



PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS

PDIRD-G LisboaGás 2027-2031



Abril 2026 – V1



Sumário Executivo

Dando cumprimento ao Decreto-Lei nº 62/2020 de 28 de agosto, a LisboaGás apresenta a sua proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de Gás, para o quinquénio 2027-2031 (PDIRD-G 2026).

O presente documento foi desenvolvido à luz das orientações constantes do Despacho n.º 4725/2026, de 10 de abril, incorporando as diretrizes aplicáveis à elaboração do plano de investimento, com vista a aumentar a objetividade e a facilitar a comparabilidade entre as propostas de todos os ORD do SNG (Sistema Nacional de Gás).

Para uma leitura adequada do plano de investimento e para facilitar a sua compreensão, importa enquadrar a proposta no contexto evolutiva verificado desde a apresentação do PDIRD-G 2024.

PDIRD-G 2024 – decisão do Concedente

A decisão do concedente sobre o PDIRD-G 2024, baseada nas recomendações do parecer da ERSE, penalizou os ORD do grupo Floene.

A apreciação da ERSE poderia beneficiar de maior objetividade e de uma análise mais efetiva na comparação dos planos dos 11 ORD do SNG.

Não é correto, definir uma taxa de corte de investimento de “Desenvolvimento e Expansão” igual para todos os ORD sem tomar em consideração as propostas baseadas em pressupostos de expansão estrondosamente divergentes como se pode verificar no quadro seguinte:

Investimento Desenvolvimento e Expansão (MC)*	2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL	peso %	Inv/PA €	Concelhos totais	Concelhos s/ gás	Representatividade no SNG		
											RAB	Volume	Clientes
SNG	46,9	44,4	44,5	44,5	41,7	222,1	100%	2 281 €	235	68	100%	100%	100%
Portgás	16,0	17,0	17,0	17,2	16,9	84,1	38%	2 308 €	29	0	31%	24%	26%
Sonorgás	10,7	8,1	8,5	8,1	5,8	41,1	19%	4 207 €	33	0	6%	1%	2%
Lisboagás	5,8	5,5	5,6	5,7	5,7	28,3	13%	1 399 €	16	2	26%	19%	33%
Lusitaniagás	5,3	5,1	4,9	4,9	4,9	25,0	11%	1 742 €	38	5	15%	37%	16%
Setgás	3,3	3,2	3,2	3,2	3,2	16,0	7%	1 626 €	10	0	9%	8%	11%
Beiragás	2,5	2,5	2,2	2,3	2,2	11,7	5%	2 300 €	59	42	4%	4%	4%
Tagusgás	1,6	1,5	1,4	1,5	1,4	7,4	3%	1 888 €	39	19	5%	5%	3%
Duriensegás	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	2,8	1%	1 746 €	5	0	2%	1%	2%
Medigás	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	4,4	2%	1 851 €	3	0	1%	1%	2%
Dianagás	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,99	0%	1 800 €	2	0	1%	0%	1%
Paxgás	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,18	0%	1 589 €	1	0	0%	0%	0%

* Investimento de Desenvolvimento e Expansão previsto na versão inicial dos PDIRD-G 2024

O ponto crítico não foi a ERSE ter aplicado uma taxa de redução comum ao investimento de Desenvolvimento e Expansão a todos os ORD, mas sim a falta de ajustamento a propostas claramente desproporcionadas, construídas com pressupostos totalmente distintos. No caso da Floene, os seus ORD têm mantido este tipo de investimento em níveis mínimos, precisamente para preservar ganhos de eficiência e sinergias nos custos de operação das atividades de campo.

De facto, verificam-se estratégias de expansão substancialmente diferenciadas, mas que por si são igualmente válidas, resultando de decisão de gestão cabalmente legítimas. Por isso, importa aclarar objetivamente que a LisboaGás não põe em causa as orientações dos restantes ORD. O que efetivamente importa é que as Entidades que emitem pareceres e o Concedente tenham estas realidades bem presentes na sua apreciação das propostas, sobretudo em caso de necessidade de redução deste tipo de investimento para todo o SNG.



Assim, para estratégias díspares com investimento de Desenvolvimento e Expansão em diferentes patamares não pode ser recomendada redução semelhante de investimento para todos os ORD.

No âmbito dos planos de investimento dos ORD, distinguem-se dois tipos de investimento em termos de comparabilidade:

- 1) Investimento em Desenvolvimento e Expansão: este investimento é semelhante e comparável entre ORD. As propostas de investimento variam consoante a decisão de acelerar ou desacelerar o ritmo de expansão
- 2) O investimento remanescente é mais específico e dependerá da fundamentação própria que sustente a sua necessidade

Impõe-se uma distribuição mais equilibrada do investimento em Desenvolvimento e Expansão por ORD do SNG, prevenindo que determinadas regiões absorvam investimentos mais elevados em benefício de outras.

A totalidade dos municípios ainda não infraestruturados localiza-se exclusivamente nas áreas dos ORD da Floene. A promoção da coesão territorial, da igualdade no acesso à energia e do potencial de produção de gases renováveis exige que o investimento seja privilegiado para estas regiões, evitando a perpetuação de desigualdades territoriais e económicas, com a alocação de investimentos em zonas já saturadas.

O parecer da ERSE não é vinculativo, mas compete-lhe, enquanto regulador do SNG, assegurar o equilíbrio entre as propostas, sobretudo porque as tarifas são uniformes a nível nacional. Por isso, afigura-se essencial que a ERSE promova maior equidade nas decisões de cada ORD.

A publicação do Despacho n.º 4725/2026, de 10 de abril, com as diretrizes para a elaboração do plano de investimento, vem permitir o reforço da comparabilidade técnica e económica entre ORD, esperando que se traduza numa alocação de investimento mais equilibrada, eficiente e sustentável para o sistema de distribuição.

A definição de um pacote global de investimento em desenvolvimento e expansão, alocado com base em critérios transparentes de eficiência, coesão territorial e representatividade no sistema, permitirá uma solução mais equilibrada e eficiente para o SNG.

Acontecimentos ocorridos após a apresentação do PDIRD-G 2024

Desde a apresentação do PDIRD-G 2024, ocorreram eventos relevantes que reforçam os desafios das redes de distribuição de gás no processo de descarbonização. Por isso, devem ser considerados na projeção do SNG para os próximos anos.

- Os eventos extraordinários como o “Apagão”, a Tempestade Kristin e a Crise no Médio Oriente, vêm reforçar a necessidade de **diversidade** e de **soberania energética** que podem ser potenciadas pela aceleração da implementação dos projetos de gases de origem renovável, com prioridade para o biometano
- **Movimento pelo Gás Renovável** entregou uma petição pública, denominada "Por uma política energética equilibrada", na Assembleia da República, com o objetivo de



defender a integração de gases renováveis (biometano e hidrogénio) no sistema energético nacional. Os principais Objetivos da Petição são:

- Valorização das Redes de Gás: Defender que a infraestrutura de gás existente não deve ser abandonada, mas sim adaptada para transportar gases renováveis, servindo como complemento à rede elétrica
 - Complementaridade Energética: Incentivar uma política que não dependa exclusivamente da eletrificação total, garantindo maior segurança e resiliência ao sistema
 - Direito de Escolha: Garantir que consumidores, famílias e empresas possam escolher a fonte de energia que melhor se adapta às suas necessidades e custos
 - Biometano e Economia Circular: Aproveitar resíduos orgânicos para produzir biometano, visando reduzir a dependência da importação de gás natural
- No passado dia 19 de março, o Conselho de Ministros aprovou um conjunto de decisões na área da energia, incluindo uma medida com impacto no desenvolvimento do biometano em Portugal. Em concreto, foi aprovado um **mecanismo de participação dos custos** de ligação à rede de gás para projetos de gases renováveis
 - Março 2026, Portugal emite primeiras **garantias de origem** de biometano, entrando assim no mercado europeu de certificação de gases renováveis
 - Estudo “**Redes do Futuro – RdF 2.0**” desenvolvido pela Floene com a consultadoria da Roland Berger, vem reforçado o papel da rede de gás como ativo essencial para o sistema energética nacional, garantindo resiliência, acessibilidade e segurança de abastecimento, que a par da crescente eletrificação da economia, será essencial para assegurar as necessidades futuras do país tanto para o mercado residencial como para a indústria.

O compromisso do plano de investimento

A Lisboagás apresenta um plano de investimento desenvolvido para potenciar e consolidar o SNG num compromisso para uma transição energética mais eficiente.

Uma transição energética baseada num sistema complementar entre as redes de distribuição de eletricidade e de gases renováveis, onde as **Moléculas verdes** podem ser complementares aos **Eletrões verdes** garantindo flexibilidade de um sistema mais seguro para uma descarbonização da economia mais equilibrada e economicamente mais eficiente.

O conjunto de instrumentos legislativos e regulatórios aprovados no período converge numa conclusão essencial: **a transição energética europeia já não pode ser pensada apenas em termos de produção de eletricidade renovável**; exige também infraestruturas capazes de integrar moléculas renováveis, ligar produção descentralizada e consumo industrial, armazenar energia e reforçar a resiliência sistémica. A **Diretiva (UE) 2024/1788** e o **Regulamento (UE) 2024/1789** vêm precisamente nesse sentido.

O sistema de distribuição de gás, é um **ativo público**, no valor de **3.6 mil milhões de euros** (a custo histórico de produção) que o país não pode desperdiçar, sobretudo quando está apto

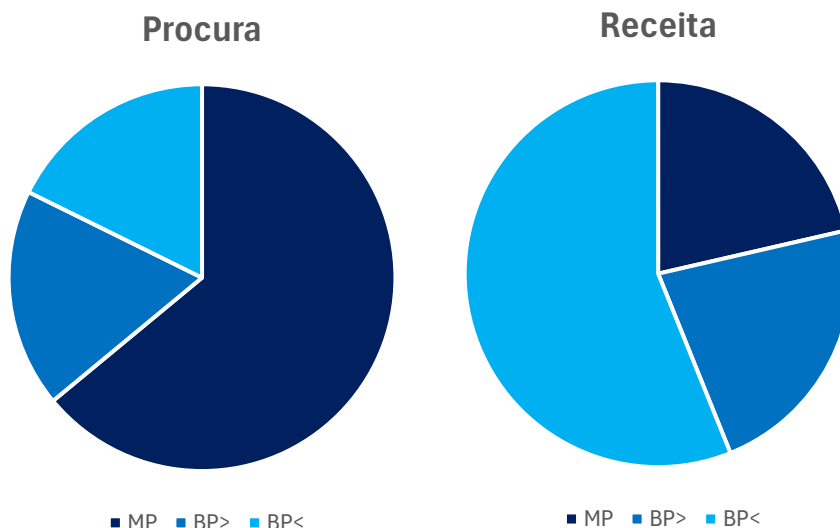


para distribuir gases renováveis que podem ser produzidos em Portugal, com o aproveitamento de recursos endógenos.

O **COMPROMISSO** do plano de investimento para afirmar o SNG como um pilar da transição energética assente em 4 princípios:

- **HETEROGENEIDADE** no sentido da **diversidade** do sistema energético onde os gases renováveis complementam o sistema elétrico.
- **HORIZONTE** onde o aproveitamento dos gases renováveis pode contribuir para a **soberania energética**:
 - Potenciar recursos endógenos
 - Alavancar a economia circular
 - Contribuir para a coesão territorial
 - Independência e transição energética
- **HERANÇA** de uma base de ativos resilientes, modernos e aptos para:
 - Conectar os **produtores** e distribuir gases renováveis
 - Contribuir para a competitividade das **indústrias** nacionais
 - Transformar **GPL para GN** e posteriormente para gases renováveis, permitindo a descarbonização dos lares, a liberdade de escolha dos consumidores e uma poupança da fatura de energia das famílias
- **HABILITAR** através da **digitalização** e reforço da **resiliência** dos ativos de distribuição, para uma melhor **fiabilidade e eficiência** do SNG, qualidade de serviço e **segurança de abastecimento**.

Os quatro vetores de compromisso do Plano de Investimento contribuirão para a sustentabilidade do SNG, a qual assenta no equilíbrio do contributo de uma estrutura de mercado constituída por consumidores residenciais, terciários e industriais, estruturada num sistema tarifário balanceado pelos três níveis tarifários (MP, BP> e BP<).



Os gráficos acima evidenciam o **equilíbrio** da estrutura tarifária e a **relevância** de todos os segmentos de mercado, observando-se que, apesar de os segmentos empresariais (tarifas de BP> e MP) registarem maior volume de consumo, o mercado residencial (BP<) tem um contributo relevante na receita do SNG, que representa 99% dos consumidores.

Esta **complementaridade** entre segmentos de tão diferentes características é que permite a **sustentabilidade** e o desenvolvimento de todo o setor, assegurando a sua **viabilidade** enquanto ativo estratégico para o processo de descarbonização.

O plano de investimento

O plano de investimento para o período de 2027-2031, distribuído pelas 5 tipologias definidas no Despacho n.º 4725/2026, de 10 de abril tem a seguinte composição:

Investimento (m€)	2027	2028	2029	2030	2031	2027-2031
Conformidade e Segurança do Abastecimento	3 204	5 018	9 829	10 488	10 488	39 027
Descarbonização do Sistema Nacional de Gás	506	1 181	56	675	56	2 475
Desenvolvimento e Expansão de Rede	6 575	12 377	14 238	16 486	16 486	66 162
Digitalização	1 737	1 737	1 753	1 724	1 724	8 675
Total Investimento	12 022	20 314	25 876	29 373	28 754	116 338
Contadores não elegíveis	726	825	766	778	778	3 873
Total Investimento remunerado	11 296	19 489	25 110	28 595	27 976	112 465

Este plano de investimento vai permitir:

- Reforçar a resiliência da rede e a segurança de abastecimento
- Preparar a infraestrutura de distribuição para a ligação de produtores, cujo enquadramento regulatório está em desenvolvimento
- Contribuir para a competitividade da indústria nacional



- Reforçar a fiabilidade e eficiência do SNG
- Reduzir 19% de emissões com a passagem de GPL para GN, com posterior redução progressiva adicional com a injeção de gases renováveis
- Reduzir a fatura energética das famílias em cerca de 50%
- Contribuir para a manutenção de sinergias CAPEX-OPEX com poupança anual de custos para o SNG na ordem dos 9 milhões de euros, no conjunto dos ORD do grupo Floene

No capítulo 2 é apresentado o detalhe do plano por cada tipologia com a fundamentação, objetivos e os benefícios associados a cada iniciativa.



Índice

1.	ENQUADRAMENTO E ÂMBITO	11
1.1.	Enquadramento legislativo e regulatório.....	11
1.2.	Evolução do sistema energético e implicações para o setor do gás	12
1.3.	Novo papel das redes de distribuição de gás	14
1.4.	Desafios económicos e sustentabilidade do sistema	15
1.5.	Princípios orientadores do PDIRD-G.....	15
1.6.	Objetivos estratégicos do plano	15
1.7.	Papel do PDIRD-G na transição energética	16
2.	PLANO DE INVESTIMENTO	18
2.1.	Investimento em Conformidade e Segurança do Abastecimento.....	19
2.2.	Investimento em Descarbonização do Sistema Nacional de Gás.....	22
2.3.	Investimento em Desenvolvimento e Expansão de Rede	25
2.4.	Investimento em Digitalização	33
3.	INDICADORES HARMONIZADOS	38
3.1.	ID#1: Consumo de gás por ponto de abastecimento	38
3.2.	ID#2: Consumo de gás por km de rede	39
3.3.	ID#3: TOTEX2 unitário por unidade de energia	39
3.4.	ID#4: TOTEX unitário por ponto de abastecimento	39
3.5.	ID#5: TOTEX unitário com amortização decrescente por unidade de energia	39
3.6.	ID#6: TOTEX unitário com amortização decrescente por ponto de abastecimento	39
3.7.	ID#7: Percentagem de investimento com vida útil para além do horizonte 2050	40
3.8.	ID#8: Impacto do Investimento proposto no RAB	40
3.9.	ID#9: Investimento em desenvolvimento e expansão vs extensão rede	40
3.10.	ID#10: Investimento em desenvolvimento e expansão de rede vs pontos abastecimento	40
3.11.	ID#11: Investimento em desenvolvimento e expansão de rede vs consumo adicional	41
3.12.	ID#12: Investimento em Conformidade e Segurança de Abastecimento	41
3.13.	ID#13: Investimento em Digitalização	41
3.14.	ID#14: Investimento em Descarbonização do Sistema Nacional de Gás	42
3.15.	ID#15: Densificação da rede existente	42
3.16.	ID#16: Taxas de concretização das projeções de exercícios anteriores	43
4.	ANEXOS AO PLANO DE INVESTIMENTO	46
	Anexo 1 - SIGLAS E DEFINIÇÕES.....	46
	Anexo 2 - CARATERIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS DE DISTRIBUIÇÃO	50
	Anexo 3 - CONTEXTO GEOGRÁFICO E CONJUNTURA SOCIECONÓMICA.....	56
	Anexo 4 - DESAFIOS DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA PARA A NEUTRALIDADE CARBÓNICA	60



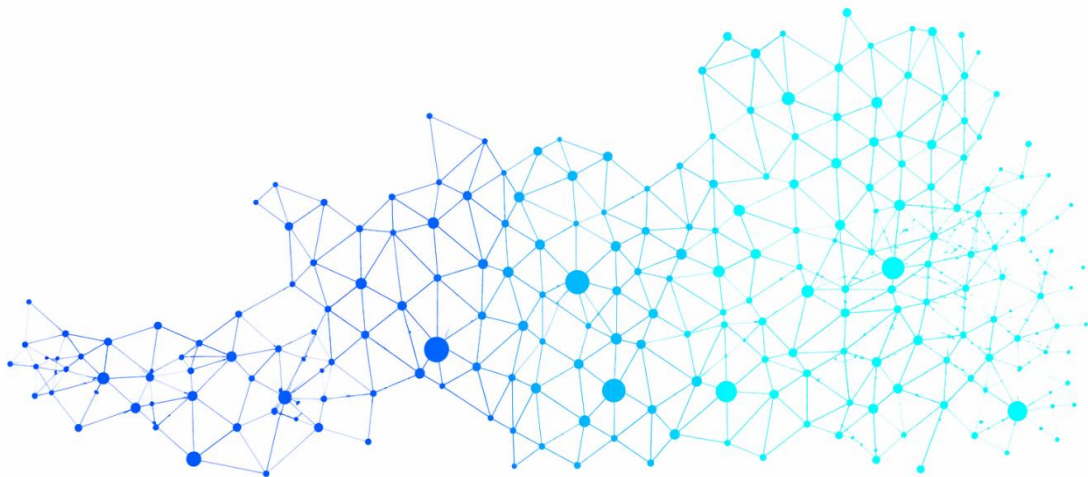
Índice de figuras

Figura 1 - Concessões e licenças de distribuição de gás em Portugal	12
Figura 2 - Plano de investimento 2027-2031.....	18
Figura 3 – Indicadores de interrupções do Sistema Nacional de Gás 2024	21
Figura 4 – Comparação de custos energéticos	30
Figura 5 – Custos energéticos anuais para agregado de 4 pessoas	31
Figura 6 – Emissões específicas de CO ₂	32
Figura 7 – Esquema projeto GQTS	35
Figura 8 – Concelhos da concessão.....	52
Figura 9 - Evolução da taxa de cobertura	52
Figura 10 – Concelhos abastecidos	57
Figura 11 - População empregada por concelho.....	58
Figura 12 – Salário médio mensal dos trabalhadores por conta de outrem	58
Figura 13 - Peso da indústria transformadora por concelho	59
Figura 14 – VAB das empresas não financeiras por concelho	59
Figura 15 - “Combined biomethane and biogas production in Europe (bcm)”, European Biogas Association Statistical Report 2025	63
Figura 16 - “Biomethane production in the EU-27 and Europe (bcm)” European Biogas Association Statistical Report 2025	65
Figura 17 - “Number of biomethane plants per country in 2024” European Biogas Association Statistical Report 2025	65
Figura 18 - “EU-27 electrolytic hydrogen supply outlook and binding imports vs regulatory demand by 2030”, Clean Hydrogen Monitor 2025	67
Figura 19 - “Dez países europeus com maior capacidade de eletrólise em operação e em construção e número de projetos, em julho de 2025”, Clean Hydrogen Monitor 2025	68
Figura 20 - Oferta projetada de hidrogénio eletrolítico e procura regulatória na Península Ibérica até 2030	68
Figura 21 - Cenário de oferta de hidrogénio eletrolítico em 2030 e metas nacionais previstas em PNEC ou estratégias nacionais para Espanha e Portugal	68
Figura 22 - “Biomethane plants connected to gas grid in Europe in 2025”, European Biogas Association Statistical Report 2025	72
Figura 23 - “Geographical distribution of investment volumes”, European Biogas Association Statistical Report 2025	73
Figura 24 - Fluxograma ilustrativo do processo de registo prévio de acordo com o Despacho	77
Figura 25 - Cenários de descarbonização para a rede de gás - Estudo Rede de Futuro	79
Figura 26 - Cenário base de procura de energia final por fonte – RdF 2.0 vs. RdF 1.0 [2024-2050, TWh] 80	
Figura 27 - Proveitos permitidos do setor industrial [2026-2050, EUR M/ano] – cenário eletrificação extensiva	82
Figura 28 - Evolução da oferta de Biometano em Portugal e comparação com objetivos PAB [TWh] ...	83
Figura 29 - Evolução da oferta de biometano no cenário de descarbonização equilibrada.....	86
Figura 30 - Potencial evolução do mix energético das principais indústrias nacionais – RdF 2.0	87
Figura 31 - Esquema de produção de hidrogénio e veiculação na tubagem de PE - Esquema interno .	90
Figura 32 - Visão global de níveis admissíveis de H2 na rede existente e de acordo com o fim. Fonte: Marcogaz.....	92
Figura 33 - Priorização dos fatores prioritários para o desenvolvimento do mercado dos Gases Renováveis	96
Figura 34 - Principais barreiras/dificuldades ao desenvolvimento de projetos, priorizado	96
Figura 35 - Esquema exemplificativo de uma otimização das ligações de produtores à rede	98



Índice de quadros

Quadro 1 - Plano de investimento 2027-2031.....	18
Quadro 2 - Investimento em Conformidade e Segurança do Abastecimento 2027-2031	19
Quadro 3 - Evolução do investimento em renovação de contadores.....	20
Quadro 4 – Projetos de injeção de gases renováveis	24
Quadro 5 – Investimento em Conformidade e Segurança do Abastecimento 2027-2031	25
Quadro 6 - Investimento em Desenvolvimento e Expansão de Rede 2027-2031	26
Quadro 7 - Agregados operacionais 2027-2031	27
Quadro 8 - Métricas operacionais 2027-2031.....	27
Quadro 9 - Custos unitários.....	27
Quadro 10 – Evolução do grau de cobertura por concelho.....	28
Quadro 11 – Ligações de consumidores > 10.000m ³ /ano.....	29
Quadro 12 – Investimento em Digitalização.....	34
Quadro 13 - Concelhos infraestruturados na Concessão	51
Quadro 14 - Infraestrutura em 2025	53
Quadro 15 - Investimento na Concessão 2022 - 2026.....	54
Quadro 16 - Investimento na Concessão em desenvolvimento de e expansão de rede 2022-2026	54
Quadro 17 - Investimento na Concessão em conformidade e segurança do abastecimento 2022-2026	55
Quadro 18 - Investimento na Concessão em digitalização 2022-2026	55
Quadro 19 - Investimento na Concessão em descarbonização do SNG 2022-2026	55
Quadro 20 - Potencial Produtivo na Rede Floene: projetos com registo prévio na DGEG	99



01

ENQUADRAMENTO E ÂMBITO

Integração do sistema energético e evolução da rede de gás



1. ENQUADRAMENTO E ÂMBITO

1.1. Enquadramento legislativo e regulatório

A presente proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de Gás (PDIRD-G) é elaborada nos termos dos artigos 88.º e 89.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, que estabelece a organização e funcionamento do Sistema Nacional de Gás (SNG).

Este diploma define o enquadramento jurídico das atividades de receção, armazenamento, transporte e distribuição de gás, bem como os regimes aplicáveis à produção de gases renováveis e de baixo teor de carbono, à comercialização e à operação dos respetivos mercados.

No atual contexto de transição energética, assume particular relevância o enquadramento legal relativo à injeção de gases renováveis na rede, o qual estabelece as bases para a progressiva descarbonização do setor, em articulação com os objetivos definidos no Plano Nacional Energia e Clima e no Roteiro para a Neutralidade Carbónica.

Este enquadramento deve ser interpretado à luz da evolução recente da política energética europeia, que passou a assumir de forma explícita uma natureza simultaneamente climática, industrial e geoestratégica, com crescente enfoque na execução, na competitividade económica e na segurança do aprovisionamento energético.

A integração de gases renováveis, em particular o biometano, introduz novos desafios ao nível do planeamento das infraestruturas, nomeadamente no que respeita ao alinhamento temporal entre investimento em rede e desenvolvimento da produção e da procura, bem como à definição de modelos eficientes de recuperação de custos que assegurem a sustentabilidade do sistema tarifário.

Neste contexto, a experiência europeia evidencia a necessidade de enquadramentos regulatórios que promovam a partilha eficiente de custos de ligação, o planeamento coordenado das infraestruturas e a valorização dos investimentos com utilidade sistémica, enquanto condição para o desenvolvimento sustentável do mercado de gases renováveis.

Nos termos da legislação aplicável, os operadores de redes de distribuição (ORD) devem elaborar, com periodicidade bienal, um plano de desenvolvimento e investimento que assegure a adequação das infraestruturas à evolução da oferta e da procura, contribuindo simultaneamente para a eficiência do sistema e para a segurança do abastecimento.

A presente proposta encontra-se igualmente alinhada com o Despacho n.º 4725/2026, que estabelece os critérios aplicáveis à elaboração dos planos de investimento para o período 2027-2031, nomeadamente no que respeita à classificação dos investimentos, à utilização de indicadores de eficiência e à avaliação do risco de ativos ociosos ou obsoletos.

Neste enquadramento, a elaboração do PDIRD-G exige uma abordagem reforçada de racionalidade económica, assegurando que os investimentos propostos são proporcionais, eficientes e compatíveis com a evolução previsível do sistema energético, caracterizada por um elevado grau de incerteza.

Este enquadramento deve ser interpretado à luz da evolução recente da política energética europeia, que entrou numa nova fase, caracterizada pela passagem da definição de objetivos



para a sua implementação efetiva, com crescente foco na competitividade industrial, na segurança de abastecimento e na redução estrutural dos custos da energia.

Neste contexto, relatórios recentes de referência, como o Relatório Draghi (2024), identificam a energia como um fator crítico da competitividade europeia, reforçando a necessidade de uma transição energética assente em critérios de eficiência económica e pragmatismo.

1.2. Evolução do sistema energético e implicações para o setor do gás

A organização territorial da atividade de distribuição de gás em Portugal reflete a evolução progressiva do setor, assegurando atualmente uma cobertura geográfica alargada, que constitui um ativo relevante para a integração de novos vetores energéticos no sistema.

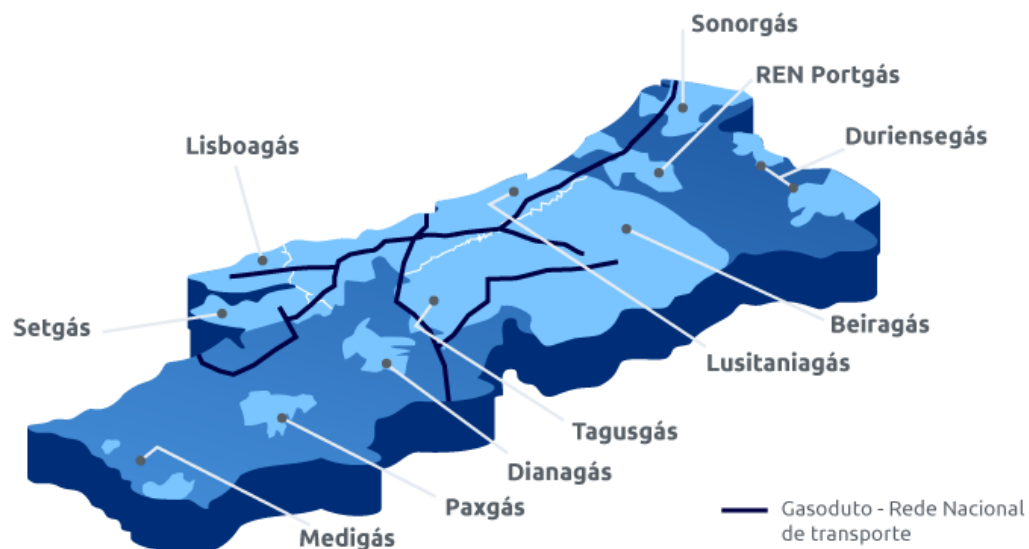


Figura 1 - Concessões e licenças de distribuição de gás em Portugal

O sistema energético europeu e nacional encontra-se numa fase de transformação estrutural, impulsionada pelos objetivos de descarbonização, pela necessidade de reforço da segurança energética e pela procura de maior eficiência económica.

Esta transformação tem sido acompanhada por uma crescente preocupação com os custos da energia e com a competitividade económica, bem como pela necessidade de reduzir a dependência de importações de combustíveis fósseis, reforçando a produção energética de origem doméstica.

Este processo traduz-se, por um lado, na crescente eletrificação dos consumos finais e, por outro, na necessidade de descarbonização dos vetores energéticos baseados em moléculas, nomeadamente através da incorporação de gases renováveis como o biometano.

Neste contexto, os gases renováveis assumem um papel crescente enquanto vetor complementar à eletrificação, permitindo descarbonizar usos difíceis de eletrificar e reduzir custos sistémicos através da utilização de infraestruturas existentes.

A nível europeu, a produção de biogases atingiu cerca de 22 bcm em 2024, dos quais aproximadamente 5 bcm correspondem a biometano, evidenciando a crescente maturidade



deste mercado. Paralelamente, a União Europeia estabeleceu o objetivo de atingir 35 bcm de biometano até 2030, o que implica uma aceleração significativa do investimento e do desenvolvimento infraestrutural.

Apesar do avanço da eletrificação, subsistem limitações técnicas e económicas à sua aplicação em determinados segmentos, em particular em usos industriais e térmicos de média e alta intensidade energética, mantendo-se a relevância de soluções baseadas em gás.

A nível europeu, a produção de biometano atingiu cerca de 5,2 mil milhões de m³ em 2024, inserida num total de cerca de 22 mil milhões de m³ de biogases, estando estabelecido o objetivo de atingir 35 mil milhões de m³ até 2030, o que implica uma aceleração significativa do investimento e da capacidade infraestrutural.

O contexto geopolítico recente reforça esta necessidade, evidenciando a importância de fontes energéticas produzidas localmente, menos expostas a choques externos e compatíveis com infraestruturas existentes.

Neste contexto, os gases renováveis assumem um papel crescente enquanto solução complementar à eletrificação, permitindo descarbonizar usos difíceis de eletrificar, tirar partido de infraestruturas existentes e mitigar os custos de transição.

Neste enquadramento, importa igualmente considerar o contributo já proporcionado pela utilização de gás na redução de emissões no sistema energético, em particular pela substituição de vetores energéticos mais intensivos em carbono.

Com o objetivo de quantificar este efeito, foi realizada uma análise indicativa, com base no consumo anual de gás distribuído, comparando as emissões associadas à sua utilização com as que resultariam da utilização de vetores energéticos alternativos para os mesmos usos finais, designadamente o GPL (propano).

Os resultados evidenciam que a utilização de gás permite, de forma consistente, uma redução de emissões face a estas alternativas, constituindo já hoje um contributo efetivo para a descarbonização do sistema energético, particularmente em segmentos onde a substituição por eletricidade não é técnica ou economicamente eficiente.

	Consumo anual¹ (GWh)	Emissões GN (tCO₂)	Emissões GPL (tCO₂)	Redução² (tCO₂)	Redução (%)
Lisboagás	4 185	770 040	954 180	184 140	19%

Neste contexto, o setor do gás enfrenta um duplo desafio:

- a evolução incerta da procura de gás natural;
- a necessidade de adaptação das infraestruturas para a integração de gases renováveis.

¹ Consumo anual de referência do ORD

² Pressupostos de cálculo de emissões.

Energia	Fator de Emissão	Unidades	Fonte / Nota
GN	184	ton CO ₂ /GWh	GALP – CO ₂ = FE × FO × PCI/PCS × Consumo (kWh)
GPL	228	ton CO ₂ /GWh	GALP – CO ₂ = FE × FO × PCI/PCS × Consumo (kWh)



Esta dinâmica introduz um novo perfil de risco no planeamento das redes, nomeadamente ao nível da potencial subutilização de ativos e da necessidade de assegurar a sustentabilidade económica do sistema no longo prazo.

Neste contexto, importa sublinhar que a transição energética não elimina a necessidade de infraestruturas, antes a transforma, exigindo a sua adaptação a novos vetores energéticos. A ausência de investimento ou a sua descontinuidade pode conduzir a ineficiências sistémicas, perda de capacidade de integração de produção renovável e aumento de custos globais do sistema energético.

1.3. Novo papel das redes de distribuição de gás

As redes de distribuição de gás assumem, neste novo contexto, um papel distinto do tradicional, passando a constituir plataformas de integração de produção descentralizada de gases renováveis.

Neste enquadramento, a infraestrutura de gás passa a ser crescentemente reconhecida como um ativo da transição energética, permitindo integrar produção descentralizada de biometano, suportar o desenvolvimento do hidrogénio e reforçar a flexibilidade e resiliência do sistema energético.

