,0	2,6	3,8	3,0	0,5	1,7	3,8	2,3
Amares	€/m	34,4	21,0	5,1	4,4	1,2	0,4	1,2	0,6	0,6	0,4	13,2	0,6
Cabeceiras de Basto	€/m	9,3	5,8	2,5	5,3	2,0	0,4	2,3	2,3	0,9	0,5	5,0	1,3
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€/m	8,1	5,5	3,2	4,8	2,0	0,6	2,5	2,2	2,1	0,7	4,7	1,6
Vieira do Minho	€/m	4,0	2,9	2,2	4,8	2,1	0,5	1,9	0,9	2,0	1,3	3,2	1,3
Melgaço	€/m	7,5	4,9	2,1	4,3	1,8	0,6	2,1	1,1	0,6	3,3	4,1	1,5
Monção	€/m	7,5	3,9	2,7	3,4	0,7	0,5	1,9	1,1	0,6	1,3	3,6	1,1
Mesão Frio	€/m	5,6	3,7	2,0	5,8	0,7	0,9	2,8	3,0	0,7	0,7	3,6	1,6
Miranda do Douro	€/m	5,9	4,6	2,4	3,6	0,7	0,7	3,0	0,9	1,4	0,6	3,4	1,3
<b>Euros / m de rede adquiridas</b>		<b>2,9</b>	<b>3,0</b>	<b>2,2</b>	<b>4,2</b>	<b>1,0</b>	<b>0,6</b>	<b>2,3</b>	<b>1,6</b>	<b>1,1</b>	<b>1,0</b>	<b>2,7</b>	<b>1,3</b>

I_ERSE_12: Investimento em Conformidade e Segurança de Abastecimento por PA													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Mirandela	€/PA	40,9	53,5	22,7	68,1	9,4	5,4	27,3	18,9	18,2	13,3	38,9	16,6
Macedo de Cavaleiros	€/PA	58,1	58,8	46,4	75,4	18,9	10,9	50,2	34,9	25,5	27,2	51,5	29,7
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	€/PA	51,8	49,0	44,2	64,0	17,6	11,0	50,1	35,5	24,2	26,5	45,3	29,5
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	€/PA	79,4	73,9	58,3	108,5	21,1	14,6	67,6	46,3	34,9	32,2	68,2	39,1
Póvoa de Lanhoso	€/PA	65,0	62,5	56,0	85,8	25,9	13,9	63,1	42,8	24,5	28,8	59,0	34,6
Alfândega da Fé	€/PA	58,5	82,0	58,2	120,4	20,6	19,0	83,2	49,5	64,9	36,5	67,9	50,6
Carraceda de Ansiães	€/PA	95,3	115,1	88,0	158,3	30,7	26,2	114,8	71,6	79,5	51,4	97,5	68,7
Freixo de Espada à Cinta	€/PA	73,2	89,2	75,8	137,5	23,8	21,6	94,9	56,5	73,7	41,5	79,9	57,6
Mogadouro	€/PA	63,8	43,5	51,2	88,4	15,7	13,8	58,7	34,6	41,3	23,9	52,5	34,5
Torre de Moncorvo	€/PA	77,5	88,3	63,6	103,6	21,1	17,4	75,9	48,1	48,8	33,7	70,8	44,8
Vila Flor	€/PA	50,1	64,7	48,2	110,0	15,8	24,3	107,8	31,4	47,4	24,4	57,7	47,1
Vimioso	€/PA	114,8	151,0	132,1	237,5	40,0	37,1	160,4	94,0	123,9	68,4	135,1	96,8
Vinhais	€/PA	93,2	120,2	98,8	192,6	29,9	28,2	113,5	60,9	82,0	40,0	106,9	64,9
Terras de Bouro	€/PA	38,5	98,2	55,7	137,6	14,1	17,8	75,2	34,9	79,9	27,3	68,8	47,0
Alijó	€/PA	68,6	79,0	69,0	141,6	22,1	22,7	79,7	80,7	26,0	34,4	76,1	48,7
Boticas	€/PA	226,5	268,1	196,6	339,2	53,3	44,9	199,2	179,0	49,0	61,9	216,7	106,8
Murça	€/PA	63,0	74,9	67,7	166,0	21,4	18,9	83,2	100,3	28,1	99,7	78,6	66,0
Montalegre	€/PA	77,2	87,7	81,6	290,0	78,0	24,2	133,6	108,1	28,0	38,0	122,9	66,4
Ribeira de Pena	€/PA	115,6	141,7	110,2	193,6	35,1	30,1	129,7	150,5	42,7	54,9	119,2	81,6
Sabrosa	€/PA	136,5	136,9	107,1	325,8	37,5	31,8	137,9	131,2	46,6	59,9	148,8	81,5
Valpaços	€/PA	72,5	75,3	71,0	129,1	82,7	72,5	80,2	87,6	23,7	37,6	86,1	60,3
Vila Pouca de Aguiar	€/PA	58,2	62,4	59,7	216,3	19,4	14,7	95,6	80,9	20,7	52,2	83,2	52,8
Baião	€/PA	70,9	81,4	69,4	307,7	115,7	103,0	156,6	124,7	22,4	74,4	129,0	96,2
Amares	€/PA	n.a.	n.a.	204,7	227,3	52,1	13,7	39,9	18,9	17,2	10,6	161,3	20,1
Cabeceiras de Basto	€/PA	n.a.	863,6	129,0	272,2	102,6	22,6	117,6	116,8	47,8	24,2	341,8	65,8
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€/PA	n.a.	94.639,2	392,1	335,3	132,2	35,4	155,7	131,4	117,3	41,1	23.874,7	96,2
Vieira do Minho	€/PA	575,2	149,4	108,8	249,5	114,3	23,2	88,3	44,6	90,4	57,3	239,5	60,8
Melgaço	€/PA	n.a.	1.659,1	329,3	405,0	134,5	35,8	137,0	75,1	43,0	227,8	632,0	103,7
Monção	€/PA	2.504,5	113,7	54,1	81,6	14,9	11,1	44,1	27,3	15,2	37,2	553,8	27,0
Mesão Frio	€/PA	176,9	102,2	51,6	145,6	17,4	21,9	76,3	88,0	20,6	22,7	98,7	45,9
Miranda do Douro	€/PA	4.051,2	1.002,0	135,0	161,6	26,6	26,6	124,2	38,0	59,4	25,1	1.075,3	54,7
<b>Euros / m de rede adquiridas</b>		<b>82,4</b>	<b>90,4</b>	<b>63,8</b>	<b>126,0</b>	<b>31,9</b>	<b>18,8</b>	<b>72,7</b>	<b>52,9</b>	<b>35,6</b>	<b>34,7</b>	<b>78,9</b>	<b>43,0</b>

