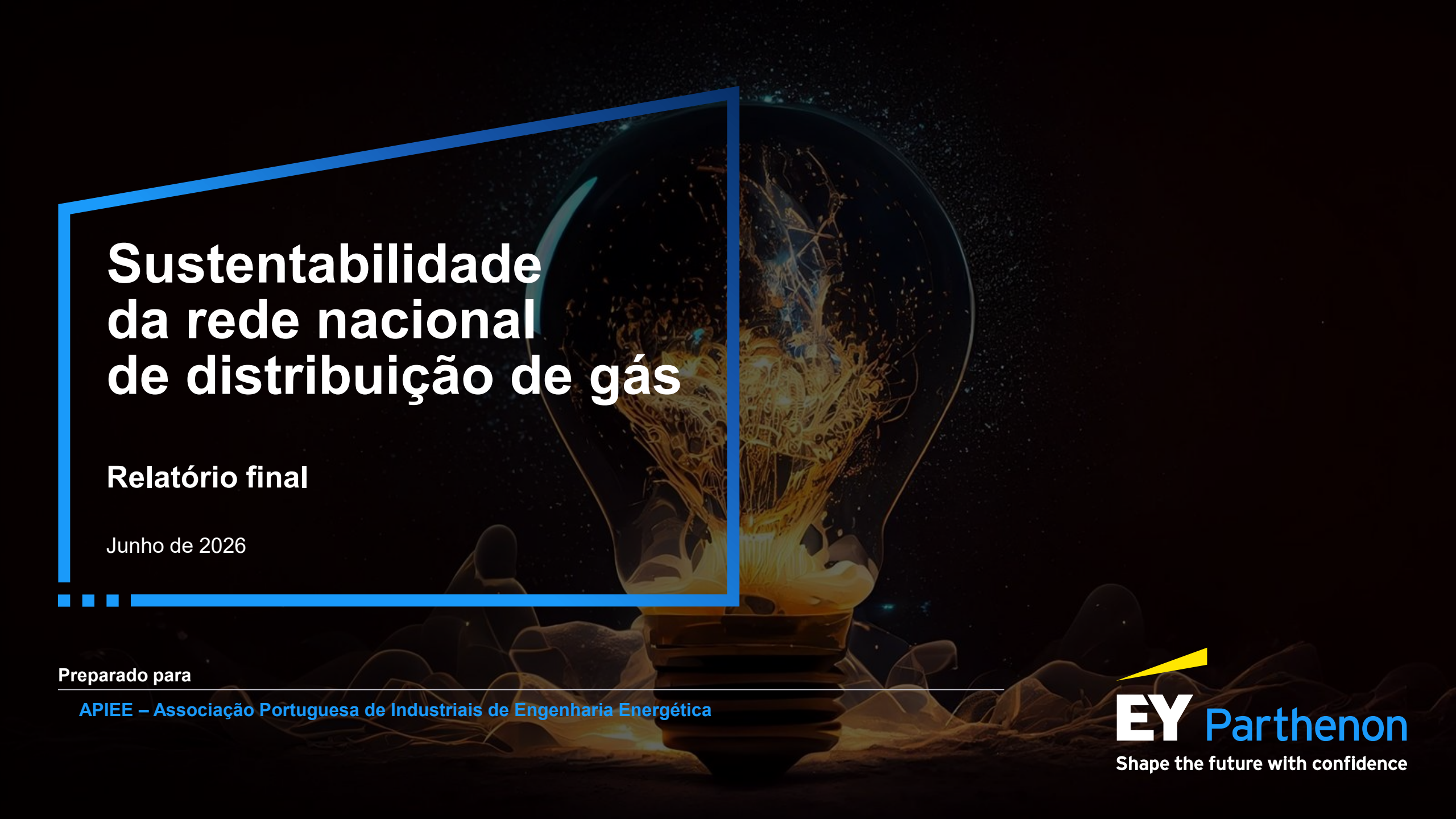




Sustentabilidade da rede nacional de distribuição de gás

Relatório final

Junho de 2026

Preparado para

APIEE – Associação Portuguesa de Industriais de Engenharia Energética

Índice

0

Sumário executivo

1

Introdução

2

Contexto estratégico e regulatório do gás

3

Procura e tendências no consumo de gás

4

Procura, investimento e tarifas de acesso à rede de distribuição de gás

5

Conclusões e recomendações

6

Anexos

Ficha editorial

Título

Sustentabilidade da rede nacional de distribuição de gás

Promotor

APIEE – Associação Portuguesa dos Industriais de Engenharia Energética

Autoria

EY-Parthenon

Equipa técnica

Supervisão

Paulo Madruga

Coordenação

Hermano Rodrigues

Equipa técnica

Beatriz Costa

Luís Quartin

Rui Faustino

Colaboração

Floene

Portgás

Sonorgás

Data

Junho de 2026





João Rodrigues

Diretor Executivo – APIEE

Preâmbulo

Na sua qualidade de associação empresarial representativa dos prestadores de serviços, vulgarmente designados por Instaladores, das áreas da eletricidade, gás e telecomunicações, a APIEE – Associação Portuguesa dos Industriais de Engenharia Energética tem procurado desenvolver um conjunto de iniciativas diversas e um diálogo institucional, que seja útil para todo o ecossistema nacional.

Conforme temos vindo a afirmar, somos favoráveis a uma Transição Energética justa e inclusiva, que acomode as mais diversas fontes de energias renováveis e que garanta um futuro mix energético descarbonizado, seguro, resiliente e competitivo.

Para além disso, o atual contexto político internacional, marcado por diversas tensões regionais, demonstra da urgência de todos os países reforçarem a sua autonomia energética, tendo necessariamente de enfrentar as suas fragilidades ou dependências estruturais.

Estando o setor energético português num momento de transformação estrutural, em que as decisões regulatórias e de política pública assumem um papel determinante na definição do futuro mix energético nacional, na proteção dos direitos dos consumidores e na garantia de condições adequadas para o investimento, considerámos oportuno o desenvolvimento deste Estudo, o qual pretendemos que seja uma ferramenta de trabalho útil para todos.

Desenvolvido com o apoio da EY Parthenon, o Estudo centra-se na problemática da sustentabilidade da rede nacional de distribuição de gás, tendo como principais objetivos:

- Analisar o enquadramento regulatório e estratégico nacional aplicável ao sector do gás;
- Avaliar os impactos das recentes alterações legislativas e medidas de política pública na procura de gás, no investimento e nas tarifas de acesso à rede;
- Analisar o papel estratégico da rede de distribuição de gás na transição

energética, nomeadamente na incorporação de gases renováveis como o biometano e o hidrogénio;

- Fornecer uma base analítica que permita apoiar decisões informadas sobre a evolução futura do Sistema Nacional de Gás, assegurando a sua sustentabilidade económica, tarifária e operacional.

Procurámos integrar informação relevante e a visão de diversas entidades externas à APIEE, pelo que cumpre-nos agradecer a quem contribuiu para a melhoria deste trabalho. Em concreto:

- Secretaria de Estado da Energia;
- DGEG – Direcção-Geral de Energia e Geologia;
- ENSE – Entidade Nacional para o Setor Energético;
- ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;
- Floene – Energias, S.A.;
- REN Portgás Distribuição, S.A.;
- Sonorgás – Sociedade de Gás do Norte, S.A.

O Estudo reforça a nossa convicção de que Portugal tem boas condições para ser bem-sucedido na Transição Energética que se encontra em curso, pelo que chamamos à atenção para as principais conclusões do mesmo.

Por parte da APIEE e em representação de todos os nossos associados, declaramos o nosso total empenho em contribuir ativamente para os objetivos coletivos a que o país se comprometeu.

João Rodrigues,

Diretor Executivo

APIEE

A rede de distribuição de gás constitui um ativo estratégico nacional essencial para a incorporação e veiculação de gases renováveis e para a transição energética

Importância da rede de distribuição de gás e dos gases renováveis

- **Robustez** da rede de distribuição de gás portuguesa – considerada uma das **mais modernas da Europa**.
- **Resiliência e fiabilidade** da rede de distribuição pelo facto de ser enterrada.
- **Capacidade de armazenamento** e gestão de picos de procura.
- Gás convencional como **vetor de transição** que paulatinamente será gás de origem renovável.
- **Diversificação da matriz energética**.

- A aposta nos gases renováveis, nomeadamente no Biometano, permitirá:
 - A **resolução do tema dos resíduos orgânicos** a nível nacional, incentivando a economia circular;
 - O **desenvolvimento regional**, dinamizando economias locais e reforçando a coesão territorial;
 - Um **fator adicional de rendimento e eficiência de custos para a agricultura** pela venda de resíduos e acesso a biofertilizante.