Este reposicionamento é consistente com a evolução do enquadramento europeu, que reconhece as infraestruturas de gás como ativos da transição energética, com potencial para integrar biometano, suportar o desenvolvimento do hidrogénio e reforçar a flexibilidade e resiliência do sistema energético.

Este novo paradigma implica a adaptação das redes para:

- permitir a injeção de biometano em múltiplos pontos do sistema;
- assegurar a gestão de fluxos bidirecionais;
- aumentar a flexibilidade e a resiliência operacional;

Implica igualmente a consideração de soluções técnicas complementares, nomeadamente:

- pontos centralizados de injeção;
- soluções logísticas de transporte de gás renovável;
- reforço seletivo e otimização das malhas de distribuição.

Incluindo, quando economicamente justificável, soluções como gasodutos virtuais, inversão de fluxos e reforços de rede com utilidade sistémica, em linha com práticas observadas em mercados europeus mais desenvolvidos.

O desenvolvimento destas soluções deverá ser efetuado de forma faseada e eficiente, maximizando a utilização da infraestrutura existente e minimizando a necessidade de investimento incremental.

A não adaptação atempada destas infraestruturas poderá constituir um constrangimento à integração de gases renováveis, limitando o aproveitamento de recursos endógenos e condicionando o desenvolvimento do mercado.



1.4. Desafios económicos e sustentabilidade do sistema

O desenvolvimento do mercado de gases renováveis caracteriza-se por um desalinhamento temporal entre o investimento em infraestruturas e a maturação da produção e da procura.

Este fator introduz desafios relevantes ao nível da recuperação de custos, podendo originar pressões tarifárias nos períodos iniciais de desenvolvimento do mercado.

Este desafio é particularmente relevante num contexto europeu em que os custos da energia têm impacto direto na competitividade económica e no bem-estar dos consumidores, reforçando a necessidade de soluções custo-efetivas para a transição energética.

Neste contexto, torna-se essencial assegurar:

- uma adequada repartição dos custos entre os diferentes agentes do sistema;
- a proteção dos consumidores face a aumentos tarifários desproporcionais;
- a viabilidade económica dos investimentos necessários à transição energética.

Adicionalmente, a incerteza quanto à evolução da procura reforça a necessidade de uma abordagem prudente ao investimento, baseada em critérios rigorosos de custo-benefício e na mitigação do risco de ativos ociosos.

Neste enquadramento, decisões de investimento que não considerem a evolução do sistema no médio e longo prazo podem traduzir-se em custos acrescidos para os consumidores, quer por via de ineficiências operacionais, quer por necessidade de investimentos corretivos futuros.

A evidência disponível indica que trajetórias de descarbonização baseadas numa dependência excessiva de um único vetor energético podem conduzir a custos adicionais significativos para o sistema, reforçando a importância de abordagens equilibradas e tecnologicamente neutras.

1.5. Princípios orientadores do PDIRD-G

A presente proposta de PDIRD-G assenta nos seguintes princípios orientadores:

- eficiência económica e sustentabilidade do sistema tarifário;
- maximização da utilização e valorização dos ativos existentes;
- desenvolvimento faseado e adaptativo das infraestruturas;
- integração progressiva de gases renováveis;
- neutralidade tecnológica;
- mitigação do risco de ativos ociosos ou obsoletos;
- resiliência e segurança de abastecimento do sistema energético;
- alinhamento com os objetivos de política energética e climática.

1.6. Objetivos estratégicos do plano

Em coerência com os princípios definidos, o plano de investimento prossegue os seguintes objetivos estratégicos:



- garantir a segurança, fiabilidade e qualidade de serviço das infraestruturas de distribuição;
- promover a eficiência económica da atividade, assegurando a racionalidade dos investimentos e a proteção dos consumidores;
- otimizar e rentabilizar os ativos existentes, num contexto de evolução incerta da procura;
- assegurar, de forma seletiva e economicamente eficiente, a ligação de novos consumidores e a densificação da rede, privilegiando soluções que maximizem a utilização da infraestrutura existente e contribuam para a sustentabilidade do sistema tarifário;
- preparar e adaptar as infraestruturas para a integração de gases renováveis e de baixo teor de carbono;
- contribuir para a descarbonização do sistema energético, assegurando uma transição equilibrada e sustentável;
- cumprir as obrigações legais, regulamentares e contratuais aplicáveis;
- assegurar a evolução equilibrada do sistema energético, evitando soluções que conduzam a desequilíbrios tarifários ou a aumento desproporcionado de custos para os consumidores;
- assegurar o acesso a soluções energéticas eficientes e competitivas, contribuindo para a mitigação de situações de vulnerabilidade energética.

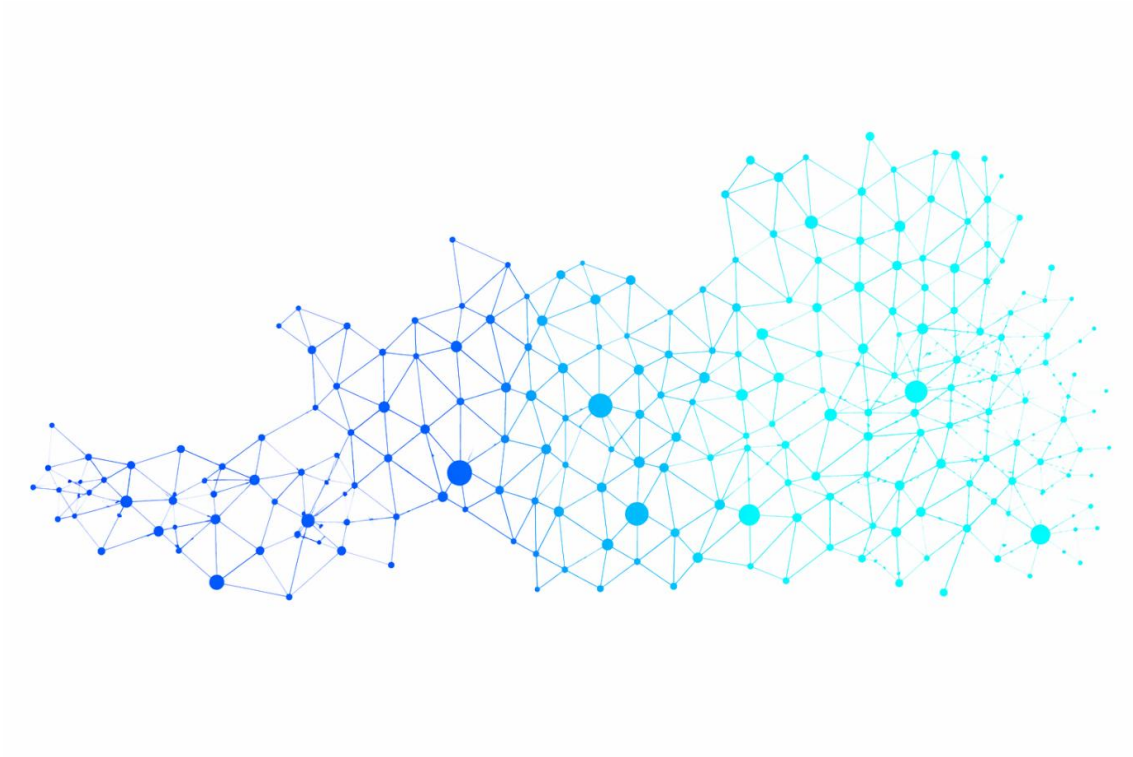
1.7. Papel do PDIRD-G na transição energética

Neste contexto, o PDIRD-G assume-se como um instrumento central de planeamento da evolução das redes de distribuição, contribuindo não apenas para a gestão técnica das infraestruturas, mas também para a definição de um modelo de desenvolvimento sustentável do setor do gás.

O plano procura assegurar simultaneamente:

- a viabilidade económica do sistema;
- a proteção dos consumidores;
- a criação de condições para o desenvolvimento do mercado de gases renováveis.

Num contexto de elevada incerteza e transformação do sistema energético, o PDIRD-G assume-se como um instrumento essencial para assegurar uma transição energeticamente eficiente, economicamente sustentável e socialmente equilibrada, promovendo uma evolução coordenada entre eletrificação e gases renováveis, baseada na otimização dos custos totais do sistema e na valorização das infraestruturas existentes.



02

PLANO DE INVESTIMENTO

Desenvolvimento da rede e orientação do investimento



2. PLANO DE INVESTIMENTO

Em conformidade com as diretrizes e orientações de política energética para a elaboração das propostas de planos quinquenais de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição estabelecidas no Despacho n.º 4725/2026, a estrutura de investimento desagrega-se em:

- Investimento em Conformidade e Segurança do Abastecimento
- Investimento em Descarbonização do Sistema Nacional de Gás
- Investimento em Desenvolvimento e Expansão de Rede
- Investimento em Digitalização

Quadro 1 - Plano de investimento 2027-2031

Investimento (m€)	2027	2028	2029	2030	2031	2027-2031
Conformidade e Segurança do Abastecimento	3 204	5 018	9 829	10 488	10 488	39 027
Descarbonização do Sistema Nacional de Gás	506	1 181	56	675	56	2 475
Desenvolvimento e Expansão de Rede	6 575	12 377	14 238	16 486	16 486	66 162
Digitalização	1 737	1 737	1 753	1 724	1 724	8 675
Total Investimento	12 022	20 314	25 876	29 373	28 754	116 338
Contadores não elegíveis	726	825	766	778	778	3 873
Total Investimento remunerado	11 296	19 489	25 110	28 595	27 976	112 465

O impacto do plano de investimento nas tarifas não é total, estando 3,9m€ fora do ativo remunerado a suportar pelas tarifas. O valor não incluído no RAB refere-se aos contadores que a ERSE não reconhece no ativo remunerado.

A distribuição do investimento previsto para o período 2027-2031 pelas tipologias de projeto é a seguinte:

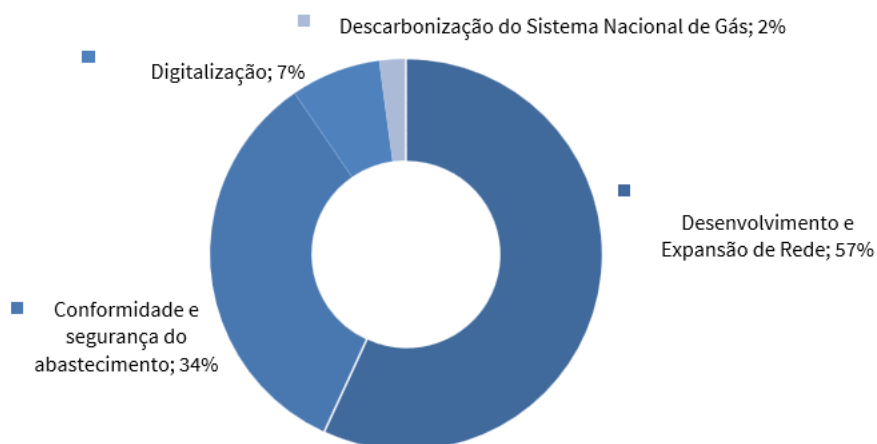


Figura 2 - Plano de investimento 2027-2031



2.1. Investimento em Conformidade e Segurança do Abastecimento

Quadro 2 - Investimento em Conformidade e Segurança do Abastecimento 2027-2031

Investimento em Conformidade e Segurança do Abastecimento (m€)	2027	2028	2029	2030	2031	2027-2031
Rede Primária	225	1 872	6 474	7 103	7 103	22 776
UAG						
RS - Anelagens e Reestruturação	228	228	226	226	226	1 132
Rede Secundária - Outros	618	600	594	594	594	3 000
Renovação de Rede e Ramais						
Renovação de Contadores	1 604	1 588	1 271	1 223	1 223	6 910
<i>Investimento remunerado</i>	1 000	976	757	743	743	4 220
<i>Investimento não remunerado</i>	604	612	514	480	480	2 690
Outros	173	173	173	177	177	872
Encargos estrutura/transversais	356	558	1 092	1 165	1 165	4 336
Total	3 204	5 018	9 829	10 488	10 488	39 027

No horizonte 2027-2031 a Lisboagás estima investir 39,0M€ na componente de investimento em Conformidade e Segurança no Abastecimento. Este investimento está diretamente ligado a questões relacionadas com abastecimento, segurança, qualidade de serviço e reforço da infraestrutura, com vista à sua adequação à procura.

Os valores apresentados na rubrica de Rede Primária visam reforçar a segurança e a resiliência do abastecimento na área metropolitana de Lisboa, abrangendo os concelhos de Lisboa, Amadora, Oeiras, Cascais, Sintra, Mafra, Odivelas e parte de Loures, atualmente caracterizada por uma elevada dependência de um único ponto de entrada, através da criação de uma interligação estruturante que aumenta a redundância da rede e mitiga o risco de interrupções de fornecimento.

Na rubrica “RS-Anelagens e Reestruturação” inclui-se a construção de troços de rede de interligação entre tubagens existentes, destinados a permitir a criação de redundâncias de abastecimento avaliadas como relevantes para a promoção da segurança de abastecimento e da qualidade do serviço. Inclui-se nestes troços o fecho de malhas entre PRP’s que permitem a redundância entre estes equipamentos que registam maior solicitação.

A rubrica de Rede Secundária-Outros reúne um conjunto de outros investimentos, destinados a promover a fiabilidade e facilidade de operação de Postos de Redução de Pressão e de Redução existentes, bem como alguns investimentos de dimensão moderada relativos a melhoramentos a introduzir em sistemas auxiliares da rede secundária, como o sistema de proteção catódica das tubagens ou o sistema de telemetria destinado à supervisão do comportamento das redes.

O projeto de renovação de contadores visa assegurar o cumprimento de obrigações legais a permanente fiabilidade do sistema de contagem.

O quadro abaixo apresenta a evolução do plano de substituição de contadores.



Quadro 3 - Evolução do investimento em renovação de contadores

	2027	2028	2029	2030	2031	2027-2031
Quantidade de contadores	30 010	28 258	21 220	21 299	21 299	122 086
Valor total (m€)	1 604	1 588	1 271	1 223	1 223	6 910
Valor médio unitário (€)	53,45	56,20	59,92	57,43	57,43	57

A necessidade de substituição decorre da idade do equipamento, ou do seu estado de conservação e de funcionamento em caso de anomalias detetadas. Por idade, o contador é atualmente substituído entre 17 e 20 anos.

No seguimento da Portaria nº 321/2019 que vem completar o Decreto-Lei nº 45/2017, os contadores fabricados posteriormente a setembro de 2019, passam a ser renovados ao fim de 12 anos, o que tem impacto a partir do ano de 2031. Este impacto será incluído e ajustado nos próximos exercícios de PDIRD-G, antevendo-se um incremento do número de substituições face ao histórico.

O investimento agrupado na tipologia de Outros inclui essencialmente projeto e cadastro, equipamentos não incluídos nas infraestruturas de distribuição, edifícios e outras construções e trabalhos para a própria empresa.

Benefícios associados ao investimento

Os investimentos associados à segurança de abastecimento, conformidade e resiliência da infraestrutura visam assegurar a continuidade e fiabilidade do serviço público de distribuição de gás, num contexto de crescente exposição a eventos extremos, evolução tecnológica e maior complexidade operacional do sistema energético.

A) Benefícios para a resiliência do sistema energético

- reforço da capacidade de resposta da infraestrutura a eventos extremos, nomeadamente fenómenos meteorológicos severos e perturbações no sistema elétrico;
- manutenção da continuidade de abastecimento em cenários de disrupção, assegurando o funcionamento de serviços essenciais e atividades económicas críticas;
- evidência prática da robustez da infraestrutura de gás, demonstrada em eventos recentes como o apagão ibérico e episódios de condições meteorológicas adversas como o que assolou o território nacional recentemente, nos quais a rede manteve níveis elevados de disponibilidade operacional;
- contribuição para a resiliência global do sistema energético, através da existência de um vetor energético alternativo, reduzindo a dependência exclusiva da eletricidade;





	# Médio Anual de Interrupções	Duração Média Anual de Interrupções
	1,56 interrupções / cliente	95,55 minutos / cliente
	0,01 interrupções / cliente	2,75 minutos / cliente

Figura 3 – Indicadores de interrupções do Sistema Nacional de Gás 2024³

B) Benefícios para a segurança de abastecimento

- garantia de fornecimento contínuo de energia a consumidores domésticos, serviços e indústria, incluindo em situações de stress do sistema energético;
- diversificação das fontes e vetores energéticos, reduzindo vulnerabilidades associadas a falhas ou interrupções em sistemas específicos;
- suporte à gestão de picos de procura e a situações de contingência, contribuindo para a estabilidade do sistema energético;

C) Benefícios para a qualidade de serviço e continuidade operacional

- redução do risco de interrupções e melhoria dos níveis de qualidade de serviço;
- maior robustez da operação da rede face a condições adversas e variabilidade operacional;
- reforço da capacidade de monitorização, controlo e intervenção em tempo útil;

D) Benefícios para a conformidade regulatória e técnica

- cumprimento dos requisitos legais e regulamentares aplicáveis a infraestruturas críticas;
- alinhamento com as melhores práticas internacionais em matéria de segurança e gestão de risco;
- mitigação de riscos operacionais, ambientais e de segurança associados à operação da rede;

E) Benefícios económicos e para o sistema

- redução de custos associados a falhas de serviço e eventos de interrupção;

³ **FONTE:** Relatório da Qualidade de Serviço Técnica ERSE 2024
(https://www.erse.pt/media/pcwf5s24/relat%C3%B3rio-qst-g%C3%A1s_2024.pdf /
https://www.erse.pt/media/kwcb5jqg/relat%C3%B3rio-qst-eletricidade_2024.pdf)



- mitigação de impactos económicos em setores dependentes de fornecimento contínuo de energia;
- valorização da infraestrutura existente enquanto ativo estratégico do sistema energético.

2.2. Investimento em Descarbonização do Sistema Nacional de Gás

Esta rubrica de investimento enquadra-se na necessidade de preparar as infraestruturas de distribuição para a incorporação gradual de gases renováveis, num contexto em que a produção ocorre de forma descentralizada e em localizações determinadas pelos promotores, assegurando simultaneamente a capacidade de receção, veiculação e monitorização desses gases ao longo de um sistema nacional interligado.

Neste enquadramento, a descarbonização das redes de distribuição não depende exclusivamente da existência de pontos de injeção locais, mas da sua integração no Sistema Nacional de Gás, no qual os gases renováveis, uma vez injetados, circulam e são consumidos de forma indistinta, permitindo a sua utilização generalizada por todos os consumidores ligados à rede.

Este investimento encontra-se alinhado com os objetivos definidos no Despacho n.º 4725/2026, com as metas do PNEC 2030 e com o enquadramento europeu aplicável, nomeadamente a Diretiva (UE) 2024/1788, acompanhando a evolução do quadro regulatório relativo à injeção de gases renováveis na Rede Nacional de Distribuição de Gás.

Os investimentos previstos nesta rubrica destinam-se a assegurar a preparação técnica das infraestruturas para a receção, veiculação e monitorização de gases renováveis, permitindo maior flexibilidade e capacidade de adaptação a novas tecnologias, incluindo designadamente:

- a substituição de equipamentos e ativos que devam ser adaptados para a incorporação de misturas de gases renováveis, nomeadamente hidrogénio;
- a realização de ligações a produtores de gases de origem renovável, sempre que o potencial de produção previsível justifique a sua viabilidade económica;
- o desenvolvimento de projetos-piloto destinados a testar e validar soluções técnicas de integração de gases renováveis na rede de distribuição;
- a implementação de investimentos estruturantes de rede necessários à gestão eficiente dos fluxos de gás, incluindo soluções de inversão de fluxo (reverse flow), estações de compressão e reforços de malha, nomeadamente através de anelagens e interligações entre redes, com vista ao aumento da capacidade de absorção e à otimização da utilização da infraestrutura existente;

O investimento nesta rubrica contribui diretamente para a descarbonização do sistema energético, viabilizando a integração de gases renováveis e reforçando o papel do Sistema Nacional de Gás enquanto infraestrutura estratégica de suporte à transição energética, com particular relevância para setores de difícil eletrificação.



Benefícios associados ao investimento

O investimento em descarbonização do Sistema Nacional de Gás gera benefícios que se materializam de forma transversal ao sistema energético, não se limitando às áreas diretamente associadas à injeção de gases renováveis, mas refletindo-se no conjunto da rede e dos consumidores.

A) Benefícios sistémicos e operacionais

- viabilização da integração de produção descentralizada de gases renováveis, independentemente da sua localização geográfica;
- aumento da capacidade de absorção da rede, através de soluções de gestão de fluxos, nomeadamente reverse flow, compressão e reforço de malha;
- otimização da utilização da infraestrutura existente, evitando soluções locais menos eficientes;
- melhoria da flexibilidade operacional da rede, permitindo responder a novos padrões de produção e consumo;

B) Benefícios Ambientais

- redução progressiva das emissões de gases com efeito de estufa, através da incorporação de gases renováveis;
- descarbonização do gás distribuído a todos os consumidores, independentemente da localização da produção;
- valorização de resíduos e contributo para a economia circular;

C) Benefícios económicos e de eficiência do sistema

- redução do custo total do sistema energético, através da utilização de infraestruturas existentes;
- mitigação de investimentos mais intensivos noutros vetores energéticos;
- redução de custos de descarbonização em setores difíceis de eletrificar;
- promoção de cadeias de valor nacionais associadas aos gases renováveis;

D) Benefícios para o consumidor

- acesso a energia progressivamente descarbonizada sem necessidade de alterações estruturais nas instalações;
- mitigação de custos associados à transição energética;
- manutenção de soluções energeticamente eficientes, nomeadamente em contextos de utilização híbrida;

E) Benefícios para a segurança e resiliência do sistema

- reforço da segurança de abastecimento através da diversificação de fontes de energia;
- redução da dependência de importações energéticas;
- aumento da resiliência do sistema energético, assegurando redundância de vetores e capacidade de resposta em situações de crise;



F) Benefícios para a política energética e desenvolvimento do mercado

- contribuição para os objetivos nacionais e europeus de descarbonização;
- viabilização de um mercado nacional de gases renováveis, evitando fragmentação territorial;
- suporte à descarbonização da indústria e de outros setores hard-to-abate; reforço do papel do Sistema Nacional de Gás enquanto infraestrutura estratégica da transição energética;

Projetos de injeção de gases renováveis na Concessão

No âmbito do desenvolvimento do mercado de gases renováveis, são conhecidos diversos projetos de injeção nas áreas de concessão dos operadores de rede de distribuição, com diferentes níveis de maturidade e desenvolvimento.

Para efeitos do presente plano, foram considerados apenas os projetos que, com base na informação disponível, evidenciam um grau de maturidade que os aproxima de uma probabilidade razoável de concretização no curto a médio prazo.

Estes projetos, promovidos por entidades externas ao sistema, constituem um indicador relevante do potencial de desenvolvimento do mercado, ainda que a sua concretização e calendarização dependam de fatores exógenos ao planeamento das redes.

Apresenta-se de seguida uma síntese dos projetos atualmente identificados com este nível de desenvolvimento na área de concessão.

Quadro 4 – Projetos de injeção de gases renováveis

Estado do projeto	Tipo de projeto	Concelho	Produção média Energia (GWh/y)	Pressão injeção (barg)	Rede (m)
Contrato de ligação em discussão	Biometano	Azambuja	141	20	3 700
Contrato de ligação em discussão	Biometano	Mafra	122	20	6 300
Contrato de ligação assinado	Biometano	Amadora	56	4	420
Contrato de ligação assinado	Biometano	Torres Vedras	56	20	501
Em análise	Biometano	Torres Vedras	80	20	2 500
Em análise	Biometano	Vila Franca de Xira	28	4	10
Contrato de ligação assinado	Hidrogénio	Loures	182	20	n.d.
Em análise	Hidrogénio	Torres Vedras	6	4	n.d.

Projetos Estruturantes de Gases Renováveis

A integração progressiva de gases verdes na rede pública de gás pressupõe a adaptação e evolução da infraestrutura de distribuição, assegurando que a rede dispõe das condições técnicas e operacionais necessárias para uma gestão sistémica segura, eficiente e flexível. Neste contexto, identificam-se um conjunto de projetos estruturantes, de natureza transversal, que visam reforçar a capacidade da infraestrutura e dos sistemas de operação para permitir o escoamento e a integração destes gases de forma consistente e sustentável ao longo do tempo.

A calendarização apresentada para estes projetos constitui um referencial de planeamento, estando a sua execução articulada com a evolução efetiva dos projetos de gases renováveis.



Assim, o momento de concretização poderá ser ajustado sempre que o desenvolvimento no terreno o justifique, quer por antecipação, quer por reprogramação.

Quadro 5 – Investimento em Conformidade e Segurança do Abastecimento 2027-2031

Investimento em Descarbonização do Sistema Nacional de Gás (m€)	2027	2028	2029	2030	2031	2027-2031
Descarbonização	450	1 050	50	600	50	2 200
Encargos estrutura/transversais	56	131	6	75	6	275
Total	506	1 181	56	675	56	2 475

O quadro acima apresenta o valor previsto para o investimento em Descarbonização, que contempla os seguintes projetos:

- Construção de uma anelagem entre as redes secundárias da Azambuja e de Castanheira do Ribatejo, com um investimento estimado de 0.6m€, que permitirá criar uma adequada capacidade de escoamento de gases renováveis que serão injetados por uma unidade de produção localizada na Azambuja;
- Construção de uma Estação de Reversão de Fluxo em Mafra, para dar resposta a dois projetos de injeção naquela zona, com um investimento estimado de 1.5 M€, que permitirá instalar um “reverse flow” de 4 para 20 bar, junto ao PRM 203, necessário quando o 2º projeto iniciar a produção e injeção.

2.3. Investimento em Desenvolvimento e Expansão de Rede

O investimento em desenvolvimento e expansão da rede de distribuição assume um papel estruturante no desenvolvimento de um sistema energético mais eficiente, acessível e resiliente. Ao promover o acesso a esta infraestrutura, cria-se a oportunidade de integrar um maior número de consumidores que usufruam de soluções energéticas competitivas, promovendo simultaneamente a coesão territorial e contribuindo para a mitigação da pobreza energética.

Neste contexto este tipo de investimento constitui-se como um instrumento de política energética com impacto direto no bem-estar das famílias e na eficiência global do sistema, desempenhando também um papel relevante na descarbonização, permitindo reduções imediatas de emissões face a alternativas mais intensivas em carbono e assegurando, no futuro, a integração progressiva de gases renováveis.

A Lisboagás apresenta uma aposta reforçada na ligação de clientes atualmente abastecidos por soluções energéticas descentralizadas, nomeadamente GPL, a uma infraestrutura de rede que assegura desde já maior eficiência operacional e que se encontra preparada para a integração progressiva de gases de origem renovável.

Esta evolução traduz-se em benefícios económicos diretos para os consumidores, resultantes da eliminação de ineficiências associadas à logística de abastecimento, bem como em ganhos relevantes ao nível da comodidade, segurança e continuidade de fornecimento. Em paralelo, permite a requalificação urbana dos espaços atualmente ocupados por reservatórios, reduzindo riscos e libertando áreas que podem ser reafectadas a usos coletivos de maior valor.



Acresce que estas ligações se inserem maioritariamente em zonas já infraestruturadas, correspondendo a operações de densificação da rede, o que potencia uma utilização mais intensiva dos ativos existentes e contribui para a redução do custo unitário do serviço, com benefício para o conjunto dos utilizadores do sistema.

Do ponto de vista do sistema energético, esta opção contribui para uma utilização mais eficiente das infraestruturas existentes, evitando redundâncias e promovendo a otimização de investimentos numa lógica de transição custo-eficiente. A ligação a uma rede com capacidade para incorporar gases renováveis permite, adicionalmente, uma redução progressiva da intensidade carbónica dos consumos, sem necessidade de substituições tecnológicas futuras nos pontos de consumo.

Em termos ambientais, esta abordagem assegura ganhos imediatos face às soluções atualmente utilizadas, nomeadamente através da redução de emissões associadas ao transporte rodoviário e da melhoria da eficiência global do sistema, constituindo simultaneamente uma plataforma para a descarbonização gradual através da incorporação de biometano e, no futuro, hidrogénio.

Em síntese, esta aposta configura uma solução de racionalidade económica e sistémica, que permite gerar valor para o consumidor final, ao mesmo tempo que maximiza a utilização de infraestruturas existentes e viabiliza uma trajetória de descarbonização progressiva e custo-eficiente.

O investimento em Desenvolvimento e Expansão de Rede é apresentado no quadro seguinte e materializa-se no acréscimo de 48.002 novos pontos de consumo com a construção de 220 quilómetros rede de distribuição e 7.829 ramais nos 14 concelhos da Concessão durante o quinquénio 2027-2031.

Quadro 6 - Investimento em Desenvolvimento e Expansão de Rede 2027-2031

Investimento em Desenvolvimento e Expansão de Rede (m€)	2027	2028	2029	2030	2031	2027-2031
Rede Secundária	2 895	5 013	5 593	6 305	6 305	26 112
Ramais	490	1 001	1 139	1 307	1 307	5 243
Clientes	1 695	3 458	4 101	4 869	4 869	18 991
<i>Conversão</i>	728	851	843	843	843	4 108
<i>Reconversão</i>	967	2 606	3 258	4 026	4 026	14 883
Contadores / cadeias medida	765	1 529	1 823	2 173	2 173	8 464
<i>Investimento remunerado</i>	644	1 317	1 571	1 875	1 875	7 281
<i>Investimento não remunerado</i>	122	212	252	298	298	1 183
Rede Primária						
UAG						
PRM/PRP						
Encargos estrutura/transversais	731	1 375	1 582	1 832	1 832	7 351
Total	6 575	12 377	14 238	16 486	16 486	66 162



Quadro 7 - Agregados operacionais 2027-2031

Agregados operacionais	Unidade	2027	2028	2029	2030	2031	2027-2031
Novos clientes de GN	#	4 260	8 688	10 359	12 348	12 348	48 002
Rede Secundária (kms)	km	26	42	47	53	53	220
Ramais (#)	#	757	1 454	1 686	1 966	1 966	7 829
Infraestruturação / clientes	#	3 577	8 002	9 679	11 668	11 668	44 593
<i>Conversão</i>	#	1 088	1 300	1 290	1 290	1 290	6 259
<i>Reconversão</i>	#	2 488	6 701	8 389	10 378	10 378	38 335

Quadro 8 - Métricas operacionais 2027-2031

Métricas operacionais	Unidade	2027	2028	2029	2030	2031	2027-2031
Inv DN / Cliente	€/ PA	1 544	1 425	1 374	1 335	1 335	1 378
Rede / Cliente	mts / PA	6	5	5	4	4	5
Clientes / km rede	PA / km	163	207	222	234	234	218
Clientes / Ramal	PA	5,6	6,0	6,1	6,3	6,3	6

Quadro 9 - Custos unitários

Custos Unitários	Unidade	2027	2028	2029	2030	2031	2027-2031
Rede	€/ metro	111	120	120	120	120	119
Ramal	€/ #	647	688	675	665	665	670
Infraestruturação	€/ #	474	432	424	417	417	426
<i>Conversão</i>	€/ #	669	655	653	653	653	656
<i>Reconversão</i>	€/ #	389	389	388	388	388	388
Contadores	€/ #	21	22	21	21	21	21

O nível de cobertura regional das infraestruturas de distribuição de gás e a projeção de novos pontos de abastecimento por concelho, depende das infraestruturas de distribuição de gás existentes e do seu nível de utilização. O grau de cobertura geográfica das infraestruturas de distribuição de gás varia entre concelhos.

O quadro seguinte ilustra a evolução esperada do grau de cobertura regional para todos os concelhos abrangidos no plano de investimento do ORD.



Quadro 10 – Evolução do grau de cobertura por concelho

Concelho	Freguesias com gás	
	2025	2031
Alenquer	36%	37%
Amadora	61%	63%
Arruda dos Vinhos	32%	40%
Azambuja	36%	37%
Cascais	31%	34%
Lisboa	66%	66%
Loures	39%	41%
Mafra	25%	28%
Odivelas	51%	53%
Oeiras	50%	53%
Sintra	34%	36%
Sobral de Monte Agraço	10%	28%
Torres Vedras	22%	23%
Vila Franca de Xira	51%	52%
Lisboagás	48%	50%

Pedidos de acesso à rede e mercado industrial

O contributo dos grandes consumidores, nomeadamente do setor industrial, é fundamental para a sustentabilidade do sistema tarifário e torna-se imprescindível a criação de condições comerciais que permitam potenciar a prospeção comercial e captar para o sistema todo o consumo deste segmento de mercado.

É reconhecido o impacto positivo e a mais-valia deste mercado para o desempenho tarifário e para a consequente sustentabilidade do sistema, enquanto contribui para o aumento da competitividade das empresas e o contínuo desenvolvimento económico, social e ambiental do país.

Neste âmbito é mantido um acompanhamento permanente do desenvolvimento regional, no sentido de manter um registo atualizado da evolução do tecido empresarial. Este acompanhamento permite a interação com este mercado com objetivo de promover a ligação dos clientes ao sistema, na maioria dos casos, com encargos marginais face ao retorno positivo que terão para todos os consumidores atuais e futuros.

Ao longo dos últimos dez anos, a Lisboagás assegurou a integração de mais de 240 consumidores industriais à infraestrutura nacional de gás, correspondendo a um adicional de consumo anual a rondar os 15 milhões de m³.

A possibilidade de substituição de combustíveis convencionais, nomeadamente GPL e fuelóleo, pela ligação à rede pública de gás permitiu aos clientes industriais beneficiar de uma solução energética mais competitiva, eficiente e ambientalmente mais sustentável. Neste período, estima-se que esta transição tenha contribuído para a redução de aproximadamente 137 mil toneladas de emissões de CO₂, valor que, por analogia, equivale à retirada de cerca de 50.000 viaturas ligeiras da circulação rodoviária.