L_ERSE_12: Investimento em Conformidade e Segurança de Abastecimento por Gás Veiculado													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Mirandela	€/ MWh	7,3	9,5	4,3	12,6	1,8	1,0	4,9	3,4	3,3	2,4	7,1	3,0
Macedo de Cavaleiros	€/ MWh	9,9	10,9	8,3	13,7	3,6	2,0	9,4	6,5	4,8	5,2	9,3	5,6
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	€/ MWh	4,5	4,9	4,4	6,6	1,8	1,1	5,0	3,5	2,4	2,5	4,5	2,9
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	€/ MWh	23,9	23,3	17,4	33,1	5,9	4,0	18,6	12,7	9,7	8,9	20,7	10,8
Póvoa de Lanhoso	€/ MWh	14,2	13,3	11,8	16,7	4,8	2,5	11,4	7,8	4,5	5,3	12,2	6,3
Alfândega da Fé	€/ MWh	14,2	21,9	15,5	30,5	4,8	4,3	19,0	11,4	15,2	8,6	17,4	11,7
Carraceda de Ansiães	€/ MWh	14,4	14,2	10,8	18,2	3,7	3,0	13,5	8,5	9,6	6,3	12,3	8,2
Freixo de Espada à Cinta	€/ MWh	15,0	17,7	15,6	31,9	5,2	4,6	20,2	12,0	16,0	9,1	17,1	12,4
Mogadouro	€/ MWh	11,6	7,6	9,6	16,3	2,7	2,3	10,0	5,9	7,2	4,2	9,5	5,9
Torre de Moncorvo	€/ MWh	15,7	20,0	14,4	22,3	4,7	3,8	16,7	10,7	11,2	7,8	15,4	10,0
Vila Flor	€/ MWh	8,9	10,7	7,9	19,0	2,5	3,6	16,9	4,3	6,5	3,3	9,8	6,9
Vimioso	€/ MWh	24,7	30,8	26,5	42,8	7,1	6,4	28,1	16,7	22,7	12,6	26,4	17,3
Vinhais	€/ MWh	8,1	14,8	10,7	13,3	3,3	3,0	13,3	7,6	11,0	5,5	10,0	8,1
Terras de Bouro	€/ MWh	13,7	27,8	17,1	40,8	3,9	4,9	21,0	9,9	23,4	8,2	20,6	13,5
Alijó	€/ MWh	10,9	13,1	11,0	23,6	3,5	3,6	12,2	11,6	3,8	5,3	12,4	7,3
Boticas	€/ MWh	22,2	40,4	28,7	42,0	9,3	7,7	36,4	35,2	10,5	12,5	28,5	20,5
Murça	€/ MWh	12,8	15,5	13,6	33,4	4,1	3,6	15,7	19,1	5,5	19,5	15,9	12,7
Montalegre	€/ MWh	14,1	16,4	14,5	33,2	11,8	3,1	16,6	12,8	3,4	4,8	18,0	8,1
Ribeira de Pena	€/ MWh	13,6	14,9	12,0	22,3	3,9	3,3	14,4	17,1	5,1	6,7	13,3	9,3
Sabrosa	€/ MWh	15,1	18,7	13,0	39,0	4,7	3,8	16,6	16,1	5,9	7,7	18,1	10,0
Valpaços	€/ MWh	26,5	25,1	22,2	37,1	25,3	21,5	23,6	22,5	5,6	8,8	27,2	16,4
Vila Pouca de Aguiar	€/ MWh	13,1	15,1	14,8	44,0	2,2	1,7	11,2	9,3	2,3	5,6	17,8	6,0
Baião	€/ MWh	9,7	11,2	9,9	43,6	16,7	14,9	19,2	13,4	2,4	7,6	18,2	11,5
Amares	€/ MWh	n.a.	n.a.	167,9	50,9	7,5	2,3	8,3	3,9	3,6	2,3	75,5	4,1
Cabeceiras de Basto	€/ MWh	n.a.	815,7	43,3	53,6	23,0	5,1	23,7	22,1	7,9	3,7	233,9	12,5
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€/ MWh	n.a.	161,2	23,8	26,2	11,8	3,3	14,6	12,4	11,2	3,9	55,7	9,1
Vieira do Minho	€/ MWh	3.116,6	112,8	38,0	64,5	22,6	4,7	17,4	8,4	16,8	8,8	670,9	11,2
Melgaço	€/ MWh	n.a.	830,5	25,2	31,4	12,9	4,0	16,2	9,0	5,3	34,8	225,0	13,9
Monção	€/ MWh	7.571,2	68,0	15,8	21,1	3,3	2,6	9,9	5,8	2,8	5,7	1.535,9	5,4
Mesão Frio	€/ MWh	310,8	24,3	11,7	34,1	4,0	5,0	17,8	21,0	5,1	5,8	77,0	10,9
Miranda do Douro	€/ MWh	77.609,0	351,5	31,3	34,5	4,7	4,5	23,4	5,7	7,9	3,3	15.606,2	9,0
<b>Euros / m de rede adquiridas</b>		<b>14,1</b>	<b>16,5</b>	<b>11,5</b>	<b>21,7</b>	<b>5,4</b>	<b>3,1</b>	<b>12,1</b>	<b>8,7</b>	<b>5,8</b>	<b>5,6</b>	<b>13,8</b>	<b>7,0</b>

L_ERSE_12: Investimento em Conformidade e Segurança de Abastecimento ajustado por metro de rede <sup>1)</sup>													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Mirandela	€/ m	4,0	5,1	2,0	6,1	0,8	0,4	2,2	1,6	1,4	0,9	3,6	1,3
Macedo de Cavaleiros	€/ m	2,7	2,7	2,2	3,2	0,7	0,4	2,0	1,4	0,9	0,9	2,3	1,1
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	€/ m	2,2	2,1	1,9	2,7	0,7	0,4	2,0	1,4	0,8	0,9	1,9	1,1
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	€/ m	2,6	2,4	1,9	3,5	0,6	0,4	2,0	1,4	0,9	0,8	2,2	1,1
Póvoa de Lanhoso	€/ m	2,4	2,2	2,0	2,8	0,8	0,4	1,9	1,3	0,6	0,7	2,0	1,0
Alfândega da Fé	€/ m	2,0	2,7	1,9	4,0	0,6	0,5	2,6	1,5	1,9	1,0	2,2	1,5
Carraceda de Ansiães	€/ m	2,0	2,4	1,9	3,5	0,6	0,5	2,4	1,5	1,5	0,9	2,1	1,4
Freixo de Espada à Cinta	€/ m	2,0	2,5	2,2	3,9	0,6	0,5	2,6	1,5	1,9	1,0	2,3	1,5
Mogadouro	€/ m	2,5	1,8	2,2	3,8	0,6	0,5	2,5	0,7	0,8	0,4	2,2	1,0
Torre de Moncorvo	€/ m	2,5	2,8	2,0	3,3	0,6	0,5	2,3	1,5	1,4	0,9	2,2	1,3
Vila Flor	€/ m	2,3	3,0	2,2	4,6	0,6	0,9	3,8	1,1	1,5	0,7	2,5	1,6
Vimioso	€/ m	2,5	3,2	2,2	4,0	0,6	0,5	2,6	1,6	1,9	1,0	2,5	1,5
Vinhais	€/ m	2,0	2,7	2,2	4,4	0,6	0,6	2,7	1,6	2,1	1,0	2,4	1,6
Terras de Bouro	€/ m	2,4	5,7	3,0	7,1	0,7	0,8	3,9	1,9	4,2	1,4	3,8	2,4
Alijó	€/ m	2,1	2,4	2,1	4,2	0,6	0,6	2,2	2,3	0,6	0,7	2,3	1,3
Boticas	€/ m	2,4	2,7	2,4	3,7	0,6	0,5	2,3	2,2	0,6	0,7	2,3	1,3
Murça	€/ m	2,0	2,3	2,1	5,2	0,6	0,5	2,4	3,0	0,7	2,7	2,5	1,9
Montalegre	€/ m	2,0	2,2	2,1	7,3	1,8	0,5	3,0	2,4	0,5	0,7	3,1	1,4
Ribeira de Pena	€/ m	2,8	3,4	2,2	3,7	0,6	0,5	2,4	2,9	0,7	0,9	2,5	1,5
Sabrosa	€/ m	2,3	2,5	2,0	5,8	0,6	0,5	2,3	2,3	0,7	0,9	2,6	1,3
Valpaços	€/ m	2,0	2,1	2,0	3,7	2,1	1,7	1,8	2,0	0,5	0,7	2,4	1,4
Vila Pouca de Aguiar	€/ m	3,4	2,8	2,2	7,7	0,6	0,4	3,0	2,4	0,5	1,3	3,3	1,5
Baião	€/ m	2,4	2,8	2,3	8,4	2,9	2,5	3,8	3,0	0,5	1,6	3,8	2,3
Amares	€/ m	34,4	21,0	5,1	4,4	1,2	0,3	1,2	0,6	0,5	0,3	13,2	0,6
Cabeceiras de Basto	€/ m	9,3	5,8	2,5	5,3	2,0	0,4	2,2	2,3	0,9	0,4	5,0	1,2
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€/ m	8,1	5,5	3,2	4,8	2,0	0,5	2,4	2,2	2,0	0,6	4,7	1,5
Vieira do Minho	€/ m	4,0	2,9	2,2	4,8	2,1	0,4	1,8	0,9	2,0	1,2	3,2	1,3
Melgaço	€/ m	7,5	4,9	2,1	4,3	1,7	0,5	2,0	1,1	0,5	3,2	4,1	1,5
Monção	€/ m	7,5	3,9	2,7	3,4	0,6	0,4	1,8	1,1	0,5	1,2	3,6	1,0
Mesão Frio	€/ m	5,6	3,7	2,0	5,8	0,6	0,8	2,7	3,0	0,6	0,6	3,6	1,5
Miranda do Douro	€/ m	5,9	4,6	2,4	3,6	0,6	0,6	3,0	0,9	1,3	0,5	3,4	1,3
<b>Euros / m de rede adquiridas</b>		<b>2,9</b>	<b>3,0</b>	<b>2,2</b>	<b>4,2</b>	<b>1,0</b>	<b>0,5</b>	<b>2,2</b>	<b>1,6</b>	<b>1,0</b>	<b>0,9</b>	<b>2,7</b>	<b>1,3</b>