- Para alcançar a transição energética será necessário utilizar as **melhores soluções disponíveis, onde se inclui o vetor do gás**.
- A infraestrutura de gás natural já **permitiu alcançar reduções significativas de CO₂**; os gases renováveis também terão um lugar de destaque.
- O SNG é um **ativo do Estado Português de +1B€ perfeitamente operacional** e preparado para a descarbonização dos consumos de energia.



- **Gás natural é uma alternativa mais económica** quando comparado com outras fontes de energia.
- **Adaptar a rede de distribuição de gás para a descarbonização é mais eficiente em termos de custos** do que a eletrificação total (*descarbonização equilibrada: 1.120M€ a 1.740M€; sobrecusto associado a uma eletrificação total: 10.000M€*).
- Oportunidade para a **crecente incorporação de gases renováveis** e consequente redução da dependência externa.

- Rede de distribuição de gás destaca-se pela sua **qualidade, capilaridade e adequação à crescente necessidade de veiculação de gases renováveis**.
- **Gases renováveis deverão desempenhar um papel significativo na matriz energética futura** de Portugal e da Europa, como previsto nas principais estratégias energéticas europeias e nacionais.

Portugal tem potencial para substituir até 60% do GN consumido por biometano produzido internamente*.

O hidrogénio também tem potencial, já que a rede de distribuição de gás está preparada para o integrar

O biometano representa uma oportunidade mais imediata.

* Esse cenário resulta de estudos realizados pela Roland Berger, que identificam um elevado potencial de produção nacional de biometano e capacidade para substituir uma parte relevante do consumo atual de gás.
Fonte: Roland Berger; Observador; Análise EY-Parthenon

O quadro regulatório europeu propõe um sistema equilibrado de eletricidade e gás, tendo os conflitos geopolíticos enfatizado a importância da segurança energética

Enquadramento europeu

O quadro regulatório europeu converge num sistema integrado de eletricidade e gás, com a rede de distribuição de gás operacional e em descarbonização, onde todos os vetores energéticos são importantes.

1

Enquadramento regulatório europeu

Fit for 55:

- Aposta na passagem do gás fóssil para gases renováveis e de baixo teor de carbono. Inclui pacote para o mercado de hidrogénio e gás descarbonizado.

REPowerUE

- Objetivo de eliminar gradualmente a dependência das importações de gás, petróleo e carvão russos. Em 2023, a CE introduziu o “AggregateEU”, um sistema que combina a procura e a aquisição conjunta de gás.

Banco Europeu do Hidrogénio

- Desbloqueia investimentos privados nas cadeias de valor do hidrogénio, tanto dentro da UE como a nível global, ao ligar a oferta de energia renovável à procura da UE.

RED III

- Exige uma quota de 49% de energia renovável no consumo final de energia em 2030 nos edifícios e 42% do hidrogénio utilizado na indústria até 2030 deve ter origem em combustíveis renováveis de origem não biológica (e 60% até 2035).

Clean Industrial Deal

- Uma das prioridades é assegurar o bom funcionamento dos mercados do gás.



Novos contextos

Novo contexto geopolítico

- O novo contexto político global, marcado por tensões no Médio Oriente, com impacto no estreito de Ormuz, por onde circula cerca de 20% do petróleo e gás mundial, veio reacender preocupações sobre segurança energética e vulnerabilidade económica e política, já expostas pela guerra na Ucrânia. A transição energética está em curso, mas permanece condicionada por dependências estruturais que continuam a expor o sistema a riscos geopolíticos.

Crescente procura energética

- A procura energética deverá continuar a crescer até 2050, pressionada pela digitalização, nomeadamente centros de dados e inteligência artificial. Este contexto reforça o papel estratégico da energia na geopolítica global.

Num contexto de elevadas preocupações sobre segurança energética importa proporcionar todos os vetores energéticos disponíveis, onde os gases renováveis terão um papel essencial.

2

Planos estratégicos nacionais

Ver slide seguinte

Quebra no consumo de gás

A redução do consumo de gás deve ser entendida como uma **tendência estrutural** e transversal a todos os vetores energéticos, associada à evolução tecnológica e ao aumento da eficiência energética — trata-se de uma **dinâmica inerente ao processo de transição energética** e, nesse sentido, não constitui, por si só, um sinal negativo.

Embora uma leitura estritamente quantitativa da quebra do consumo possa induzir interpretações excessivamente alarmistas, **a realidade é mais matizada: a quebra no consumo é, em grande medida, um sinal de progresso.**

Neste enquadramento, a evolução do setor não é negativa; pelo contrário, **poderá evoluir de forma ainda mais favorável se forem criadas as condições certas.**

Contudo, **a política energética atualmente em vigor em Portugal revela-se desalinhada**, divergindo tanto do enquadramento regulatório europeu como dos próprios planos estratégicos nacionais, o que **fragiliza a gestão da transição energética e compromete a sustentabilidade do Sistema Nacional de Gás.**

3

Medidas legislativas nacionais

Ver página seguinte

Em Portugal, as medidas legislativas em vigor introduzem pressões adicionais que poderão não estar plenamente alinhadas com a evolução do SNG

Enquadramento nacional

Também os planos estratégicos nacionais convergem num sistema integrado de eletricidade e gás.

2

Planos estratégicos nacionais

RNC 2050

- O gás natural mantém-se como opção nas habitações no horizonte até 2040: existe espaço para os gases renováveis se posicionarem como uma fonte energética viável.

PNEC 2030

- O desenvolvimento de investimentos em gases renováveis será alavancado pela crescente incorporação de gases renováveis na rede de gás natural.

Estratégia Nacional para o Hidrogénio (2050)

- O objetivo é garantir, a longo prazo, uma descarbonização de toda a rede de Gás Natural: meta de injeção de H2 nas redes de gás natural é de 10% - 15% até 2030.

Plano de Ação para o Biometano (2040)

- Promover, até 2040, o mercado do biometano como uma forma sustentável de reduzir as importações de gás natural (não renovável) utilizado nos setores industriais e doméstico: objetivo de redução do consumo de GN: 18,6% até 2040.

CN2050

- A rede de gás é progressivamente descarbonizada pela mistura com hidrogénio renovável e metano renovável, incluindo biometano e metano sintético (RFNBO) – a mistura é apenas realizada ao nível da rede de distribuição.

3

Medidas legislativas nacionais

Decreto-Lei 11/2023

- O Decreto-Lei n.º 11/2023 coloca em causa a descarbonização futura da rede de distribuição de gás ao eliminar a obrigatoriedade de instalação de gás nas novas habitações.
- Esta opção retira aos futuros moradores a possibilidade de acesso à rede e, consequentemente, à utilização futura de gases renováveis. Além disso, a ausência de instalação na fase de construção torna a ligação posterior tecnicamente mais complexa e significativamente mais dispendiosa.

Posição da ERSE sobre o PDIRD-G 2024

- A posição da ERSE relativamente à aprovação do PDIRD-G 2024 recomenda um corte substantivo do investimento em 2026 e 2027 (aproximadamente 30%) e incerteza em relação a 2028 e 2029.
- Esta opção de aprovação retira visibilidade aos operadores.

Programa E-Lar

- Substituição de soluções baseadas em combustíveis fósseis (como o gás) por alternativas elétricas.
- Um dos principais problemas reside no facto de o programa incidir sobre equipamentos a gás, e não sobre equipamentos ineficientes, sejam eles a gás ou elétricos. Adicionalmente, a medida não distingue o tipo de gás, não sendo coerente quando aplicado a clientes ligados à rede, que é precisamente a infraestrutura destinada a suportar a descarbonização.

O gás de botija, que atualmente representa um consumo significativo de gás e não é passível de ser descarbonizado, esse, sim, deve ser alvo das medidas legislativas.

Implicações das medidas legislativas em vigor



As recentes medidas legislativas têm consequências para os consumidores e para o próprio SNG, podendo condicionar irreversivelmente esta infraestrutura

Implicações das medidas legislativas

Decreto-Lei 11/2023

Para os consumidores

- **Limitação da liberdade de escolha** de futuros moradores do perfil energético da habitação .
- **Potencial agravamento da fatura energética**, dado que o gás continua a ser uma das fontes de energia mais competitivas.
- **Dependência exclusiva da eletricidade**, com aumento da vulnerabilidade a falhas e apagões.
- Necessidade dos consumidores **recorrerem a soluções menos seguras** (botijas, geradores a combustíveis líquidos) em emergências.
- Sem investimento na rede de distribuição de gás **não existe sistema para receber gás renovável**.

Para o Sistema Nacional de Gás

- **Queda nas novas ligações** de gás residencial.
- Risco de **ativos ociosos e subutilização** de investimentos já realizados.
- Redução da base de clientes residenciais compromete a diluição dos custos fixos da rede com **consequências tarifárias** para os consumidores remanescentes.
- **Impacto negativo na competitividade industrial**, em particular nos setores *hard-to-abate*.
- Rede perde a **escala necessária para viabilizar a injeção descentralizada de gases renováveis**, comprometendo os próprios objetivos do Plano de Ação para o Biometano e da Estratégia Nacional para o Hidrogénio.