No presente plano a previsão de ligação de consumidores destes segmentos consta no quadro seguinte.

Quadro 11 – Ligações de consumidores > 10.000m³/ano

	2027	2028	2029	2030	2031	2027-2031
PA > 10.000m ³ /ano (#)	21	19	19	19	19	97

Considerando os processos já registados e atualmente em apreciação no âmbito dos pedidos de acesso à rede, a Lisboagás acompanha atualmente um total de cerca de 35 novos pedidos de ligação, correspondendo a um volume de consumo indicativo superior a 20 milhões de metros cúbicos de gás.

Os processos de investimento para ligação de consumidores resultantes de pedidos de acesso à rede não estão incluídos no presente plano, sendo tratados no rigoroso cumprimento do estabelecido no RRC e de acordo com o desenvolvimento da procura.

Benefícios associados ao investimento

A) Comparação indicativa de custos energéticos para um agregado doméstico tipo

A expansão da rede de distribuição permite alargar o acesso ao gás natural, criando condições para que mais consumidores possam beneficiar de soluções energéticas mais eficientes e economicamente equilibradas, combatendo de forma direta o índice de pobreza energética nacional.

Neste contexto, foi realizada uma análise comparativa de custos entre diferentes vetores energéticos, com o objetivo de evidenciar o potencial impacto na fatura do consumidor, incluindo a utilização combinada de eletricidade e gás em contexto doméstico.

A análise considera um agregado familiar tipo e padrões de utilização representativos para usos térmicos, designadamente aquecimento de águas e cozinha, refletindo situações em que diferentes vetores energéticos podem ser utilizados de forma complementar, tirando partido das suas características específicas em termos de custo e eficiência.

Para assegurar a robustez e comparabilidade dos resultados, foram realizadas simulações com recurso ao simulador público disponibilizado pela ERSE⁴, utilizando pressupostos alinhados com as condições de mercado e com os perfis de consumo considerados.

⁴ Pressupostos:

*maior comercializador por n.º de clientes

Valores de Março de 2026 baseados em consumo médio anual – 2 pessoas: 1610 kWh/ano; 4 pessoas: 3407 kWh/ano; 6 pessoas: 5000 kWh/ano. Fonte: Simulador de Ofertas de Energia ERSE.

Os valores apresentados incluem as taxas e impostos aplicáveis com exceção da taxa DGEG e Taxa de Ocupação de Subsolo (TOS) – Para mais informações aceda ao Simulador TOS da ERSE.



	 2 membros	 4 membros	 6 membros
 Gás natural Mercado regulado	198€	371€	519€
 Eletricidade Mercado livre*	422€	753€	1016€
Poupança com gás natural	224€	382€	497€

Figura 4 – Comparação de custos energéticos

Considerando o caso de uma família de 4 pessoas, o consumo médio anual de Gás Natural é de 3.407 kWh, o que, considerando os preços de abril de 2026 do Comercializador de Último Recurso (Mercado Regulado), o custo anual desta família com o Gás Natural será de 371€. Essa mesma quantidade de energia (tipicamente utilizada em esquentador para aquecimento de água e fogão para cozinhar) se for consumida em eletricidade, considerando o Comercializador de Mercado Livre com maior número de clientes, o custo anual será de 704€ (cerca de +90% do custo face ao consumo de Gás Natural). Mesmo considerando que os equipamentos elétricos mais comuns para a substituição dos gasodomésticos (ex. Termoacumulador elétrico pelo esquentador a gás natural) podem ter uma eficiência energética superior na ordem dos 15%, é evidente a poupança que o Gás Natural permite às famílias portuguesas. A figura seguinte apresenta uma comparação⁵ indicativa dos custos anuais associados a diferentes vetores energéticos para o mesmo agregado doméstico de 4 pessoas, considerando padrões de utilização representativos para usos térmicos. A estimativa relativa ao gás natural e à eletricidade tem por base simulações realizadas com recurso ao simulador público disponibilizado pela ERSE, enquanto os valores associados às restantes soluções resultam de análise interna, suportada em pressupostos de mercado e perfis de consumo consistentes com os considerados na simulação.

No seu conjunto, os resultados evidenciam diferenças relevantes entre vetores energéticos, ilustrando o posicionamento competitivo do gás natural face a alternativas como o GPL, bem como o potencial de otimização de custos associado à escolha e combinação adequada de soluções energéticas. Importa ainda referir que a infraestrutura de distribuição de gás constitui uma plataforma preparada para a integração progressiva de gases renováveis, permitindo, no futuro, combinar eficiência económica com descarbonização, sem necessidade de alterações estruturais nos consumos domésticos. Os valores apresentados dependem dos pressupostos considerados, devendo ser interpretados como indicativos.

⁵ Valores de Abril de 2026 baseados em consumo médio anual de casal e 2 filhos, equivalente a 3407 kWh/ano. Gás Natural: 2º escalão. Eletricidade: Tarifa simples 6,9 kVA. Garrafas 13Kg Butano = 19 garrafas/ano; Garrafas 45Kg Propano = 6 garrafas/ano; Fator de conversão gás de garrafa: Poder Calorífico Superior (PCS). Fonte: Simulador ERSE | Relatório Mensal GPL Engarrafado (ERSE) – Preço eficiente com margens | Tarifa GPL Canalizado (Casa Galp). Os valores apresentados incluem as taxas e impostos aplicáveis com exceção da taxa DGEG e Taxa de Ocupação de Subsolo (TOS) – Para mais informações acesse o Simulador TOS da ERSE.

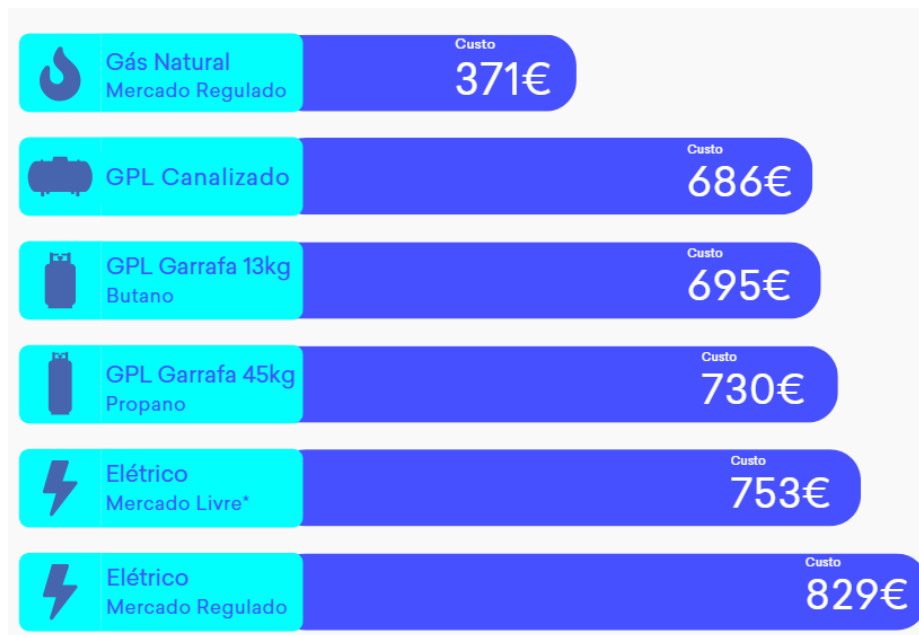


Figura 5 – Custos energéticos anuais para agregado de 4 pessoas

A análise efetuada permite evidenciar um conjunto de conclusões relevantes:

- O gás natural apresenta-se como a solução de energia mais económica para as famílias portuguesas - mesmo em períodos de aumentos significativos de preço a nível internacional, o preço final para os consumidores portugueses mantém-se substancialmente abaixo das restantes opções;
- O GPL (propano) tende a apresentar um custo superior, associado à sua estrutura de fornecimento e maior volatilidade de preços;
- No caso da eletricidade, tendo em consideração os equipamentos mais comuns para a substituição dos a gás (ex. Termoacumulador elétrico) e a sua maior eficiência energética, o custo de operação é substancialmente superior;
- A utilização combinada de eletricidade e gás natural permite, em muitos casos, otimizar o custo global da energia, tirando partido das vantagens específicas de cada vetor energético.

Neste contexto, a manutenção de uma infraestrutura de gás eficiente constitui um fator relevante para permitir aos consumidores beneficiar de soluções energéticas flexíveis e economicamente equilibradas.

B) Contributo para o desempenho ambiental e redução de emissões

A rede de gás tem um papel imediato e mensurável na descarbonização dos consumos energéticos em Portugal, sobretudo no segmento residencial ainda dependente de GPL. Considerando que existem cerca de 2,5 milhões de habitações com consumos de GPL engarrafado ou canalizado, a sua conversão para gás natural permite já hoje uma redução



direta de cerca de 16% nas emissões de CO₂. Como evidenciado no gráfico abaixo, o gás natural apresenta um fator de emissões significativamente inferior face a outros combustíveis fósseis como o fuelóleo, petróleo ou diesel, o que demonstra de forma clara o seu contributo imediato para a redução da pegada carbónica. Este é um impacto relevante e alcançável no curto prazo, sem necessidade de investimentos estruturais complexos, aproveitando infraestruturas já existentes e tecnologicamente maduras.

EMISSÕES ESPECÍFICAS DE CO₂

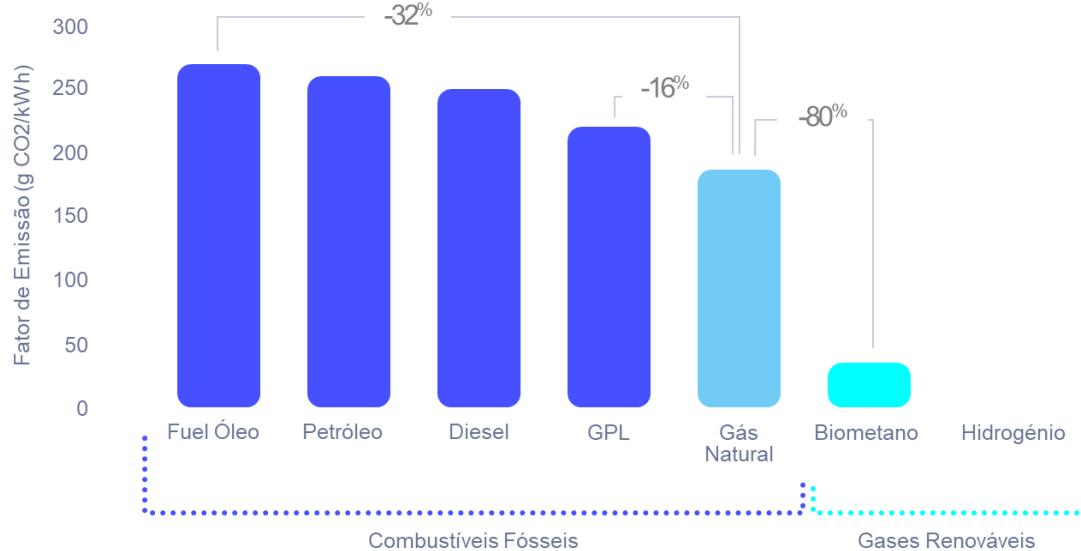


Figura 6 – Emissões específicas de CO₂⁶

Para além deste ganho imediato, o mesmo gráfico evidencia também o potencial transformacional dos gases renováveis, com reduções de emissões que podem atingir cerca de 80% no caso do biometano. Ao ficarem ligados à rede nacional de gás, os consumidores não só reduzem emissões hoje, como ficam automaticamente preparados para incorporar estas soluções no futuro, sem necessidade de alterações nos equipamentos ou na infraestrutura. Esta característica torna a rede de gás um ativo estratégico na transição energética, permitindo uma descarbonização progressiva e total dos consumos, de forma eficiente, acessível e alinhada com o aproveitamento das infraestruturas existentes

C) Contributo para a eficiência económica do sistema energético

O investimento de Desenvolvimento e Expansão, tanto na sua componente de construção de redes e ramais, como da infraestrutura das instalações dos consumidores, proporciona níveis de sinergias com poupança de custos operacionais associados às operações correntes da

⁶ Engineering ToolBox, (2009). Combustion of Fuels - Carbon Dioxide Emission; FLOENE - Portuguese average Natural Gas Composition; BioSurf (2016)



distribuição (manutenção e exploração de redes; serviço de piquete de emergência; assistência técnica; serviços de interrupção e restabelecimento de fornecimento).

Estas sinergias resultam da manutenção de uma base mínima de atividade que permite assegurar economias de escala, continuidade operacional e eficiência na mobilização de equipas e meios técnicos.

Como o intuito de assegurar a manutenção destas sinergias e a viabilidade do modelo de gestão das operações, os ORD do grupo Floene tem mantido um nível de investimento no limiar mínimo, numa abordagem integrada de otimização do custo total da atividade.

No caso da Lisboagás, o plano contempla um investimento adicional para concretizar uma maior densificação das suas redes com a reconversão de consumos de GPL, com maior intensidade no período 2029-2031.

Assim, reduções abruptas ou descontinuidades nos níveis de investimento tendem a comprometer estas sinergias, conduzindo a aumentos estruturais de custos operacionais e, conseqüentemente, a um aumento do custo total do sistema.

Neste enquadramento, a estabilidade e previsibilidade dos níveis de investimento constituem condições necessárias para a preservação das eficiências operacionais e para a contenção de custos.

2.4. Investimento em Digitalização

Esta rubrica engloba os investimentos em sistemas de informação, redes de comunicação e plataformas digitais de suporte à atividade de distribuição. A digitalização constitui um vetor estratégico para o reforço da eficiência dos processos operacionais, a melhoria da qualidade de serviço, a flexibilidade e adaptabilidade dos sistemas, e o aumento da resiliência e fiabilidade do Sistema Nacional de Gás.

Os investimentos previstos nesta rubrica incluem designadamente:

- Redes de comunicação de suporte à operação, supervisão e monitorização da rede de distribuição;
- Sistemas de informação de gestão comercial e de gestão de ativos e de serviços, adequados à evolução do mercado e da tecnologia;
- A monitorização contínua da qualidade da mistura de gases e a determinação das suas características em cada momento, nomeadamente através de sistemas de gas quality tracking, assegurando a correta faturação e a adequada operação do sistema;
- Plataformas de gestão e supervisão da rede de distribuição, melhorando o detalhe desta assim como o nível de atuação na rede;
- plataformas digitais de suporte à gestão e manutenção de ativos;
- Evolução das plataformas de atendimento e de suporte ao cliente final assim como aos comercializadores;
- Aumento da capacidade da Solução de Automatic Meter Reading, proporcionando melhorias operacionais e de satisfação do cliente final;



- Melhorias das capacidades de defesa e de resiliência dos sistemas em termos de Cybersegurança, através do robustecimento das soluções, em particular no ecosystema OT – Operational Technology.

Estão igualmente incluídas as adaptações e desenvolvimentos necessários ao cumprimento de novos requisitos regulatórios decorrentes de alterações aos regulamentos e procedimentos setoriais, nomeadamente o Regulamento de Relações Comerciais (RRC), o Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS) e o Guia de Medição, promovidas pela ERSE.

Quadro 12 – Investimento em Digitalização

Investimento em Digitalização (m€)	2027	2028	2029	2030	2031	2027-2031
Sistemas Informação	1 507	1 507	1 507	1 507	1 507	7 536
Projeto SCADA	37	37	51	25	25	175
Encargos estrutura/transversais	193	193	195	192	192	964
Total	1 737	1 737	1 753	1 724	1 724	8 675

Projeto GQTS - Gas Quality Tracking System

No contexto atual, importa dar destaque ao Projeto GTQS que visa assegurar a determinação contínua da composição do gás entregue, em cada instante, a cada ponto de consumo da rede de distribuição, permitindo o cálculo rigoroso da energia efetivamente consumida.

Esta capacidade assume particular relevância no contexto da transição para gases renováveis, caracterizado pela injeção simultânea de diferentes gases — nomeadamente gás natural, biometano e hidrogénio — em múltiplos pontos da rede, com impacto direto na variabilidade do Poder Calorífico Superior (PCS) do gás distribuído.

Neste enquadramento, a determinação fiável da energia consumida deixa de poder assentar em pressupostos médios, requerendo a monitorização dinâmica da composição do gás ao longo da rede, condição necessária para assegurar a equidade na faturação, a transparência do sistema e a consistência dos processos de medição.

A solução baseia-se na estimativa contínua do Poder Calorífico Superior (PCS) do gás em cada nó da rede, suportada por:

- um modelo matemático avançado aplicado a um gémeo digital da rede de distribuição;
- a integração de dados operacionais em tempo real provenientes do sistema SCADA e do ORT;
- a simulação dinâmica do comportamento da rede, permitindo determinar a evolução da composição do gás ao longo do tempo.

A aplicação permitirá ainda:

- realizar análises prospetivas do comportamento da rede em cenários de incorporação de gases renováveis;



- apoiar a definição da localização ótima de novos pontos de injeção;
- suportar a otimização da configuração da rede e dos respetivos parâmetros operacionais.

Adicionalmente, este projeto constitui um elemento estruturante para a evolução dos modelos de medição e faturação do setor, nomeadamente na transição de um paradigma de grande estabilidade das características do gás distribuído, temporal e geográfica, para um paradigma de grande variabilidade, que não se resolve apenas com a instalação de equipamentos de medição nas redes, em linha com a crescente complexidade do sistema e com as melhores práticas internacionais.

Trata-se de um projeto com investimento residual, nomeadamente apenas de digitalização de redes para utilização no sistema, com um impacto e utilidade absolutamente críticos para a viabilização dos gases renováveis no Sistema Nacional de Gás.

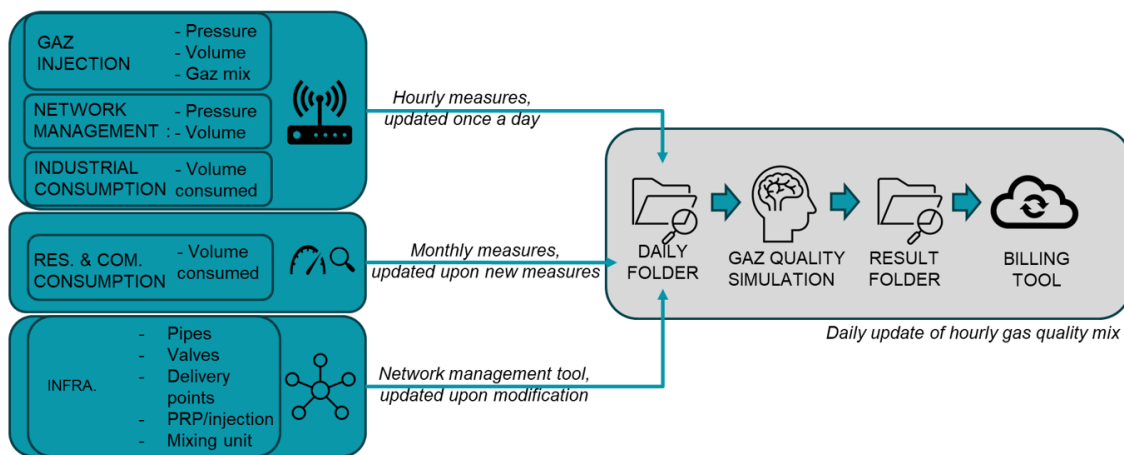


Figura 7 –Esquema projeto GQTS

Benefícios associados ao investimento

O nível de investimento proposto reflete o conjunto destas iniciativas, sendo necessário para assegurar a captura dos ganhos associados à transformação tecnológica realizada e garantir a eficiência, segurança e qualidade de serviço da atividade no médio e longo prazo. Mais do que a sua expressão quantitativa, este investimento deve ser entendido na sua dimensão conceptual e estrutural, enquanto suporte crítico ao funcionamento da atividade de distribuição de gás. Trata-se de um investimento transversal, que sustenta processos operacionais, comerciais e regulatórios, cuja eficácia depende da sua implementação de forma integrada e consistente.

Neste sentido, a sua redução não se traduz numa diminuição proporcional de custos, mas antes numa degradação da eficiência operacional, da qualidade de serviço e da resiliência do sistema, com impactos que tendem a materializar-se de forma imediata, nomeadamente ao nível do aumento de ineficiências operacionais, maior incidência de erros e menor



capacidade de resposta a eventos críticos. Desta forma, esperam-se benefícios concretos, em particular:

A) Consolidação e evolução funcional dos Sistemas Core e para a eficiência económica do sistema energético

Para além de permitir melhorias a nível da qualidade de serviço, irá igualmente capacitar o Sistema para o tratamento de forma transparente, a nível de todos os processos comerciais e técnicos, da injeção de gases verdes no sistema, alinhado com os objetivos e processo de implementação da transição energética.

B) Digitalização e automatização

Igualmente, o investimento na digitalização e automatização de processos operacionais, para além de aproximação ao cliente final, traduz-se igualmente na resiliência digital dos processos, na melhoria da qualidade dos mesmos, e no global na robustez do Sistema.

Perspetiva-se igualmente uma evolução dos processos de cariz mais técnico, através da implementação das soluções de - Gas Quality Tracking System, e de Automatic Meter Reading modernizando tecnologia e processos digitais, por exemplo a nível de faturação, com benefício direto na capacidade e operacionalidade do Sistema.

Perspetivam-se igualmente melhorias a nível das capacidades informacionais, como óbvio benefício a nível das funções de reporte regulatório, assim como na melhoria da informação a nível de dados primários e da respetiva consolidação dos mesmos em um Data Lake, permitindo a criação dinâmica de modelos de análise, melhorando capacidade operacionais e de gestão.

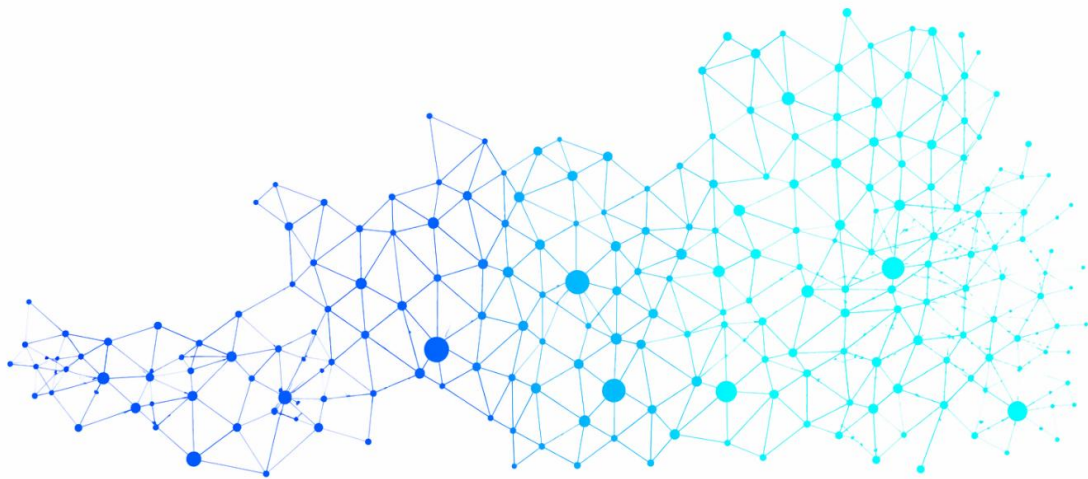
C) Cybersegurança

Será dado ênfase especial à capacitação do sistema a nível de Cybersegurança, não apenas no ecossistema IT, mas igualmente a nível do OT, onde os ataques cibernéticos têm capacidade de causar impactos significativos. Nesse sentido a rede de monitorização e controlo será objeto de reforço progressivo na capacitação a nível de proteção e de resiliência a ataques.

D) Comunicações

Os aspetos relacionados com a resiliência digital do Sistema serão igualmente acautelados, por exemplo a nível da capacitação das equipas técnicas e de intervenção de comunicações via satélite, integradas na rede de comunicação de voz e de dados.

Esta situação revelou-se particularmente relevante em cenários como os ocorridos recentemente, relacionados com o fenómeno de tempestades que assolou o território nacional, que inviabilizou os sistemas de comunicação convencionais. Estas interrupções, que se prolongaram durante vários dias, condicionaram de forma crítica as comunicações com as equipas técnicas no terreno, com natural impacto nas operações.



03

INDICADORES HARMONIZADOS

Indicadores técnicos e económicos de avaliação do plano



3. INDICADORES HARMONIZADOS

A Lisboagás efetuou a sua estimativa de consumo com base no histórico de forma prudente e, sobre esse cenário, aplicou as variações anuais com base no apresentado no RMSA-G 2024, conforme quadro seguinte:

	2026E	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	2032P-35P	2036P-40P
Variação Anual RMSA-G 2024	-0,6%	-0,6%	-0,8%	-0,8%	-0,8%	-1,6%	-1,6%	-2,4%

Fornecimento de gás (GWh)	2022R	2023R	2024R	2025R	2026E	Acumulado	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	Acumulado	2035P	2040P
	BP<	1 404	1 283	1 310	1 251	1 214	1 214	1 199	1 211	1 211	1 215	1 224	1 224	1 230
Doméstico	1 247	1 142	1 164	1 111	1 079	1 079	1 065	1 076	1 075	1 079	1 088	1 088	1 093	1 093
Terciário	156	139	145	139	135	135	133	134	134	135	136	135,65	136	136
Indústria	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
BP>	766	744	790	872	784	784	799	814	819	824	837	837	844	844
Doméstico	47	50	55	61	54	54	56	57	57	57	58	58	59	59
Terciário	494	487	522	576	518	518	528	538	541	545	553	553	558	558
Indústria	224	206	213	235	211	211	215	219	221	222	226	226	227	227
MP	2 100	1 894	1 765	1 694	1 713	1 713	1 787	1 787	1 817	1 859	1 859	1 859	1 859	1 859
Doméstico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Terciário	456	318	261	249	252	252	263	263	267	273	273	273	273	273
Indústria	1 644	1 576	1 504	1 445	1 461	1 461	1 524	1 524	1 550	1 585	1 585	1 585	1 585	1 585
Total	4 270	3 922	3 865	3 817	3 712	3 712	3 786	3 812	3 847	3 897	3 920	3 920	3 933	3 933

Fornecimento de gás (GWh) RMSA-G

	2026E	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	2032P-35P	2036P-40P	
BP<	1 242	1 195	1 189	1 169	1 148	1 132	1 132	1 064	943
Doméstico	1 103	1 061	1 056	1 038	1 020	1 006	1 006	945	838
Terciário	138	132	132	129	127	125	125	118	105
Indústria	1	1	1	1	1	1	1	1	1
BP>	802	797	799	790	779	774	774	730	647
Doméstico	56	55	56	55	54	54	54	51	45
Terciário	530	527	528	522	515	512	512	482	428
Indústria	216	215	215	213	210	209	209	197	174
MP	1 752	1 781	1 755	1 754	1 757	1 719	1 719	1 607	1 425
Doméstico	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Terciário	258	262	258	258	258	253	253	236	209
Indústria	1 494	1 519	1 497	1 496	1 499	1 466	1 466	1 371	1 215
Total	3 795	3 773	3 743	3 713	3 684	3 625	3 625	3 401	3 015

3.1. ID#1: Consumo de gás por ponto de abastecimento

CONS (MWh) / PA(#) LISBOAGÁS	2022R	2023R	2024R	2025R	2026E	Acumulado	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	Acumulado	2035P	2040P
BP<	2,63	2,41	2,48	2,39	2,35	2,35	2,35	2,38	2,37	2,37	2,37	2,37	2,38	2,38
BP>	634	601	622	681	603	603	605	608	603	599	600	600	605	605
MP	40 387	38 663	36 767	34 580	34 964	34 964	35 744	35 744	35 625	36 443	36 443	36 443	36 443	36 443
TOTAL	8,0	7,4	7,3	7,3	7,2	7,2	7,4	7,5	7,5	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6

CONS (MWh) / PA(#) - RMSA-G

	2026E	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	Agregado	2035P	2040P
BP<	2,41	2,34	2,33	2,29	2,24	2,19	2,19	2,06	1,82
BP>	617	603	597	582	566	555	555	523	464
MP	35 749	35 622	35 093	34 390	34 447	33 703	33 703	31 519	27 941
TOTAL RMSA-G	7,3	7,4	7,3	7,3	7,2	7,0	7,0	6,6	5,8

PA (#)

	2022R	2023R	2024R	2025R	2026E	2026E	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	2032P-35P	2036P-40P
BP<	534 547	531 836	527 840	522 688	516 169	516 169	510 585	509 495	510 051	512 538	516 969	516 969	516 969
Doméstico	527 963	525 233	521 191	516 102	509 666	509 666	504 153	503 077	503 626	506 081	510 456	510 456	510 456
Terciário	6 534	6 559	6 603	6 539	6 457	6 457	6 387	6 374	6 380	6 412	6 467	6 467	6 467
Indústria	50	44	46	46	45	45	45	44	45	45	46	46	45
BP>	1 207	1 238	1 270	1 279	1 300	1 300	1 320	1 339	1 357	1 376	1 395	1 395	1 395
Doméstico	256	248	238	240	244	244	247	251	254	258	262	262	262
Terciário	854	884	925	932	947	947	961	975	988	1 002	1 015	1 015	1 016
Indústria	97	106	107	108	110	110	112	113	115	116	118	118	118
MP	52	49	48	49	49	49	50	50	51	51	51	51	51
Doméstico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Terciário	15	13	13	13	13	13	13	13	14	14	14	14	14
Indústria	37	36	35	36	36	36	37	37	37	37	37	37	37
Total	535 806	533 123	529 158	524 016	517 518	517 518	511 955	510 884	511 459	513 965	518 415	518 415	518 415

Taxa de saída de PA (%)

	-1,90%	-1,91%	-1,92%	-1,93%	-1,93%
--	--------	--------	--------	--------	--------



3.2. ID#2: Consumo de gás por km de rede

CONS (MWh) / EXT (km)	2022R	2023R	2024R	2025R	2026E	Agregado	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	Agregado	2035P	2040P
BP	471	437	450	453	424	424	422	424	421	418	418	418	421	421
MP	15 218	13 728	12 788	12 278	12 414	12 414	12 950	12 950	13 166	13 468	13 468	13 468	13 468	13 468
Total	899	820	805	791	766	766	777	776	775	777	774	774	776	776

CONS (MWh) / EXT - RMSA	2026E	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	Agregado	2035P	2040P
BP	434	421	416	406	395	387	79	364	323
MP	12 693	12 906	12 715	12 709	12 730	12 455	2 491	11 648	10 326
Total	783	774	761	748	735	715	146	671	595

Extensão total da rede (km)	2022R	2023R	2024R	2025R	2026E	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	2035P	2040P
BP	4 611	4 644	4 666	4 687	4 710	4 736	4 778	4 824	4 877	4 930	4 930	4 930
MP	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138
Total	4 749	4 782	4 804	4 825	4 848	4 874	4 916	4 962	5 015	5 068	5 068	5 068

3.3. ID#3: TOTEX2 unitário por unidade de energia

	2022R	2023R	2024R	2025R	2026E	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P
CENÁRIO LISBOAGÁS	15,3	17,2	17,3	17,8	19,3	18,9	20,1	20,1	20,2	20,4
CENÁRIO RMSA-G 2024 CENTRAL AMBIÇÃO					18,9	19,0	20,4	20,8	21,3	22,1

3.4. ID#4: TOTEX unitário por ponto de abastecimento

	2022R	2023R	2024R	2025R	2026E	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P
CENÁRIO LISBOAGÁS	122	127	126	130	138	140	150	151	153	155

3.5. ID#5: TOTEX unitário com amortização decrescente por unidade de energia

	2022R	2023R	2024R	2025R	2026E	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P
CENÁRIO LISBOAGÁS	15,3	17,2	17,3	17,8	19,4	19,2	20,5	20,7	20,9	21,2
CENÁRIO RMSA-G 2024 CENTRAL AMBIÇÃO					19,0	19,3	20,9	21,4	22,1	22,9

3.6. ID#6: TOTEX unitário com amortização decrescente por ponto de abastecimento

	2022R	2023R	2024R	2025R	2026E	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P
CENÁRIO LISBOAGÁS	122	127	126	130	139	142	153	155	158	160



3.7. ID#7: Percentagem de investimento com vida útil para além do horizonte 2050

INVAPOS2050 (euros)	38 858 397	31/12/2049
INVAPOS2050/INVTOTAL (%)	33%	
RAB2050(euros)	68 210 686	31/12/2049
RABPDIRD(euros)	419 317 151	31/12/2031
RAB2050/RABPDIRD (%)	16%	

3.8. ID#8: Impacto do Investimento proposto no RAB

RABL (euros)	430 935 750	31/12/2026
RABB (euros)	1 168 177 365	31/12/2026
INVTtotal/RABL (%)	27%	
INVTtotal/RABB (%)	10%	

3.9. ID#9: Investimento em desenvolvimento e expansão vs extensão rede

2022R	2023R	2024R	2025R	2026E	Agregado	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	Agregado
156	204	276	311	251	218	251	295	305	313	313	300
Investimento Desenvolvimento e Expansão da Rede (€)											
8 822 839	6 721 110	6 219 087	6 492 128	5 633 855	33 889 018	6 574 862	12 376 677	14 238 111	16 485 985	16 485 985	66 161 620
Nova extensão da rede (m)											
56 541	33 018	22 521	20 904	22 425	155 409	26 190	41 905	46 752	52 719	52 719	220 286