1) Exclui investimento em renovação de contadores

L_ERSE_12: Investimento em Conformidade e Segurança de Abastecimento ajustado por PA <sup>1)</sup>													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Mirandela	€ / PA	40,9	53,5	22,7	68,1	8,8	4,5	26,2	18,9	16,8	11,6	38,8	15,6
Macedo de Cavaleiros	€ / PA	58,1	58,8	46,4	75,4	17,6	8,9	48,1	34,8	22,5	23,6	51,3	27,6
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	€ / PA	51,8	49,0	44,2	64,0	16,2	8,9	48,0	35,3	21,1	22,8	45,1	27,2
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	€ / PA	79,4	73,9	58,3	108,5	19,3	12,0	64,8	46,1	30,9	27,4	67,9	36,3
Póvoa de Lanhoso	€ / PA	65,0	62,5	56,0	85,8	24,1	11,3	60,4	42,7	20,8	24,5	58,7	31,9
Alfândega da Fé	€ / PA	58,5	82,0	58,2	120,4	18,8	16,3	80,5	49,3	61,0	31,8	67,6	47,8
Carraceda de Ansiães	€ / PA	95,3	115,1	88,0	158,3	28,0	22,3	110,7	71,3	73,7	44,4	97,0	64,5
Freixo de Espada à Cinta	€ / PA	73,2	89,2	75,8	137,5	21,7	18,6	91,7	56,3	69,2	36,1	79,5	54,4
Mogadouro	€ / PA	63,8	43,5	51,2	88,4	14,3	11,8	56,7	34,5	38,5	20,8	52,3	32,5
Torre de Moncorvo	€ / PA	77,5	88,3	63,6	103,6	19,3	14,7	73,1	47,9	44,8	29,0	70,5	41,9
Vila Flor	€ / PA	50,1	64,7	48,2	110,0	14,4	22,4	106,2	31,3	45,2	21,7	57,5	45,4
Vimioso	€ / PA	114,8	151,0	132,1	237,5	36,6	32,0	155,1	93,7	116,6	59,7	134,4	91,4
Vinhais	€ / PA	93,2	120,2	98,8	192,6	27,3	24,5	110,0	60,6	77,6	35,0	106,4	61,5
Terras de Bouro	€ / PA	38,5	98,2	55,7	137,6	13,0	16,1	73,5	34,8	77,7	24,6	68,6	45,3
Alijó	€ / PA	68,6	79,0	69,0	141,6	20,1	19,9	76,8	80,5	22,2	30,2	75,7	45,9
Botlicas	€ / PA	226,5	268,1	196,6	339,2	48,7	38,4	192,3	178,6	41,8	53,6	215,8	101,0
Murça	€ / PA	63,0	74,9	67,7	166,0	19,6	16,2	80,3	100,1	24,0	94,7	78,2	63,1
Montalegre	€ / PA	77,2	87,7	81,6	290,0	76,0	21,2	130,6	107,9	24,0	33,3	122,5	63,4
Ribeira de Pena	€ / PA	115,6	141,7	110,2	193,6	32,0	25,7	125,2	150,2	36,4	47,5	118,6	77,0
Sabrosa	€ / PA	136,5	136,9	107,1	325,8	34,3	27,0	133,0	130,9	39,8	51,7	148,1	76,5
Valpaços	€ / PA	72,5	75,3	71,0	129,1	80,7	69,9	77,7	87,4	20,3	33,5	85,7	57,8
Vila Pouca de Aguiar	€ / PA	58,2	62,4	59,7	216,3	17,8	12,4	93,3	80,7	17,7	48,7	82,9	50,6
Baião	€ / PA	70,9	81,4	69,4	307,7	113,7	100,4	154,3	124,6	19,3	70,7	128,6	93,9
Amarens	€ / PA	n.a.	n.a.	204,7	227,3	50,1	11,5	38,4	18,9	15,7	8,9	160,7	18,7
Cabeceiras de Basto	€ / PA	n.a.	863,6	129,0	272,2	100,2	19,3	114,4	116,6	44,6	20,5	341,2	63,1
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€ / PA	n.a.	94.639,2	392,1	335,3	128,8	31,0	151,4	131,1	112,2	35,4	23.873,8	92,2
Vieira do Minho	€ / PA	575,2	149,4	108,8	249,5	111,9	20,4	85,5	44,4	87,5	54,0	239,0	58,4
Melgaço	€ / PA	n.a.	1.659,1	329,3	405,0	130,2	30,8	132,2	74,7	36,6	222,2	630,9	99,3
Monção	€ / PA	2.504,5	113,7	54,1	81,6	13,6	9,4	42,4	27,1	13,0	34,7	553,5	25,3
Mesão Frio	€ / PA	176,9	102,2	51,6	145,6	16,0	19,8	74,2	87,8	17,7	19,3	98,4	43,8
Miranda do Douro	€ / PA	4.051,2	1.002,0	135,0	181,6	24,3	23,4	121,7	37,9	56,2	21,2	1.074,8	52,1
<b>Euros / m de rede adquiridas</b>		<b>82,4</b>	<b>90,4</b>	<b>63,8</b>	<b>126,0</b>	<b>30,2</b>	<b>16,4</b>	<b>70,3</b>	<b>52,8</b>	<b>32,4</b>	<b>30,9</b>	<b>78,6</b>	<b>40,6</b>

1) Exclui investimento em renovação de contadores

L_ERSE_12: Investimento em Conformidade e Segurança de Abastecimento ajustado por Gás Veiculado <sup>1)</sup>													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Mirandela	€ / MWh	7,3	9,5	4,3	12,6	1,6	0,8	4,8	3,4	3,1	2,1	7,1	2,8
Macedo de Cavaleiros	€ / MWh	9,9	10,9	8,3	13,7	3,3	1,7	9,0	6,5	4,3	4,5	9,2	5,2
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	€ / MWh	4,5	4,9	4,4	6,6	1,7	0,9	4,8	3,5	2,1	2,2	4,4	2,7
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	€ / MWh	23,9	23,3	17,4	33,1	5,4	3,3	17,8	12,7	8,6	7,6	20,6	10,0
Póvoa de Lanhoso	€ / MWh	14,2	13,3	11,8	16,7	4,4	2,0	11,0	7,7	3,8	4,5	12,1	5,8
Alfândega da Fé	€ / MWh	14,2	21,9	15,5	30,5	4,4	3,7	18,4	11,3	14,3	7,5	17,3	11,0
Carraceda de Ansiães	€ / MWh	14,4	14,2	10,8	18,2	3,4	2,6	13,0	8,4	8,9	5,4	12,2	7,7
Freixo de Espada à Cinta	€ / MWh	15,0	17,7	15,6	31,9	4,7	4,0	19,5	12,0	15,0	7,9	17,0	11,7
Mogadouro	€ / MWh	11,6	7,6	9,6	16,3	2,4	2,0	9,6	5,9	6,8	3,7	9,5	5,6
Torre de Moncorvo	€ / MWh	15,7	20,0	14,4	22,3	4,3	3,2	16,1	10,7	10,2	6,7	15,3	9,4
Vila Flor	€ / MWh	8,9	10,7	7,9	19,0	2,3	3,3	16,7	4,3	6,2	3,0	9,7	6,7
Vimioso	€ / MWh	24,7	30,8	26,5	42,8	6,5	5,5	27,2	16,6	21,4	11,0	26,2	16,3
Vinhais	€ / MWh	8,1	14,8	10,7	13,3	3,0	2,6	12,9	7,5	10,4	4,9	10,0	7,7
Terras de Bouro	€ / MWh	13,7	27,8	17,1	40,8	3,6	4,4	20,5	9,9	22,8	7,4	20,6	13,0
Alijó	€ / MWh	10,9	13,1	11,0	23,6	3,2	3,1	11,8	11,6	3,3	4,7	12,4	6,9
Botlicas	€ / MWh	22,2	40,4	28,7	42,0	8,5	6,6	35,2	35,1	9,0	10,8	28,3	19,3
Murça	€ / MWh	12,8	15,5	13,6	33,4	3,8	3,0	15,2	19,0	4,7	18,6	15,8	12,1
Montalegre	€ / MWh	14,1	16,4	14,5	33,2	11,5	2,7	16,2	12,8	2,9	4,2	18,0	7,8
Ribeira de Pena	€ / MWh	13,6	14,9	12,0	22,3	3,5	2,8	13,9	17,1	4,3	5,8	13,3	8,8
Sabrosa	€ / MWh	15,1	18,7	13,0	39,0	4,2	3,2	16,0	16,0	5,1	6,7	18,0	9,4
Valpaços	€ / MWh	26,5	25,1	22,2	37,1	24,7	20,7	22,9	22,5	4,8	7,8	27,1	15,7
Vila Pouca de Aguiar	€ / MWh	13,1	15,1	14,8	44,0	2,0	1,5	11,0	9,3	1,9	5,2	17,8	5,8
Baião	€ / MWh	9,7	11,2	9,9	43,6	16,4	14,5	18,9	13,4	2,0	7,2	18,2	11,2
Amarens	€ / MWh	n.a.	n.a.	167,9	50,9	7,3	1,9	8,0	3,9	3,3	1,9	75,4	3,8
Cabeceiras de Basto	€ / MWh	n.a.	815,7	43,3	53,6	22,5	4,3	23,1	22,1	7,4	3,2	233,8	12,0
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€ / MWh	n.a.	161,2	23,8	26,2	11,5	2,9	14,2	12,4	10,7	3,3	55,7	8,7
Vieira do Minho	€ / MWh	3.116,6	112,8	38,0	64,5	22,1	4,1	16,8	8,4	16,2	8,3	670,8	10,8
Melgaço	€ / MWh	n.a.	830,5	25,2	31,4	12,5	3,4	15,7	9,0	4,5	33,9	224,9	13,3
Monção	€ / MWh	7.571,2	68,0	15,8	21,1	3,0	2,2	9,6	5,8	2,3	5,3	1.535,8	5,0
Mesão Frio	€ / MWh	310,8	24,3	11,7	34,1	3,7	4,5	17,3	20,9	4,4	5,0	76,9	10,4
Miranda do Douro	€ / MWh	77.609,0	351,5	31,3	34,5	4,3	4,0	22,9	5,7	7,5	2,8	15.606,1	8,6
<b>Euros / m de rede adquiridas</b>		<b>14,1</b>	<b>16,5</b>	<b>11,5</b>	<b>21,7</b>	<b>5,1</b>	<b>2,7</b>	<b>11,7</b>	<b>8,6</b>	<b>5,3</b>	<b>5,0</b>	<b>13,8</b>	<b>6,7</b>