Programa E-Lar

- Substituição de aparelhos a gás por equipamentos elétricos **tende a agravar os gastos mensais de energia**.
- A substituição de equipamentos a gás aptos para receber gás verde constitui um **desperdício de apoio para** substituir algo que está preparado para a descarbonização.
- Necessidade de **reforço da potência contratada** com custos fixos que não estão contemplados pelo E-Lar.
- **Não cobre despesas** com adaptações elétricas nem com a selagem segura das saídas de gás.
- **Menor comodidade e maior utilização de espaço** pelos equipamentos elétricos.
- Concentrar toda a procura apenas na rede elétrica aumenta a **probabilidade de interrupções locais**.

- Medida em **contraciclo com os esforços do SNG** para injetar / veicular gases renováveis.
- **Não distingue tipo de gases** sobre os quais se pretende realizar a substituição, **penalizando a perceção pública sobre o SNG**.
- **Incremento das tarifas no SNG** para clientes não domésticos.
- **Contraria o esforço a que os operadores estão obrigados** de promoverem o crescimento do SNG e contribui para a ociosidade dos ativos.

Comparando equipamentos eficientes de gás e de eletricidade, verifica-se que, face à opção gás natural, a **medida anunciada agrava, em qualquer cenário, os custos ao cliente final**.

Sobrecusto anual face à opção de menor custo (GN):

Cozinha

Placa de indução
+ 50€ a 69€ / ano

Placa de vitrocerâmica
+ 55€ a 89€ / ano

Placa propano
- 8€ a + 71€ / ano

Águas sanitárias

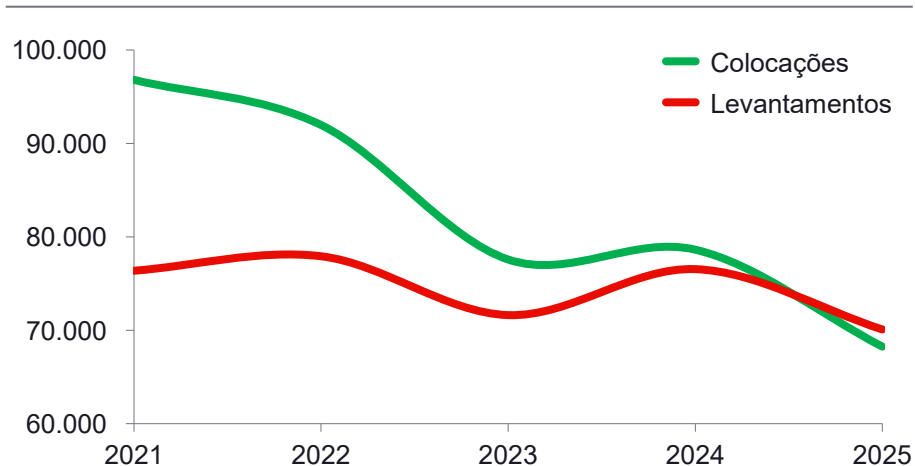
Esquentador a gás propano
+ 131€ / ano

Termoacumulador elétrico
+ 294€ / ano

Preservar o SNG como infraestrutura viva é uma condição essencial para garantir a integração de gases renováveis e um sistema energético equilibrado e sustentável

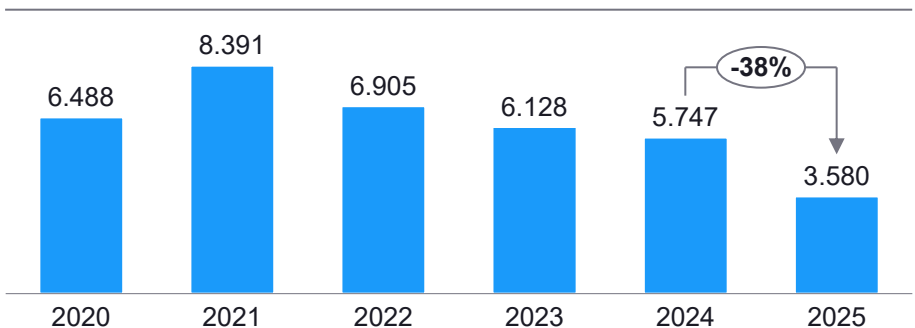
Efeitos das medidas legislativas

Colocações e levantamentos na rede de gás (nº) | 2021-2025



- A análise da evolução das colocações e levantamentos agregados das 3 concessionárias da rede de distribuição de gás (Floene, REN Portgás e Sonorgás) revela uma inversão estrutural na dinâmica da rede: **em 2025, o número de levantamentos passou a ser superior ao número de colocações.**
- Com a nova edição do Programa E-Lar, **espera-se que o número de levantamentos aumente.**
- Em inquéritos realizados pelas concessionárias sobre as razões dos levantamentos, **um dos motivos mais citados é o Programa E-Lar.**
- Importa ainda salientar que existem milhões de **clientes com gás de botija** – menos eficiente no preço e na segurança – que **deveriam ser migrados para o gás natural ou para a eletrificação.**

Pontos de abastecimento do Mercado Novo disponibilizados ao mercado (nº) | 2020-2025



- Observa-se, em 2025, uma **redução acentuada do número de pontos de abastecimento de mercado novo**, que contraria o forte crescimento do número de fogos em construções residenciais concluídos nesse ano.
- Esta **redução resulta do Decreto-Lei 11/2023**, que eliminou a obrigatoriedade de instalação de gás em edifícios novos ou sujeitos a obras com controlo prévio.
- Os **efeitos do decreto-lei deverão tornar-se mais visíveis a partir de 2026**: espera-se uma tendência estrutural de separação entre a evolução dos fogos construídos (a aumentar) e o número de pontos de abastecimento atribuídos (a diminuir).

O SNG perde se deixar de ser uma infraestrutura viva.

- Se as atuais medidas legislativas continuarem a interferir com o desenvolvimento natural da rede, o risco não é apenas uma redução pontual da procura, mas a erosão progressiva do próprio sistema: sem uma rede nacional de gás ativa, não há incorporação de biometano; sem clientes, não há mercado; sem mercado, perde-se a escala necessária para assegurar neutralidade tarifária e viabilidade económica.
- Uma rede nacional de gás subutilizada torna-se mais onerosa para os utilizadores remanescentes, fragiliza os investimentos e compromete a capacidade de adaptação às exigências da transição energética: não existe resiliência sem investimento contínuo, nem transição energética sem capacidade de rede.
- Preservar a rede como infraestrutura viva e dinâmica é, por isso, uma condição essencial para garantir segurança de abastecimento, integração de gases renováveis e um sistema energético equilibrado e sustentável no longo prazo.

A evolução do SNG deve resultar de uma visão de longo prazo, tendo em conta que uma descarbonização equilibrada pode gerar poupanças de 10.000 milhões de euros

Importância de uma descarbonização equilibrada

As medidas legislativas atualmente em vigor aceleram a tendência de eletrificação e a redução da procura de gás no segmento residencial, não por ausência de necessidade energética, mas por via de sinais regulatórios e económicos que condicionam as opções disponíveis aos consumidores.



Coloca-se a questão de perceber em que medida a desvalorização de uma rede moderna e preparada para o futuro, em favor de uma maior concentração do consumo na eletricidade, pode introduzir vulnerabilidades adicionais no sistema energético

1.120 M€ a 1.740 M€

Investimento CAPEX associado a uma **descarbonização equilibrada**, que pressupõe eletricidade renovável e gases renováveis.



Sobrecusto associado a uma **eletrificação total**.

10.000 M€



- A combinação de eletricidade e gases renováveis poderá gerar poupanças globais de cerca de 10.000M€, comparada com uma eletrificação total.
- O principal fator é a poupança resultante da menor expansão da rede elétrica.
- As poupanças adicionais resultam das menores ambições em relação ao isolamento térmico e, por conseguinte, de menores investimentos na estrutura dos edifícios.
- O aumento dos custos energéticos é compensado pela redução dos custos dos sistemas de aquecimento.

Abdicar do Sistema Nacional de Gás (SNG) significa desperdiçar um **ativo de +1B €** perfeitamente operacional e preparado para a descarbonização dos consumos de energia.

Reflexão estratégica



- O futuro do Sistema Nacional de Gás não constitui uma questão meramente técnica, nem se esgota no debate sobre a incorporação de gases renováveis: trata-se, antes, de uma opção estratégica de política pública que deve ser assumida ao mais alto nível de decisão.
- O Sistema Nacional de Gás é um vetor energético com relevância para a competitividade económica, a segurança de abastecimento, a coesão territorial, a preservação do ambiente e a gestão equilibrada da transição energética, em complementaridade com o sistema elétrico.
- A sua evolução deve, por isso, resultar de uma **visão integrada e coerente de longo prazo, alinhada com os objetivos nacionais e europeus**, e não de decisões fragmentadas ou de curto prazo que **condicionem irreversivelmente o papel desta infraestrutura no desenvolvimento do país**.