3.10. ID#10: Investimento em desenvolvimento e expansão de rede vs pontos abastecimento

	2022R	2023R	2024R	2025R	2026E	Agregado	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	Agregado
Residencial	1 764	1 351	1 244	1 668	1 613	1 515	1 551	1 428	1 377	1 337	1 337	1 381
Terciário	105 034	224 037	74 929	541 011	268 279	147 344	328 743	651 404	791 006	867 683	867 683	696 438
Industrial	-	-	-	-	-	-	6 574 862	-	14 238 111	-	-	33 080 810
Total	1 734	1 343	1 224	1 663	1 603	1 500	1 544	1 425	1 374	1 335	1 335	1 378
Investimento Desenvolvimento e Expansão da Rede (€)												
	8 822 839	6 721 110	6 219 087	6 492 128	5 633 855	33 889 018	6 574 862	12 376 677	14 238 111	16 485 985	16 485 985	66 161 620
PA (#)												
Residencial	5 003	4 974	5 000	3 892	3 494	22 363	4 239	8 669	10 340	12 329	12 329	47 905
Terciário	84	30	83	12	21	230	20	19	18	19	19	95
Industrial	-	-	-	-	-	-	1	-	1	-	-	2
Total	5 087	5 004	5 083	3 904	3 515	22 593	4 260	8 688	10 359	12 348	12 348	48 002



3.11. ID#11: Investimento em desenvolvimento e expansão de rede vs consumo adicional

	2022R	2023R	2024R	2025R	2026E	Agregado	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	Agregado
Residencial	396	373	337	392	427	383	732	775	606	586	537	616
Terciário	217	111	138	107	412	154	432	864	1 100	1 301	1 234	966
Industrial	-	-	-	-	-	-	74	209	234	296	-	250
Total	140	86	98	84	210	110	58	138	146	171	374	150

Investimento Desenvolvimento e Expansão da Rede (€)

8 822 839	6 721 110	6 219 087	6 492 128	5 633 855	33 889 018	6 574 862	12 376 677	14 238 111	16 485 985	16 485 985	66 161 620
-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	------------	-----------	------------	------------	------------	------------	------------

Volume consumo adicional (MWh)

	2022R	2023R	2024R	2025R	2026E	Agregado	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	Agregado
Residencial	22 263	18 013	18 481	16 549	13 184	88 490	8 988	15 974	23 513	28 145	30 723	107 343
Terciário	40 722	60 398	45 064	60 859	13 680	220 723	15 220	14 333	12 938	12 676	13 356	68 522
Industrial	-	-	-	-	-	-	88 723	59 149	60 739	55 630	-	264 240
Total	62 986	78 411	63 545	77 407	26 864	309 213	112 931	89 456	97 189	96 451	44 079	440 105

3.12. ID#12: Investimento em Conformidade e Segurança de Abastecimento

	2022R	2023R	2024R	2025R	2026E	Agregado	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	Agregado
INVCONF / EXT (€)	904	1 132	1 205	978	696	983	657	1 021	1 981	2 091	2 069	1 571
INVCONF / PA (€)	8	10	11	9	7	9	6	10	19	20	20	15
INVCONF / CONS (€)	1	1	1	1	1	1	1	1	3	3	3	2

Investimento em Conformidade e Segurança de Abastecimento (€)

4 295 139	5 414 628	5 789 112	4 719 959	3 376 138	23 594 976	3 203 641	5 018 201	9 829 490	10 487 795	10 487 795	39 026 922
-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	------------	-----------	-----------	-----------	------------	------------	------------

Extensão total da rede (km)

4 749	4 782	4 804	4 825	4 848	4 848	4 874	4 916	4 962	5 015	5 068	5 068
-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

PA (#)

535 806	533 123	529 158	524 016	517 518	517 518	511 955	510 884	511 459	513 965	518 415	518 415
---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------

Fornecimento de gás (GWh)

4 270	3 922	3 865	3 817	3 712	19 586	3 786	3 812	3 847	3 897	3 920	19 262
-------	-------	-------	-------	-------	--------	-------	-------	-------	-------	-------	--------

3.13. ID#13: Investimento em Digitalização

	2022R	2023R	2024R	2025R	2026E	Agregado	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	Agregado
INVDIGIT / EXT (€)	28	28	23	3 514	112	745	356	353	353	344	340	349
INVDIGIT / PA (€)	0	0	0	32	1	7	3	3	3	3	3	3
INVDIGIT / CONS (€)	0	0	0	4	0	1	0	0	0	0	0	0

Investimento em Digitalização(€)

135 279	133 224	109 997	16 956 051	543 536	17 878 086	1 736 914	1 737 477	1 752 529	1 723 898	1 723 898	8 674 717
---------	---------	---------	------------	---------	------------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------

Extensão total da rede (km)

4 749	4 782	4 804	4 825	4 848	4 848	4 874	4 916	4 962	5 015	5 068	5 068
-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

PA (#)

535 806	533 123	529 158	524 016	517 518	517 518	511 955	510 884	511 459	513 965	518 415	518 415
---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------

Fornecimento de gás (GWh)

4 270	3 922	3 865	3 817	3 712	19 586	3 786	3 812	3 847	3 897	3 920	19 262
-------	-------	-------	-------	-------	--------	-------	-------	-------	-------	-------	--------



3.14. ID#14: Investimento em Descarbonização do Sistema Nacional de Gás

	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	Agregado
INVDESCARB / NPROD (eur/#prod)	253 125	590 625	56 250	675 000	-	412 500
INVDESCARB / INJREDE (eur/MWh)	4	5	1	5	-	4
INVDESCARB / NEXTINJ (eur/m)	-	-	-	135	-	495
INVDESCARB / CONS (eur/MWh)	4	3,34	0,13	1,19	0,10	4
NEXTINJ / INJREDE (m/MWh)	-	-	-	0,0362	-	0,0088

3.15. ID#15: Densificação da rede existente

	2027P	2028P	2029P	2030P	2031P	Agregado
INVENSIF (euros)	6 574 862	12 376 677	14 238 111	16 485 985	16 485 985	66 161 620
INVDES_EXP (euros)	6 574 862	12 376 677	14 238 111	16 485 985	16 485 985	66 161 620
NCONS (MWh)	112 931	89 456	97 189	96 451	44 079	440 105
NEXT (m)	26 190	41 905	46 752	52 719	52 719	220 286
INVENSIF / INVDES_EXP x 100 (%)	100%	100%	100%	100%	100%	100%
NCONS / NEXT (MWh/m)	4,3	2,1	2,1	1,8	0,8	2,0



3.16. ID#16: Taxas de concretização das projeções de exercícios anteriores

Consumo de gás (GWh)	2022^R	2023^R	2024^R	2025^R	2026^E
Real vs PDIRD-G22	100%	94%	92%	91%	88%
Real vs PDIRD-G24				96%	93%

Pontos de abastecimento (#)	2022^R	2023^R	2024^R	2025^R	2026^E
PDIRD-G22	221%	219%	216%	212%	208%
PDIRD-G24				99%	98%

Consumo por ponto de abastecimento (GWh)	2022^R	2023^R	2024^R	2025^R	2026^E
PDIRD-G22	45%	43%	43%	43%	42%
PDIRD-G24				97%	95%

Investimento total por unidade de energia (€)	2022^R	2023^R	2024^R	2025^R	2026^E
PDIRD-G22	100%	99%	104%	163%	52%
PDIRD-G24				220%	44%

Investimento total por ponto de abastecimento (€)	2022^R	2023^R	2024^R	2025^R	2026^E
PDIRD-G22	100%	93%	97%	150%	47%
PDIRD-G24				213%	41%



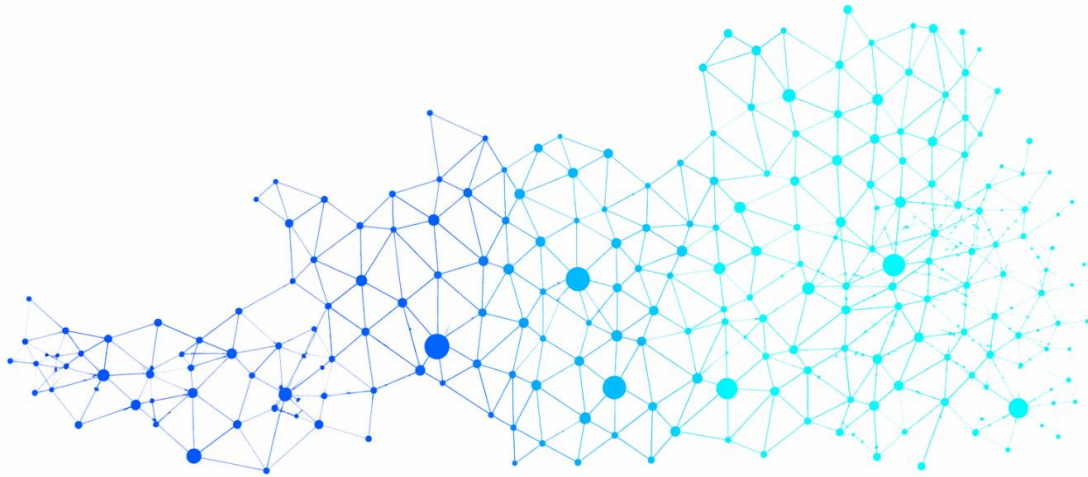
Consumo de gás (GWh)	2022^R	2023^R	2024^R	2025^R	2026^E
Real	4 270	3 922	3 865	3 817	3 712
PDIRD-G22	4 286	4 172	4 181	4 190	4 201
PDIRD-G24				3 980	3 990

Pontos de abastecimento (#)	2022^R	2023^R	2024^R	2025^R	2026^E
Real	535 806	533 123	529 158	524 016	517 518
PDIRD-G22	242 232	243 801	245 354	247 027	248 676
PDIRD-G24				529 130	527 149

Consumo por ponto de abastecimento (GWh)	2022^R	2023^R	2024^R	2025^R	2026^E
Real	0,008	0,007	0,007	0,007	0,007
PDIRD-G22	0,018	0,017	0,017	0,017	0,017
PDIRD-G24				0,008	0,008

Investimento total por unidade de energia (€)	2022^R	2023^R	2024^R	2025^R	2026^E
Real	3 104	3 128	3 135	7 404	2 629
PDIRD-G22	3 092	3 172	3 011	4 553	5 070
PDIRD-G24				3 362	6 015

Investimento total por ponto de abastecimento (€)	2022^R	2023^R	2024^R	2025^R	2026^E
Real	24,7	23,0	22,9	53,9	18,9
PDIRD-G22	24,7	24,8	23,7	35,9	40,2
PDIRD-G24				25,3	45,5



04

ANEXOS AO PLANO DE INVESTIMENTO

Anexos técnicos e informação de suporte



4. ANEXOS AO PLANO DE INVESTIMENTO

Anexo 1 - SIGLAS E DEFINIÇÕES



BP	Baixa Pressão (pressão < 4 bar)
BP<	Baixa Pressão com consumo < 10 mil m ³ (n)
BP>	Baixa Pressão com consumo ≥ 10 mil m ³ (n)
MP	Média Pressão (≥ 4 bar e ≤ 20 bar)
CAGR	Compound Annual Growth Rate (taxa composta anual de crescimento)
CAPEX	Capital Expenditures (investimento; remuneração do RAB + amortizações)
OPEX	Operational Expenditure (custos operacionais)
TOTEX	Total Expenditure (CAPEX + OPEX)
RAB	Regulatory Asset Base
RoR	Rate of Return
WACC	Weighted Average Cost of Capital
FBCF	Formação Bruta de Capital Fixo
PIB	Produto Interno Bruto
PPC	Paridade do Poder de Compra
VAB	Valor Acrescentado Bruto
VN	Volume de Negócios
COM	Comercializador(es)
CURr	Comercializador de Último Recurso retalhista
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
INE	Instituto Nacional de Estatística
FMI	Fundo Monetário Internacional
DL	Decreto-Lei
RARII	Regulamento do Acesso às Redes, Infraestruturas e Interligações
RQS	Regulamento da Qualidade de Serviço
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
SNG	Sistema Nacional de Gás
ORD	Operador(es) de Redes de Distribuição de Gás
ORT	Operador da Rede de Transporte
RNDG	Rede Nacional de Distribuição de Gás
RNTG	Rede Nacional de Transporte de Gás
RNTIAT	Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL
RPG	Rede Pública de Gás



RP	Rede de Distribuição Primária
RS	Rede de Distribuição Secundária
UAG	Unidade Autónoma de Gás
PRM	Posto de Regulação e Medida
GRMS	Gas Regulating and Metering Station
PA	Ponto de Abastecimento
URD	Uso da Rede de Distribuição
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito
GEE	Gases com Efeito de Estufa
H ₂	Hidrogénio
PtG	Power-to-Gas
SMR	Steam Methane Reforming
PCS	Poder Calorífico Superior
PNEC	Plano Nacional de Energia e Clima
RNC	Roteiro para a Neutralidade Carbónica
PAB	Plano de Ação para o Biometano
UNFCCC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas
UE	União Europeia
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
GQTS	Gas Quality Tracking System
SLA	Service Level Agreement
GD4S	Gas Distribution for Sustainability
PDIRD-G	Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição de Gás
TPE	Trabalhos para a Própria Empresa
TOS	Taxa de Ocupação do Subsolo
PAR	Pedidos de Acesso às Redes
[Ano]E	Estimado
[Ano]P	Plano
[Ano]R	Real
GWh	Gigawatt-hora
MWh	Megawatt-hora
Mt	Milhões de toneladas



M€	Milhões de euros
m€	Milhares de euros
km	Quilómetros
m	Metros
BP	Baixa Pressão (pressão < 4 bar)
BP<	Baixa Pressão com consumo < 10 mil m ³ (n)
BP>	Baixa Pressão com consumo ≥ 10 mil m ³ (n)
MP	Média Pressão (≥ 4 bar e ≤ 20 bar)
CAGR	Compound Annual Growth Rate (taxa composta anual de crescimento)
CAPEX	Capital Expenditures (investimento; remuneração do RAB + amortizações)
OPEX	Operational Expenditure (custos operacionais)



Anexo 2 - CARATERIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS DE DISTRIBUIÇÃO



1. Implantação e cobertura geográfica

A Concessão da Lisboagás abrange 16 concelhos, dos quais 15 já se encontram infraestruturados em 2025.

Quadro 13 - Concelhos infraestruturados na Concessão

Concelhos	Área (km2)	Densidade populacional	População	Alojamentos
Alenquer	304	146	44 445	23 656
Amadora	24	7 209	171 500	87 189
Arruda dos Vinhos	78	179	13 992	6 712
Azambuja	263	82	21 422	12 012
Cadaval	180	74	13 372	8 837
Cascais	97	2 199	214 158	110 681
Lisboa	101	5 432	545 923	320 143
Loures	167	1 206	201 632	98 072
Mafra	292	297	86 521	44 961
Odivelas	27	5 579	148 058	71 945
Oeiras	46	3 744	171 767	86 840
Sintra	319	1 208	385 654	184 273
Sobral Monte Agraço	52	203	10 541	5 475
Torres Vedras	407	204	83 075	46 406
Vila Franca de Xira	318	432	137 540	65 316

Fonte: Censos

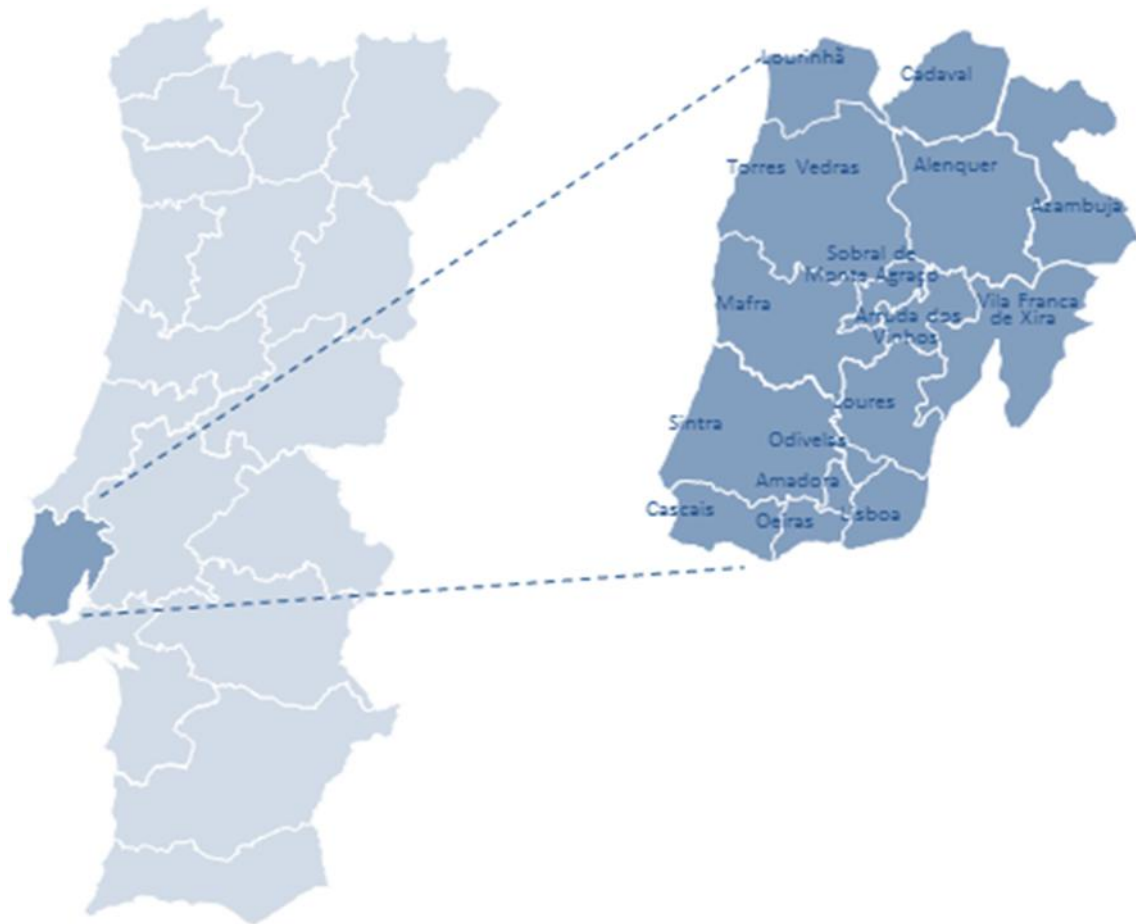


Figura 8 – Concelhos da concessão

A figura seguinte reflete o nível de cobertura dos concelhos da área de Concessão da Lisboaagás e o peso de cada concelho em termos de pontos de abastecimento ligados da empresa.

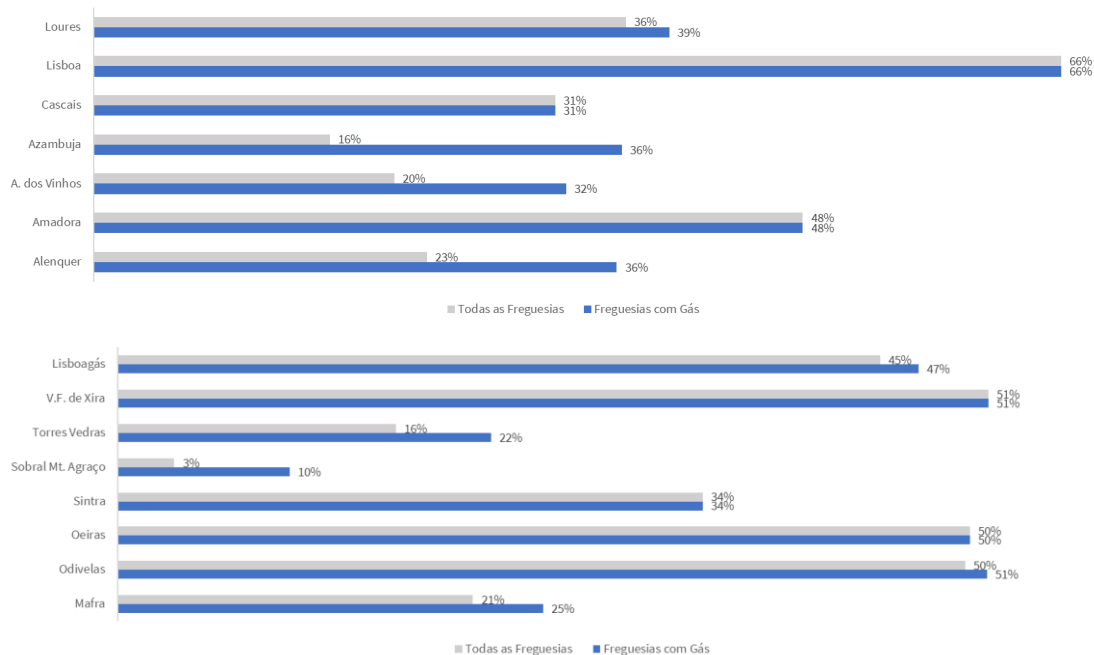


Figura 9 - Evolução da taxa de cobertura



O gráfico anterior evidencia que existem concelhos com diferentes níveis de cobertura. Como se pode verificar, os índices de cobertura são, em alguns casos, significativamente diferentes devido à maior ou menor dispersão das freguesias dentro de cada concelho. As barras a azul apresentam a relação de PA no universo das freguesias abastecidas, enquanto as barras cinzentas representam o peso dos PA no universo total de freguesias concessionadas.

2. Dados históricos da Concessão

- **Desenvolvimento das infraestruturas de distribuição**

Quadro 14 - Infraestrutura em 2025

<i>(unid.)</i>	RP	PRM	RS	Ramais	Pontos de ligação à RNTG ou UAG
	kms	#	kms	#	#
Alenquer	4	2	104	1 422	GRMS 1189 / 1319 / 1259
Amadora	2	1	273	7 189	GRMS 1209
Arruda dos Vinhos	0	0	26	403	GRMS 1229 / 1239 / 1209
Azambuja	5	1	46	823	GRMS 1259
Cadaval	0	0	2	0	GRMS 1369
Cascais	4	2	653	14 478	GRMS 1209
Lisboa	6	1	1 219	48 433	GRMS 1209
Loures	30	3	328	7 015	GRMS 1209 / 1229 / 1239
Mafra	2	1	218	2 872	GRMS 1209
Odivelas	0	0	196	5 448	GRMS 1209
Oeiras	7	2	451	11 476	GRMS 1209
Sintra	40	6	734	15 530	GRMS 1209
Sobral Monte Agraço	0	0	14	48	GRMS 1229 / 1239 / 1209
Torres Vedras	17	4	220	3 080	GRMS 1369
Vila Franca de Xira	21	3	271	6 003	GRMS 1189 / 1259 / 1209 / 1229 / 1239 / 1279
Total	138	26	4 755	124 220	



● Investimento Anual

Quadro 15 - Investimento na Concessão 2022 - 2026

Investimento (m€)	2022 ^R	2023 ^R	2024 ^R	2025 ^R	2026 ^E
Conformidade e segurança do abastecimento	4 295	5 415	5 789	4 720	3 376
Descarbonização do Sistema Nacional de Gás				97	203
Desenvolvimento e Expansão de Rede	8 823	6 721	6 219	6 492	5 634
Digitalização	135	133	110	16 956	544
Total	13 253	12 269	12 118	28 265	9 757

O detalhe do investimento por tipologia é apresentado nos quadros seguintes.

Quadro 16 - Investimento na Concessão em desenvolvimento de e expansão de rede 2022-2026

Investimento em Desenvolvimento e Expansão de Rede (m€)	2022 ^R	2023 ^R	2024 ^R	2025 ^R	2026 ^E
Rede Secundária	5 646	3 233	3 133	3 361	2 689
Ramais	598	714	628	615	476
Clientes	1 171	1 329	1 173	1 204	1 353
<i>Segmento Novo</i>	4	4	3	2	
<i>Conversão</i>	671	660	463	453	722
<i>Reconversão</i>	497	665	708	749	630
Contadores / cadeias medida	570	586	559	530	635
<i>Investimento remunerado</i>	488	484	456	453	541
<i>Investimento não remunerado</i>	82	102	103	77	94
Rede Primária	0	0	80	0	241
UAG	0	0	0	0	0
PRM/PRP	96	289	109	2	240
Capitalização	741	571	537	780	0
Total	8 823	6 721	6 219	6 492	5 634
Novos clientes (#)	5 087	5 004	5 083	3 904	3 515
Conversões e reconversões (#)	3 114	3 142	2 991	2 886	2 737
Rede Secundária (kms)	57	33	23	21	22
Ramais (#)	1 184	1 106	1 090	512	765



Quadro 17 - Investimento na Concessão em conformidade e segurança do abastecimento 2022-2026

Investimento em Conformidade e segurança do abastecimento (m€)	2022^R	2023^R	2024^R	2025^R	2026^E
Rede Primária	27	60	87	6	440
UAG					
RS - Anelagens e Reestruturação	529	1 242	591	243	428
Rede Secundária - Outros	431	463	875	722	320
Renovação de Rede e Ramais	1 555	1 804	2 406	2 063	622
Renovação de Contadores	1 183	1 376	944	1 159	1 393
<i>Investimento remunerado</i>	773	781	536	611	808
<i>Investimento não remunerado</i>	410	595	408	548	585
Outros	569	470	886	526	173
Total	4 295	5 415	5 789	4 720	3 376

Quadro 18 - Investimento na Concessão em digitalização 2022-2026

Investimento em Digitalização (m€)	2022^R	2023^R	2024^R	2025^R	2026^E
Sistemas Informação	85	109	80	16 956	507
Projeto SCADA	50	25	30		37
Total	135	133	110	16 956	544

Quadro 19 - Investimento na Concessão em descarbonização do SNG 2022-2026

Descarbonização do Sistema Nacional de Gás (m€)	2022^R	2023^R	2024^R	2025^R	2026^E
Total				97	203



Anexo 3 - CONTEXTO GEOGRÁFICO E CONJUNTURA SOCIECONÓMICA



1. Contexto regional da Concessão

A Concessão da Lisboagás abrange 16 concelhos e numa área de 2.800 km², e possui uma população de cerca de 2.235 mil habitantes, que representa, respetivamente, 3,2% do território nacional e 23% da população total.

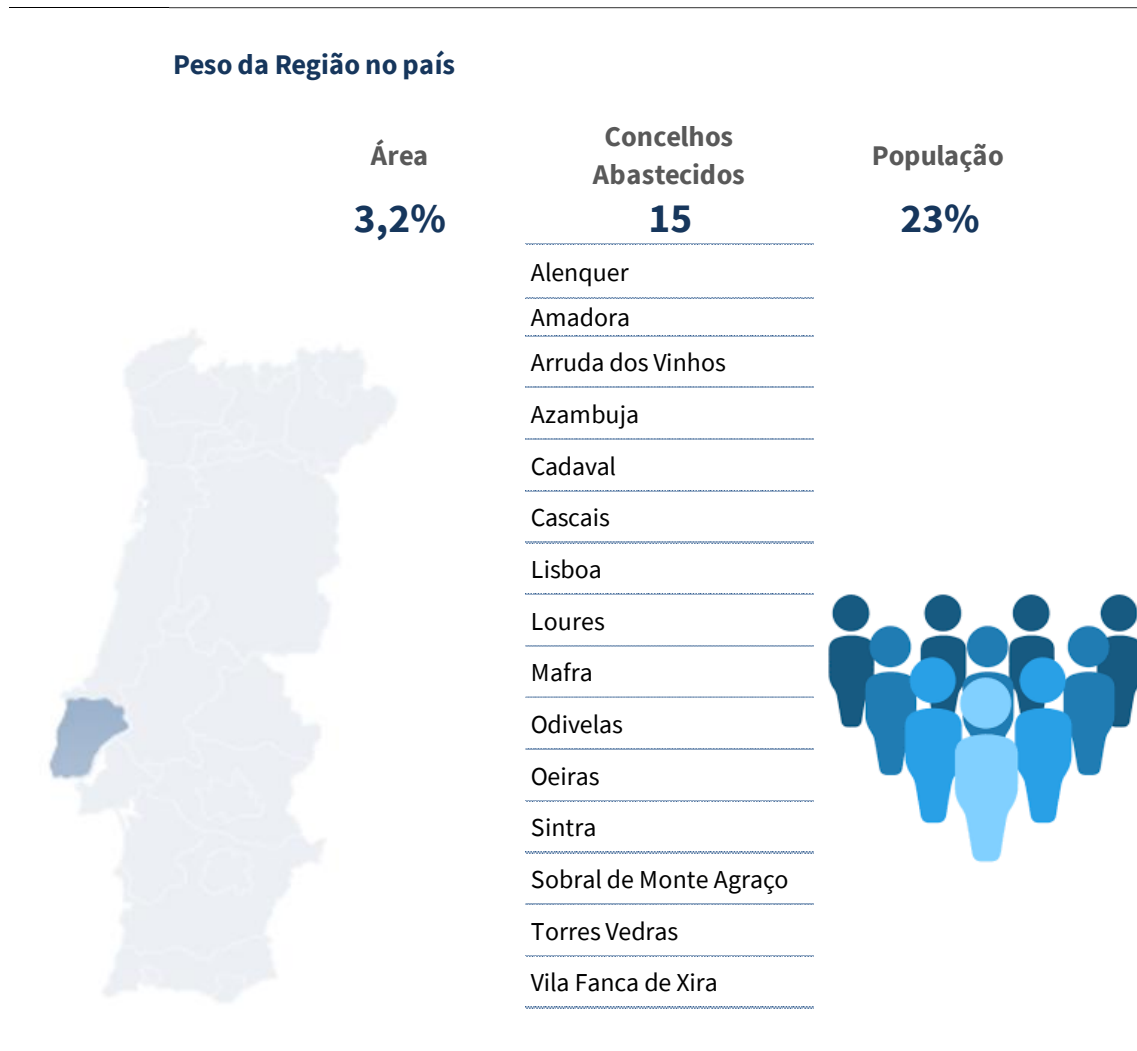
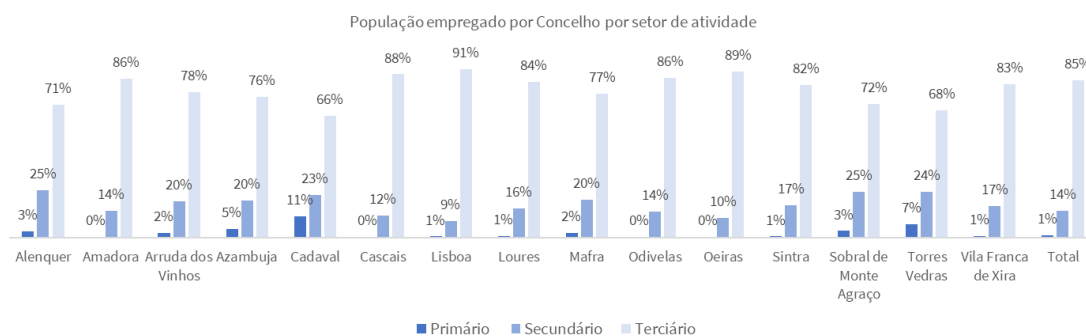


Figura 10 – Concelhos abastecidos

A Lisboagás é a empresa concessionária para distribuição de gás em 16 concelhos da região de Lisboa e Vale do Tejo.

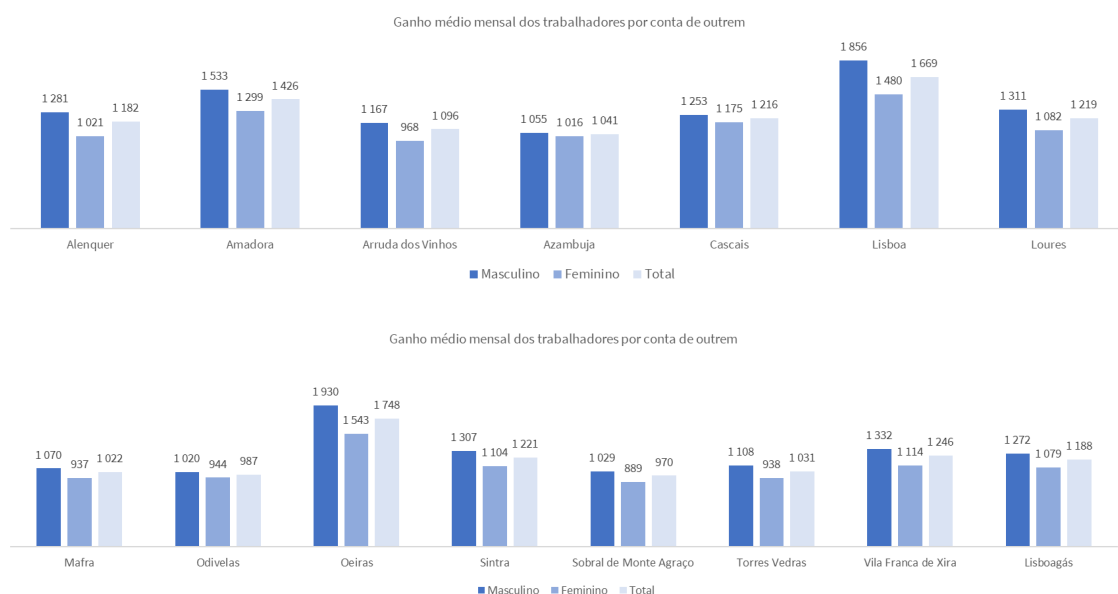


Fonte: Pordata; Censos

Figura 11 - População empregada por concelho

O gráfico representa a população empregada por setores de atividade na área de Concessão da Lisboagás. Após análise dos dados verificamos que 85% da população presta atividade no setor terciário, 14% presta atividade no setor secundário e apenas 1% da população serve no setor primário da economia.