1) Exclui investimento em renovação de contadores

**Indicador #13**

I_ERSE_13: Investimento em Digitalização por metro de rede													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Mirandela	€/ m	0,6	1,5	0,7	0,8	0,5	0,4	1,3	1,2	1,0	1,0	0,8	1,0
Macedo de Cavaleiros	€/ m	0,6	1,5	0,8	0,8	0,5	0,4	1,3	1,2	1,0	1,1	0,9	1,0
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	€/ m	0,5	1,4	0,7	0,8	0,5	0,4	1,3	1,2	1,1	1,1	0,8	1,0
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	€/ m	0,6	1,4	0,7	0,8	0,5	0,4	1,3	1,2	1,1	1,1	0,8	1,0
Póvoa de Lanhoso	€/ m	0,6	1,4	0,7	0,8	0,5	0,4	1,3	1,1	1,0	1,0	0,8	0,9
Alfândega da Fé	€/ m	0,5	1,3	0,7	0,8	0,5	0,4	1,3	1,2	1,1	1,1	0,8	1,0
Carrzada de Ansiães	€/ m	0,5	1,3	0,7	0,8	0,5	0,4	1,3	1,2	1,1	1,1	0,8	1,0
Freixo de Espada à Cinta	€/ m	0,5	1,3	0,7	0,8	0,5	0,4	1,3	1,2	1,1	1,1	0,8	1,0
Mogadouro	€/ m	0,7	1,4	0,7	0,8	0,5	0,4	1,3	0,5	0,5	0,5	0,8	0,6
Torre de Moncorvo	€/ m	0,7	1,6	0,7	0,8	0,5	0,4	1,3	1,2	1,1	1,1	0,9	1,0
Vila Flor	€/ m	0,6	1,5	0,8	0,8	0,4	0,3	0,9	0,8	0,7	0,7	0,8	0,7
Vimioso	€/ m	0,7	1,7	0,7	0,8	0,5	0,4	1,3	1,2	1,1	1,1	0,9	1,0
Vinhais	€/ m	0,5	1,3	0,7	0,8	0,5	0,4	1,3	1,2	1,1	1,1	0,8	1,0
Terras de Bouro	€/ m	0,6	1,5	0,7	0,8	0,5	0,4	1,3	1,2	1,1	1,1	0,8	1,0
Alijó	€/ m	0,5	1,4	0,7	0,8	0,5	0,4	1,3	1,1	0,9	0,7	0,8	0,9
Boticas	€/ m	0,6	1,5	0,8	0,8	0,4	0,3	1,3	1,1	0,9	0,9	0,8	0,9
Murça	€/ m	0,5	1,3	0,7	0,8	0,5	0,4	1,3	1,2	1,1	1,1	0,8	1,0
Montalegre	€/ m	0,5	1,3	0,7	0,8	0,4	0,3	1,0	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8
Ribeira de Pena	€/ m	0,7	1,8	0,8	0,8	0,5	0,4	1,3	1,2	1,1	1,1	0,9	1,0
Sabrosa	€/ m	0,6	1,4	0,7	0,8	0,5	0,4	1,3	1,2	1,1	1,1	0,8	1,0
Valpaços	€/ m	0,5	1,3	0,7	0,8	0,4	0,3	0,9	0,8	0,7	0,7	0,8	0,7
Vila Pouca de Aguiar	€/ m	0,9	1,7	0,8	0,8	0,5	0,3	1,1	0,9	0,8	0,7	0,9	0,8
Baião	€/ m	0,6	1,6	0,8	0,8	0,4	0,3	0,9	0,8	0,7	0,6	0,9	0,6
Amares	€/ m	9,1	6,8	1,5	0,8	0,4	0,2	0,7	0,5	0,5	0,4	3,7	0,5
Cabeceiras de Basto	€/ m	2,5	2,7	0,9	0,8	0,4	0,3	1,0	0,7	0,6	0,5	1,5	0,6
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€/ m	2,1	1,8	0,7	0,8	0,4	0,3	1,0	0,9	0,8	0,8	1,2	0,8
Vieira do Minho	€/ m	0,7	1,7	0,8	0,8	0,4	0,3	0,9	0,8	0,6	0,6	0,9	0,6
Melgaço	€/ m	2,0	1,9	0,8	0,8	0,5	0,3	1,1	1,0	0,8	0,6	1,2	0,8
Monção	€/ m	1,4	2,4	0,9	0,8	0,5	0,3	1,1	1,0	0,8	0,6	1,2	0,8
Mesão Frio	€/ m	0,6	1,3	0,7	0,8	0,5	0,4	1,2	1,0	0,8	0,7	0,8	0,8
Miranda do Douro	€/ m	1,6	1,8	0,8	0,8	0,5	0,4	1,0	0,8	0,7	0,7	1,1	0,7
<b>Euros / m de rede adquiridas</b>		<b>0,7</b>	<b>1,5</b>	<b>0,8</b>	<b>0,8</b>	<b>0,5</b>	<b>0,3</b>	<b>1,2</b>	<b>1,0</b>	<b>0,9</b>	<b>0,8</b>	<b>0,9</b>	<b>0,8</b>