A diminuição do consumo não compromete a relevância do SNG: o desafio está em integrá-la de forma ordenada e previsível no planeamento do sistema energético

Evolução da procura de gás

A redução da procura de gás deve ser entendida como uma tendência estrutural e transversal a todos os vetores energéticos, mas o problema é que está a ser significativamente acelerada por escolhas políticas desalinhadas com os planos estratégicos e a evolução do próprio SNG.

Fatores de redução da procura de gás:

- A **evolução tecnológica** tem conduzido a **ganhos significativos de eficiência energética** nos equipamentos e processos: a melhoria do desempenho térmico dos edifícios, a modernização dos equipamentos e a otimização dos consumos traduzem-se numa redução da energia necessária para satisfazer as mesmas necessidades.
- A **eletrificação crescente dos consumos energéticos** constitui uma tendência estrutural do sistema energético, impulsionada por objetivos climáticos, avanços tecnológicos e estratégias europeias de descarbonização: esta dinâmica tem promovido a substituição de soluções a gás por soluções elétricas em vários usos finais, contribuindo para a redução da procura de gás.
- Os **programas de incentivo e as alterações legislativas recentes** reforçaram a tendência de eletrificação, ao promoverem ativamente a substituição de equipamentos a gás por soluções elétricas e ao eliminarem a obrigatoriedade de instalação de gás em novas habitações: estas medidas aceleram a redução da procura no segmento residencial, não por ausência de necessidade energética, mas por via de sinais regulatórios e económicos que condicionam as opções disponíveis aos consumidores.

Importa, no entanto, distinguir entre a existência de uma tendência estrutural de redução da procura de gás e a ideia de inevitabilidade do declínio do sistema.

Fatores de crescimento potencial da procura de gás:

- Apesar da tendência estrutural de redução do consumo de gás natural, existem fatores relevantes que podem sustentar — e, em alguns segmentos, reforçar — a procura ao longo do tempo, em particular **quando enquadrados numa estratégia ativa de descarbonização pela via dos gases renováveis**.
- O **surgimento de novas indústrias intensivas em energia**, nomeadamente *data centers* e infraestruturas digitais, poderá constituir um vetor relevante de procura de gás.
- Os **setores industriais *hard-to-abate*** mantêm uma dependência estrutural de gás natural pelo que a sua descarbonização ocorrerá pela via dos gases renováveis — o biometano e o hidrogénio surgem como vetores críticos para a descarbonização destes setores, permitindo reduzir emissões sem comprometer a competitividade industrial. Também os **transportes pesados** (mercadorias, marítimo e aviação) não são eletrificáveis, pelo que dependem de gases renováveis para a sua descarbonização.
- A **dinâmica de crescimento da construção residencial** constitui um fator de sustentação potencial da procura (na ausência de medidas que fomentam a substituição indiscriminada do gás natural por eletrificação): uma rede de distribuição de gás moderna e progressivamente descarbonizada poderá ter elevada procura e permitir aos consumidores beneficiar de energia mais limpa, segura e económica.

A diminuição do consumo não implica, por si só, a perda de relevância do Sistema Nacional de Gás: o verdadeiro desafio não reside em contrariar esta dinâmica, mas em integrá-la de forma ordenada, previsível e coerente no planeamento do sistema energético, assegurando a sua estabilidade económica, tarifária e operacional.

A evolução da procura de gás no país exige uma resposta integrada de planeamento, investimento e regulação tarifária

Procura, investimento e tarifas de acesso à rede de distribuição de gás

A sustentabilidade do SNG depende da gestão da redução estrutural da procura sem comprometer investimento e neutralidade tarifária

Enquadramento da procura

- A redução da procura de gás é estrutural, comum a todos os vetores energéticos e resulta, sobretudo, de ganhos de eficiência e eletrificação, mas está a ser acelerada por escolhas regulatórias recentes.
- Esta dinâmica não elimina a relevância do SNG, mas exige planeamento previsível e de longo prazo para evitar decisões de curto prazo que fragilizem o sistema.
- O investimento na rede de distribuição continua a ser necessário para garantir:
 - Segurança e continuidade de serviço;
 - Integração de gases renováveis (biometano e H₂);
 - Manutenção da qualidade e fiabilidade da infraestrutura.
- Perda acelerada de clientes + redução abrupta do investimento gera um risco crítico:
 - Subutilização de ativos;
 - Diluição insuficiente dos custos fixos;
 - Pressão ascendente sobre as tarifas de acesso à rede.

Sem uma abordagem integrada, a redução da procura traduzir-se-á em maior pressão tarifária e perda de eficiência económica

Implicações tarifárias e económicas

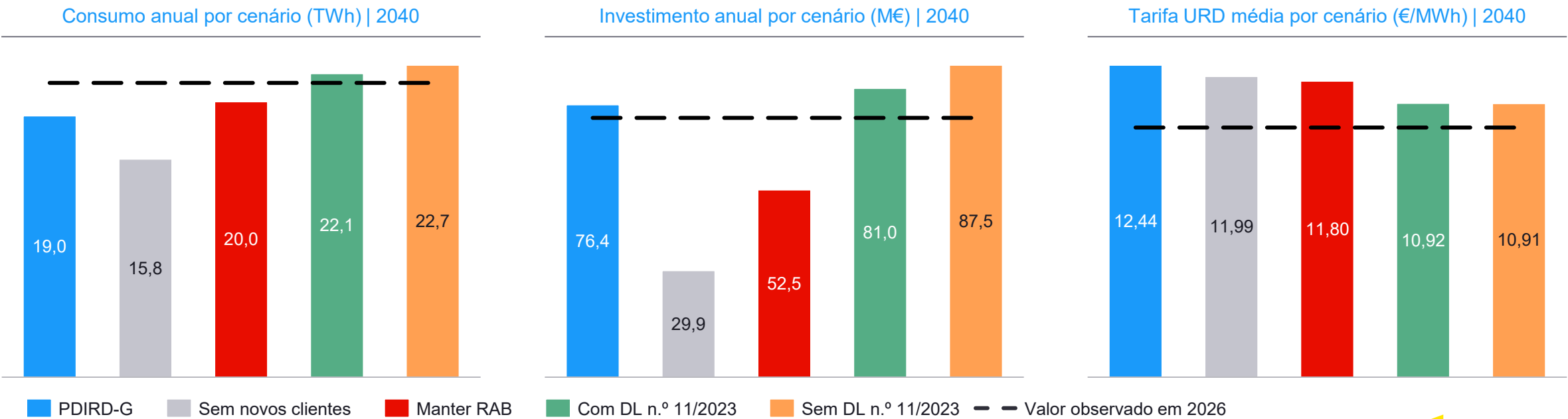
- As tarifas de acesso à rede nacional de gás refletem os custos fixos associados à Base de Ativos Regulados (RAB), cuja recuperação ocorre em horizontes longos.
- Num cenário de contração da base de clientes, a ausência de investimento coordenado e previsível:
 - Aumenta o custo unitário por cliente;
 - Penaliza consumidores remanescentes;
 - Afeta de forma desproporcionada a indústria e os setores *hard-to-abate*.
- Já a incorporação de gases renováveis permite:
 - Manter fluxos energéticos na rede;
 - Reduzir o risco de ativos ociosos;
 - Mitigar pressões tarifárias no médio e longo prazo.
- A experiência europeia mostra que redes sustentáveis em transição energética:
 - Não abandonam o investimento;
 - Adaptam o perfil de investimento à evolução da procura;
 - Preservam a rede como infraestrutura viva e económica.

Preservar a rede de distribuição de gás como infraestrutura estratégica e economicamente eficiente é uma escolha de política pública essencial para a neutralidade tarifária, a competitividade industrial e a transição energética.

Os cenários de procura suportam um nível de investimento moderado e previsível na RNDG

Impactos tarifários dos cenários de investimento na RNDG

- A análise de cenários evidencia que, mesmo **num contexto de redução estrutural da procura**, subsiste em 2040 uma base relevante de consumo de gás (entre 16 a 23 TWh), compatível com um **nível de investimento moderado e previsível na RNDG** (de 30 M€ a 85 M€ por ano): reduções acentuadas do investimento **não eliminam os custos fixos da RNDG**, limitando-se a redistribuí-los por menores volumes de consumo.
- Do ponto de vista tarifário, **cenários de menor investimento não conduzem a tarifas mais baixas a longo prazo**, refletindo efeitos de subutilização e menor diluição de custos: em contraste, **cenários com investimento anual na ordem dos 75–85 M€ apresentam tarifas mais estáveis**, próximas dos valores observados, evidenciando o papel do investimento enquanto **fator de estabilização tarifária**; não obstante, para qualquer cenário de investimento, as tarifas médias crescem, em média, entre 0,6% e 1,5% ao ano, **abaixo do nível da inflação esperado** de 2% ao ano.
- Em síntese, os gráficos confirmam que **o principal risco para as tarifas e para a sustentabilidade económica da RNDG resulta de trajetórias de investimento excessivamente restritivas**, sendo racional adotar uma trajetória de investimento contínua, ajustada à procura projetada e orientada para a preservação da escala económica da RNDG.