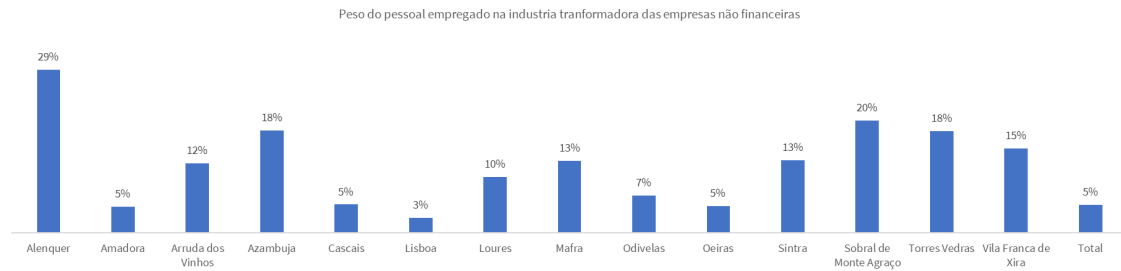
O gráfico seguinte apresenta o salário médio mensal dos trabalhadores por conta de outrem na área de Concessão do ORD.



Fonte: Pordata

Figura 12 – Salário médio mensal dos trabalhadores por conta de outrem

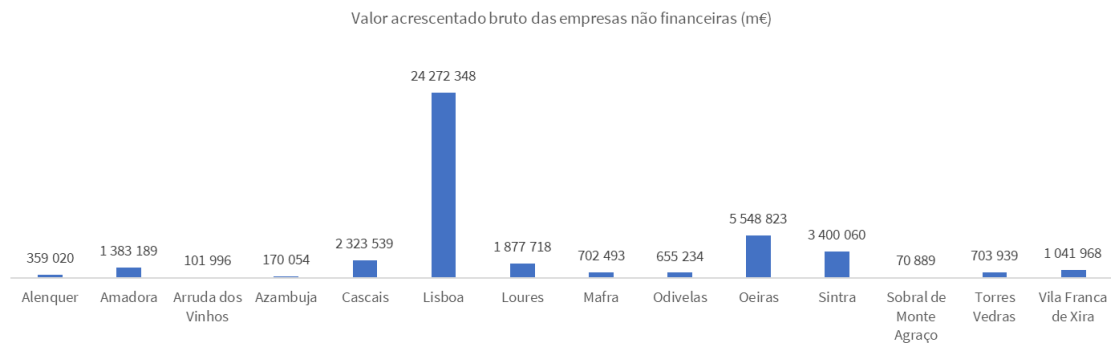
Em seguida é apresentado o peso da indústria transformadora no tecido empresarial (empresas não financeiras) da área de Concessão da Lisboagás. Estas empresas representam uma importante percentagem do volume distribuído na Lisboagás. Conforme se pode verificar, o concelho de Alenquer é o que apresenta um maior peso logo seguido por Sobral de Monte Agraço, enquanto Lisboa é o que apresenta menor expressão.



Fonte: Pordata

Figura 13 - Peso da indústria transformadora por concelho

O gráfico seguinte apresenta o Valor Acrescentado Bruto das empresas não financeiras nos concelhos da área de Concessão da Lisboagás. Da análise pode-se concluir que os concelhos de Lisboa e Oeiras são aqueles que apresentam valores mais elevados, em contraste com Sobral de Monte Agraço e Arruda dos Vinhos onde os valores são mais baixos.



Fonte: Pordata

Figura 14 – VAB das empresas não financeiras por concelho



Anexo 4 - DESAFIOS DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA PARA A NEUTRALIDADE CARBÓNICA



1. Contexto Europeu

Entre 2024 e o início de 2026, a política europeia de energia e clima entrou numa nova fase. Concluído o ciclo legislativo mais intenso do Pacto Ecológico Europeu e do pacote “Fit for 55”, o foco deslocou-se da definição de objetivos para a sua implementação efetiva, para a competitividade industrial e para a redução estrutural dos custos da energia.

O Relatório Draghi recolocou, em 2024, uma questão central da política europeia: a descarbonização terá de avançar sem comprometer a base industrial da União e sem consolidar uma desvantagem estrutural em custos de energia.

O relatório identificou a energia como um dos principais fatores do défice de competitividade europeu, referindo que a indústria europeia continua exposta a preços da eletricidade cerca de duas a três vezes superiores aos dos Estados Unidos e a preços do gás natural quatro a cinco vezes mais elevados.

O Relatório Draghi conclui que a União terá de prosseguir a descarbonização, mas com maior pragmatismo económico, maior atenção à segurança do aprovisionamento e maior foco na execução.⁷

Esse enquadramento foi depois incorporado na agenda institucional do novo mandato da Comissão Europeia e consolidada pelos Relatórios sobre o Estado da União da Energia de 2024 e de 2025, que reconhecem os progressos alcançados na redução da dependência energética externa, no reforço da quota de energias renováveis e na construção do novo enquadramento regulatório, mas insistem igualmente na necessidade de acelerar a execução, modernizar as infraestruturas, reforçar as interligações e reduzir os custos energéticos para os consumidores industriais e domésticos.

A política energética europeia passou, assim, a ser apresentada de forma cada vez mais explícita como uma política simultaneamente climática, industrial e geoestratégica.⁸

Esta evolução política tornou-se particularmente visível com a apresentação, em fevereiro de 2025, do Clean Industrial Deal e do Affordable Energy Action Plan.

O Clean Industrial Deal e o Affordable Energy Action Plan vêm confirmar que a neutralidade climática deixou de ser tratada apenas como uma política ambiental e passou a ser assumida como uma política de competitividade, segurança económica e autonomia estratégica.

O Clean Industrial Deal prevê mobilizar mais de 100 mil milhões de euros, foi acompanhado por um novo enquadramento europeu de auxílios de estado até 2030 e passou a articular-se com instrumentos de descarbonização industrial, apoio à energia limpa, mitigação de risco privado e redução de custos para consumidores industriais.

Em paralelo, o Affordable Energy Action Plan lançou medidas sobre interligações, redes, contratos de compra de energia, eficiência energética, diversificação do aprovisionamento e novos tripartite agreements sobre biometano, sendo que, em setembro de 2025, a Comissão

⁷ Mario Draghi, The Future of European Competitiveness, setembro de 2024. (European Commission)

⁸ Comissão Europeia, State of the Energy Union Report 2024 e State of the Energy Union Report 2025. Ambos os relatórios sublinham o reforço do quadro regulamentar, a necessidade de execução, a modernização das redes e a redução dos custos energéticos como condição para a competitividade europeia.



anunciou os primeiros trabalhos concretos para acordos setoriais no offshore, nas redes, no armazenamento e também no biometano.

No seguimento do Clean Industrial Deal, em 4 de março de 2026, a Comissão Europeia apresentou a proposta de Regulamento sobre o Industrial Accelerator Act avançando assim com uma proposta legislativa específica para acelerar capacidade industrial, descarbonização e procura por produtos de baixo carbono fabricados na União.^{9 10}

Em paralelo, o quadro climático da União foi reforçado. Em 5 de março de 2026, o Conselho adotou formalmente a Lei Europeia do Clima alterada, introduzindo um objetivo intermédio vinculativo de redução de 90% das emissões líquidas de gases com efeito de estufa até 2040, face a 1990. A avaliação, em maio de 2025, dos Planos Nacionais de Energia e Clima (PNEC) mostrou que a UE se aproxima da trajetória necessária para atingir o objetivo de emissões de 2030, com uma projeção agregada próxima de 54% de redução líquida, mas confirma igualmente que o fator determinante passou a ser a implementação nacional, setorial e infraestrutural das medidas já aprovadas. A Comissão concluiu que a União continua aquém da meta de 42,5% de energias renováveis no consumo final bruto em 2030, uma vez que as contribuições nacionais agregadas apontam para cerca de 41%, ainda que um cenário baseado nas projeções nacionais permita atingir 42,6%. Neste contexto, todos os vetores energéticos capazes de acelerar a descarbonização, reduzir a dependência externa e moderar custos sistémicos ganham relevância acrescida.¹¹

O quadro geopolítico reforçou esta leitura. Em 6 de maio de 2025, a Comissão apresentou o Roadmap towards ending Russian energy imports, com vista à eliminação progressiva das importações russas de gás, petróleo e materiais nucleares. A Comissão assinalou que a quota do gás russo nas importações da União tinha descido de 45% para 19%, mas reconheceu um agravamento em 2024 e anunciou novos planos nacionais de diversificação e eliminação progressiva até 2027. Já em março de 2026, a escalada militar envolvendo o Irão voltou a expor a sensibilidade europeia à volatilidade dos mercados internacionais de energia, tendo a Comissão instado os Estados-Membros a anteciparem o enchimento das reservas de gás. O ponto essencial é o mesmo nos dois casos: a segurança energética europeia continua dependente da redução da exposição a combustíveis fósseis importados e do reforço de fontes produzidas internamente. O quadro europeu vem, assim, reforçar o valor estratégico das soluções energéticas produzidas localmente, como os gases renováveis, menos expostas a rotas marítimas críticas, a choques de oferta e à concorrência geopolítica por combustíveis fósseis importados.¹²

O período 2024-2026 deve ser lido como um período de viragem na abordagem europeia à transição energética. A eletrificação mantém um papel importante, mas os desenvolvimentos legislativos, industriais e geopolíticos do período apontam para uma maior preocupação com

⁹Comissão europeia, *Commission Work Programme 2025*, 11 de fevereiro de 2025; Comissão Europeia, proposta de Regulamento relativa ao *Industrial Accelerator Act*, COM (2026)100, 4 de março de 2026 ([European Commission](#))

¹⁰Comissão europeia, *Clean Industrial Deal*, 26 de fevereiro de 2025; Comissão Europeia, *Action Plan for Affordable Energy*, 26 de fevereiro de 2025. ([European Commission](#))

¹¹Conselho da União Europeia, aprovação final da revisão da Lei Europeia do Clima, 5 de março de 2026; Comissão Europeia, *EU-wide assessment of the final updated National Energy and Climate Plans*, COM(2025)274 final, 27 de maio de 2025. (Conselho Europeu)

¹²Comissão europeia, *Roadmap to fully end EU dependency on Russian energy*, 6 de maio de 2025; Comissão Europeia, *REPowerEU – phase out of Russian energy imports*; Comissão Europeia, aprovação do regime italiano de 30 de março de 2026, no contexto do novo choque geopolítico. ([European Commission](#))



a execução, com os custos do sistema, com a segurança do aprovisionamento e com a preservação da competitividade industrial.

Contributo dos gases renováveis

É neste contexto que a Diretiva RED III e o Pacote do Gás e do Hidrogénio vêm reforçar a centralidade dos gases renováveis — em particular o biometano, o hidrogénio renovável e, progressivamente, os combustíveis gasosos renováveis de origem não biológica, incluindo o metano sintético

A Diretiva Energias Renováveis revista (RED III) permanece a principal peça legislativa de enquadramento desta evolução. A RED III mantém-se como a principal peça legislativa para a promoção das energias renováveis. Todavia, entre 2024 e 2026 tornou-se evidente que a ambição normativa europeia continua a ser superior ao ritmo de transposição e de concretização nacional. A Comissão desencadeou procedimentos de infração por atraso na transposição da RED III e, no caso do hidrogénio, os dados disponíveis mostram uma aplicação ainda fragmentada e desigual das metas relativas aos combustíveis renováveis de origem não biológica, sobretudo no setor industrial. O *Clean Hydrogen Monitor 2025* estima uma procura regulatória potencial de cerca de 2,8 milhões de toneladas de hidrogénio RFNBO até 2030, distribuída entre refinação e transporte rodoviário, aviação, setor marítimo e indústria.¹³

No caso do biometano, os dados de mercado são mais robustos. Segundo a European Biogas Association, em 2024 a Europa produziu 22 mil milhões de metros cúbicos de biogases, dos quais 5,2 mil milhões de metros cúbicos corresponderam a biometano. Na UE27, a produção foi de 19 mil milhões de metros cúbicos de biogases e 4,3 mil milhões de metros cúbicos de biometano. França, Alemanha, Itália, Dinamarca e Reino Unido surgem como os principais países de produção e expansão.¹⁴

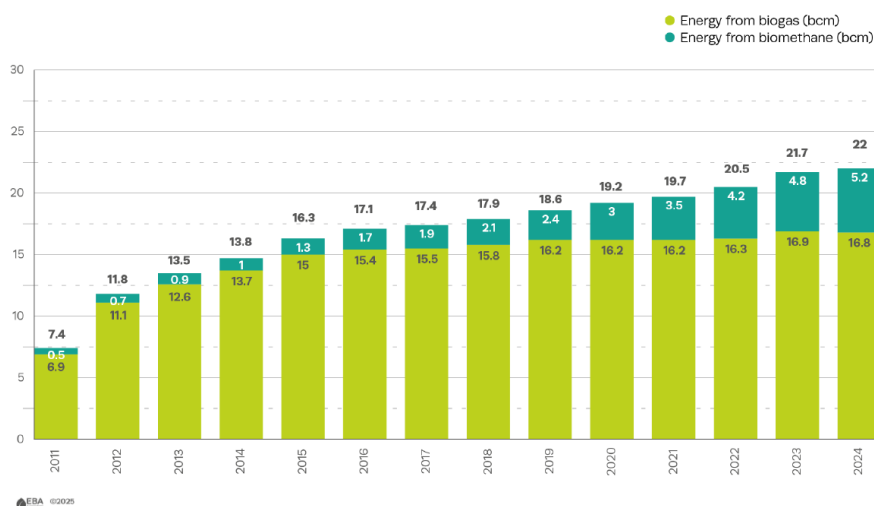


Figura 15 - “Combined biomethane and biogas production in Europe (bcm)”, European Biogas Association Statistical Report 2025

¹³ Comissão Europeia, decisões de infração relativas à transposição da RED III; Clean Hydrogen Monitor 2025, Hydrogen Europe, Setembro de 2025 (Energy)

¹⁴ European Biogas Association, European Biogas Association Statistical Report 2025



Ao mesmo tempo, a revisão da Energy Performance of Buildings Directive (EPBD) e a plena aplicação da Energy Efficiency Directive (EED) vieram adensar o enquadramento europeu do lado da procura. A EPBD revista entrou em vigor em maio de 2024, deve estar transposta até maio de 2026 e prevê, entre outros elementos, a exigência progressiva de edifícios de emissões nulas para a nova construção e redução de emissões para edifícios existentes, abrindo o caminho para a introdução dos gases renováveis nos edifícios. A EED consolidou o princípio do energy efficiency first como princípio jurídico vinculante da política energética europeia e elevou a ambição do objetivo de eficiência para 2030. A EPBD revista e a EED vêm reforçar a necessidade de distinguir claramente o gás fóssil dos gases descarbonizados e renováveis, valorizando soluções energéticas tecnologicamente neutras, capazes de combinar eficiência, eletrificação e utilização de moléculas renováveis nos usos em que estas permanecem mais eficientes, resilientes ou economicamente racionais.¹⁵

Aceleração do mercado do hidrogénio e do biometano

No caso do biometano, o período em análise foi marcado por uma consolidação quantitativa do mercado europeu e por uma crescente sofisticação das políticas públicas. Segundo a International Energy Agency (IEA), a atenção política dada ao biogás e ao biometano aumentou significativamente nos últimos cinco anos, por razões que combinam segurança energética, descarbonização de setores difíceis de eletrificar, mitigação de emissões de metano e valorização da economia circular. A mesma IEA sublinha que o crescimento líquido mundial até 2030 deverá resultar sobretudo do biometano, precisamente pela sua versatilidade e pela possibilidade de utilizar redes e equipamentos de gás natural já existentes, o que permite substituir combustíveis fósseis em usos difíceis de eletrificar com um investimento infraestrutural mais contido. Em 2024, a produção de biometano na UE aumentou 14% e a IEA considera, ainda assim, que o objetivo europeu de 35 bcm até 2030 exigirá uma aceleração marcada do ritmo de crescimento.¹⁶

Essa evolução já assenta numa base de mercado material. Segundo a European Biogas Association, a Europa contava, em 2024, com 1.620 unidades de produção de biometano, 86% das quais ligadas à rede de gás, predominantemente à rede de distribuição. Estima-se ainda que 26 países europeus consagrem metas de biogás e/ou biometano nos respetivos PNEC, totalizando 26 bcm em 2030, ainda abaixo da meta de 35 bcm do REPowerEU. Estes dados mostram que o biometano deixou de ser um vetor emergente em sentido estrito e passou a integrar, com expressão crescente, o planeamento energético e infraestrutural de um número alargado de Estados-Membros.¹⁷

¹⁵ Comissão Europeia, Diretiva relativa à Eficiência Energética e Diretiva relativa ao Desempenho Energético dos Edifícios. (EED , EPBD)

¹⁶ International Energy Agency, Outlook for Biogas and Biomethane, maio de 2025

¹⁷ European Biogas Association, European Biogas Association Statistical Report 2025; International Energy Agency, Outlook for Biogas and Biomethane

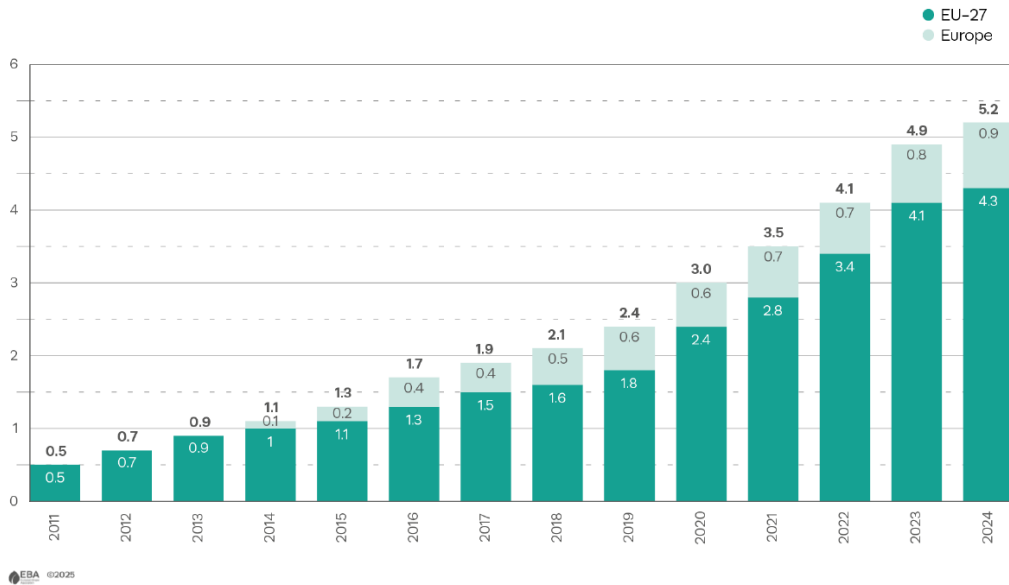


Figura 16 - “Biomethane production in the EU-27 and Europe (bcm)” European Biogas Association Statistical Report 2025

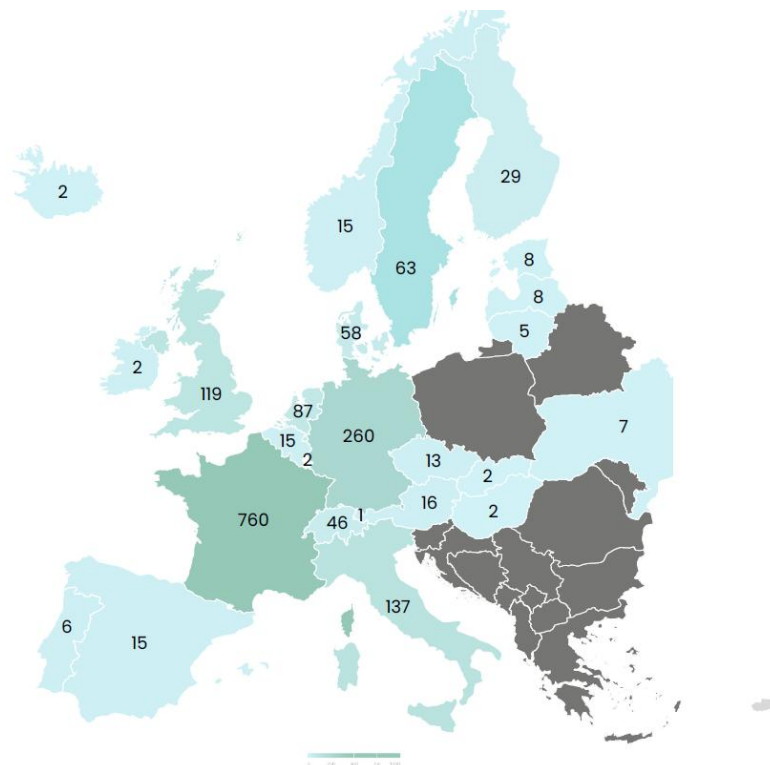


Figura 17 - “Number of biogas plants per country in 2024” European Biogas Association Statistical Report 2025

Em França, mantém-se a trajetória para atingir uma quota de 4% de biometano nas redes de gás até 2028; nos Países Baixos, entra em vigor em 2026 uma obrigação específica em matéria de “green gas”; e a Dinamarca continua a ser o caso mais avançado de integração do biometano no sistema gasista, sendo apontada como país em trajetória para uma presença virtualmente total de biometano na rede até 2030. A IEA destaca ainda reformas procedimentais relevantes: na Dinamarca, o processo completo de um projeto de biometano foi reduzido para cerca de três meses, enquanto França e Espanha já conseguiram reduzir em



cerca de 40% os atrasos associados ao licenciamento e à ligação às redes através da fixação de prazos vinculativos. Estes exemplos evidenciam que a aceleração do mercado depende tanto do objetivo político como da qualidade do desenho regulatório e administrativo. Ao mesmo tempo, a procura de um mercado europeu mais unificado para certificados verdes e provas de sustentabilidade tornou-se mais visível, sendo a operacionalização da **Union Database** para os biogases vista como um passo importante para reforçar a confiança, a rastreabilidade e a negociabilidade transfronteiriça destes produtos.¹⁸

Entre os Estados-Membros, a evolução de Espanha merece destaque específico. A atualização do Plano Nacional Integrado de Energia e Clima 2023-2030 (PNIEC) reforçou essa ambição ao prever, para 2030, cerca de 12 GW de eletrólise para produção de hidrogénio renovável, bem como uma trajetória reforçada para biogás e biometano até 20 TWh, valor que duplica o quantitativo constante da Hoja de Ruta del Biogás.¹⁹

No domínio do biometano, a evolução espanhola é relevante em três planos. Em primeiro lugar, no plano estratégico, o PNIEC atualizado qualifica o biogás e o biometano como vetores energéticos-chave para um sistema energético limpo, seguro e acessível, prevendo medidas de simplificação administrativa, agilização da ligação à rede gasista existente, adaptação do sistema de garantias de origem e revisão periódica da Hoja de Ruta del Biogás. Em segundo lugar, no plano regulatório, a Orden TED/728/2024 passou a enquadrar expressamente o reconhecimento do biogás e do biometano no setor dos transportes, em articulação com os objetivos europeus para 2030, enquanto a Circular 2/2025 da Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) estabeleceu a metodologia e as condições de acesso e de ligação às redes de gás natural, dando execução interna ao novo enquadramento europeu aplicável a gases renováveis e de baixo teor de carbono. Em terceiro lugar, no plano do investimento, Espanha surge já como o principal destino identificado para investimento privado em biometano na Europa, com cerca de 4,8 mil milhões de euros previstos até 2030.²⁰

Do ponto de vista dos usos finais, o biometano confirma-se como vetor multifuncional. A sua utilização estende-se atualmente à indústria, ao aquecimento e à produção de eletricidade, assumindo particular relevância nos transportes pesados, através do bio-GNL. Segundo a European Biogas Association, existiam já 101 instalações ativas de bio-GNL na Europa, distribuídas por 16 países europeus, estando previstas mais 153 instalações até 2028, com uma capacidade adicional de 13,1 TWh por ano; cerca de 80% do bio-GNL produzido na Europa é utilizado, ou está planeado para ser utilizado, no transporte rodoviário. Para além disso, a IEA salienta que o biometano pode ter um papel relevante no fornecimento de calor industrial e em aplicações difíceis de eletrificar, podendo mesmo revelar-se mais competitivo do que o hidrogénio de baixo teor de carbono em alguns casos industriais específicos.²¹

A importância do biometano não se esgota, contudo, na sua função energética. A valorização do digerido e do dióxido de carbono biogénico reforça o carácter circular do setor e amplia a sua relevância económica e estratégica. A IEA estima que a utilização do digerido poderá substituir até 15% da procura europeia de fertilizantes até 2050, enquanto se associam benefícios adicionais ao nível da redução das importações de fertilizantes, da substituição do

¹⁸ International Energy Agency, Outlook for Biogas and Biomethane

¹⁹ Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030, setembro de 2024

²⁰ European Biogas Association, European Biogas Association Statistical Report 2025, dados sobre investimento em biometano por país da UE

²¹ International Energy Agency, Outlook for Biogas and Biomethane



consumo de gás natural na sua produção e da criação de novos usos para o dióxido de carbono biogénico em setores industriais dependentes de carbono. Para uma União que continua fortemente exposta a importações de fertilizantes, de energia e de dióxido de carbono de origem fóssil, estes coprodutos aumentam significativamente o valor sistémico e geopolítico dos gases renováveis produzidos localmente.²²

No mercado do hidrogénio, o período 2024–2026 foi, sobretudo, um período de consolidação institucional e de clarificação das limitações do arranque do mercado. Por um lado, a União manteve a ambição do REPowerEU de produzir internamente 10 milhões de toneladas e importar 10 milhões de toneladas de hidrogénio renovável até 2030. Por outro, os dados de mercado mostram que a execução continua muito aquém dessa ambição.

Em julho de 2025, a Europa tinha 571 MWeI de eletrólise instalada e 2,84 GWeI em construção. O *Clean Hydrogen Monitor 2025* estima uma oferta europeia de hidrogénio limpo de 2,3 Mt em 2030, das quais 1,7 Mt por via eletrolítica. O mesmo relatório estima, porém, uma procura regulatória de 2,8 Mt até 2030, concluindo que, nas condições atuais, apenas cerca de 60% dessa procura poderá ser satisfeita por produção doméstica e importações vinculativas. O relatório identifica como principais constrangimentos a lentidão da transposição da RED III, a fragilidade da procura industrial, a ausência de infraestrutura em prazo útil e os custos ainda elevados da eletricidade renovável compatível com RFNBO.²³

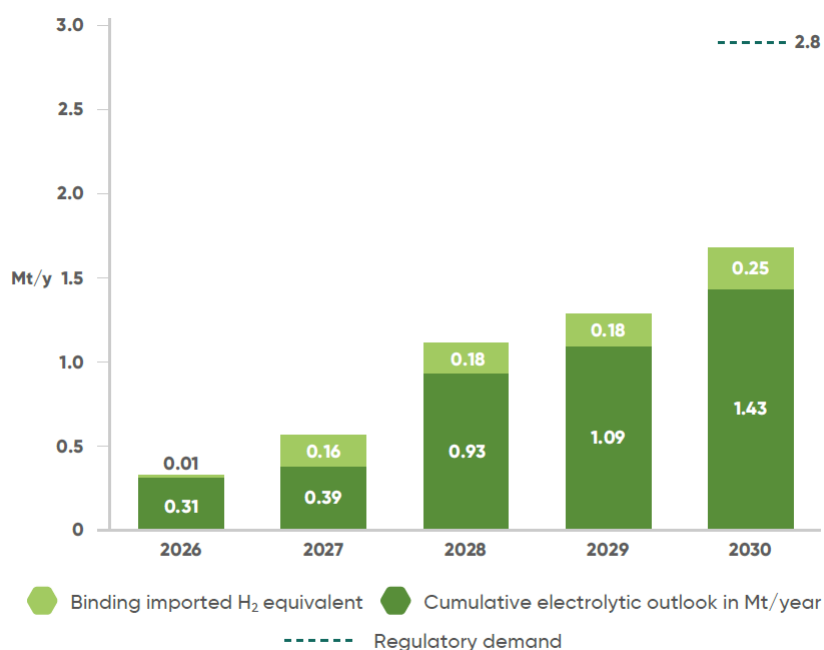


Figura 18 - “EU-27 electrolytic hydrogen supply outlook and binding imports vs regulatory demand by 2030”, *Clean Hydrogen Monitor 2025*

Em agosto de 2025, havia países com mandatos ambiciosos para combustíveis renováveis de origem não biológica no transporte, como a Roménia e a Finlândia, ao passo que outros permaneciam menos ambiciosos ou ainda sem proposta pública robusta. Do lado da oferta, os países nórdicos e a Península Ibérica destacam-se pelo melhor posicionamento para

²² European Biogas Association, European Biogas Association Statistical Report 2025

²³ Hydrogen Europe, Clean Hydrogen Monitor 2025



produção eletrolítica, enquanto Benelux e Alemanha tenderão a afirmar-se como polos de importação, transformação e consumo, apoiados em portos, procura industrial instalada e desenvolvimento infraestrutural.

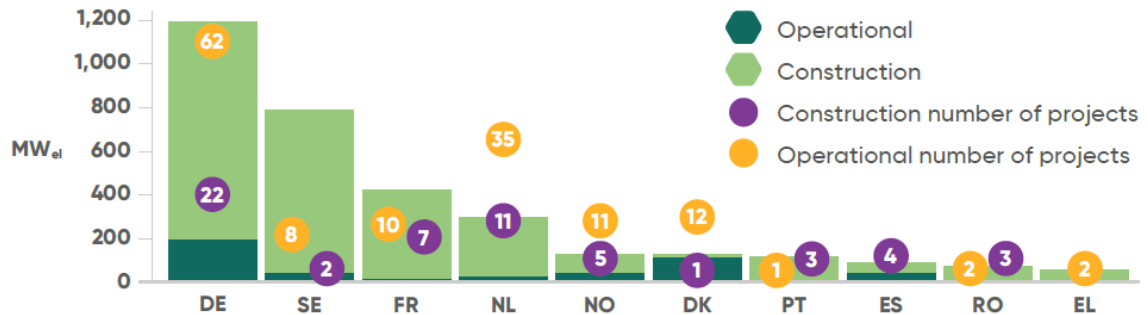


Figura 19 - “Dez países europeus com maior capacidade de eletrólise em operação e em construção e número de projetos, em julho de 2025”, *Clean Hydrogen Monitor 2025*

A Península Ibérica surge como uma das regiões europeias com melhor posicionamento para oferta eletrolítica, com uma previsão conjunta de 0,39 Mt em 2030. Espanha apresenta o maior objetivo europeu de eletrólise, 12 GW_{el}, e, segundo o *Clean Hydrogen Monitor 2025*, mais de 5 GW_{el} de projetos em Espanha tinham já recebido financiamento europeu ou nacional, embora muitos continuassem dependentes de licenças ambientais, ligação à rede e calendário do desenvolvimento da infraestrutura. A leitura que o relatório faz do mercado espanhol é clara: a transposição da RED III e a procura associada à refinação tenderão a reorientar uma parte crescente dos projetos para o mercado doméstico.²⁴

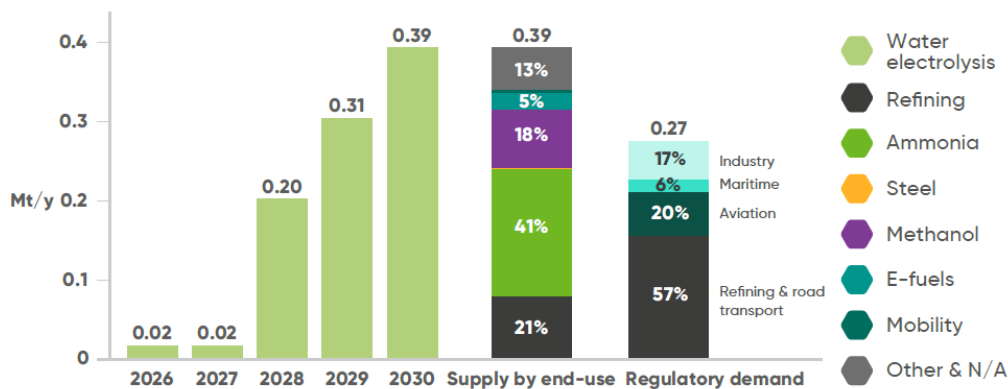


Figura 20 - Oferta projetada de hidrogénio eletrolítico e procura regulatória na Península Ibérica até 2030

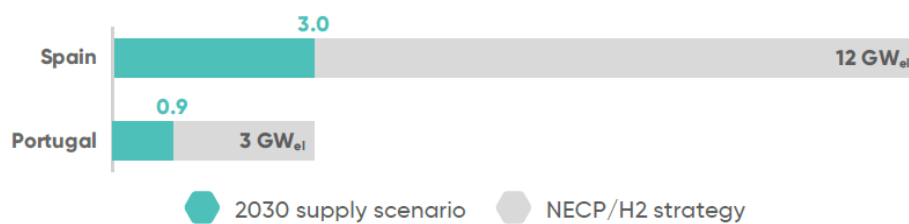


Figura 21 - Cenário de oferta de hidrogénio eletrolítico em 2030 e metas nacionais previstas em PNEC ou estratégias nacionais para Espanha e Portugal

²⁴ Hydrogen Europe, *Clean Hydrogen Monitor 2025*, secção Iberia



Na Alemanha, o quadro é diferente. O país continua a ser o maior consumidor europeu de hidrogénio e tinha em 2025 quase 1 GWel em construção, associado a projetos como *Clean Hydrogen Coastline*, *GetH2Nukleus*, *Refhyne 2* e *SALCOS*. Ainda assim, a oferta doméstica prevista de 0,25 Mt cobrirá apenas uma parte limitada da procura. Nesse sentido Alemanha terá de combinar produção interna, importações e infraestrutura dedicada, incluindo a rede troncal de hidrogénio, para cumprir as suas metas. A proposta alemã de transposição da RED III no transporte se destaca por prever obrigações claras até 2040, com um mandado de 12% para RFNBO, muito acima do mínimo europeu.²⁵

No hidrogénio, a Dinamarca acolheu em 2025 uma das primeiras instalações europeias de eletrólise acima de 50 MWel, no projeto Kassø, reforçando a posição do país no cruzamento entre renováveis, derivados sintéticos e políticas de procura.²⁶

A Itália permanece relevante em ambos os mercados do biometano e do hidrogénio. No hidrogénio, o *Clean Hydrogen Monitor 2025* assinala que mais de 90% da procura italiana se concentra na refinação, o que confirma o papel potencial do hidrogénio renovável na descarbonização de usos já existentes. Em 30 de março de 2026, a Comissão aprovou, ao abrigo das regras de auxílios de estado, um regime italiano de 6 mil milhões de euros para apoiar a produção de hidrogénio renovável para os setores da indústria e dos transportes. No biometano, a Itália continua sendo um dos países onde a utilização final se concentra, em larga medida, nos transportes, e a European Biogas Association inclui a Itália entre os principais destinos do investimento privado previsto até 2030.²⁷

Em matéria de financiamento, o Banco Europeu do Hidrogénio e os leilões do Fundo de Inovação passaram a estruturar o mercado europeu e afirmar-se como o principal instrumento europeu de descoberta de preço e apoio à produção. A segunda ronda de leilões para o hidrogénio, encerrada em fevereiro de 2025, recebeu 61 candidaturas com pedidos de apoio superiores a 4,8 mil milhões de euros, tendo a Comissão selecionado 15 projetos em maio de 2025, com um apoio total de 992 milhões de euros. A terceira ronda, lançada em dezembro de 2025 com um orçamento de 1,3 mil milhões de euros, recebeu 58 candidaturas e pedidos de apoio que ascenderam a 8,4 mil milhões de euros, sinalizando um *pipeline* de projetos cada vez mais robusto. Ainda assim, a maturação do mercado europeu do hidrogénio continua condicionada por vários entraves. A Agência da União Europeia para a Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER) continua a assinalar que o hidrogénio renovável permanece, em regra, três a quatro vezes mais caro do que o hidrogénio de base fóssil, o que confirma que a maturação do mercado continuará dependente não só de apoio à oferta, mas também de instrumentos de criação e mitigação de risco da procura.²⁸

Um desenvolvimento particularmente relevante foi o lançamento da EU Energy and Raw Materials Platform. A plataforma, criada em julho de 2025, prevê diferentes mecanismos para matérias-primas, hidrogénio e gás. No caso do hidrogénio, a Comissão lançou um mecanismo de mercado sob a égide do European Hydrogen Bank para agregar procura e oferta, dar transparência ao mercado e aproximar compradores e fornecedores de hidrogénio renovável

²⁵ Hydrogen Europe, *Clean Hydrogen Monitor 2025*, secção Germany and REDIII transposition

²⁶ Hydrogen Europe, *Clean Hydrogen Monitor 2025*, secção France; International Energy Agency, *Outlook for Biogas and Biomethane*

²⁷ International Energy Agency, *Outlook for Biogas and Biomethane*; Hydrogen Europe, *Clean Hydrogen Monitor 2025*

²⁸ Comissão Europeia e CINEA, leilões do Banco Europeu do Hidrogénio/Fundo de Inovação; Agência da União Europeia para a Cooperação dos Reguladores da Energia, *Hydrogen Markets Report 2024* e recomendações subsequentes sobre infraestruturas de hidrogénio



e de baixo carbono, bem como de derivados como amónia, metanol e e-natural gas/e-methane. As inscrições abriram em julho de 2025, a primeira ronda foi lançada em novembro de 2025 e os primeiros resultados do matching foram publicados em 31 de março de 2026. No caso do gás, a mesma plataforma passou a prever um Gas Mechanism orientado para o crescimento do mercado do biometano, a agregação voluntária de procura e a compra conjunta de gás, incluindo uma consulta específica sobre matching de procura e oferta, transparência regulatória, condições de investimento e acesso a financiamento para o setor do biometano. Trata-se de um sinal particularmente importante, porque revela que a União passou a encarar a criação de mercados de moléculas renováveis não apenas como uma questão regulatória, mas também como uma questão de organização da procura.²⁹

Uma infraestrutura para o futuro

O conjunto de instrumentos legislativos e regulatórios aprovados no período converge numa conclusão essencial: a transição energética europeia já não pode ser pensada apenas em termos de produção de eletricidade renovável; exige também infraestruturas capazes de integrar moléculas renováveis, ligar produção descentralizada e consumo industrial, armazenar energia e reforçar a resiliência sistémica. A Diretiva (UE) 2024/1788 e o Regulamento (UE) 2024/1789 vêm precisamente nesse sentido.