I_ERSE_13: Investimento em Digitalização por PA													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Mirandela	€/ PA	6,2	15,4	7,9	9,3	5,3	4,2	15,5	14,1	12,8	13,1	8,8	11,9
Macedo de Cavaleiros	€/ PA	13,4	33,5	17,3	19,8	11,2	8,8	32,3	29,2	26,4	27,0	19,0	24,7
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	€/ PA	12,6	31,5	16,6	19,6	11,2	8,9	33,0	30,0	27,3	28,0	18,3	25,5
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	€/ PA	17,1	41,6	21,7	25,6	14,5	11,5	42,6	38,7	35,3	36,2	24,1	32,9
Póvoa de Lanhoso	€/ PA	15,7	39,8	21,0	25,2	14,3	11,3	40,8	36,3	32,3	32,4	23,2	30,6
Alfândega da Fé	€/ PA	15,5	39,7	21,0	25,4	14,4	11,5	42,2	38,3	34,6	35,4	23,2	32,4
Carrzada de Ansiães	€/ PA	25,3	63,3	32,2	38,2	21,6	17,2	63,2	57,1	51,6	52,7	36,1	48,4
Freixo de Espada à Cinta	€/ PA	19,4	47,6	24,3	29,1	16,6	13,1	48,3	43,7	39,5	40,3	27,4	37,0
Mogadouro	€/ PA	17,0	35,0	16,7	19,6	11,0	8,6	30,9	27,2	23,9	23,8	19,9	22,9
Torre de Moncorvo	€/ PA	20,6	51,5	23,4	26,4	15,0	11,9	43,3	38,9	34,9	35,4	27,4	32,9
Vila Flor	€/ PA	13,3	33,2	17,5	20,1	11,1	8,3	24,7	22,2	20,0	20,3	19,0	19,1
Vimioso	€/ PA	30,5	79,3	42,1	49,3	27,8	22,2	80,6	72,4	64,7	66,0	45,8	61,2
Vinhais	€/ PA	24,8	59,6	30,7	36,6	20,7	16,1	54,6	46,0	38,8	37,4	34,5	38,6
Terras de Bouro	€/ PA	10,2	26,8	13,1	16,1	9,2	7,1	25,4	22,4	19,8	19,6	15,1	18,9
Alijó	€/ PA	18,2	45,9	23,6	28,0	15,6	12,3	44,3	39,3	33,3	31,7	26,3	32,2
Boticas	€/ PA	60,1	152,8	64,9	76,5	37,4	28,7	106,6	87,2	63,5	62,3	78,4	69,6
Murça	€/ PA	16,7	42,4	22,3	26,5	15,0	12,0	44,3	40,1	36,4	37,1	24,6	34,0
Montalegre	€/ PA	20,5	52,4	27,5	33,1	16,1	12,9	45,8	40,4	35,7	35,6	29,9	34,1
Ribeira de Pena	€/ PA	30,7	75,6	40,2	44,0	24,7	19,4	70,0	62,3	55,3	55,5	43,0	52,5
Sabrosa	€/ PA	36,2	75,7	39,2	47,2	26,5	21,0	76,1	68,1	60,6	61,5	44,9	57,5
Valpaços	€/ PA	19,3	48,3	24,6	28,9	15,7	11,7	38,3	33,4	30,1	30,7	27,3	28,8
Vila Pouca de Aguiar	€/ PA	15,5	39,0	20,5	23,6	13,5	9,8	35,9	30,7	26,6	26,2	22,4	25,8
Baião	€/ PA	18,8	47,5	25,3	30,6	16,8	11,2	36,4	31,5	27,9	27,8	27,8	27,0
Amares	€/ PA	n.a.	n.a.	58,7	43,6	16,3	9,6	22,7	16,2	13,3	12,4	39,5	14,8
Cabeceiras de Basto	€/ PA	n.a.	411,0	47,6	42,7	20,0	14,2	49,5	34,6	28,5	27,9	130,3	30,9
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€/ PA	n.a.	31.145,5	92,1	58,6	27,5	19,3	66,3	54,3	44,8	43,5	7.830,9	45,6
Vieira do Minho	€/ PA	100,9	85,4	39,9	43,6	19,5	12,3	43,5	37,8	25,6	24,7	57,9	28,8
Melgaço	€/ PA	n.a.	632,9	120,6	78,1	35,3	22,1	73,7	64,1	55,9	42,5	216,7	51,6
Monção	€/ PA	482,9	70,4	18,9	20,0	10,6	7,4	26,5	23,4	19,9	18,5	120,6	19,1
Mesão Frio	€/ PA	18,3	36,6	18,0	20,9	11,8	9,2	33,1	29,2	25,9	25,6	21,1	24,6
Miranda do Douro	€/ PA	1.075,7	388,0	43,2	37,4	18,8	13,9	38,9	32,5	28,9	29,1	312,6	28,7
<b>Euros / m de rede adquiridas</b>		<b>19,2</b>	<b>45,8</b>	<b>22,1</b>	<b>25,2</b>	<b>13,8</b>	<b>10,6</b>	<b>37,3</b>	<b>32,6</b>	<b>28,6</b>	<b>28,5</b>	<b>25,2</b>	<b>27,5</b>

L_ERSE_13: Investimento em Digitalização por Gás Veiculado													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2022-26	2027-2031	
Mirandela	€/ MWh	1,1	2,8	1,5	1,7	1,0	0,8	2,8	2,5	2,3	2,4	1,6	2,2
Macedo de Cavaleiros	€/ MWh	2,3	6,2	3,1	3,6	2,1	1,6	6,0	5,4	5,0	5,1	3,5	4,6
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	€/ MWh	1,1	3,2	1,7	2,0	1,2	0,9	3,3	2,9	2,7	2,7	1,8	2,5
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	€/ MWh	5,1	13,1	6,5	7,8	4,1	3,2	11,7	10,6	9,8	10,0	7,3	9,1
Póvoa de Lanhoso	€/ MWh	3,4	8,5	4,4	4,9	2,6	2,0	7,4	6,6	5,9	5,9	4,8	5,6
Alfândega da Fé	€/ MWh	3,8	10,6	5,6	6,4	3,4	2,6	9,7	8,8	8,1	8,3	6,0	7,5
Carraceda de Ansiães	€/ MWh	3,8	7,8	4,0	4,4	2,6	2,0	7,4	6,8	6,3	6,4	4,5	5,8
Freixo de Espada à Cinta	€/ MWh	4,0	9,4	5,0	6,8	3,6	2,8	10,3	9,3	8,6	8,8	5,8	7,9
Mogadouro	€/ MWh	3,1	6,1	3,1	3,6	1,9	1,4	5,3	4,7	4,2	4,2	3,6	4,0
Torre de Moncorvo	€/ MWh	4,2	11,6	5,3	5,7	3,3	2,6	9,5	8,7	8,0	8,2	6,0	7,4
Vila Flor	€/ MWh	2,4	5,5	2,9	3,5	1,7	1,2	3,9	3,1	2,8	2,8	3,2	2,7
Vimioso	€/ MWh	6,5	16,2	8,5	8,9	4,9	3,8	14,1	12,8	11,9	12,2	9,0	11,0
Vinhais	€/ MWh	2,2	7,4	3,3	2,5	2,3	1,7	6,4	5,7	5,2	5,2	3,5	4,8
Terras de Bouro	€/ MWh	3,6	7,6	4,0	4,8	2,5	2,0	7,1	6,4	5,8	5,9	4,5	5,4
Alijó	€/ MWh	2,9	7,6	3,7	4,7	2,5	1,9	6,8	5,7	4,9	4,9	4,3	4,8
Boticas	€/ MWh	5,9	23,0	9,5	9,5	6,5	4,9	19,5	17,1	13,6	12,6	10,9	13,5
Murça	€/ MWh	3,4	8,8	4,5	5,3	2,9	2,3	8,4	7,6	7,1	7,3	5,0	6,5
Montalegre	€/ MWh	3,7	9,8	4,9	3,8	2,4	1,7	5,7	4,8	4,4	4,5	4,9	4,2
Ribeira de Pena	€/ MWh	3,6	7,9	4,4	5,1	2,7	2,1	7,8	7,1	6,6	6,7	4,7	6,1
Sabrosa	€/ MWh	4,0	10,3	4,8	5,6	3,3	2,5	9,2	8,3	7,7	7,9	5,6	7,1
Valpaços	€/ MWh	7,0	16,1	7,7	8,3	4,8	3,5	11,3	8,6	7,1	7,2	8,8	7,5
Vila Pouca de Aguiar	€/ MWh	3,5	9,4	5,1	4,8	1,5	1,2	4,2	3,5	2,9	2,8	4,9	2,9
Baião	€/ MWh	2,6	6,5	3,6	4,3	2,4	1,6	4,4	3,4	2,9	2,8	3,9	3,0
Amareis	€/ MWh	n.a.	n.a.	48,2	9,8	2,4	1,6	4,7	3,4	2,8	2,7	20,1	3,0
Cabeceiras de Basto	€/ MWh	n.a.	388,2	16,0	8,4	4,5	3,2	10,0	6,6	4,7	4,3	104,3	5,7
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€/ MWh	n.a.	53,1	5,6	4,6	2,5	1,8	6,2	5,1	4,3	4,1	16,4	4,3
Vieira do Minho	€/ MWh	546,8	64,5	14,0	11,3	3,9	2,5	8,6	7,1	4,7	3,8	128,1	5,3
Melgaço	€/ MWh	n.a.	316,8	9,2	6,0	3,4	2,5	8,7	7,7	6,9	6,5	83,9	6,5
Monção	€/ MWh	1.459,9	42,1	5,5	5,2	2,3	1,7	6,0	5,0	3,6	2,8	303,0	3,8
Mesão Frio	€/ MWh	32,1	8,7	4,1	4,9	2,7	2,1	7,7	7,0	6,4	6,6	10,5	5,9
Miranda do Douro	€/ MWh	20.607,3	136,1	10,0	8,0	3,3	2,4	7,3	4,9	3,8	3,8	4.152,9	4,5
<b>Euros / m de rede adquiridas</b>		<b>3,3</b>	<b>8,4</b>	<b>4,0</b>	<b>4,3</b>	<b>2,3</b>	<b>1,8</b>	<b>6,2</b>	<b>5,3</b>	<b>4,6</b>	<b>4,6</b>	<b>4,5</b>	<b>4,5</b>