1

Introdução

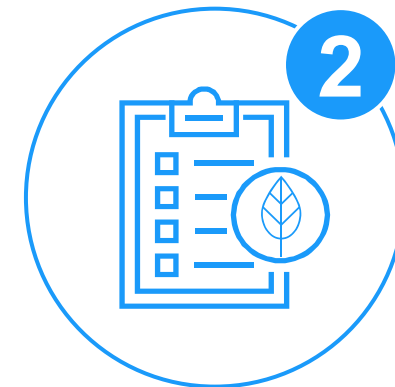


Para garantir equilíbrio, sustentabilidade e competitividade do SNG é necessário antecipar os cenários de evolução da procura, que suportam o seu financiamento

Âmbito e objetivos do estudo

Entendimento da necessidade

- A elaboração do presente estudo surge num momento em que o setor energético português atravessa transformações profundas, marcadas pela aceleração das políticas de descarbonização, pela eletrificação crescente do consumo e pela redefinição do papel do gás natural no sistema energético nacional.
- As recentes alterações legislativas, como a eliminação da obrigatoriedade de instalação de gás em novas habitações (Decreto-Lei 11/2023), somadas à criação de programas de incentivo à eletrificação (Programa E-Lar), colocam pressão adicional sobre a sustentabilidade futura da rede nacional de distribuição.
- A continuidade e o dinamismo de um sistema energético interdependente, assente na complementaridade entre eletricidade e gás, exige que se assegurem as condições para que o Sistema Nacional de Gás (SNG) se mantenha autossustentável, competitivo e preparado para a incorporação crescente de gases renováveis, avaliando para isso a evolução da procura, o enquadramento regulatório e de investimento, e o impacto das recentes opções legislativas sobre as tarifas, os consumidores e a viabilidade da rede de distribuição de gás.

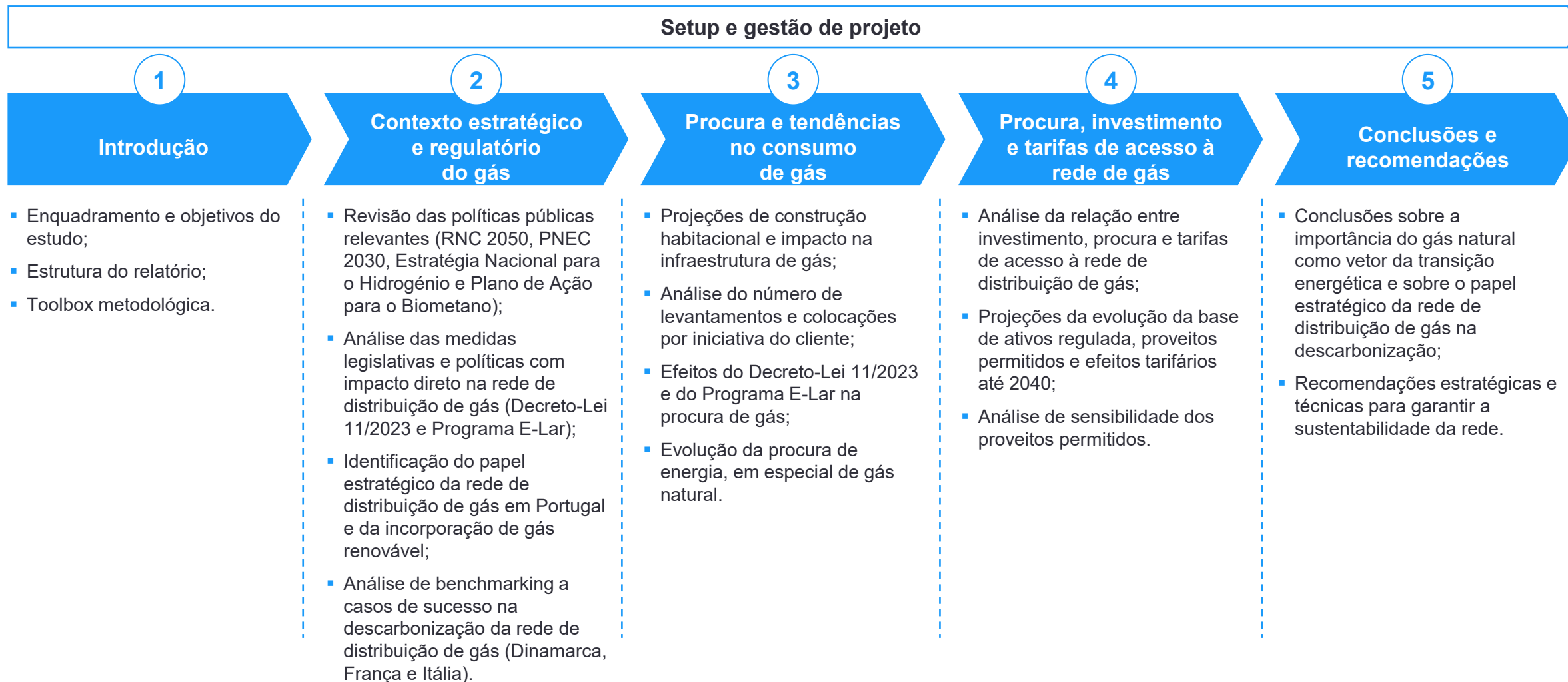


Âmbito e objetivos

- O presente estudo explora a temática da sustentabilidade futura da rede nacional de distribuição de gás num contexto de transformação profunda do setor energético português e das recentes alterações legislativas e programas como o E-Lar, procurando uma compreensão profunda do estado atual do setor do gás e da sua evolução futura.
- Para cumprir estes objetivos, o estudo integra: (i) uma análise do enquadramento regulatório nacional e europeu, procurando aferir qual o papel do gás no contexto da transição energética; (ii) a identificação das implicações das alterações legislativas nacionais, nomeadamente o Decreto-Lei 11/2023 e o Programa E-Lar; (iii) a identificação do papel estratégico da rede de distribuição de gás e uma análise de países que são exemplo na descarbonização da rede de gás; e as tendências que moldam o papel do SNG e os efeitos que os vários cenários de evolução desse papel podem ter no investimento e nas tarifas de acesso à rede de distribuição de gás.
- Pretende-se, assim, fornecer uma base sólida de evidência para apoiar decisões estratégicas sobre o papel futuro da rede de distribuição de gás no país, quer na promoção de um sistema energético mais resiliente, equilibrado e seguro, quer no contexto da transição energética.

O presente estudo procura avaliar a sustentabilidade futura da rede nacional de distribuição de gás num contexto de transformações profundas

Enquadramento do estudo



Utilizamos uma abordagem multi-método, que aliou ferramentas de análise quantitativa e auscultação dos principais stakeholders

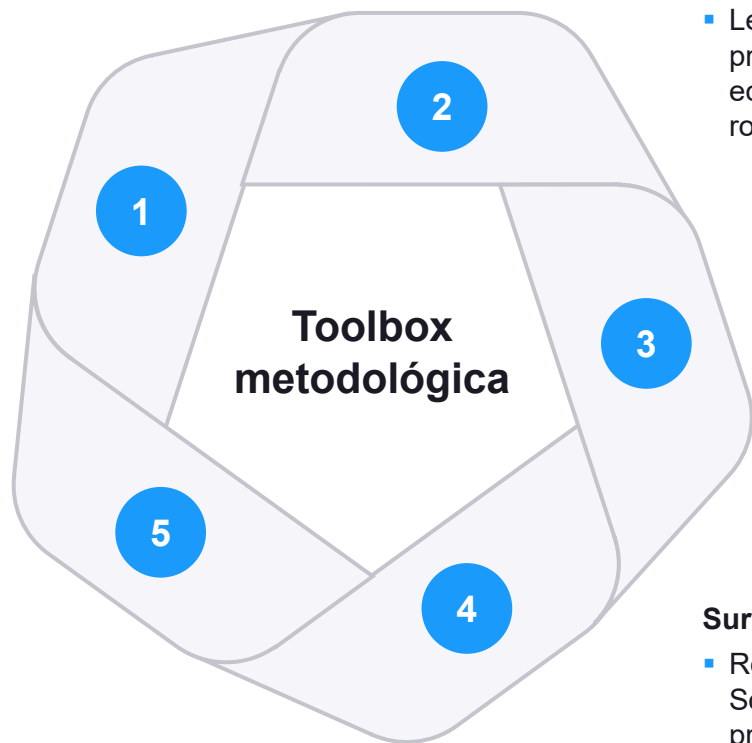
Toolbox metodológica

Revisão bibliográfica

- Análise sistemática de legislação, regulamentos e planos estratégicos nacionais e europeus, complementada por estudos setoriais e artigos especializados: esta revisão permitiu mapear o contexto regulatório e identificar tendências críticas que influenciam procura e o financiamento da rede de gás.