O Pacote do Gás e do Hidrogénio, composto pela Diretiva (UE) 2024/1788 e pelo Regulamento (UE) 2024/1789, foi adotado em maio de 2024, publicado em julho de 2024 e entrou em vigor em agosto de 2024. O pacote criou as condições para um mercado europeu do hidrogénio, possibilidade de reaproveitamento de parte da infraestrutura existente de gás natural e melhoria do acesso dos gases renováveis e de baixo teor de carbono aos mercados e às infraestruturas. O mesmo pacote abriu caminho à criação da entidade europeia dos operadores de redes de transporte de hidrogénio (ENNOH) e a novas obrigações de planeamento coordenado, enquanto a evolução do mercado mostra que as decisões em matéria de eletricidade, gás e hidrogénio já não podem ser tomadas de forma isolada.³⁰

As recomendações da ACER vêm reforçar essa leitura. Em 2025, recomendou mecanismos de alocação intertemporal de custos para as futuras redes de hidrogénio, precisamente para repartir os custos iniciais entre utilizadores presentes e futuros e evitar tarifas proibitivas numa fase inicial de mercado. Em janeiro de 2026, voltou a sublinhar a necessidade de maior coordenação e consistência entre o planeamento europeu das infraestruturas de eletricidade, gás e hidrogénio, salientando que as decisões tomadas num destes setores afetam diretamente as necessidades e os custos dos restantes.

Neste novo quadro europeu, a infraestrutura de gás deixa de ser perspetivada apenas como suporte de combustíveis fósseis e passa a ser cada vez mais avaliada enquanto ativo da transição: *como plataforma para integração de biometano, como potencial base física para o desenvolvimento do mercado do hidrogénio, como instrumento de flexibilidade e armazenamento do sistema energético e como meio de ligação entre produção dispersa e centros de consumo industrial, urbano e logístico*. A Diretiva 2024/1788 refere que o

²⁹ Comissão Europeia, EU Energy and Raw Materials Platform; anúncio dos primeiros acordos tripartidos setoriais; mecanismo europeu para o hidrogénio e mecanismo do gás/biometano

³⁰ Common Futures, How costs to connect biomethane to gas grids are paid for: Analysis of financial and operational responsibilities of biomethane producers and grid operators in the EU, estudo realizado para a European Biogas Association, 18 de abril de 2025



reaproveitamento de infraestruturas de gás natural para hidrogénio pode gerar poupanças de custos e apoiar a descarbonização. Refere também que a descarbonização do mercado do gás requer integração gradual de gases renováveis e de baixo carbono, em articulação com a segurança de abastecimento e a acessibilidade dos preços.³¹

No caso do biometano, a dimensão infraestrutural é ainda mais imediata. A Comissão indica que o objetivo de 35 bcm/ano até 2030 exige superar obstáculos de licenciamento, custos de upgrading de instalações de biogás, ligação à rede e integração territorial da produção descentralizada. No seguimento do REPowerEU Roadmap towards ending Russian energy imports, apresentado pela Comissão em maio de 2025, o enquadramento europeu para o biogás e o biometano passou a incluir novas linhas de desenvolvimento orientadas para a escala de mercado, para a integração transfronteiriça e para a coordenação entre níveis de governação. Nesse contexto, a Comissão passou a equacionar a criação de um mecanismo europeu de apoio ao desenvolvimento e à comercialização de moléculas gasosas de origem não fóssil, incluindo o biometano, e a prever a constituição de uma nova rede de Estados-Membros dedicada ao biogás, na sequência dos trabalhos desenvolvidos no âmbito do Biomethane Industrial Partnership. A orientação subjacente é clara: reforço da produção interna de biometano sustentável, redução dos custos de produção e valorização dos coprodutos do setor, em particular o digerido e o dióxido de carbono biogénico, a par da simplificação dos procedimentos aplicáveis ao licenciamento e à injeção na rede.³²

A International Energy Agency estima que cerca de 30% do potencial sustentável europeu de biometano, correspondente a aproximadamente 15 bcm, se encontra a menos de 10 km de gasodutos de alta pressão, aos quais acrescem cerca de 6 bcm em clusters já dotados de infraestrutura. A experiência comparada na União aponta no sentido da partilha dos custos de ligação do biometano à rede e dos investimentos infraestruturais associados. O estudo “*How costs to connect biomethane to gas grids are paid for*” realizado em 2025 pela Common Futures, com base em informação de 22 Estados-Membros, conclui que os custos de ligação são, em regra, repartidos entre produtores e operadores de rede, sendo a parcela suportada por estes últimos integrada na base de ativos regulados e recuperada através das tarifas. O estudo mostra igualmente que, nos mercados mais desenvolvidos, investimentos como reforços de rede, estações de reversão de fluxo e malhagem das redes de distribuição são tipicamente assumidos pelos operadores, por corresponderem a ativos com utilidade sistémica.

Na Alemanha, por exemplo, os custos da estação de injeção e do troço final de ligação são repartidos, cabendo em regra 75% ao operador de rede e 25% ao produtor, em função da distância e de parâmetros regulatórios definidos; além disso, os investimentos em *reverse compression* e em malhagem da rede de distribuição são integralmente suportados pelos operadores de rede. Em Itália, a repartição varia consoante a ligação seja efetuada à rede de distribuição ou de transporte: nas ligações à rede de distribuição, foi aprovada em dezembro 2025 que 70% dos custos dos investimentos de ligação às redes de transporte ou de distribuição são atribuídos aos operadores de rede, bem como 100% dos custos dos sistemas de medição e 100% dos custos de compressão; os restantes 30% ficam a cargo dos

³¹ Hydrogen Europe, Clean Hydrogen Monitor 2025; Comissão Europeia, Commission approves €6 billion Italian State aid scheme for renewable hydrogen, 30 de março de 2026; European Biogas Association, European Biogas Association Statistical Report 2025. (European Union)

³² Comissão Europeia, Hydrogen and decarbonised gas market; Parlamento Europeu, sumário legislativo sobre o Regulamento revisto do gás e do hidrogénio. (Energy)



produtores. Em França, a partilha de custos é estruturada por componentes da ligação. No caso do gasoduto de ligação, 60% do CAPEX é suportado pelo operador de rede, até ao limite de 600.000 euros, cabendo ao produtor o remanescente; os custos operacionais são recuperados através de tarifa de injeção. Nos Países Baixos, a repartição é feita por componentes, sendo o troço final de ligação tratado como ativo do operador da rede de transporte em determinados casos, e existindo ainda períodos iniciais de ensaio suportados pelo operador da rede de distribuição. Esta abordagem permite reduzir a barreira de investimento inicial, reconhecer os benefícios de sistema associados à integração de gases renováveis e evitar que condicionantes geográficas ou infraestruturais inviabilizem projetos compatíveis com os objetivos energéticos e climáticos da União.³³

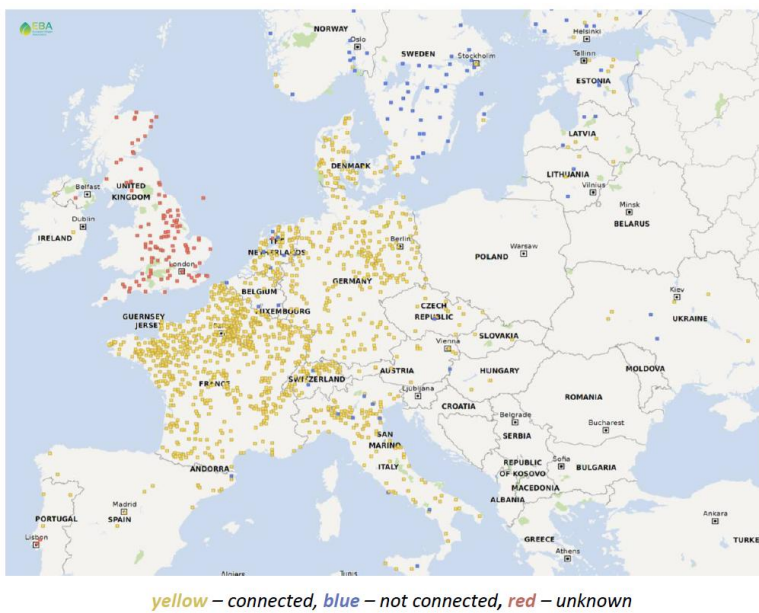


Figura 22 - “Biomethane plants connected to gas grid in Europe in 2025”, European Biogas Association Statistical Report 2025

Investimento e sinais de mercado

A aceleração dos gases renováveis também se vê na dinâmica de investimento. No caso do biometano, a Comissão continua a referir uma necessidade de cerca de 37 mil milhões de euros para atingir 35 bcm/ano em 2030. Em paralelo, a European Biogas Association identifica já cerca de 28 mil milhões de euros de investimento privado alocado até 2030, associado a 900 novas instalações e a 7,3 bcm/ano de capacidade adicional prevista. Entre os principais destinos desse investimento destacam-se Espanha (4,8 mil milhões de euros), Dinamarca (3,1 mil milhões de euros), França (1,7 mil milhões de euros) e Itália (1,3 mil milhões de euros). Estes dados mostram que o investimento privado já acompanha mercados com maior previsibilidade regulatória, melhores condições de ligação à rede e instrumentos mais claros de apoio à produção e à procura. O desafio passa agora por converter esta carteira de investimento em projetos executados, o que depende, em muitos casos, de licenciamento célere, acesso eficiente à infraestrutura e estabilidade regulatória.³⁴

³³ Comissão Europeia, Hydrogen and decarbonised gas market. (Energy)

³⁴ European Biogas Association, Statistical Report 2025; Comissão Europeia, Biomethane. (Energy)

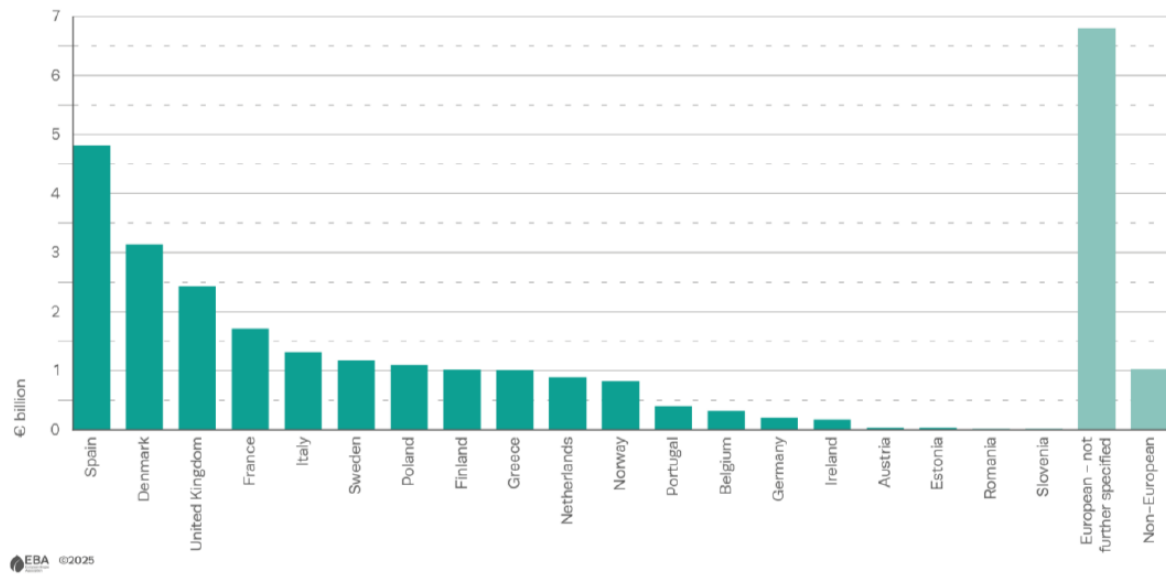


Figura 23 - “Geographical distribution of investment volumes”, European Biogas Association Statistical Report 2025

No hidrogénio, a leitura é semelhante, embora com maior fragilidade de execução. O *Clean Hydrogen Monitor 2025* estima que o setor necessitará de pelo menos 263 mil milhões de euros para satisfazer a procura regulatória até 2030. O apoio público necessário até 2034, para alinhar o setor com a meta climática de 2040, poderá superar 214 mil milhões de euros. Ao nível europeu, o relatório aponta para cerca de 9,4 mil milhões de euros de financiamento europeu atribuído ao hidrogénio até ao final de 2024, com destaque para o Innovation Fund, Horizon Europe e CEF-E. Indica ainda 4,3 mil milhões de euros atribuídos pelo Innovation Fund a 65 projetos de hidrogénio, 13,8 mil milhões de euros já alocados pelos Estados-Membros em IPCEI do hidrogénio, 250 milhões de euros para estudos de infraestrutura de hidrogénio no CEF-E e 352 milhões de euros para infraestruturas de abastecimento no CEF-T/AFIF.³⁵

A dinâmica recente dos leilões do Banco Europeu do Hidrogénio reforça esse sinal, demonstrando a existência de uma carteira crescente de projetos e de apetite do setor privado, ainda que condicionada pela necessidade de reduzir o risco da procura, baixar o custo do capital e tornar previsível o quadro regulatório.³⁶

Em síntese, no período em análise, a União Europeia consolidou um quadro político em que os gases renováveis deixaram de ser uma opção periférica e passaram a integrar, de forma cada vez mais clara, a resposta europeia aos três grandes desafios da década: descarbonizar, manter competitividade industrial e reduzir vulnerabilidades geopolíticas. O contexto recente, marcado pela persistência do objetivo de eliminar gradualmente as importações russas e pelo novo choque energético decorrente da guerra envolvendo o Irão, reforça a vantagem de fontes energéticas renováveis produzidas na Europa, armazenáveis, despacháveis e compatíveis com as infraestruturas existentes. Neste enquadramento, o biometano, o hidrogénio renovável e, progressivamente, outros gases renováveis assumem-

³⁵ Hydrogen Europe, *Clean Hydrogen Monitor 2025*, capítulo “Funding”

³⁶ Comissão Europeia, European Hydrogen Bank; IF24 Auction; Innovation Fund 2025 auctions attract almost €10 billion of bids, março de 2025 e março de 2026. (Climate Action)



se não apenas como instrumentos de cumprimento de metas climáticas, mas como ativos de segurança energética, de política industrial e de resiliência económica da União.

2. Contexto português

O RRNDG e o Decreto-Lei n.º 62/2020, com as alterações do Decreto-Lei n.º 79/2025, vêm criar um enquadramento técnico progressivamente mais favorável, ainda que Portugal continue a não ter um quadro legislativo e regulatório que facilite o desenvolvimento de projetos de gases renováveis. O RRNDG e o Decreto-Lei n.º 62/2020, com as alterações do Decreto-Lei n.º 79/2025, vêm criar um enquadramento técnico progressivamente mais favorável, ainda que Portugal continue a não ter um quadro legislativo e regulatório que facilite o desenvolvimento de projetos de gases renováveis.

No que respeita às soluções técnicas passíveis de serem utilizadas para fazer o gás renovável chegar ao SNG, o RRNDG é atualmente, fruto da revisão acima mencionada, bastante abrangente, prevendo todas as soluções que podemos encontrar noutros países:

- Ligação direta, através de uma Estação de Injeção e tubagem de ligação à rede dedicada;
- Ligação através de “Gasoduto Virtual de Bio LNG”;
- Ligação através de “Gasoduto Virtual de Bio GNC”;
- Construção de “Estações de Inversão de Fluxo”.

Com base neste regulamento estão em construção cinco ligações diretas de instalações de produção de biometano e está em pleno funcionamento o primeiro caso de entrega de biometano no SNG por recurso a BioGNL.

O quadro regulatório, porém, não é suficientemente claro em relação à necessidade de planeamento de redes e à cooperação atempada entre todos os operadores de rede para esse efeito.

O planeamento de redes requer:

- informação sobre o nível de utilização das redes de gás existentes e a disponibilidade para receber gás – “zonamento” das redes;
- informação detalhada sobre o desenvolvimento de projetos de gases renováveis – “Registo de Intenções”;
- clareza quanto às soluções efetivamente disponíveis da parte dos diversos operadores envolvidos – articulação dos planos de desenvolvimento das infraestruturas de gás.

A regulamentação deverá reforçar a necessidade de:

- Definir responsabilidades quanto à criação e formato do Registo de Intenções e tornar interessante, ou mesmo indispensável, para os promotores nele inscreverem e atualizarem o estado das suas iniciativas;
- Promover a articulação dos planos de desenvolvimento das redes, orientados à captação dos projetos registados, entre os operadores de rede – nomeadamente entre o ORT e os ORD – que permita a construção de um plano nacional que otimize as soluções técnicas previstas no regulamento.



Adicionalmente, as vantagens reconhecidas aos gases renováveis, com ênfase no biometano, justificam, no entender da Floene, a socialização de parte dos custos de ligação das instalações de produção ao SNG.

O enquadramento do PAB prevê a definição de mecanismos de *Cost-Sharing* que promovam projetos eficientes e permitam a contribuição do SNG para o respetivo desenvolvimento. Esta é uma prática instituída e com provas dadas em vários países europeus – naqueles onde a taxa de crescimento dos gases renováveis é maior.

A Tagusgás, enquanto empresa do grupo Floene, tem procurado colaborar com o regulador e contribuir para a evolução da legislação e regulamentação do sector, fazendo um *benchmark* permanente com os casos de sucesso de outros países europeus. Um esforço que procurará manter no futuro.

Licenciamento APA / DGEG

O Despacho Conjunto n.º 1/2026 (APA / DGEG) veio clarificar o enquadramento do licenciamento de unidades de produção de biometano e de outros gases de origem renovável, alinhando o processo com o regime de registo prévio previsto no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, de acordo com a redação mais recente. Trata-se assim de um regime de coordenação entre APA, DGEG e CCDR/município, para componentes ambientais, energéticas e urbanísticas, respetivamente, do licenciamento. O objetivo é o de reduzir incoerências e atrasos decorrentes de procedimentos que se encontram fragmentados.

O processo inicia-se pelo promotor do projeto, definindo a localização, tecnologia, capacidade e restantes elementos técnicos da unidade de produção de biometano ou de outro gás de origem renovável, assegurando a conformidade com os requisitos estabelecidos no Decreto-Lei n.º 62/2020. Após esta fase de preparação, o promotor terá de submeter à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) um pedido de registo prévio, agregando os elementos definidos no diploma, incluindo informação técnica, resumo ambiental e elementos necessários à avaliação de viabilidade do projeto.

Cabe assim à DGEG analisar o processo no prazo de até 30 dias, podendo requerer a colaboração ou parecer do operador da rede sempre que aplicável; nesta fase, a DGEG verifica a existência de condições técnicas de ligação, o cumprimento das disposições legais e a adequação da instrução apresentada. Se o pedido estiver incompleto ou não preencher os requisitos legais, a DGEG pode indeferir o registo prévio, ao passo que, se os requisitos forem cumpridos, proferirá deferimento e o registo prévio fica registado.

Após a aprovação do registo prévio, o promotor passa à fase de obtenção dos licenciamentos setoriais obrigatórios. Imediatamente, deve seguir o procedimento de licenciamento ambiental junto do Sistema de Informação para o Licenciamento Ambiental (SILiAmb), com a Agência Portuguesa do Ambiente (APA) integrada no CAE respetivo e a DGEG, atuando como entidade coordenadora, garantir a articulação entre os regimes ambiental e energético. Em paralelo, o promotor deve obter o licenciamento urbanístico junto da autarquia competente, segundo a legislação urbanística aplicável ao local de implantação.

Concluídas as fases de licenciamento, o promotor procede por fim à execução física da unidade de produção, respeitando o projeto e as condicionantes das licenças ambiental e urbanística. No momento da conclusão da obra, o responsável pela mesma e a entidade



instaladora elaboram e assinam a declaração de conformidade de execução da instalação, atestando que a instalação foi concretizada em conformidade com o projeto aprovado e com as licenças emitidas.

Em seguida, o promotor submete à DGEG a documentação completa para a entrada em exploração, nomeadamente: a licença ambiental, a licença urbanística e a declaração de conformidade de execução. A DGEG procede ao registo destes atos no respetivo registo prévio, passando o registo prévio a constituir condição legal para o início de exploração da unidade de produção. Só após este registo, o promotor pode iniciar a exploração da unidade, mantendo-se vinculado às condições constantes das licenças e do registo prévio.

Durante a fase de exploração, a DGEG exerce funções de fiscalização e controlo, verificando o cumprimento das condições estabelecidas no registo prévio e nas licenças. Em caso de incumprimento significativo (por exemplo, falta de licenças válidas, alterações não autorizadas ou violação de condicionantes ambientais ou urbanísticas), a DGEG pode suspender ou cancelar o registo prévio, o que impede ou condiciona a continuação da exploração da unidade de produção, reforçando assim a disciplina e a coerência do regime de licenciamento.

Este procedimento, submetido a consulta pública, visa assegurar clareza nas regras que se aplicam aos promotores de projetos de produção de gases renováveis, sendo este um marco relevante no estabelecimento de um mercado de gases renováveis. Vem também demonstrar a relevância do tópico para o país, merecendo a atenção das entidades governamentais. O Despacho Conjunto n.º 1/2026 vem constituir um marco relevante no estabelecimento de um mercado de gases renováveis em Portugal.

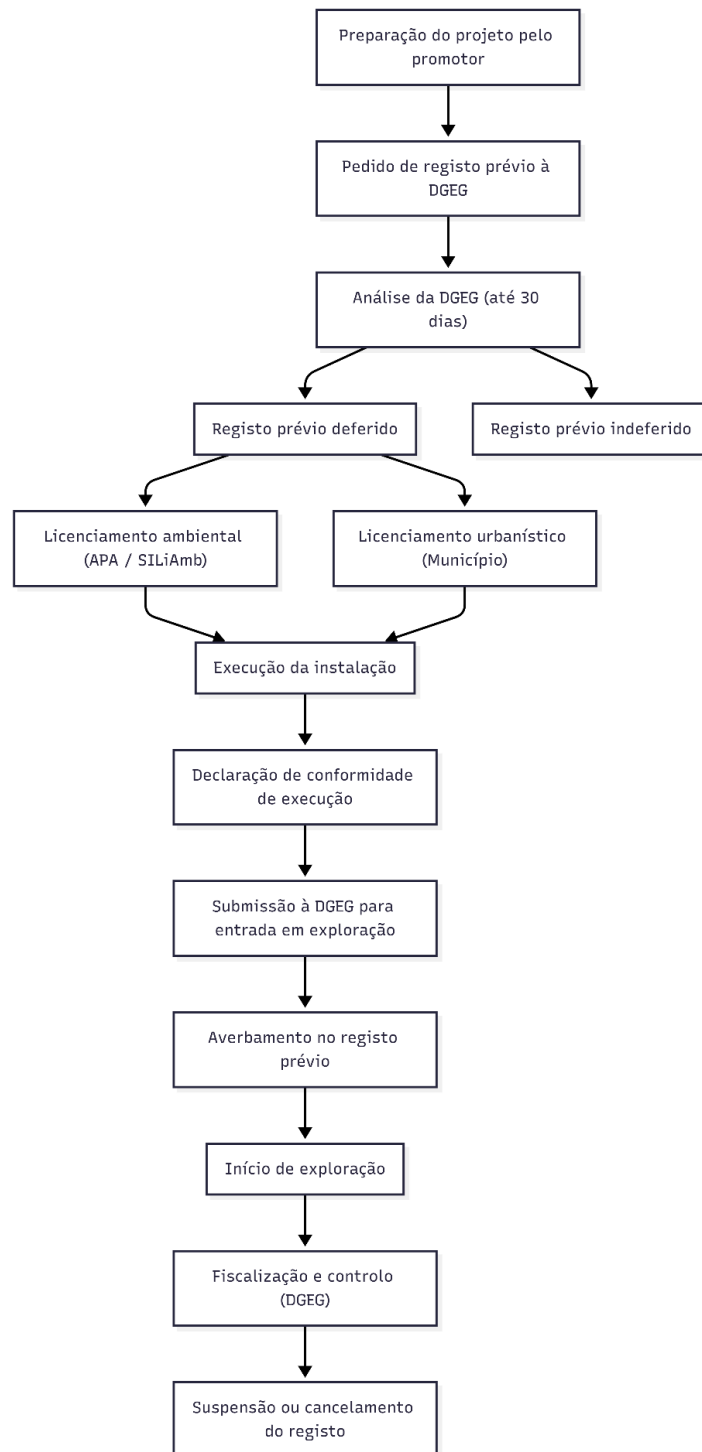


Figura 24 - Fluxograma ilustrativo do processo de registo prévio de acordo com o Despacho

Plano Nacional de Renovação de Edifícios (PNRE) – ADENE

A ADENE lançou no início deste ano um estudo intitulado Plano Nacional de Renovação de Edifícios (PNRE), enquanto instrumento de planeamento nacional alinhado com a Diretiva Europeia sobre o Desempenho Energético dos Edifícios, e tem como propósito definir uma trajetória de renovação e descarbonização do parque edificado português até 2050. O documento foi preparado para suportar a formulação de políticas públicas, orientar a atuação



das entidades competentes e enquadrar metas nacionais em matéria de eficiência energética, redução de emissões e integração de energias renováveis no setor dos edifícios.

Na base desta estratégia, a descarbonização das redes de gás surge como um eixo relevante da transição energética, na medida em que o documento reconhece a presença ainda expressiva de pontos de consumo alimentados pela rede pública de gás e a necessidade de reduzir progressivamente a dependência de combustíveis fósseis nos usos finais de energia. A orientação assumida é a de promover, de forma faseada e socialmente justa, a substituição destes vetores por soluções de menor intensidade carbónica, nomeadamente a integração de biometano e/ou hidrogénio verde, a par de eletrificação eficiente, bombas de calor e integração de produção renovável local, contribuindo simultaneamente para a redução das emissões operacionais dos edifícios.

O estudo enquadra esta transição numa lógica de política pública de longo prazo, assente em metas intermédias para 2030, 2040 e 2050, e numa monitorização contínua dos progressos alcançados. Para além da dimensão ambiental, o documento sublinha também a importância de assegurar conforto térmico, combater a pobreza energética e mitigar os impactos sociais associados ao investimento necessário para a renovação do parque edificado. Aqui, mais uma vez, destaca-se a importância da rede pública de gás como ferramenta fundamental para assegurar as necessidades energéticas do setor residencial, oferecendo uma opção sustentável e equilibrada economicamente.

Em síntese, o PNRE propõe uma abordagem integrada em que a descarbonização das redes de gás não é tratada isoladamente, mas como parte de uma transformação estrutural do sistema energético dos edifícios, orientada por objetivos de neutralidade carbónica, eficiência, segurança de abastecimento e proteção dos consumidores. Desta forma, reforça a necessidade da manutenção de uma rede de gás robusta, capilar e eficiente, que dê resposta às necessidades do setor residencial, serviços, e naturalmente indústria.

Rede do Futuro (RdF 2.0) – Atualização do estudo

A FLOENE, enquanto maior operador da rede de distribuição em Portugal, desenvolveu no passado, um estudo com a consultora Roland Berger, que tinha como objetivo cenarizar o futuro das redes de distribuição até 2050. Recentemente assistimos a uma mudança de paradigma relativamente à procura de energia, de acordo com a DGEG, merecendo por isso que este estudo fosse revisto e atualizado no decorrer de 2026, alimentado com a nova informação, permitindo uma definição mais sólida das trajetórias, bem como uma mais clara definição de políticas no contexto do sistema energético português.

Os resultados da revisão do estudo Rede do Futuro – RdF 2.0 – reforçam o papel da rede de gás como ativo essencial para o sistema energético nacional, garantindo resiliência, acessibilidade e segurança de abastecimento, que a par da crescente eletrificação da economia, serão essenciais para assegurar as necessidades futuras do país. No segmento residencial, a rede de gás mantém competitividade, sem a qual os clientes finais serão mais pressionados com o preço da energia, contribuindo para acentuar a pobreza energética. Ainda no parque habitacional, o maior custo-benefício no caminho da descarbonização é conseguido quando se convertem os clientes GPL para gás natural ou eletrificando – quando não existe disponibilidade de rede de gás. O Gás de Garrafa, é menos eficiente em termos



energéticos e económicos, devendo por isso favorecer a conversão destes clientes para gás natural, sempre que técnica e financeiramente viável.

A nível industrial, a descarbonização dos setores existentes e o aparecimento de novos, vem vincar o papel das redes de gás, servindo os gases renováveis para operacionalizar a transição energética dos setores hard-to-abate – através do incremento gradual da penetração de gases renováveis injetados na rede do SNG. Aqui, destaca-se o papel do biometano, que substituindo o Gás Natural na matriz energética, assegura que o tecido industrial dependente da infraestrutura de gás continua a operar, evitando perda de competitividade para o país.

Para se alcançar estes desígnios, será crucial um alinhamento político e um enquadramento regulatório favorável, que reconheça a mais-valia dos gases renováveis. Paralelamente é necessário promover coordenação entre a eletrificação e os gases renováveis, integrando o planeamento de redes para um sistema energético mais equilibrado e sustentável, servindo a economia nacional e o desenvolvimento do país.