## Indicador #14

L_ERSE_14: Investimento em Descarbonização do Sistema Nacional de Gás													
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031			
<b>Investimento / Produtor</b>	<b>€/ #</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>567.579</b>	<b>680.179</b>	<b>426.987</b>	<b>n.a.</b>		
Mirandela	€/ #	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	130.421	n.a.	n.a.		
Melgaço	€/ #	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	284.016	n.a.	n.a.	n.a.		
Póvoa de Lanhoso	€/ #	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	274.980	n.a.	n.a.	n.a.		
Valpaços	€/ #	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	655.228	n.a.	n.a.	n.a.		
Boticas	€/ #	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	191.578	n.a.		
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€/ #	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	376.273	n.a.		
<b>Investimento / Gás renovável injetado</b>	<b>€/ MWh</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>21,1</b>	<b>5,2</b>	<b>6,0</b>	<b>1,8</b>		
Mirandela	€/ MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	2,6	0,3	0,3		
Melgaço	€/ MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	284,0	12,8	7,5	7,0		
Póvoa de Lanhoso	€/ MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	18,6	3,5	1,9	1,6		
Valpaços	€/ MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	10,1	0,3	0,2	0,2		
Boticas	€/ MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	40,8	1,1		
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€/ MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	48,5	2,0		
<b>Investimento / Nova extensão de rede</b>	<b>€/ m</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>158,1</b>	<b>n.a.</b>	<b>97,4</b>	<b>n.a.</b>		
Mirandela	€/ m	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.		
Melgaço	€/ m	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	568,0	n.a.	n.a.	n.a.		
Póvoa de Lanhoso	€/ m	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	92,3	n.a.	n.a.	n.a.		
Valpaços	€/ m	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	89,9	n.a.	n.a.	n.a.		
Boticas	€/ m	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	105,8	n.a.		
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€/ m	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	54,1	n.a.		
<b>Investimento / Consumo abastecido</b>	<b>€/ MWh</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>17,2</b>	<b>6,7</b>	<b>8,3</b>	<b>2,5</b>		
Mirandela	€/ MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	1,2	5,3	0,7	0,6		
Melgaço	€/ MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	83,7	3,7	2,2	1,9		
Póvoa de Lanhoso	€/ MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	17,3	3,2	1,7	1,5		
Valpaços <sup>1)</sup>	€/ MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	15,1	0,4	0,3	0,2		
Boticas	€/ MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	8,3	8,8	135,4	3,2		
Celorico de Basto / Mondim de Basto	€/ MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	2,6	2,8	31,8	1,3		
<b>Extensão de rede / Gás renovável injetado</b>	<b>m / MWh</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>		
Mirandela	m / MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0,0	0,0	0,0		
Melgaço	m / MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0,5	0,5	0,5	0,5		
Póvoa de Lanhoso	m / MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0,2	0,2	0,2	0,2		
Valpaços	m / MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0,1	0,1	0,1	0,1		
Boticas	m / MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0,4	0,4		
Celorico de Basto / Mondim de Basto	m / MWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0,9	0,9		

Nota: 1) De notar que os consumos considerados para o polo em questão englobam vários polos diferentes, uma vez que a produção é superior aos consumos do polo, levando a que esta seja distribuída para polos de Alfândega da Fé, Alijó, Carraceda de Ansiães, Macedo de Cavaleiros, Murça, Sabroso de Aguiar, Valpaços, Vila Flor e Vila Pouca de Aguiar via

**Indicador #15**

INV_DENSIF / INV_DES_EXP											
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Mirandela	#	0,20	0,16	0,03	0,23	0,28	n.a.	0,13	0,11	2,26	2,35
Macedo de Cavaleiros	#	0,09	1,76	12,12	0,05	0,18	0,27	0,51	0,51	0,50	0,50
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	#	0,20	0,13	0,03	0,23	0,55	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	#	0,02	0,07	0,04	0,24	0,07	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Póvoa de Lanhoso	#	n.a.	0,02	0,06	0,00	0,11	0,16	0,14	0,27	0,14	0,14
Alfândega da Fé	#	n.a.	2,00	n.a.	n.a.	45,29	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Carraceda de Ansiães	#	0,52	n.a.	n.a.	n.a.	1,17	n.a.	1,15	1,06	1,15	1,06
Freixo de Espada à Cinta	#	0,05	n.a.	n.a.	n.a.	1,88	n.a.	1,19	1,18	1,18	1,18
Mogadouro	#	69,50	22,15	n.a.	n.a.	47,84	n.a.	12,38	12,39	12,40	12,40
Torre de Moncorvo	#	0,25	0,01	0,26	0,30	0,41	n.a.	6,35	6,56	6,57	6,57
Vila Flor	#	n.a.	n.a.	0,10	0,09	0,20	0,18	0,28	0,07	0,06	0,07
Vimioso	#	n.a.	0,03	0,00	0,26	0,34	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Vinhais	#	2,67	94,56	n.a.	1,00	27,89	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Terras de Bouro	#	n.a.	0,00	0,00	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Alijó	#	0,00	n.a.	3,69	n.a.	0,53	n.a.	0,19	0,18	0,06	0,78
Boticas	#	10,50	0,01	n.a.	0,01	0,15	n.a.	n.a.	0,20	0,20	n.a.
Murça	#	0,15	n.a.	n.a.	n.a.	0,37	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Montalegre	#	1,50	n.a.	n.a.	n.a.	0,33	n.a.	0,76	0,35	0,65	0,04
Ribeira de Pena	#	n.a.	0,00	0,00	0,01	0,04	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Sabrosa	#	47,47	0,01	0,03	75,31	1,24	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Valpaços	#	0,12	n.a.	0,45	n.a.	0,11	0,03	0,87	0,22	0,28	0,72
Vila Pouca de Aguiar	#	n.a.	0,01	0,01	0,23	n.a.	0,07	0,18	0,11	0,18	0,64
Baião	#	n.a.	0,36	n.a.	0,00	0,03	0,12	0,19	0,14	0,14	0,15
Amares	#	0,00	0,02	0,16	0,16	0,13	0,18	0,30	0,30	0,26	0,25
Cabeceiras de Basto	#	0,00	0,02	0,06	0,08	0,05	0,19	0,09	0,10	0,09	0,10
Celorico de Basto / Mondim de Basto	#	0,00	0,00	0,04	0,37	0,03	0,02	0,19	0,67	0,59	3,73
Veira do Minho	#	0,01	0,58	0,03	0,07	0,06	0,25	0,10	0,13	0,31	0,11
Melgaço	#	0,01	0,46	0,23	1,83	0,41	0,39	0,07	0,04	0,71	0,07
Monção	#	0,00	21,74	3,04	0,80	0,95	0,27	0,58	0,05	0,14	0,16
Mesão Frio	#	1,87	n.a.	n.a.	n.a.	1,04	n.a.	0,02	0,02	0,02	0,03
Miranda do Douro	#	0,00	6,88	0,59	9,89	0,91	0,72	0,11	0,31	0,23	0,22
<b>Total</b>		<b>0,22</b>	<b>0,47</b>	<b>0,28</b>	<b>0,34</b>	<b>0,14</b>	<b>0,20</b>	<b>0,30</b>	<b>0,26</b>	<b>0,27</b>	<b>0,32</b>

NCONS / NEXT											
Descrição	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Mirandela	#	1,00	0,53	0,15	1,23	n.a.	n.a.	1,87	1,87	1,10	1,32
Macedo de Cavaleiros	#	0,00	0,21	0,71	0,02	0,36	0,33	1,58	1,58	1,58	1,58
Arcos de Valdevez / Ponte da Barca	#	0,84	3,16	0,10	1,35	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Peso da Régua / Santa Marta de Penaguião	#	0,18	0,01	0,15	0,04	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Póvoa de Lanhoso	#	6,22	1,06	1,70	0,30	n.a.	2,29	0,54	0,54	0,54	0,54
Alfândega da Fé	#	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	8,22	10,47	8,22	8,22
Carraceda de Ansiães	#	3,46	63,76	122,88	132,83	n.a.	n.a.	31,88	31,88	36,86	31,88
Freixo de Espada à Cinta	#	1,21	0,40	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	8,58	5,74	8,58	5,74
Mogadouro	#	n.a.	0,69	2,08	1,74	n.a.	n.a.	18,38	18,40	18,45	18,47
Torre de Moncorvo	#	1,67	0,00	0,00	0,00	n.a.	n.a.	0,00	0,00	0,00	0,00
Vila Flor	#	n.a.	n.a.	11,84	0,20	0,41	0,39	0,08	1,09	1,09	1,09
Vimioso	#	n.a.	11,29	0,10	11,11	n.a.	n.a.	23,83	24,01	23,83	24,20
Vinhais	#	n.a.	0,10	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0,84	0,97	0,91	1,11
Terras de Bouro	#	n.a.	1,49	0,26	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Alijó	#	2,82	n.a.	0,20	0,08	n.a.	n.a.	0,05	0,05	0,01	0,01
Boticas	#	n.a.	0,00	0,00	0,00	0,00	n.a.	n.a.	0,00	0,00	0,00
Murça	#	2,14	n.a.	n.a.	0,00	n.a.	n.a.	0,87	0,00	0,87	0,00
Montalegre	#	n.a.	13,42	n.a.	0,85	0,01	n.a.	0,15	0,04	0,08	0,17
Ribeira de Pena	#	n.a.	2,35	0,15	0,22	n.a.	n.a.	22,91	18,56	22,91	22,91
Sabrosa	#	0,26	0,04	0,22	0,08	n.a.	n.a.	3,17	3,17	3,17	3,41
Valpaços	#	0,16	62,16	1,89	109,62	0,05	0,08	0,05	0,15	0,43	0,54
Vila Pouca de Aguiar	#	n.a.	0,00	0,00	0,00	n.a.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Baião	#	n.a.	n.a.	n.a.	0,02	0,09	0,01	0,05	0,11	0,16	0,16
Amares	#	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cabeceiras de Basto	#	0,00	0,01	0,01	0,02	0,02	0,03	0,06	0,01	0,03	0,06
Celorico de Basto / Mondim de Basto	#	0,00	0,05	0,12	0,40	0,22	0,21	0,47	0,78	0,78	1,28
Veira do Minho	#	0,00	0,45	0,25	0,17	0,07	0,15	0,47	0,49	0,06	0,24
Melgaço	#	0,00	0,01	0,02	0,06	n.a.	0,05	0,05	0,08	0,12	0,01
Monção	#	0,00	0,19	0,17	0,13	n.a.	0,22	0,54	0,54	0,22	0,13
Mesão Frio	#	0,25	1,38	95,19	370,02	n.a.	n.a.	1,32	1,32	1,32	0,90
Miranda do Douro	#	0,00	0,02	0,07	0,11	n.a.	0,43	0,03	0,09	0,38	0,43
<b>Total</b>		<b>0,08</b>	<b>0,00</b>	<b>0,26</b>	<b>0,25</b>	<b>0,33</b>	<b>0,24</b>	<b>0,19</b>	<b>0,31</b>	<b>0,22</b>	<b>0,22</b>