Reuniões periódicas com a equipa da APIEE e auscultação de stakeholders

- Reuniões *online* numa base quinzenal com o grupo de acompanhamento APIEE para validação contínua do estudo + Auscultação das concessionárias (Floene, Portgás e Sonorgás) e outros stakeholders (e.g. DGEG, ERSE, ENSE, Secretaria de Estado da Energia) tendo em conta os objetivos do estudo.



Recolha e análise de dados e estatísticas

- Levantamento e tratamento de dados quantitativos sobre procura, consumo, construção habitacional e indicadores económicos: foram utilizadas fontes oficiais para garantir robustez e granularidade.

Benchmarking e análise comparativa

- Estudo comparativo com países de referência (Dinamarca, França e Itália) para identificar boas práticas na integração de gases renováveis: o objetivo é extrair lições aplicáveis ao contexto português.

Survey às concessionárias

- Recolha de informação relevante junto da Floene, Portgás e Sonorgás, qualitativa e quantitativa sobre tendências na procura, efeitos das alterações legislativas, gases renováveis, entre outros.

2

Contexto regulatório e estratégico do gás



2

Contexto regulatório e estratégico do gás

2.1 Enquadramento regulatório nacional e europeu

2.2 Papel estratégico da rede de distribuição de gás em Portugal

2.3 Papel da integração de gás renovável

2.4 Implicações das alterações legislativas nacionais

2.5 Benchmarking internacional

O RNC refere-se ao gás natural como um combustível de transição, enquanto no PNEC é um potencial facilitador da integração de fontes de energia renováveis

Políticas e regulamentações nacionais na área da energia (1/3)



PARA MAIOR DETALHE CONSULTAR ANEXO 6.1

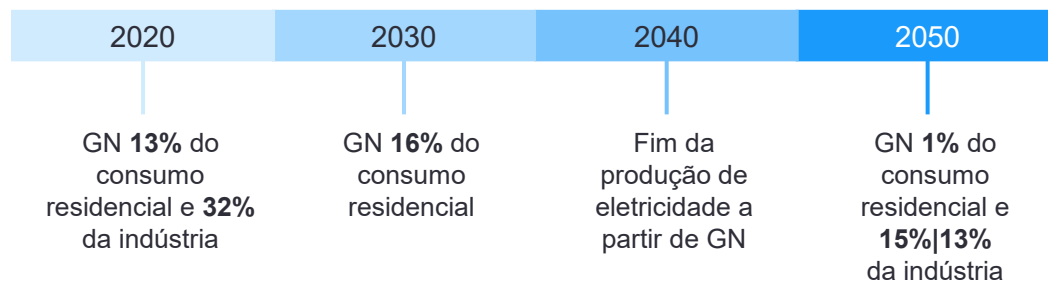
1

RNC 2050

O gás natural no RNC2050

Apostar na incorporação de fontes de energia renováveis endógenas nos consumos finais de energia, promovendo a eletrificação e ajustando o papel do gás natural no sistema energético nacional.

- A manutenção de alguma capacidade a gás natural no sistema elétrico nacional até 2040, ainda que marginalmente utilizada, assegura o backup necessário para operar a referida transição para um sistema elétrico de base renovável, dando tempo ao desenvolvimento e instalação das soluções tecnológicas de armazenamento.
- O gás natural surge como um combustível de transição aumentando a sua participação até 2030 e declinando a partir desta data, à medida que alguns processos vão sendo eletrificados.
- O gás natural mantém-se como opção nas habitações no horizonte até 2040, desaparecendo praticamente na década seguinte. Neste contexto, existe claramente espaço para os gases renováveis se posicionarem como uma fonte energética viável.



2

PNEC 2030

O gás natural no PNEC 2030

O gás natural é visto tanto como uma fonte de transição como um potencial facilitador da integração de fontes de energia renováveis.

- O gás natural, sendo aquele com menores emissões de GEE, permanecerá enquanto fonte energética na próxima década, em particular no setor electroprodutor e em consumos industriais, sendo prioritária a integração crescente de gases renováveis e consequente descarbonização do setor do gás: a trajetória segundo a qual será ajustado o papel do gás natural na matriz energética estará diretamente ligado à evolução da eletrificação dos consumos e da introdução dos gases renováveis, em particular do hidrogénio verde.

Abordar o gás natural como elemento de flexibilidade do sistema electroprodutor, assegurando a transição para gases renováveis.

- A manutenção de capacidade de produção de eletricidade a gás natural até 2040 assegurará o backup necessário para operar a transição para um sistema elétrico fortemente renovável, dando tempo para o desenvolvimento de soluções tecnológicas, com especial enfoque no armazenamento.
- Será estabelecido um calendário para a descarbonização gradual das centrais térmicas a gás natural por via da incorporação de percentagens crescentes de gases renováveis, conduzindo até 2040 à sua total descarbonização.

Aumentar a incorporação de gases renováveis na rede de gás natural.

- O desenvolvimento de investimentos em gases renováveis será alavancado pela crescente incorporação de gases renováveis na rede de gás natural.

O biometano e o hidrogénio verde sendo gases renováveis têm a capacidade de descarbonizar a rede de distribuição de gás

Políticas e regulamentações nacionais na área da energia (2/3)



PARA MAIOR DETALHE CONSULTAR ANEXO 6.1

3

Estratégia Nacional para o Hidrogénio

Visão geral da EN-H2

O objetivo é garantir, a longo prazo (2050), uma descarbonização de toda a rede de Gás Natural e das Centrais Elétricas e contribuir significativamente para a descarbonização dos setores de transporte e indústria.

- O Governo está a promover uma política industrial em torno de hidrogénio e gases renováveis que se baseia na definição de um conjunto de políticas públicas que orientam, coordenam e mobilizam investimentos públicos e privados em projetos nas áreas de produção, armazenamento, transporte e consumo de gases renováveis em Portugal.

Objetivos da EN-H2 para 2030

	Injeção nas redes de gás natural 10% - 15%		H2 no consumo final de energia 5%
	Capacidade em eletrolisadores 2 - 2,5 GW		H2 no consumo do transporte rodoviário 5%
	Postos de abastecimento para H2 50 - 100		H2 no consumo do setor da indústria 5%

4

Plano de Ação para o Biometano

Visão estratégica para o biometano

Promover, até 2040, o mercado do biometano como uma forma sustentável de reduzir as importações de gás natural (não renovável) utilizado nos setores industriais e doméstico (incluindo o seu uso na mobilidade), aproveitando integralmente os recursos endógenos existentes em vários setores.

- A criação do mercado de biometano em Portugal deve focar-se em cinco setores estratégicos para o seu desenvolvimento: resíduos sólidos urbanos, águas residuais, agricultura, pecuária e agroindústria, focando-se na reconversão da produção de biogás já existente para biometano e no investimento em novas unidades de biometano em regiões de interesse.

Metas para 2040

	Potencial do biometano (TWh) 5,57		Redução do consumo de GN 18,6%
	Emissões evitadas (MtCO ₂ -eq) 1,14		Redução de custos de importação de GN 279 M€
	Redução de custos em emissões CO ₂ 91,2 M€		

O Decreto-Lei nº 11/2023 eliminou a obrigatoriedade de dotar com instalação de gás os edifícios novos ou em obras e o E-Lar apoia a eletrificação de habitações

Políticas e regulamentações nacionais na área da energia (3/3)



PARA MAIOR DETALHE CONSULTAR ANEXO 6.1

5

Decreto-Lei 11/2023

Anterior legislação

Decreto-Lei nº 97/2017, de 10 de agosto

- Vigorou brevemente a possibilidade de isenção da instalação de gás para habitação própria, permitindo aos promotores optarem por não instalar rede de gás.

Lei n.º 59/2018, de 21 de agosto

- Novamente obrigatória a pré-instalação de gás em todas as novas habitações, mesmo quando o proprietário não pretendesse usar esta fonte de energia.

Atual legislação

Decreto-Lei n.º 11/2023, de 10 de fevereiro

- Procede à reforma e simplificação dos licenciamentos ambientais, aprovando diversas medidas para reduzir os encargos e simplificar os procedimentos administrativos sobre as empresas, nomeadamente:
 - **Eliminação da obrigatoriedade de dotar com instalações de gás os edifícios a construir ou sujeitos a obras com controlo prévio.**
- Se na obra não vai existir qualquer aparelho a gás, o promotor pode pedir ao Município a dispensa/isenção do projeto de instalação de gás, através de declaração técnica assinada por projetista habilitado, para juntar ao processo de licenciamento/comunicação prévia.