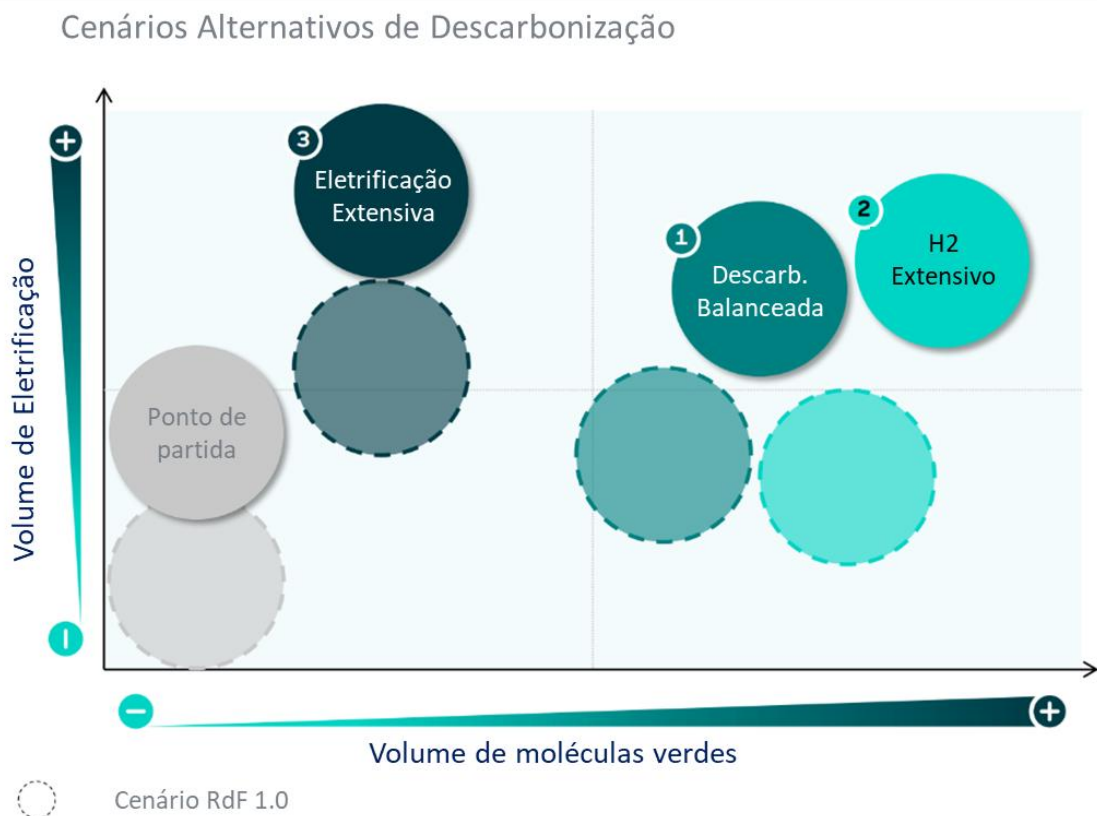


Figura 25 - Cenários de descarbonização para a rede de gás - Estudo Rede de Futuro

Os cenários revistos, de forma similar aos previamente estudados, focam-se em 3 caminhos alternativos:

- Eletrificação Extensiva;
- Descarbonização extensiva via H2;
- Descarbonização Balanceada;

De notar que no estudo RdF 2.0 que o ponto de partida considera já um volume de consumo de eletricidade muito maior do que a RdF 1.0, refletindo o aumento da procura (e projeção de



consumos) de energia elétrica que se verificou nos últimos 2 anos. As projeções são, como tal, muito mais ambiciosas no aumento da procura, em todos os cenários desenhados.

Num cenário de eletrificação extensiva, eletrões verdes são o principal vetor de descarbonização, dependendo a mesma fortemente da eletrificação dos setores residencial e serviços. Neste cenário, também a indústria seria fortemente dependente de eletricidade, tendo aqui os gases renováveis um papel secundário, servindo quase exclusivamente as indústrias *hard-to-abate*, de forma localizada.

Considerando um caminho que aposte fortemente no Hidrogénio Verde, o biometano terá uma maior resistência à adoção, com um papel mais limitado, com o hidrogénio a verificar uma rápida aceleração da sua produção. Neste cenário, a indústria vê o hidrogénio com um papel preponderante nas suas necessidades energéticas, não estando aqui limitado às *hard-to-abate*. Também nos setores residencial e serviços há uma maior penetração de hidrogénio, substituindo o atual consumo de gás natural.

O cenário de descarbonização balanceada reflete a realidade mais equilibrada e sustentável em termos económicos, aproveitando as infraestruturas existentes, e otimizando o balanço entre gases renováveis e eletrificação. Como no estudo Rede de Futuro 1.0, este caminho aproveita o máximo do potencial de produção de gases renováveis do país – assegurando uma economia circular e criação de cadeias de valor associadas. A eletrificação toma também um papel muito relevante, liderando a descarbonização residencial e dos serviços. Esta trajetória é a que conduz a um sistema globalmente mais eficiente, resiliente e custo-efetivo, e a que motivou uma análise mais detalhada.

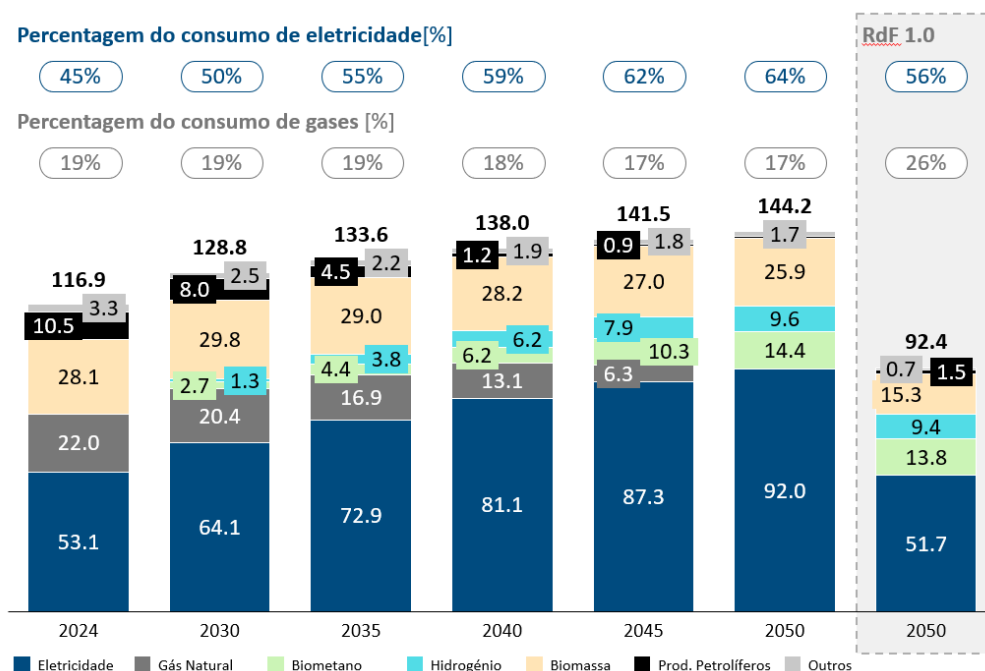


Figura 26 - Cenário base de procura de energia final por fonte – RdF 2.0 vs. RdF 1.0 [2024-2050, TWh]

Da figura em cima, realça-se o evidente aumento de procura de energia como um todo, de acordo e em linha com as novas projeções partilhadas pela DGEG. Esta revisão traduz-se num aumento da procura de energia em 23%, sendo que no gás o aumento da procura estima-se na ordem dos 9%. Apesar do aumento da procura de energia na forma gasosa, seja biometano ou hidrogénio verde, em termos relativos, o peso do gás acaba por mais reduzido. Isto



justifica-se essencialmente com o facto de o aumento da procura ser muito mais acelerado do que o consumo de gás. Esta revisão deve-se a vários fatores:

- A procura de energia irá crescer significativamente no setor industrial, principalmente nas indústrias *hard-to-abate*. A expansão de setores como o *green steel* (aço “verde”), setores como o papel e o cimento, irão ser fatores cruciais no aumento da procura de energia. Isto traduz-se num aumento de 22 TWh de procura de energia em todo o tecido industrial, de 2024 até 2050.
- No setor dos serviços, o aumento é também ele bastante acentuado – o aparecimento de *Data Centers* será o principal catalisador, com a previsão de um consumo de 11 TWh anualmente, o que se traduz num aumento de cerca de 35% na procura energética no setor dos serviços.
- Já no parque residencial, as projeções apontam agora para um decréscimo muito mais suave na procura de energia, passando de 34 para 29 TWh – revisto de 20 TWh. Esta descida é justificada, sobretudo, pelo aumento da eficiência dos equipamentos domésticos. Esta redução é, no entanto, pouco expressiva no panorama nacional, sendo que existe um aumento nos outros segmentos muito mais significativa.

No setor residencial, o impacto mais significativo verifica-se ao nível do número de pontos de consumo de gás. As projeções do estudo Rede de Futuro 1.0 eram bastante mais conservadores nas desconexões. No entanto, recentemente existiu uma onda de eletrificação do parque residencial, motivado por um elevado número de remodelações – onde os equipamentos são substituídos por equipamentos elétricos – eletrificação de novo edificado, e eletrificação do atual parque, motivado não só, mas também por campanhas como o *E-Lar*.

É, no entanto, importante salientar que o setor gasista representa também para o setor residencial um fator de resiliência e competitividade. Num contexto de tempestades cada vez mais frequentes e perante o apagão de 2025, ficou evidente que a dependência exclusiva da eletricidade aumenta a vulnerabilidade das famílias e da economia, enquanto a rede de gás garante serviços essenciais em situação de crise, reforçando a segurança de abastecimento.

Em termos de competitividade, o gás natural continua, em muitos usos residenciais, a ser mais económico do que a eletricidade e expressamente mais competitivo do que o GPL engarrafado, reduzindo custos de energia e evitando a logística e a volatilidade associadas às garrafas. Manter o gás nas residências permite, assim, um sistema mais equilibrado, em que a eletrificação avança onde é mais eficiente, mas os consumidores preservam uma alternativa acessível, robusta e tecnologicamente madura, mitigando riscos de pobreza energética durante a transição para os gases renováveis.

Este impacto, verificar-se-á também no setor industrial, caso não exista um planeamento agregado:

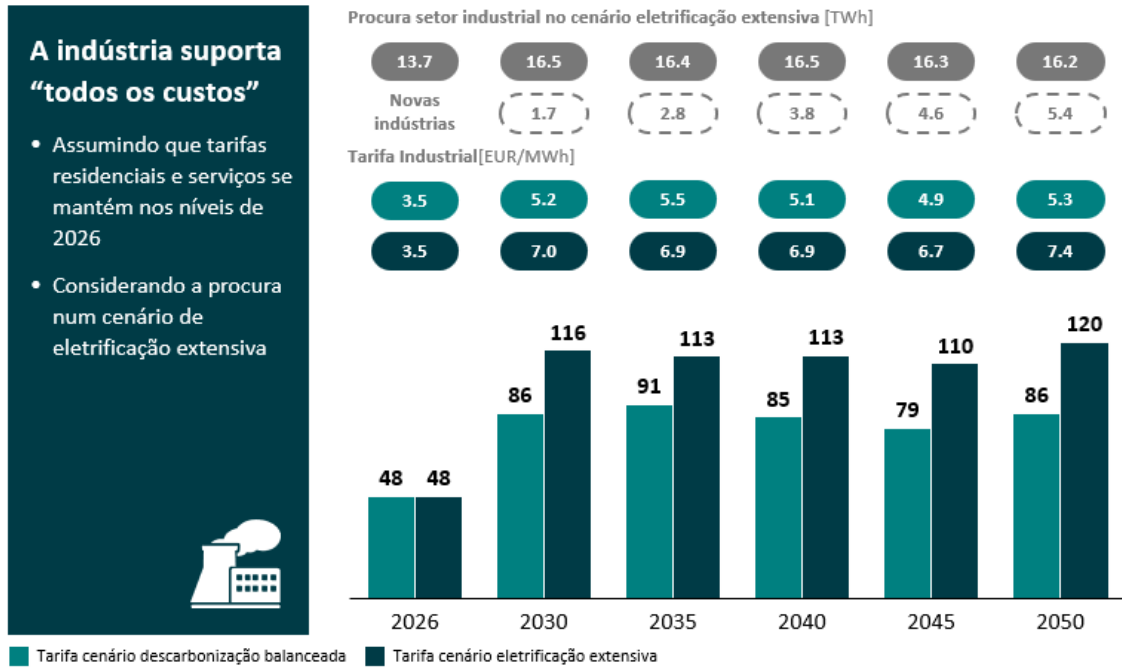


Figura 27 - Proveitos permitidos do setor industrial [2026-2050, EUR M/ano] – cenário eletrificação extensiva

Um cenário de descarbonização focado na eletrificação, poderá aumentar a pressão colocada no setor industrial. O gráfico acima ilustra bem o peso que este cenário vai colocando no setor, através das tarifas do mesmo. Se seguindo uma descarbonização equilibrada se verifica já um aumento da tarifa industrial, esta acentua-se muito mais com eletrificação extensiva, sendo reduzido o número de pontos de consumo. Este desequilíbrio vai colocar entraves à entrada de novas indústrias – onerando-as com custos de acesso insuportáveis – e colocando um esforço económico gradual crescente nas indústrias existentes, conduzindo a perda de competitividade. A economia poderá sofrer impactos significativos, com perda de cadeias de valor e extinção de postos de trabalho que de outra maneira, se irão fixar.

Não apoiar o tecido industrial, resultará, em termos práticos, de um gap tarifário de 690 m€ - custo adicional recorrente da procura no cenário de eletrificação extensiva. Adicionalmente, este cenário requer um investimento adicional de 1.043 m€ em produção elétrica para satisfazer a crescente procura e reforço da rede, garantindo que a rede permite transportar e distribuir crescentes volumes de eletrões verdes. Estas condicionantes evidenciam o papel fulcral que os gases renováveis terão no sistema energético nacional, de uma perspetiva económica, social e de sustentabilidade.

O potencial de produção de gases renováveis foi também ele revisto. A figura seguinte ilustra o crescimento esperado até 2050.

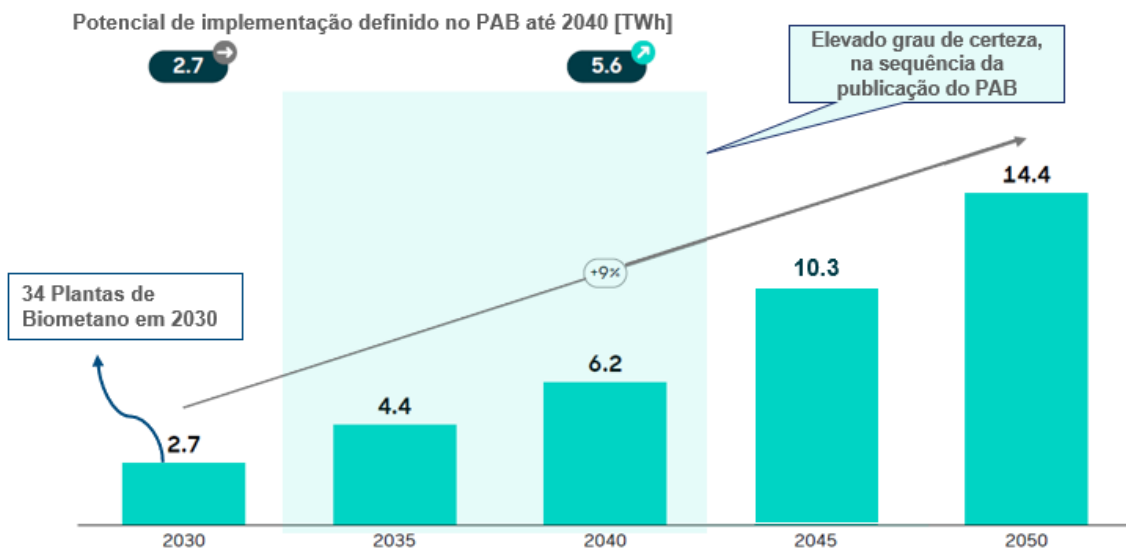


Figura 28 - Evolução da oferta de Biometano em Portugal e comparação com objetivos PAB [TWh]

A publicação do PAB, veio elevar o grau de confiança das trajetórias de crescimento do mercado do biometano. Até 2030 perspectiva-se o alcance da meta de 2,7 TWh, no entanto em 2040 é expectável – fruto de melhor aproveitamento de recursos e favorecimento de economias de escala – uma produção superior à que o PAB indicava para este ano. Em linha com o Rede de Futuro 1.0, este estudo reforça o potencial produtivo deste gás renovável, reforçando os benefícios que este traz para o país. A reta de crescimento evidencia um crescimento robusto e sustentável, que irá garantir o abastecimento do setor gasista com as suas crescentes necessidades de gás renovável. Os 14,4 TWh em 2050 representam 60% de toda a procura de gás, sendo os restantes 40% supridos por hidrogénio renovável.

No caso do Hidrogénio, ainda que a ambição se mantenha, tem-se verificado um arrefecimento do mercado, com projetos que foram adiados e uma consolidação dos projetos de maior escala, que pela sua dimensão, estão a tardar em iniciar a produção. Contudo, não é expectável que exista uma quebra relevante de capacidade produtiva em 2050, continuando este gás a servir setores *hard-to-abate* e a ser injetado em *blend* na rede.

O biometano é essencial para enfrentar os desafios de gestão de resíduos urbanos e agrícolas, enquanto apoia a economia circular nacional e reduz as emissões de metano na agricultura. O seu desenvolvimento deve ser impulsionado por uma procura de gás estável, com planeamento integrado de rede elétrica e de gás, evitando riscos para a cadeia de valor dos gases renováveis e promovendo maior produção nacional de energia.

Esta abordagem cria empregos, assegura competitividade e integra infraestrutura existente, posicionando o setor do biometano como um pilar estratégico e promissor da transição energética portuguesa, com enorme potencial de crescimento sustentável e benefícios ambientais e económicos. Um quadro político e regulamentar que reconheça explicitamente este equilíbrio, pode assegurar a exploração de todo o seu potencial, assegurando o máximo de ganho para o país.



Plano de Ação para o Biometano

O Despacho 1604/2025, de 5 de fevereiro, estabelece a base estruturante para o planeamento e implementação do Plano de Ação para o Biometano 2024–2040 (PAB) e institui o Grupo de Acompanhamento e Coordenação (GAC-PAB). Este grupo integra diversas entidades, incluindo o Grupo de Trabalho para o Desenvolvimento dos Gases Sustentáveis, que reúne os operadores de rede de distribuição (ORD) do Sistema Nacional de Gás, entre os quais a FLOENE. Nos termos definidos, o GAC-PAB tem como principais responsabilidades:

- i. Promover a execução das linhas de ação do plano, assegurando a articulação institucional e a monitorização da sua implementação;
- ii. Identificar instrumentos regulamentares e mecanismos económico-financeiros de apoio à produção de biometano;
- iii. Avaliar necessidades infraestruturais, com destaque para as ligações à rede de transporte de gás para injeção;
- iv. Definir metas específicas, incluindo objetivos de incorporação de biometano na rede pública de gás (RPG);
- v. Analisar oportunidades de utilização nos setores dos transportes e da indústria, com enfoque nas instalações abrangidas pelo Sistema de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia (SGCIE);
- vi. Propor medidas que contribuam para o desenvolvimento do mercado de biometano em Portugal.

Segundo o Despacho, está prevista a apresentação de uma proposta de revisão do PAB até 31 de dezembro de 2026, data em que cessam também as funções do GAC-PAB.

Neste âmbito, a FLOENE participou no workshop promovido pelas entidades coordenadoras, a 24 de abril de 2025. Esta sessão incluiu quatro grupos de trabalho paralelos: i) Regulamentação e Financiamento; ii) Infraestruturas e Logística; iii) Produção, Mercados e Uso; e iv) Sustentabilidade e Economia Circular, tendo como objetivo recolher contributos das entidades participantes e aprofundar a discussão de medidas já identificadas. Deste processo resultou um documento orientador conjunto, no qual foram sistematizadas as medidas propostas, respetivas entidades envolvidas e prazos de implementação. Neste contexto, os Operadores de Rede de Distribuição foram identificados como entidades responsáveis, nomeadamente, pelas seguintes iniciativas:

- M15 – Elaboração de um estudo sobre localizações de gasodutos virtuais (transporte rodoviário) e identificação de pontos de injeção na rede
 - Entidades envolvidas: LNEG e ORD
- M16 – Criação de um registo de intenções de injeção na rede por parte dos produtores de biometano
 - Entidades envolvidas: ERSE, DGEG e ORD

Neste contexto, torna-se crítico assegurar que os mecanismos e medidas em desenvolvimento reconhecem o papel dos operadores de rede de distribuição na viabilização da injeção de biometano, nomeadamente ao nível do planeamento de infraestruturas e da coordenação com os promotores. Pretende-se que a atuação no âmbito do GAC-PAB



constitua, assim, uma oportunidade para alinhar instrumentos e acelerar o desenvolvimento do mercado de biometano em Portugal.

O Plano de Ação para o Biometano (PAB)³⁷ surge num momento crucial em que a comunidade internacional se une, cada vez mais, na luta contra as alterações climáticas, comprometendo-se com metas ambiciosas para limitar o aquecimento global e promover a transição para uma economia neutra em carbono. A visão delineada no PAB reflete uma abordagem abrangente e integrada para o desenvolvimento do mercado do biometano em Portugal. Reconhece-se a importância atribuída às infraestruturas de gás como ativos-chave neste processo de descarbonização, especialmente na sua capacidade de integrar e distribuir eficientemente o biometano que venha a ser produzido no país.

No âmbito da oferta, pretende-se maximizar e valorizar a recolha de fração orgânica dos Resíduos Sólidos Urbanos para a sua aplicação em Digestão Anaeróbia, e consequente produção de biometano. Tendo em conta os potenciais de biometano existente no território nacional, as estimativas apresentadas pelo PAB e a FLOENE (RdF) estão alinhadas para o ano de 2030. Já para o ano 2040 os valores diferem, onde o estudo da FLOENE (RdF) é mais otimista quer na quantificação de resíduos e respetivo potencial que pode ser utilizado na digestão anaeróbia (DA), quer na expansão da gasificação, onde está prevista uma maior evolução e maturidade tecnológica para a produção de metano renovável. É de salientar que os números do estudo da RdF ajudaram na concertação e afinamento dos potenciais apresentados pelo PAB.

A RdF 2.0 é ainda mais ambiciosa, com uma estimativa de potencial total de biometano para 2050 (14,4 TWh), destacando-se a valorização de resíduos da indústria agroalimentar e estrumes animais. O Metano Sintético terá um peso relevante no equilíbrio da procura e oferta, prevendo-se 1,2 TWh de produção anual. Uma possível oferta total de ~14 TWh/ano de biometano, demonstra a sustentabilidade do cenário de descarbonização equilibrada e a sua capacidade real de abastecimento de metano verde a nível nacional e regional, salientando a coerência e a importância estratégica do estudo das RdF proveniente da FLOENE.

A avaliação das necessidades de novas ligações à infraestrutura atual é um passo crucial para garantir o sucesso e a expansão deste mercado. Neste campo, entende-se que a partilha dos custos de acesso à rede entre os produtores e os restantes intervenientes do SNG é também um aspeto positivo e estratégico para consolidar o mercado interno. Em paralelo, salienta-se a vital importância de ter os procedimentos das garantias de origem totalmente funcionais e operacionalizados, bem como da regulamentação das metas de incorporação 1% (DL 30-A/2022³⁸) de gases renováveis por parte dos comercializadores.

O PAB prevê o estabelecimento de metas de incorporação de biometano na rede de gás. Esta definição de cotas anuais de injeção de biometano na rede serve para desenvolver a respetiva cadeia de valor de forma a alavancar o potencial identificado para substituir o consumo de gás natural de pelos menos 9% no ano de 2030 e 19% em 2040 (em alinhamento com o potencial estimado no PAB).

³⁷ O PAB encontra-se disponível para consulta. Encontra-se em revisão

³⁸ <https://diariodarepublica.pt/dr/legislacao-consolidada/decreto-lei/2022-182491268>



Consequentemente, a capacitação dos ORD com as ferramentas necessárias para fazer o devido planeamento e execução de alterações na infraestrutura para a criação de novas ligações, sem excluir áreas que ainda não estão cobertas pela atual rede do SNG, são fundamentais. O processo de capacitação da rede deve endereçar princípios orientadores que vão ao encontro não só na definição de um uniforme do acesso à rede de consumidores atuais, mas também que incentive a captura de potencial de produção descentralizado.

A seguinte figura, proveniente do estudo RdF 2.0 da FLOENE com a Roland Berger, demonstra bem a dispersão geográfica do potencial produtivo de biometano, e a sua evolução nas próximas décadas. O processo de descentralização e ligação de produtores de gases renováveis, realizado numa ótica de otimização entre nova construção e operação de rede existente, conduzirá a um ganho económico para o país e será simultaneamente garante de que o potencial produtivo é todo ele absorvido pelo SNG.

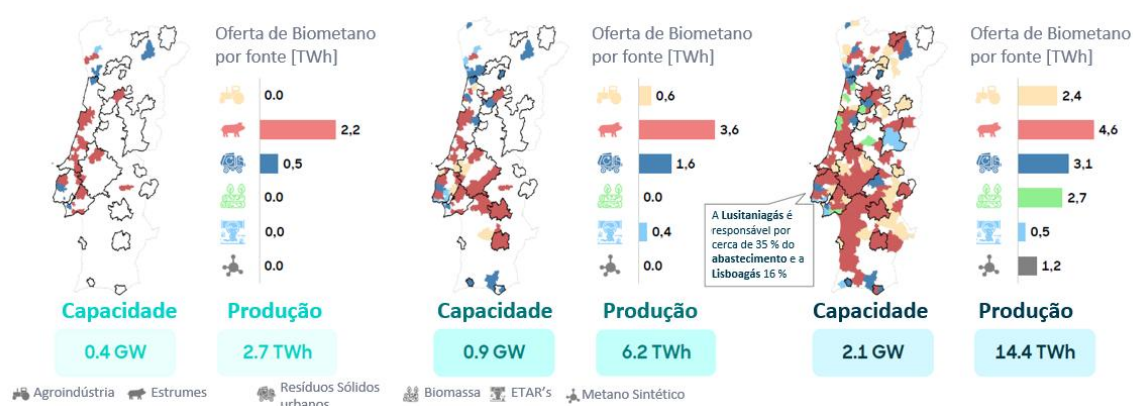


Figura 29 - Evolução da oferta de biometano no cenário de descarbonização equilibrada

Uma política de *cost sharing* é necessária - como referido no PAB - para uma eficiente e responsável expansão de rede, de forma a integrar novos produtores na rede. Isto inclui a partilha de custo entre produtor/promotor e o operador de rede, no âmbito da elegibilidade dos investimentos regulados deste, dos custos de ligação (CAPEX) e acesso à rede. E como complemento, a elaboração de estudos de viabilidade em zonas estratégicas, fazendo o mapeamento e/ou confirmação do potencial local de biometano, tomando as melhores decisões de investimento para a criação de unidades de biometano.

A criação de pipelines virtuais e comunidades de biometano é recomendada pelo PAB, reforçada pela FLOENE e necessária para o SNG. Os processos de compressão e liquefação são estratégicos para facilitar o escoamento, o equilíbrio da produção e a distribuição de biometano, consoante a oferta e a procura local. Promover a liquefação e compressão de biometano vai a favor da gestão logística de unidades autónomas de gás (UAG), em casos onde os limites físicos da rede a nível local impeçam a injeção de todo o gás produzido ou, em caso de excedente de produção, a entrega em pontos ótimos de injeção da rede distribuição.

Este plano representa não apenas uma oportunidade para Portugal liderar a transição para uma economia mais sustentável e circular, mas também para criar empregos, promover o crescimento económico e fortalecer a coesão territorial.



Indústria de Futuro e Descarbonização Sectorial

Reconhecido e aprovado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), no âmbito do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia (PPEC), a FLOENE desenvolveu, ao longo de mais de 48 meses, o projeto Indústria de Futuro³⁹ – Roteiro para a Introdução dos Gases Renováveis no Setor Industrial Nacional.

Este projeto constituiu uma iniciativa pioneira na promoção da integração de gases renováveis na indústria, contribuindo para colocar o tema na agenda dos decisores e reforçar o seu papel na descarbonização do sistema energético nacional. Assume-se, assim, como um marco relevante no caminho para a neutralidade carbónica em Portugal, ao demonstrar, de forma concreta, o potencial destes gases para ganhos de eficiência e redução de emissões, particularmente em setores industriais intensivos em energia.

Legitimando o desafio da indústria em descarbonizar, é necessária uma aproximação dos ORD aos diferentes setores, identificando, mapeando e antecipando as barreiras e necessidades específicas associadas aos processos produtivos. Não só a indústria *hard-to-abate* enfrenta dificuldades em descarbonizar, mas também de como o fazer de forma sustentável, sem perda de competitividade económica de curto, médio e longo prazo. O enquadramento setorial evidencia a necessidade de fomentar sinergias e colaboração sem descuidar diferentes realidades, especificidades técnicas e *timeline* tecnológicos.

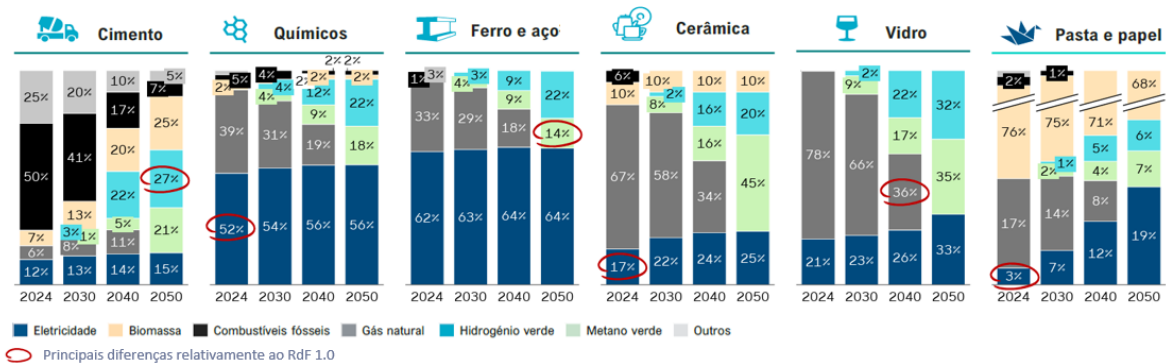


Figura 30 - Potencial evolução do mix energético das principais indústrias nacionais – RfD 2.0

Os gráficos da Figura 30 - Potencial evolução do mix energético das principais indústrias nacionais – RfD 2.0

, ilustram o caminho perspetivado no estudo Rede de Futuro, para diferentes indústrias, nomeadamente a evolução do mix de consumo energético intensivo e o seu papel na matriz energética neutra de cada indústria. Evidencia-se assim que os caminhos para a neutralidade carbónica são distintos, não só pelo ponto de partida ser díspar, mas também como pela evolução dentro de cada setor se fazer a ritmos e intensidades de transição distintas. Tal facto, deverá certamente criar uma lógica de planeamento energético em que se respeitem diferentes caminhos de descarbonização, permitindo a cada indústria aplicar não só a principal tecnologia disponível, mas também a mais custo-eficaz em cada década.

³⁹ Informação complementar do projeto no website do mesmo: <https://www.industriadefuturo.pt/>



No âmbito do projeto Indústria de Futuro (PPEC), foram desenvolvidas iniciativas de capacitação, sensibilização e partilha de conhecimento técnico-científico, com destaque para a realização de workshops e ações distribuídas ao longo da sua área de operação. O projeto contou com a participação de um ecossistema alargado de parceiros, incluindo a Confederação Empresarial de Portugal (CIP), a Associação Industrial Portuguesa (AIP), o ISQ, a Associação Portuguesa da Energia (APE), bem como associações industriais como a Associação dos Industriais de Vidro de Embalagem (AIVE), Associação Portuguesa das Indústrias Cerâmicas e Cristalaria (APICER) e Associação dos Industriais Metalúrgicos e Metalomecânicos e Afins de Portugal (AIMMAP), entre outros.

No total, as iniciativas envolveram mais de 2 600 inscrições (~240/ação), representando cerca de 280 entidades de mais de 30 setores de atividade. Foram mobilizados mais de 100 profissionais em ações de formação avançada, realizadas 20 diagnósticos energéticos e apresentados 26 casos de estudo, com a participação de mais de 100 oradores. Estas ações permitiram não só divulgar boas práticas e soluções tecnológicas associadas à incorporação de gases renováveis, mas também identificar necessidades concretas das indústrias, apoiar a definição de medidas de eficiência e quantificar potenciais reduções de emissões.

Através desta abordagem colaborativa e orientada para a ação, foi possível reforçar a capacidade das indústrias para avaliar e implementar soluções de substituição de combustíveis e integração de gases renováveis, enquanto se consolidou o posicionamento da FLOENE como parceiro estratégico e facilitador da transição energética no setor industrial.

Existe uma disponibilidade em adotar os equipamentos e as tecnologias, e receptividade a uma mudança para uma economia neutra em carbono, assim que esta se torne económica e tecnologicamente maturada. Para além disso, o hidrogénio e o biometano são tidos como caminhos seguros para a descarbonização, sendo veículo da redução da pegada carbónica para diferentes setores e processos. Esta transição será, naturalmente, mais eficiente e célere, em sintonia com os apoios e subsídios que venham a ser disponibilizados. Um apoio CAPEX e subsídios OPEX irão ajudar a manter a competitividade do setor industrial a longo prazo, antecipando a adaptação a novas tecnologias e novas fontes energéticas.