### Indicador #16

ERSE - 16 - Taxas de concretização das projeções de exercícios anteriores		2021																													
Descrição	MIR	MCA	AV_P/3	PRE	PLA	APE	CRZ	FEC	MGD	TMC	VFL	VMS	VNH	TBR	ALJ	BTC	MUR	MTR	RPN	SBS	VLP	VPA	BAO	AMA	CB	CEL_MO	VMI	MEL	MON	MSF	MD
<b>Valores Reais (A)</b>																															
Investimento	108.041	96.178	125.188	973.289	233.433	91.850	49.467	204.902	228.311	200.661	153.935	42.914	129.988	42.834	372.335	34.769	120.455	112.583	38.986	251.720	864.465	40.263	34.281	125.998	384.000	1.244.765	1.205.044	375.368	697.774	518.690	832.595
Consumo de Gás	25.765	13.871	45.052	16.053	13.323	1.507	2.910	1.616	1.532	2.565	3.542	890	2.388	622	3.830	1.059	2.118	3.912	2.625	2.136	2.368	3.531	3.208	-	-	-	-	-	-	-	-
BP <	13.967	7.727	11.891	12.341	9.097	1.197	1.328	723	576	1.512	1.698	731	527	564	2.006	573	1.590	1.662	775	862	1.854	2.512	1.797	-	-	-	-	-	-	-	-
BP >	12.116	6.143	23.236	3.712	4.225	311	1.482	891	956	1.053	1.844	159	1.861	58	1.824	496	728	2.250	1.860	1.274	214	1.019	1.411	-	-	-	-	-	-	-	-
MP	-	-	9.825	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Portos de Abastecimento	4.306	2.153	3.690	4.668	2.895	481	411	316	321	601	652	236	221	246	712	133	509	543	307	759	883	539	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP <	4.279	2.138	3.671	4.651	2.883	478	407	311	313	596	643	234	216	245	706	129	504	538	319	300	757	879	535	-	-	-	-	-	-	-	-
BP >	27	15	19	17	12	7	4	105	8	5	9	2	5	1	6	4	5	5	7	2	14	14	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MP	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Consumo por ponto de abastecimento	452	413	10.937	221	355	106	374	181	121	211	208	83	375	60	307	129	148	453	375	185	110	288	363	-	-	-	-	-	-	-	-
BP <	3	4	3	3	3	3	2	2	3	3	3	3	2	2	3	4	3	3	2	3	2	3	3	-	-	-	-	-	-	-	-
BP >	449	410	1.308	218	352	104	371	178	120	213	205	80	372	58	304	124	146	450	372	182	107	295	353	-	-	-	-	-	-	-	-
MP	-	-	9.626	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investimento total por unidade de energia	17	29	239	201	171	71	71	513	629	468	173	328	316	912	300	131	252	119	71	420	4.468	56	43	-	-	-	-	-	-	-	-
BP <	8	12	11	46	26	77	37	283	303	192	90	59	247	76	186	61	87	68	50	292	466	16	19	-	-	-	-	-	-	-	-
BP >	9	16	5	154	55	296	33	230	237	276	83	269	70	736	204	70	165	50	21	198	4.032	40	24	-	-	-	-	-	-	-	-
MP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investimento total por ponto de abastecimento	4.027	4.647	132.177	33.846	19.534	30.809	12.488	41.639	29.012	58.620	17.231	21.641	26.999	42.998	62.583	8.962	24.330	22.726	7.919	36.799	433.374	10.112	8.634	-	-	-	-	-	-	-	-
BP <	25	45	34	123	81	192	122	609	723	488	238	183	602	175	527	270	239	209	122	839	1.142	46	64	-	-	-	-	-	-	-	-
BP >	4.022	4.642	8.965	33.723	19.403	30.617	12.387	40.995	28.289	58.132	16.993	21.457	26.998	42.824	62.056	8.962	24.091	22.517	7.797	35.960	432.232	10.066	8.570	-	-	-	-	-	-	-	-
MP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Valores Provisoriais PDIRD 20 (B)</b>																															
Investimento	292.428	103.401	246.951	1.050.038	140.553	71.935	310.851	294.686	1.233.821	506.877	300.033	344.227	291.882	111.903	544.301	213.849	286.021	58.942	454.803	105.294	932.506	198.912	187.006	992.533	1.003.132	836.449	698.733	1.151.136	880.251	993.269	793.255
Consumo de Gás	24.622	13.089	82.951	20.492	13.689	1.738	1.709	1.562	2.807	2.176	3.480	2.270	2.246	1.370	3.460	1.206	2.366	2.871	1.914	2.164	4.637	3.524	3.879	131	-	-	-	-	-	-	-
BP <	14.169	8.006	14.954	14.930	10.075	1.441	1.094	1.037	1.896	1.442	1.364	1.009	1.133	780	1.843	815	1.425	1.239	1.283	1.198	3.240	2.245	2.135	101	-	-	-	-	-	-	-
BP >	10.453	5.083	37.911	5.663	3.614	297	616	525	911	734	2.116	1.261	1.113	599	1.617	391	941	742	631	976	1.397	1.290	1.744	31	-	-	-	-	-	-	-
MP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Portos de Abastecimento	4.165	2.054	3.793	4.732	2.940	545	376	451	793	601	541	287	450	197	730	264	525	542	567	401	1.264	886	749	147	-	-	-	-	-	-	-
BP <	4.165	2.071	3.771	4.713	2.828	543	373	448	787	596	522	283	451	196	723	265	521	539	562	398	1.256	880	743	146	-	-	-	-	-	-	-
BP >	26	13	19	19	12	2	3	6	19	6	5	4	5	2	8	2	4	5	3	3	3	3	3	3	-	-	-	-	-	-	-
MP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Consumo por ponto de abastecimento	405	395	12.244	231	303	151	208	177	154	149	238	304	225	309	205	199	238	251	128	338	177	216	293	31	-	-	-	-	-	-	-
BP <	3	4	4	3	3	3	2	2	3	3	3	3	3	3	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	1	-	-	-	-	-	-
BP >	402	391	1.968	293	300	149	205	175	152	147	235	300	223	305	202	195	235	247	126	325	175	213	291	31	-	-	-	-	-	-	-
MP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investimento total por unidade de energia	18	31	16	141	88	373	126	588	368	598	184	76	232	127	432	132	213	205	92	470	886	49	36	5.359	-	-	-	-	-	-	-
BP <	8	12	9	38	23	64	45	198	119	202	112	40	115	96	202	43	85	53	30	212	387	18	16	1.261	-	-	-	-	-	-	-
BP >	10	19	3	103	65	309	80	390	249	396	72	36	117	70	230	89	128	152	62	268	619	31	20	4.108	-	-	-	-	-	-	-
MP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investimento total por ponto de abastecimento	11.273	8.000	64.708	55.387	11.795	36.137	103.749	98.886	205.924	101.863	22.513	61.208	58.665	56.171	68.053	106.967	71.737	19.856	91.050	35.730	117.251	33.198	31.214	993.306	-	-	-	-	-	-	-
BP <	25	45	33	122	83	199	133	457	286	488	287	152	286	132	506	138	231	209	69	632	886	46	46	893	-	-	-	-	-	-	-
BP >	11.247	7.954	12.945	55.265	11.713	35.968	103.617	98.229	205.637	101.375	22.226	61.057	58.376	55.991	68.038	106.825	71.505	19.647	90.961	35.098	116.963	33.152	31.168	992.533	-	-	-	-	-	-	-
MP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Rádios (A) / (B)</b>																															
Consumo de Gás	1,05	1,08	0,55	0,78	0,97	0,87	1,84	1,03	0,55	1,18	1,02	0,39	1,06	0,45	1,11	0,89	0,90	1,36	1,38	0,99	0,45	1,00	0,83	-	-	-	-	-	-	-	
Portos de Abastecimento	1,03	1,03	0,97	0,99	1,02	0,88	1,09	1,07	0,40	1,00	1,21	0,82																			