6

Programa E-Lar

O que é?

O Programa E-LAR é uma medida do Plano de Recuperação e Resiliência (PRR) que visa apoiar financeiramente a eletrificação de equipamentos em edifícios residenciais.

- O seu objetivo principal é substituir soluções baseadas em combustíveis fósseis (como o gás) por alternativas elétricas, contribuindo para a eletrificação dos consumos residenciais.
- Os objetivos do programa são: apoiar as famílias na aquisição de equipamentos eficientes e na eletrificação dos consumos energéticos; contribuir para a descarbonização e reciclagem de equipamentos a gás.

Edições

- A primeira edição do E-lar, lançada no final de setembro de 2025, encerrou apenas alguns dias após a abertura de candidaturas, depois de a dotação orçamental de 30 milhões de euros ter esgotado.
- Deste modo, o programa E-Lar voltou a abrir candidaturas no final de dezembro de 2025 com um reforço orçamental de 60,8 milhões de euros, que resultou da reprogramação do PRR.

Já na Europa, é evidente uma aposta nos gases renováveis e uma preocupação crescente com a descarbonização da rede de distribuição de gás (natural)

Políticas e regulamentações europeias na área da energia



PARA MAIOR DETALHE CONSULTAR ANEXO 6.2

1

European Green Deal

- A visão do European Green Deal é **tornar a UE a primeira região climaticamente neutra do mundo até 2050**, reduzir a poluição e restaurar um equilíbrio saudável na natureza e nos ecossistemas.
- Para abrir caminho para alcançar este objetivo, a Comissão Europeia comprometeu-se a atingir as seguintes metas mais detalhadas até 2030:
 - Redução mínima de **55% nas emissões de gases** com efeito de estufa (comparando com os níveis de 1990);
 - Quota **superior a 32% de energias renováveis**;
 - Melhoria mínima de **32,5% na eficiência energética**.

2

Fit for 55

- O Pacote Fit for 55 da EU tem como objetivo **reduzir as emissões de gases com efeito de estufa em 55% até 2030**.
- Aposta na **passagem do gás fóssil para gases renováveis** e de baixo teor de carbono.
- Inclui pacote para o mercado de hidrogénio e gás descarbonizado**: o objetivo é a transição do gás natural para gases renováveis e de baixo carbono e o aumento da sua adoção na UE até 2030 e posteriormente; visa ainda a criação de um quadro regulamentar para as infraestruturas e mercados dedicados ao hidrogénio e para o planeamento integrado das redes.

3

REPowerEU

- Após a invasão russa à Ucrânia, a UE procurou **eliminar gradualmente a dependência das importações de gás, petróleo e carvão russos**.
- Em 2023, a CE introduziu o “AggregateEU”, um sistema que **combina a procura e a aquisição conjunta de gás**.
- Em 2025, a CE lançou a Plataforma da UE para a Energia e as Matérias-Primas, a fim de reforçar a capacidade das empresas da UE para o aprovisionamento de produtos energéticos e matérias-primas: esta plataforma integra um conjunto de mecanismos que abrangem o hidrogénio, as matérias-primas, o biometano, o gás natural liquefeito (GNL) e o gás natural.

4

Banco Europeu do Hidrogénio

- Em 2022, a CE lançou o Banco Europeu do Hidrogénio para **criar segurança nos investimentos e oportunidades de negócio para a produção europeia e global de hidrogénio renovável**.
- O Banco do Hidrogénio é um instrumento de financiamento destinado a acelerar o **estabelecimento de uma cadeia de valor completa do hidrogénio na Europa**.
- O principal objetivo do mecanismo é desbloquear investimentos privados nas cadeias de valor do hidrogénio, tanto dentro da UE como a nível global, ao ligar a oferta de energia renovável à procura da UE e ao abordar os desafios iniciais de investimento.

5

RED III

- A RED III exige que cada Estado-Membro da UE atinja, entre outras metas, um **objetivo de consumo de energia final renovável de pelo menos 42,5% até 2030**.
- Metas para os setores:
 - Edifícios**: 49% de quota de energia renovável no consumo final de energia em 2030.
 - Indústria**: + 1,6 p.p. ao ano no uso de energia renovável.
 - Hidrogénio na indústria**: 42% do hidrogénio utilizado na indústria até 2030 deve ter origem em combustíveis renováveis de origem não biológica (e 60 % até 2035).

6

Clean Industrial Deal

- Pacote abrangente de **ações concebidas para apoiar as indústrias mais críticas na sua transição** para um futuro de baixo carbono.
- Uma das **prioridades é assegurar o bom funcionamento dos mercados do gás**: uma melhor coordenação entre os Estados-Membros e o recurso a trajetórias de enchimento mais flexíveis podem contribuir para reduzir as tensões no sistema e evitar distorções do mercado associadas ao reenchimento das instalações de armazenamento de gás, apoiando o reenchimento em melhores condições de aquisição e a segurança do aprovisionamento.

2

Contexto regulatório e estratégico do gás

2.1 Enquadramento regulatório nacional e europeu

2.2 Papel estratégico da rede de distribuição de gás em Portugal

2.3 Papel da integração de gás renovável

2.4 Implicações das alterações legislativas nacionais

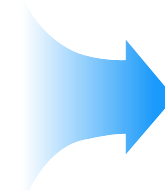
2.5 Benchmarking internacional

Um sistema de distribuição sólido e complementar aumenta a resiliência e a fiabilidade do fornecimento de energia, reduzindo o risco de interrupções

Papel estratégico da rede de distribuição de gás: segurança energética / backup

Segurança energética

- **Robustez da rede:** a robustez técnica da rede de distribuição de gás portuguesa – considerada uma das mais modernas da Europa – contribui para a fiabilidade do abastecimento; a malha de gasodutos de distribuição, com vários milhares de quilómetros de extensão, forma um sistema integrado que transporta e distribui gás desde a importação até ao consumidor final.
- **Resiliência e fiabilidade:** um sistema de distribuição sólido e complementar aumenta a resiliência e a fiabilidade do fornecimento de energia, reduzindo o risco de interrupções devido a desastres naturais, falhas técnicas ou outros eventos imprevistos; a rede de distribuição de gás é mais resiliente pelo facto de ser enterrada, ao passo que a maior parte da rede elétrica é aérea.
- **Capacidade de armazenamento e gestão de picos de procura:** o gás natural e os gases renováveis podem ser armazenados na própria infraestrutura, conferindo uma valiosa flexibilidade operacional; esta reserva estratégica permite acumular gás em períodos de menor consumo e suprir a procura em picos de utilização ou interrupções temporárias do fornecimento externo.
- **Papel complementar:** o gás convencional, por ter as menores emissões entre os combustíveis fósseis, contitui-se como um vetor de transição que paulatinamente será gás de origem renovável.
- **Diversificação da matriz energética:** a necessidade de um novo mix energético de menor intensidade carbónica posiciona o gás natural, cada vez mais, como uma alternativa viável; é uma matéria-prima abundante, estimando-se que as reservas conhecidas sejam suficientes para mais de 120 anos de consumo global, ao ritmo atual, e que as reservas totais possam ser utilizadas por mais de 250 anos.



Evidências da necessidade de complementaridade entre os sistemas de gás e elétrico

- A rede elétrica será sempre mais vulnerável perante uma catástrofe, uma vez que as redes são, essencialmente, aéreas; nos países mais desenvolvidos, só cerca de 40% das redes são enterradas e em Portugal serão perto de 20%, a maior parte em áreas urbanas.
- A tempestade Kristin fez com que mais de um milhão de pessoas ficasse sem eletricidade; por consequência, ficaram sem comunicações porque estas não tiveram eletricidade, e ficaram sem água porque as estações elevatórias e os sistemas de abastecimento também não.
- O “apagão” de 2025 já tinha dado o alerta para a vulnerabilidade do sistema energético como um todo e para a necessidade de um mix energético diversificado, onde o gás natural e os gases renováveis devem ter um papel relevante.

A adequação à veiculação de gases renováveis, torna a rede de gás um ativo essencial para a incorporação de gases renováveis e para a transição energética

Papel estratégico da rede de distribuição de gás: incorporação de gases renováveis / transição energética

Incorporação de gases renováveis

- **Qualidade e capilaridade da rede:** a rede de distribuição de gás destaca-se pela sua qualidade, capilaridade e adequação à crescente necessidade de veiculação de gases renováveis, tornando-se um ativo essencial para a crescente incorporação de gases renováveis na rede de distribuição de gás e para a transição energética em geral.
- **Aproveitamento da infraestrutura existente:** ao injetar gases renováveis (quimicamente compatíveis ou misturáveis com o gás natural) na rede de distribuição já estabelecida, Portugal pode acelerar a redução de emissões sem necessidade de construção de novas redes; sendo as moléculas de biometano e dos combustíveis sintéticos semelhantes às do gás natural, não há custos adicionais de adaptação da rede e da infraestrutura de distribuição.
- **Contributo dos gases renováveis para as metas climáticas:** os gases verdes deverão desempenhar um papel significativo na matriz energética futura de Portugal e da Europa, como previsto nas principais estratégias energéticas europeias e nacionais.