A grande necessidade identificada, é a de maior disponibilidade dos gases e é esse o grande desafio para a rede. É urgente a incorporação de gases renováveis, ajudando a tomar decisões informadas e sustentadas, sem perder competitividade e assegurando abastecimento energético.

Em paralelo, e num sentido convergente nos resultados do projeto Indústria de Futuro (no âmbito PPEC), no âmbito do PRR, as maiores e principais associações sectoriais da indústria portuguesa tem vindo a publicar os seus roteiros descarbonização, evidenciando na maioria deles uma relevância total das redes de gás, e em especial do biometano.

Exemplo disso, são os principais roteiros setoriais, a saber:

- No setor químico, o “roteiro RNCIQ PT 2050” considera o hidrogénio verde como elemento fundamental do processo e como fonte de calor de média-alta temperatura, com a rede de gás como “corredor” para canalizar este gás renovável em clusters industriais; o biometano é visto como complemento para reduzir emissões nos fornos a combustão;
- No setor metalúrgico, o “Roteiro de Descarbonização do METAL PORTUGAL” aposta em gases renováveis como hidrogénio e biometano para descarbonização de



processos térmicos (tratamentos térmicos, fornalhas de aquecimento, etc.), utilizando a rede de gás como forma de aceder a energia renovável de forma desagregada e menos dispendiosa do que soluções exclusivamente elétricas;

- No setor cerâmico e da cristalaria, o “CeramicLowCO” identifica o biometano e o hidrogénio como alavancas fundamentais na competitividade do sector, referenciando uma necessidade efetiva de biometano a rondar os 2TWh para o horizonte 2030 -2040.
- No setor do vidro de embalagem, o “RODIV2050” destaca o uso de hidrogénio em mistura com gás natural como catalisador da transição para fornos de alta temperatura, com projeção de caminhar gradualmente a partir de 2030–2035, com um consumo de biometano necessário estimado entre os 1.3-1.8 TWh em 2030, até um valor de 2.6TWh em 2050,
- No setor do cimento, o “Roteiro ATIC 2050” destaca instrumentos como os combustíveis alternativos, com especial os resíduos, biomassa e gases renováveis, em especial o hidrogénio verde, como indutor de competitividade e descarbonização num horizonte 2040-2050.

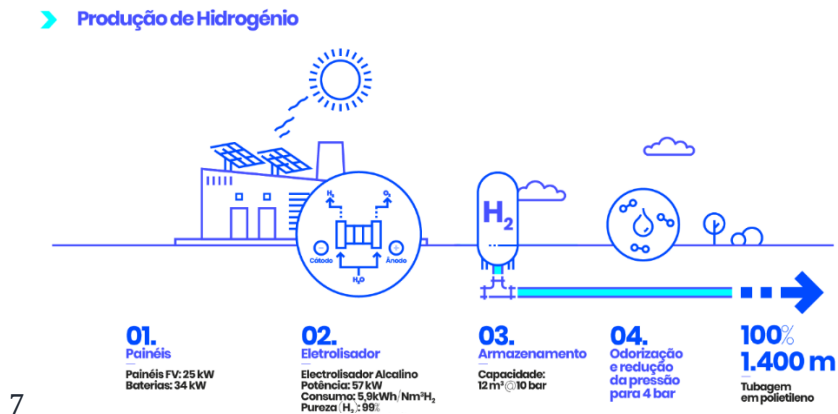
Green Pipeline Project

A FLOENE lidera o projeto *Green Pipeline Project*⁴⁰, um marco pioneiro no país e único até ao momento, que visa a injeção de hidrogénio renovável na rede de gás. Este projeto, reconhecido pelo FAI – Fundo de Apoio à Inovação - como de "Mérito Excepcional", visa contribuir com conhecimento tanto para os operadores de rede de distribuição quanto para o país em geral. Para os ORD, este projeto permite adquirir conhecimento essencial para a incorporação de hidrogénio renovável, alinhado com o Decreto-Lei nº62/2020⁴¹, avaliar o impacto do hidrogénio nos ativos e otimizar a gestão das redes. Para o país, pretende enquadrar a infraestrutura de distribuição de gás, reduzir custos e barreiras à entrada de hidrogénio, promover energia renovável e contribuir para os objetivos nacionais de energia e clima.

Este projeto é um marco na descarbonização das redes de distribuição, uma vez que permitiu adquirir conhecimento extremamente valioso que no futuro facilitará a expansão do volume de hidrogénio, que terá um papel crescente na distribuição de energia. Estão, à data, conectados 83 clientes, entre consumidores residenciais, setor terciário e indústria: fundamental para oferecer uma imagem realista do perfil português de consumo regional.

⁴⁰ Website do projeto, com informação atualizada: <https://greenpipeline.pt/en/>

⁴¹ <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/62-a-2020-141967954>



7

Figura 31 - Esquema de produção de hidrogénio e veiculação na tubagem de PE - Esquema interno

Neste âmbito, torna-se fundamental que os novos projetos piloto, à semelhança do que aconteceu no *Green Pipeline Project*, sejam suportados pelo desenvolvimento da infraestrutura de distribuição, sob pena de não chegarem a ser desenvolvidos, perdendo o potencial de crescimento, inovação e descarbonização quer para os operadores, quer para o país. Ora neste sentido, a FLOENE tem desenvolvido os esforços para que esta realidade se concretize, alicerçando este progresso no conhecimento profundo do mercado da distribuição de gás e toda a sua envolvente, otimizando os recursos e minimizando os custos associados. De facto, a nova tubagem afeta ao *Green Pipeline Project*, como uma extensão de 1400 metros, veicula 100% de hidrogénio, sendo que mais de 7,5 quilómetros estão a operar com uma mistura gasosa. Esta mistura tem tido valores crescentes da percentagem em volume de Hidrogénio verde, sendo a meta os 20% de injeção de H₂ na rede.

O aparecimento de novos projetos sob os quais incida o conhecimento adquirido no *Green Pipeline Project*, devam ser considerados em expansões futuras da rede. Notando ainda que os projetos de injeção de hidrogénio têm crescido em número, e diversificado geograficamente, é necessário que o acompanhamento destes desenvolvimentos seja célere e eficaz, o que também só será possível quando aliada à experiência setorial dos operadores de rede.

O sucesso do projeto tem ficado espelhado pelo interesse internacional que tem suscitado em diversas entidades e organizações externas. Neste contexto, o projeto tem recebido inúmeras visitas, de que se salientam as da Embaixada da Alemanha e do Japão, de instituições académicas do Brasil, da Federação Económica de Shikoku (Japão) e da Korean Gas Safety Corporation (entidade que produz as peças regulatórias que são adotadas pelo sistema gasista Coreano), para além de outros parceiros e pares do mercado do hidrogénio. Tem também a Floene recebido parceiros académicos, como a prestigiada AESE, o Instituto Politécnico de Setúbal e o Instituto Superior Técnico.

Ainda no contexto académico, foi promovido no ano 2025 de forma pioneira uma micro-credencial sobre Hidrogénio – curso de curta duração com atribuição de créditos ECTS – na Universidade de Aveiro em parceria com a Floene, intitulada: “*Fundamentos e Operações de Hidrogénio*”. A formação reuniu profissionais do setor da energia, profissionais de fornecedores de tecnologia e estudantes universitários, criando um espaço de aprendizagem partilhada, onde o conhecimento académico se cruzou com a experiência prática da indústria. Este curso combinou uma base científica sólida - produção, transporte, armazenamento e



segurança - com aplicação prática no terreno, onde os alunos tiveram oportunidade de ver em primeira mão o projeto piloto de hidrogénio. O Green Pipeline Project recebeu os alunos já na reta final do curso, permitindo que o conhecimento adquirido fosse complementado com este contacto com um projeto já implementado.

Comprova-se aqui a importância estratégica que este gás tem para o país, com um crescente interesse junto quer de instituições académicas, fornecedores de equipamento e promotores, cimentando cadeias de valor e promovendo o conhecimento deste gás e do seu papel na matriz energética. Desataca-se também o pioneirismo levado a cabo pela Floene, com relevância também para outras economias, que encontram e reconhecem no *Green Pipeline Project* um passo importante de descarbonização, um marco de inovação e uma oportunidade de aprendizagem.

Impacto H2 nas Redes

A injeção de hidrogénio nas redes de gás é uma prática ainda pouco desenvolvida a nível mundial, que coloca várias questões técnicas, para as quais a FLOENE procurou preparar-se através do Green Pipeline Project.

Um ponto fundamental é entender a adequabilidade das redes para receber hidrogénio. Portugal possui, à partida, uma estrutura de distribuição privilegiada neste contexto, dado ser uma das infraestruturas mais modernas da Europa, com uma idade média de cerca de 17 anos.

A maioria dos gasodutos da rede de baixa pressão é construída em polietileno (94%), material adequado à veiculação de hidrogénio, como se pode verificar na Infografia publicada pelo Marcogaz – A Associação Técnica da Indústria Europeia do Gás. A rede de média pressão é construída em aço e, de acordo com a avaliação inicial do Estudo de Retrofit (ver ponto 3.2.5.2), é também adequada para veicular misturas até 20% de hidrogénio. Esta estrutura permite assim veicular hidrogénio de forma segura.

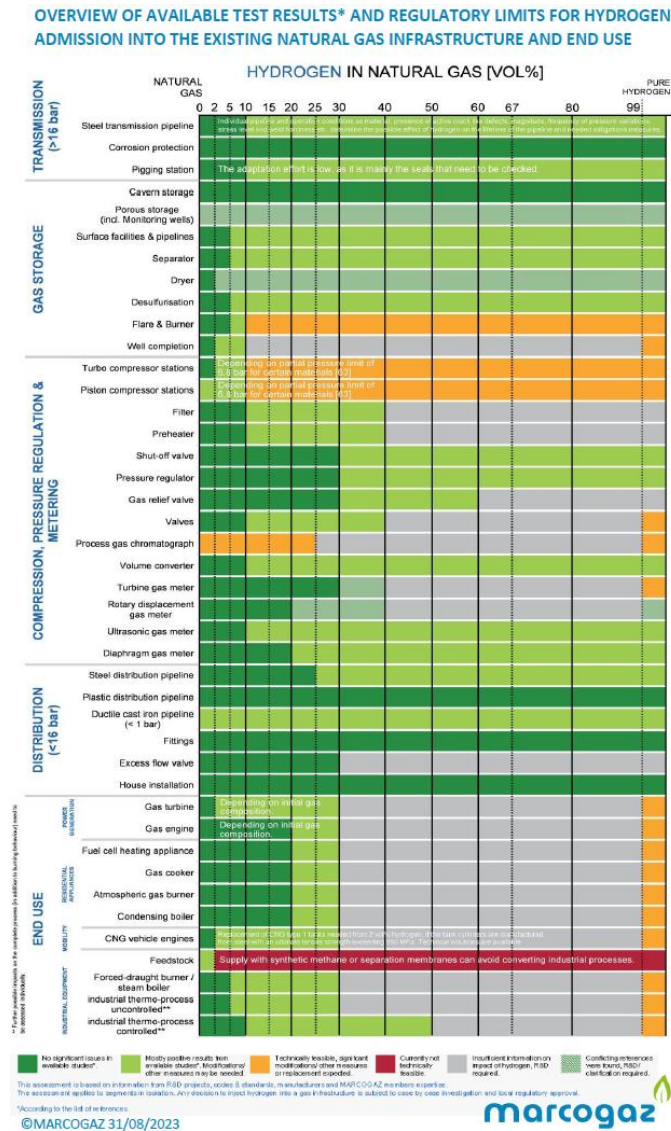


Figura 32 - Visão global de níveis admissíveis de H2 na rede existente e de acordo com o fim. Fonte: Marcogaz

Importa referir que estudos internacionais disponíveis, com relevo para o Projeto THyGA42, apontam para a ausência de questões significativas nas utilizações de gases de mistura em consumidores residenciais e terciários. Já no que respeita às utilizações industriais será necessário ser mais cauteloso, na medida em que alguns equipamentos ou processos poderão necessitar de ajustes.

Os estudos realizados no âmbito do projeto Retrofit concluem que a injeção de hidrogénio nas redes é exequível, mas que é impreterível compreender em detalhe e continuar a aprofundar as implicações desta incorporação para o sistema gasista.

Plano de Mitigação dos Riscos da Injeção de Hidrogénio

No âmbito da mistura de hidrogénio nas redes, a FLOENE, confrontada com projetos comerciais concretos e com a perspetiva de um deles poder iniciar a injeção comercial no 1º

⁴² <https://thyga-project.eu/>



semestre de 2026 está a preparar um plano de mitigação dos riscos e efeitos associados, que apresentou oportunamente aos Reguladores Técnico e Económico – DGEG e ERSE.

O plano em causa identifica, de forma exaustiva, os riscos que se podem colocar, apontando soluções para aqueles que estão sob controlo da FLOENE, e deixando à consideração linhas de atuação mitigadoras para os casos que transcendem a sua responsabilidade/possibilidade de atuação.

Conforme mencionado anteriormente, os riscos reconhecidos dizem respeito, na sua esmagadora maioria, à utilização da mistura, já que a rede e equipamentos operados pela FLOENE são considerados adequados.

No que respeita à utilização das misturas, o plano aborda, de um modo geral, as inspeções às instalações de utilização, já que, para além de obrigatórias, a FLOENE entende que contribuem decisivamente para a segurança e economia de utilização do gás, com ou sem mistura de hidrogénio.

A realização de campanhas de informação junto dos utilizadores, poderá ser outra das iniciativas a avaliar e desenvolver pela DGEG, no sentido de contribuir para a literacia dos utilizadores, bem como abordar a importância da validade dos certificados de inspeção.

Adicionalmente, a FLOENE prevê ainda divulgar, junto das comunidades localizadas em zonas onde venham a existir misturas de gás natural e hidrogénio, a existência destes projetos, incluindo as datas previsíveis para arranque da injeção e a qualidade da mistura distribuída.

No que respeita aos consumidores industriais, a FLOENE continuará a desenvolver uma comunicação direta que apoie os consumidores, relativamente ao gás que irão consumir, para que estes possam avaliar o impacto do mesmo nos seus processos.

Retrofit Project

Com o intuito de perceber a adequabilidade do sistema nacional gasista para incorporar hidrogénio, foi desenvolvido o projeto *Retrofit*, em parceria com a consultora neerlandesa *Kiwa*⁴³. Este projeto foi estruturado em 2 fases complementares, assentando a primeira fase em 3 pilares: (i) avaliação e análise da composição da rede nacional de gás, detalhando as características dos ativos de rede, (ii) estudo da adequabilidade dos ativos para receber hidrogénio e (iii) determinação das necessidades de substituição de ativos de rede, bem como dos que necessitam ser testados laboratorialmente. Esta última fase considera 2 cenários: o da incorporação de 20% de hidrogénio, veiculando uma mistura deste gás renovável e gás natural (ou biometano); e um cenário de 100% hidrogénio. Em suma, pretende-se concluir a compatibilidade dos atuais ativos com o hidrogénio.

A primeira fase do projeto já se encontra concluída. As conclusões são, em traços gerais, de que a maioria dos ativos na rede de distribuição de gás estão preparados para incorporar uma mistura de 20% de hidrogénio, sem precisar de adaptações. O estudo indica, no entanto, pontos chave a considerar:

- Necessidade de testar os reguladores de pressão, nas condições indicadas;

⁴³ Consultora neerlandesa especializada em certificação de equipamentos



- Algumas juntas e materiais usados ainda são uma incógnita quando se trata de lidar com hidrogénio. Uma análise mais fina aos mesmos foi recomendada;
- Os contadores de gás podem necessitar de uma verificação extra que garanta que funcionam bem com a mistura de hidrogénio;
- Alguns dispositivos podem precisar de pequenas modificações para garantir que funcionem sem restrição com essa mistura. Equipamento doméstico está, quase na totalidade, preparado para receber 20% de hidrogénio, deixando apenas equipamentos industriais com a necessidade de análise.

No cenário 100% hidrogénio, existe ainda uma escassez de informação credível quanto à sua adequabilidade, nomeadamente por parte dos fabricantes. Sendo que a incorporação de hidrogénio nas redes é uma realidade recente, existe uma informação limitada quanto à adequabilidade dos ativos para receber estes gases ainda não foi amplamente testada. Adicionalmente, dadas as dimensões que alguns equipamentos de rede possuem, torna-se difícil replicar laboratorialmente o comportamento de todos eles. Sendo a meta dos 100% de hidrogénio importante para a descarbonização do sistema nacional de gás, apresentaram-se as seguintes conclusões para este cenário:

- A maioria dos gasodutos existentes podem ser usados com hidrogénio puro. Foi, no entanto, recomendada a execução de teste de stress em gasodutos de aço para determinadas pressões;
- São necessários testes aos reguladores de pressão, válvulas e outras conexões para este cenário;
- Os detetores de gás terão de ser substituídos por outros específicos para hidrogénio;
- Equipamentos residenciais e industriais terão de ser substituídos.

O relatório final desenvolvido pela Kiwa apresenta com detalhe todos os dados relevantes para a avaliação da rede, permitindo o planeamento e renovação da infraestrutura.

Neste âmbito, a FLOENE avançou com uma segunda fase do estudo, em parceria com a mesma consultora. Esta fase, focada em análises laboratoriais, avaliou o comportamento dos reguladores instalados nas instalações dos consumidores finais (coletivas e individuais), com o objetivo de assegurar a transição expectável.

Os resultados foram positivos e permitem concluir que o desempenho dos reguladores atualmente instalados nas instalações de clientes domésticos é semelhante para gás natural, misturas de gás natural com hidrogénio e hidrogénio a 100%.

Durante o ano de 2025, foi conduzido, em articulação com o Instituto de Soldadura e Qualidade (ISQ), enquanto entidade independente de inspeção de gás, o processo de validação dos estudos previamente desenvolvidos pela KIWA e posteriormente revistos pela FLOENE (roadmap atualizado). Estes estudos incidiram sobre a avaliação da adequação da rede primária de distribuição de gás existente para a operação com hidrogénio, abrangendo cenários de mistura de hidrogénio com gás natural (até 20% H₂, em volume) e de operação com hidrogénio puro (100% H₂).

Na sequência da análise efetuada, o ISQ certifica que a infraestrutura de gás apresenta condições para receber e transportar hidrogénio nos cenários considerados, considerando a execução prévia, antes da injeção a 100% de hidrogénio na RNDG, das atividades previstas no plano de implementação revisto pela FLOENE.



A FLOENE dará continuidade ao Roadmap revisto, com especial enfoque na definição da pressão máxima de operação (Maximum Allowable Operating Pressure – MAOP) das tubagens sob novas condições, garantindo o cumprimento do código ASME B31.12, assim como realizar a avaliação de risco fundamental para definir as medidas de controlo que assegurem a integridade e segurança do sistema após a colocação em serviço com 100% hidrogénio.

Papel das Redes de Gás

Manifestações de Interesse

A publicação do Plano Nacional do Hidrogénio, em 2020 e do Dec. Lei 62/2020, associada aos programas de apoio ao investimento – POSEUR e PRR – consolidados pela publicação de revisões dos regulamentos aplicáveis ao RNDG e RNTG – Despachos 806C e 806B de 2022 e Despachos 2791/2025 e 3264/2025 de 2025, da DGEG) – vieram dar grande incentivo ao aparecimento de projetos de injeção de hidrogénio.

A FLOENE recebeu, desde o início de 2021, cerca de 255 pedidos de informação sobre condições de injeção de hidrogénio na rede, dos quais 12 obtiveram o Registo Prévio da DGEG e um deles encontra-se em pleno desenvolvimento, devendo iniciar a produção no 1º semestre de 2026.

Com a divulgação do Plano de Ação para o Biometano no início de 2024, o biometano passou a receber maior atenção por parte do Governo e dos promotores.

Esse interesse pode ser observado pelo número significativo de pedidos de informação referentes a estes projetos. Até à data, a Floene registou 107 pedidos de informação, dos quais 12 já obtiveram Registo Prévio.

Importa salientar que a logística de transporte dos resíduos, a partir dos quais se produz o biogás/biometano, dita geralmente que as instalações de produção fiquem situadas em locais afastados da rede de gás, requerendo longas ligações, onde esta não tem consumo suficiente, ou mesmo onde não há rede.

No âmbito das suas responsabilidades de planeamento, a Tagusgás, enquanto empresa do Grupo Floene, tem vindo a desenvolver soluções alternativas, que permitam o aproveitamento daquele recurso, tendo promovido com sucesso, no âmbito do PAB, soluções baseadas nos chamados “Gasodutos Virtuais”, em fase líquida, utilizando a infraestrutura instalada de transporte de GNL para as UAG concessionadas – em tudo idêntico ao transporte de BioGNL – e, ultimamente, em fase gasosa comprimida, que pode constituir uma alternativa ao BioGNL, em determinadas situações.

A implementação de “Gasodutos Virtuais” na fase gasosa requer a instalação de Estações de Descompressão, onde se faça a descarga dos trailers de biometano comprimido e subsequente injeção na RNDG.

Com a última revisão regulamentar, as Estações de Descompressão passaram a integrar o leque de soluções previstas.

A Floene fez um estudo da exequibilidade da utilização deste tipo de gasodutos virtuais, tendo concluído que os mesmos só serão mais vantajosos que a ligação por tubagem dedicada, ou por gasoduto virtual de BioGNL, se o transporte for fortemente apoiado.



Touchpoints com Produtores de Gases Renováveis (Auscultação de Prioridades)

Durante o ano de 2025, a Floene desenvolveu um conjunto de ações que visavam uma aproximação do setor da distribuição aos produtores/promotores de gases renováveis (biometano e hidrogénio verde), de modo a melhor entender as dores de crescimento do setor e facilitar a partilha de informação, boas práticas e soluções que estes estão a encontrar para desenvolver o mercado.

Neste contexto, foi promovido junto das entidades que contactaram a Floene via Gases Renováveis um questionário, com o propósito de auscultar o mercado e promover ações que permitam alavancar o mesmo.

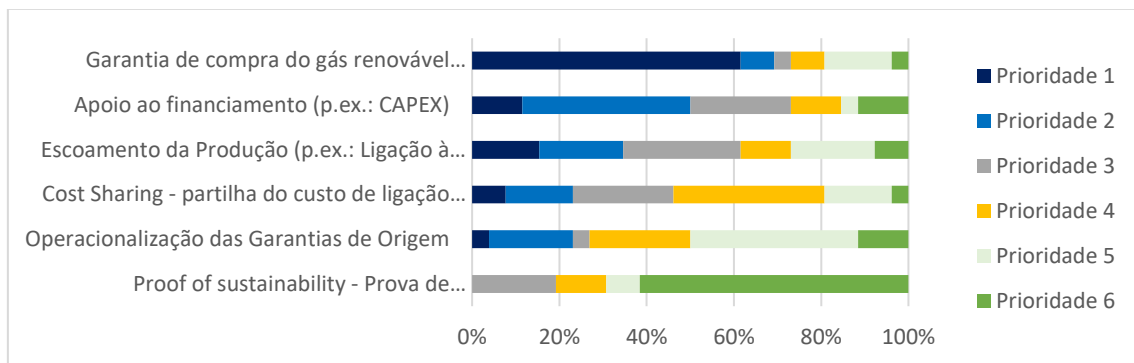


Figura 33 - Priorização dos fatores prioritários para o desenvolvimento do mercado dos Gases Renováveis

Com uma exceção clara da garantia de compra do gás renovável, fator indicado como prioritário para cerca de dois terços dos produtores, existe uma elevada dispersão de prioridades. Cada promotor identifica, com diferentes graus de prioridade, fatores como o apoio ao financiamento, escoamento da produção – assegurando uma ligação à rede que permita injetar todo o gás produzido – ou o *cost-sharing*, suportando uma partilha de custos de ligação à rede, como fatores importantes para o desenvolvimento dos seus projetos. Esta evidência, mostra que existem diferentes alavancas de mercado que são necessárias aplicar para assegurar que o potencial de produção é realizado.

Foi também pedido aos mesmos produtores que indicassem, por ordem de prioridade, a maior dificuldade e /ou barreira que identificaram no desenvolvimento dos seus projetos. Os resultados são detalhados de seguida:

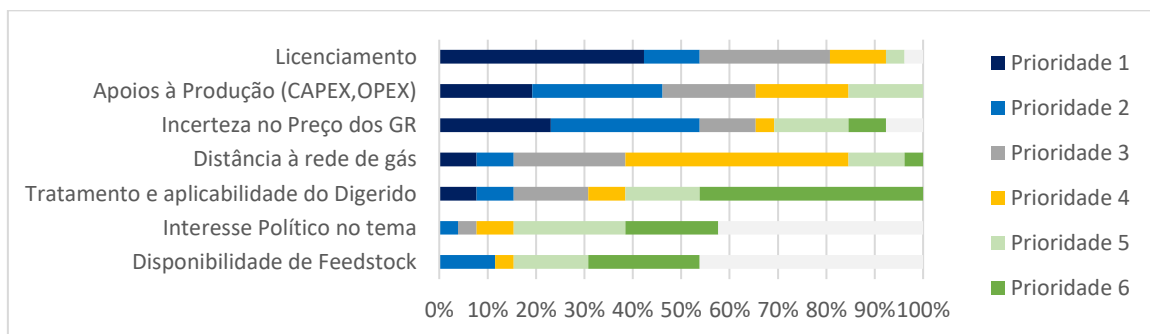


Figura 34 - Principais barreiras/dificuldades ao desenvolvimento de projetos, priorizado

O principal desafio encontrado pelos produtores, é o licenciamento – seja ele ambiental, municipal ou de atividade industrial. Este resultado, evidencia que o mercado se encontra



ainda em fase embrionária, e como tal muitos projetos estão a encontrar barreiras na génese dos mesmos.

É, no entanto, de salientar que a distância à rede de gás se coloca também como uma dificuldade identificada pelos promotores, dado que apesar do elevado alcance das mesmas, o *feedstock* para projetos de biometano encontra-se, com frequência, em zonas rurais e que como tal nem sempre dispõe de infraestrutura de gás nas imediações.

Com estes resultados, foram promovidas ciclicamente sessões de apresentação dos mesmos, onde se reuniram os produtores, havendo oportunidade de um criar um debate entre todos, partilhando em detalhe o porquê destes resultados e medidas concretas que podem ser tomadas para mitigar alguns dos riscos associados, nomeadamente aquelas que do ponto de vista regulamentar poderiam “de facto” acelerar o desenvolvimento dos projetos: i) Leilões e/quotas de incorporação de gases renováveis; ii) Mecanismo de apoio ao CAPEX (rede e equipamentos); e iii) Regulamentação clara e transparente no processos de licenciamentos das unidades.

Capacitação da Rede para Gases Renováveis

As redes de distribuição permitem, pela sua capilaridade, ligar com facilidade muitas instalações de produção de gases renováveis, seja hidrogénio ou biometano.

Para além disso estas redes são constituídas, conforme anteriormente referido, de materiais adequados, quer à veiculação de hidrogénio, quer de biometano – este último em tudo similar ao gás natural.

Planeamento e Gestão da Rede

O crescimento das redes de gás, fazendo face aos variados pedidos de injeção na rede, é uma necessidade emergente do sistema gasista. É, no entanto, um empreendimento extremamente complexo e dispendioso, pelo que o seu planeamento cuidadoso é uma prioridade do sistema.

A FLOENE está empenhada em dar continuidade a esse desenvolvimento, porque considera que a descarbonização assim o exigirá. A equipa de projeto desenvolve estudos detalhados das possíveis expansões da rede, permitindo a captação de novos produtores e o abastecimento de novos clientes. É necessária uma análise compreensiva dos novos troços, que considere o volume de gás produzido e o ponto de injeção, que permita escoar todo esse gás. O conhecimento profundo da rede permite, desta forma, otimizar estas conexões, como exemplificado na figura seguinte.

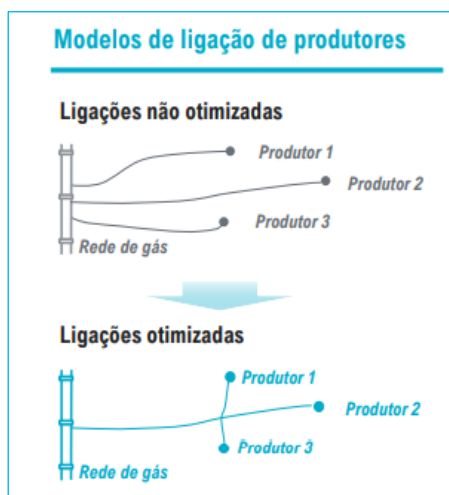


Figura 35 - Esquema exemplificativo de uma otimização das ligações de produtores à rede

Ao nível do biometano, será necessário primeiramente uma validação do potencial produtivo junto dos potenciais produtores deste gás. Esse estudo, em detalhe, oferecerá uma imagem mais minuciosa do potencial de descarbonização através do biometano, que conduzirá a uma análise estrutural da rede gasista, e a sua planificação de acordo com estes dados. Evidente fica que potenciais produtores, remotos geograficamente, estarão em natural desvantagem face a esta integração, dada a hipotética dimensão de nova tubagem ser demasiado onerosa, inviabilizando economicamente alguns projetos.

À semelhança do planeamento necessário para a incorporação do biometano, o hidrogénio apresenta uma necessidade de adequação da expansão da rede. O aparecimento de *valleys* de hidrogénio será uma realidade em vários pontos do país, sendo nestes veiculado 100% hidrogénio. Neste ponto, a inclusão dos ORD no planeamento dos mesmos permitirá a minimização de custos e reaproveitamento de tubagem que ficará integrada nestes valleys. Os valleys permitirão assim que as diferentes indústrias descarbonizem o consumo de gás, promovendo um crescimento gradual do mesmo, equilibrando a oferta e a procura. Com a maturação das redes nacionais, e a crescente incorporação de maior percentagem de hidrogénio, a conversão será efetuada de forma mais eficiente e célere, admitindo a integração dos valleys num sistema nacional durante desenvolvimentos futuros.

O planeamento da expansão das redes deverá ser feito em articulação com a incorporação destes gases, ora captando os novos produtores que irão iniciar atividade, ora abastecendo as indústrias que procuram a neutralidade carbónica do seu consumo de gás. O conhecimento e estudo da rede, têm permitido uma idealização da nova rede, atendendo às necessidades quer do sistema, quer dos seus clientes, visando a minimização de custos e uma otimização de processos e infraestrutura.

No âmbito dos pedidos de ligação recebidos pela FLOENE à data, e em sintonia com os potenciais identificados pelo estudo Rede do Futuro, o acompanhamento do crescimento da rede que permita captar estes produtores de gases renováveis é fulcral, para alcançar uma rede descarbonizada. No caminho até uma rede neutra em carbono, foi aprofundado o conhecimento dos potenciais produtores, com capacidade de entrar em operação, e, consequentemente, produzir e injetar biometano e hidrogénio na RNG, até ao fim da década – entenda-se, até 2030.

Deste modo, um potencial aproximado de 2 700 GWh foi identificado para 2030. Deve ser aqui salientado o alinhamento do estudo da Roland Berger RdF, com o potencial que o país possui,



que tem por este motivo vindo a comprovar a relevância do mesmo para reforçar a estratégia de descarbonização com que a FLOENE se compromete. Importa também salientar que este potencial considera condições de mercado que não sejam adversas, mas deixa ainda margem de crescimento, caso sejam implementadas medidas que promovam ativamente o Biometano.

ORD	Potencial produtivo (GWh)
Beiragás	10
Dianagás	25
Duriensegás	0
Lisboagás	119
Lusitaniagás	477
Medigás	0
Paxgás	1
Setgás	136
Tagusgás	138
Total	906

Quadro 20 - Potencial Produtivo na Rede Floene: projetos com registo prévio na DGEG

Dentro dos pedidos de informação recebidos pela FLOENE, alguns projetos já obtiveram registo prévio, e prevê-se que poderão com brevidade iniciar a injeção de gases renováveis. A acima lista, em relação à distribuição geográfica, o potencial produtivo associado, a cada um dos ORD.

Até 2030, a tendência crescente de projetos de produção e injeção de gases renováveis, tenderá para os valores estimados no estudo Rede de Futuro. Notar ainda que estes 24 projetos, estão igualmente divididos entre projetos de produção de hidrogénio verde e projetos de produção de biometano. Com a publicação do PAB no início de 2024, houve um claro aumento no número de projetos de biometano em desenvolvimento, com alguns já possuírem registo prévio.

O Plano de Ação para o Biometano 2024-2040, foi aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 41/2024 de 15 de março de 2024.

O PAB tem como objetivo promover o mercado do biometano como uma forma sustentável de reduzir as importações de gás natural nos setores industriais e doméstico, descarbonizar a economia nacional e atrair novas indústrias verdes. Essa estratégia visa impulsionar a transição para uma economia neutra em carbono, gerando empregos, promovendo a coesão territorial e potenciando um crescimento económico sustentado.

O Plano de Ação para o Biometano aborda diversos aspetos, incluindo:

- Produção de biogás e instalações;
- Tecnologia;
- Tratamento, armazenamento e utilização do biogás;
- Estudos de caso na Europa.

No contexto do PAB, o biometano tem o potencial para desempenhar um papel significativo na transição para uma matriz energética mais sustentável em Portugal. No PAB são efetuadas



referências ao enquadramento dos investimentos necessários à sua concretização no âmbito dos PDIRD-G, a desenvolver pelos ORD. Nesse sentido, e para que seja possível a inclusão desses investimentos, é fundamental que sejam definidos e regulamentados os mecanismos que permitam a criação de critérios de elegibilidade e valoração dos mesmos.

Esta definição permitirá orientar e otimizar o papel dos operadores enquanto facilitadores e promotores da transição energética nacional.