ERRE_16 - Taxas de concretização dos projetos de exercícios anteriores		2025																													
Descrição	MIR	MCA	AV_PB	PRE	PLA	AFE	CRZ	FEC	MGD	TMC	VFL	VMS	VNH	TBR	ALJ	BTC	MUR	MTR	RPN	SBS	VLP	VPA	BAO	AMA	CB	CEL_MO	VMI	MEL	MON	MSF	MID
<b>Valores Reais [A]</b>																															
Investimento	435.198	729.665	93.462	544.521	405.961	24.285	49.740	28.061	301.680	191.885	267.392	42.915	30.327	27.866	158.879	171.717	65.132	457.792	219.876	159.639	95.902	774.544	709.373	1.444.854	1.047.126	693.357	346.342	332.393	522.358	39.896	371.819
Consumo de Gás	25.164	37.050	16.814	14.822	1.893	3.895	1.789	3.833	3.074	4.013	1.300	3.909	858	4.409	1.577	2.747	4.660	3.072	3.075	2.893	4.403	3.741	2.512	3.483	8.579	1.753	3.032	5.194	1.315	2.144	
BP <	13.384	8.078	11.744	11.831	8.575	1.158	1.475	1.272	1.946	2.049	1.640	796	1.793	649	2.128	939	1.556	1.884	738	1.108	2.120	2.695	1.996	1.366	2.213	3.552	1.019	977	3.533	1.150	1.065
BP >	11.781	4.805	14.629	4.984	6.246	705	2.420	517	1.893	1.625	2.373	504	2.116	209	2.281	638	1.191	2.776	2.334	1.968	773	1.768	2.145	1.147	1.270	5.026	734	2.055	1.661	166	1.079
MP	-	-	10.676	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pontos de Abastecimento	4.665	2.346	3.834	5.126	2.890	472	447	415	707	790	695	234	270	254	734	195	553	534	354	368	832	907	530	563	686	670	453	235	1.344	308	458
BP <	4.639	2.334	3.817	5.110	2.877	470	442	412	698	785	687	232	264	263	727	193	549	530	348	361	809	901	525	561	681	663	451	229	1.340	307	455
BP >	26	12	16	16	13	2	5	3	3	5	8	2	6	1	7	2	4	4	6	7	3	6	5	2	5	7	2	6	4	1	3
MP	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Consumo por ponto de abastecimento	456	404	11.594	314	483	355	487	176	213	328	299	255	359	211	329	324	301	698	391	284	260	298	432	576	257	723	369	347	416	169	362
BP <	3	3	3	2	3	2	3	3	3	3	2	3	7	3	3	5	3	4	2	3	3	3	3	2	3	5	2	4	3	4	2
BP >	453	400	914	311	480	353	484	172	210	325	297	252	353	209	326	319	298	694	389	281	258	295	429	573	254	718	367	343	415	166	360
MP	-	-	10.676	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investimento total por unidade de energia	17	32	21	163	65	210	54	527	236	321	158	139	134	271	338	92	179	100	70	355	1.525	38	37	202	476	598	2.824	567	618	3.563	1.553
BP <	8	12	11	48	27	79	34	161	116	142	93	54	72	66	175	37	77	60	53	227	408	15	21	92	174	300	1.183	384	197	451	782
BP >	9	20	9	115	37	130	20	396	120	179	64	85	61	205	163	54	101	41	17	128	1.118	23	16	110	302	246	1.641	183	420	3.131	771
MP	-	-	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investimento total por ponto de abastecimento	7.768	6.614	177.538	43.367	5.104	4.112	5.691	38.175	22.687	23.878	1.189	13.839	8.022	3.215	5.680	25.958	19.146	2.427	1.339	32.866	61.510	1.929	2.611	51.712	114.954	209.719	397.955	105.238	200.674	663.618	84.828
BP <	43	34	44	135	23	17	64	276	289	151	14	118	878	13	83	206	138	18	23	625	186	13	25	184	838	2.191	1.757	2.687	597	2.195	595
BP >	7.724	6.580	19.441	43.231	5.081	4.094	5.028	37.899	22.399	23.727	1.175	13.721	7.843	3.202	5.527	25.691	19.007	2.409	1.317	32.240	61.304	1.916	2.587	51.529	114.116	207.528	396.198	102.551	200.977	661.463	84.272
MP	-	-	167.054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Valores Divisórias [PDIRD A/B]</b>																															
Investimento	656.356	154.333	463.444	309.994	335.659	23.067	22.168	25.562	49.214	396.540	487.101	10.140	149.428	12.164	46.416	553.992	17.521	1.318.659	412.527	23.067	138.192	479.774	975.624	1.451.900	1.000.967	766.115	896.272	319.892	683.700	168.023	78.538
Consumo de Gás	26.914	12.864	39.687	17.473	13.205	1.994	2.904	1.885	4.513	3.661	4.401	1.177	3.337	1.117	4.391	1.276	2.937	3.623	3.005	3.165	3.190	5.342	3.504	2.501	3.352	10.358	1.478	3.548	3.754	1.341	932
BP <	14.188	7.882	12.497	14.119	9.517	1.405	1.431	1.441	2.375	2.144	2.000	883	919	922	2.328	862	1.821	2.205	1.123	1.103	2.656	3.248	1.789	1.123	1.891	2.477	1.323	1.190	3.076	1.047	888
BP >	12.725	4.982	19.622	3.357	3.688	599	1.473	444	2.138	1.517	2.401	295	2.419	206	2.062	414	1.117	1.418	1.883	2.062	633	2.094	1.714	1.378	1.701	7.881	1.955	2.568	677	295	44
MP	-	-	11.567	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pontos de Abastecimento	4.468	2.212	3.790	4.863	2.949	481	428	421	736	776	716	223	333	254	745	264	535	682	384	370	843	1.039	634	671	609	859	912	300	1.289	307	349
BP <	4.443	2.202	3.773	4.932	2.937	479	423	419	729	771	708	223	335	253	738	252	532	676	378	363	841	1.027	628	666	603	852	911	296	1.287	306	349
BP >	25	10	16	11	12	2	5	2	7	5	8	1	8	1	7	2	2	3	6	6	7	2	12	6	5	6	7	1	4	2	1
MP	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Consumo por ponto de abastecimento	512	502	12.538	308	311	298	298	225	305	306	303	299	305	298	298	211	376	240	317	298	320	178	289	277	286	1.129	158	596	341	298	3
BP <	3	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	3	3	4	2	3
BP >	509	498	1971	305	307	295	295	222	305	303	300	295	303	295	295	207	372	236	314	295	317	174	286	276	284	1.126	155	592	339	295	-
MP	-	-	11.567	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investimento total por unidade de energia	65	239	22	201	172	59	69	77	268	216	245	194	46	128	145	614	94	530	313	222	189	608	810	2.335	1.250	368	2.496	422	1.662	174	8.860
BP <	31	63	7	39	48	17	35	18	127	90	134	49	33	34	69	199	36	206	196	145	36	238	366	1.267	634	280	262	262	300	36	419
BP >	34	146	6	162	124	41	34	59	141	126	111	146	13	95	77	414	58	323	117	77	151	370	416	1.046	615	68	2.234	140	1.362	135	8.441
MP	-	-	8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investimento total por ponto de abastecimento	17.505	73.299	39.317	49.612	38.152	12.160	10.565	13.093	43.511	38.238	33.862	43.107	3.894	27.916	22.212	85.540	21.833	76.916	37.229	23.245	48.015	65.300	119.303	291.140	176.259	39.865	347.020	84.221	461.896	40.027	1.055
BP <	98	331	25	110	155	51	118	62	414	249	378	192	93	110	215	681	122	677	582	440	114	754	1.130	2.169	1.737	814	678	1.123	717	130	1.065
BP >	17.408	72.967	5.841	49.502	37.997	12.143	9.948	13.031	43.097	38.377	33.424	42.915	3.791	27.866	22.697	85.858	21.711	76.299	36.646	22.806	47.961	64.545	118								