Transição energética

- **Transição energética:** é um dos maiores desafios que a sociedade enfrenta e só a combinação das melhores soluções disponíveis permitirá alcançar as metas de neutralidade carbónica até 2050 de forma equilibrada e economicamente viável (ainda que seja um combustível fóssil, o gás natural tem um papel vital na descarbonização, já que permite a substituição gradual de fontes energéticas mais poluentes, como o carvão).
- **Reduções de CO2:** a infraestrutura de gás natural já permitiu, nos últimos anos, alcançar reduções significativas de CO2; a par do gás natural, os gases renováveis também terão um lugar de destaque no novo sistema energético; o potencial combinado destes dois tipos de gás determinará o rumo da descarbonização, garantindo uma transição equilibrada, justa e acessível. É ainda de recordar que o gás natural tinha, até 2018, um fator de emissão inferior ao da eletricidade. O potencial e velocidade de descarbonização do SNG é grande, permitindo chegar a 2050 com emissões nulas (permitindo ao SEN aproximar-se também da neutralidade carbónica).

- **Biometano:** uma das maiores vantagens do biometano reside no facto de poder substituir, já hoje, o gás natural sem necessidade de alteração de infraestruturas de distribuição.
- **Metano sintético (ou e-metano):** gás renovável produzido pela combinação de hidrogénio verde e CO2 biogénico, pode circular nas infraestruturas de distribuição de gás.
- **Hidrogénio:** já o H2 pode ser introduzido na rede de distribuição de gás através da acomodação de percentagens de H2 verde nas redes (a Estratégia Nacional para o Hidrogénio determina uma meta de incorporação de H2 nas redes de distribuição de gás em volume de 10 a 15% até 2030).

O gás natural é frequentemente mais competitivo em comparação com outras fontes energéticas e o biometano gera benefícios sistêmicos

Papel estratégico da rede de distribuição de gás: eficiência de custos / posição geoestratégica

Eficiência de custos

- **Preço competitivo para o consumidor:** o gás natural é uma alternativa mais económica quando comparado com outras fontes de energia; o seu preço é mais competitivo e, como permite uma utilização constante e um processo de queima eficiente, é possível atingir elevados níveis de rendimento nos equipamentos, enquanto se diminui o consumo de energia e os custos de manutenção.
- **Adaptar rede de gás é mais eficiente em termos de custo:** prevê-se que adaptar a rede de distribuição de gás para a descarbonização custará entre 1.120 e 1.740 milhões de euros, enquanto o sobrecusto associado a uma eletrificação total pode alcançar os 10.000 milhões de euros (*para detalhe dos valores consultar anexo 6.5*).
- **Oportunidade para os gases renováveis:** as tensões geopolíticas estão a provocar volatilidade nos mercados, tendo sido evidente com a invasão da Rússia à Ucrânia e com os atuais conflitos no Médio Oriente; o conflito prolongado levou ao encerramento forçado ou à redução significativa da produção de GNL em algumas regiões, incluindo instalações importantes no Qatar, um dos maiores exportadores mundiais. Os mercados energéticos permanecem sensíveis aos conflitos geopolíticos, sendo uma oportunidade para a crescente incorporação de gases renováveis e consequente redução da dependência externa.



Uma rede de distribuição de gás robusta e dinâmica pode **reduzir os custos de energia** para empresas e consumidores, resultando num **aumento da competitividade para empresas e famílias**.

Benefícios sistêmicos do biometano

A aposta nos gases renováveis, nomeadamente no Biometano, permitirá:

- **Resolução do tema dos resíduos a nível nacional:** permite valorizar fluxos de resíduos orgânicos, contribuindo para uma gestão mais eficiente e sustentável dos resíduos a nível nacional e incentivando a economia circular. Portugal dispõe de recursos relevantes — efluentes pecuários, resíduos agrícolas, resíduos orgânicos urbanos, lamas de ETAR e subprodutos agroindustriais — particularmente adequados à produção de biometano.
- **Desenvolvimento regional:** o desenvolvimento da cadeia de valor do biometano promove investimento descentralizado, dinamizando economias locais e reforçando a coesão territorial, sobretudo em regiões de menor densidade económica.
- **Fator adicional de rendimento e eficiência de custos para a Agricultura:** para o setor agrícola, o biometano cria uma fonte adicional de rendimento através da valorização de resíduos e da produção de biofertilizantes, melhorando a eficiência económica e ambiental das explorações.

2

Contexto regulatório e estratégico do gás

2.1 Enquadramento regulatório nacional e europeu

2.2 Papel estratégico da rede de distribuição de gás em Portugal

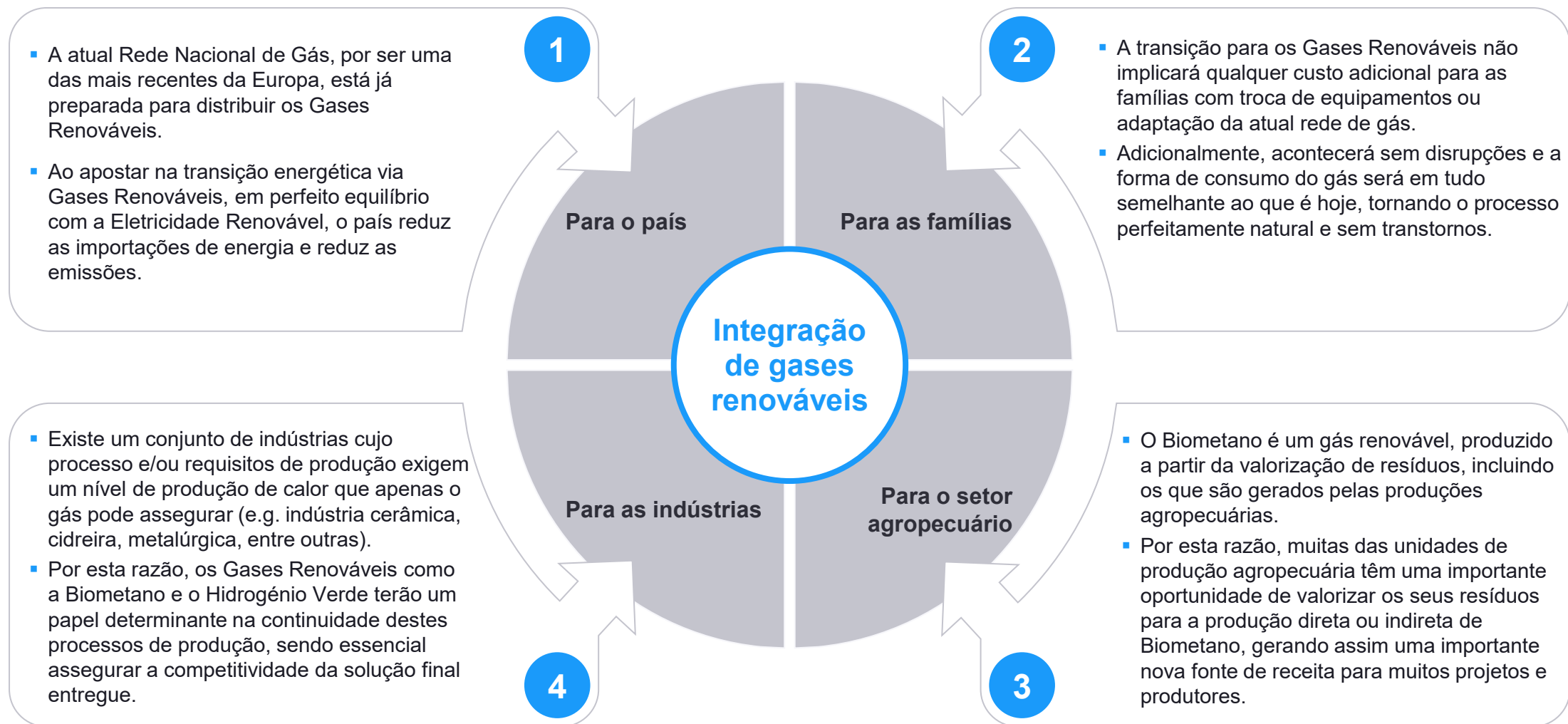
2.3 Papel da integração de gás renovável

2.4 Implicações das alterações legislativas nacionais

2.5 Benchmarking internacional

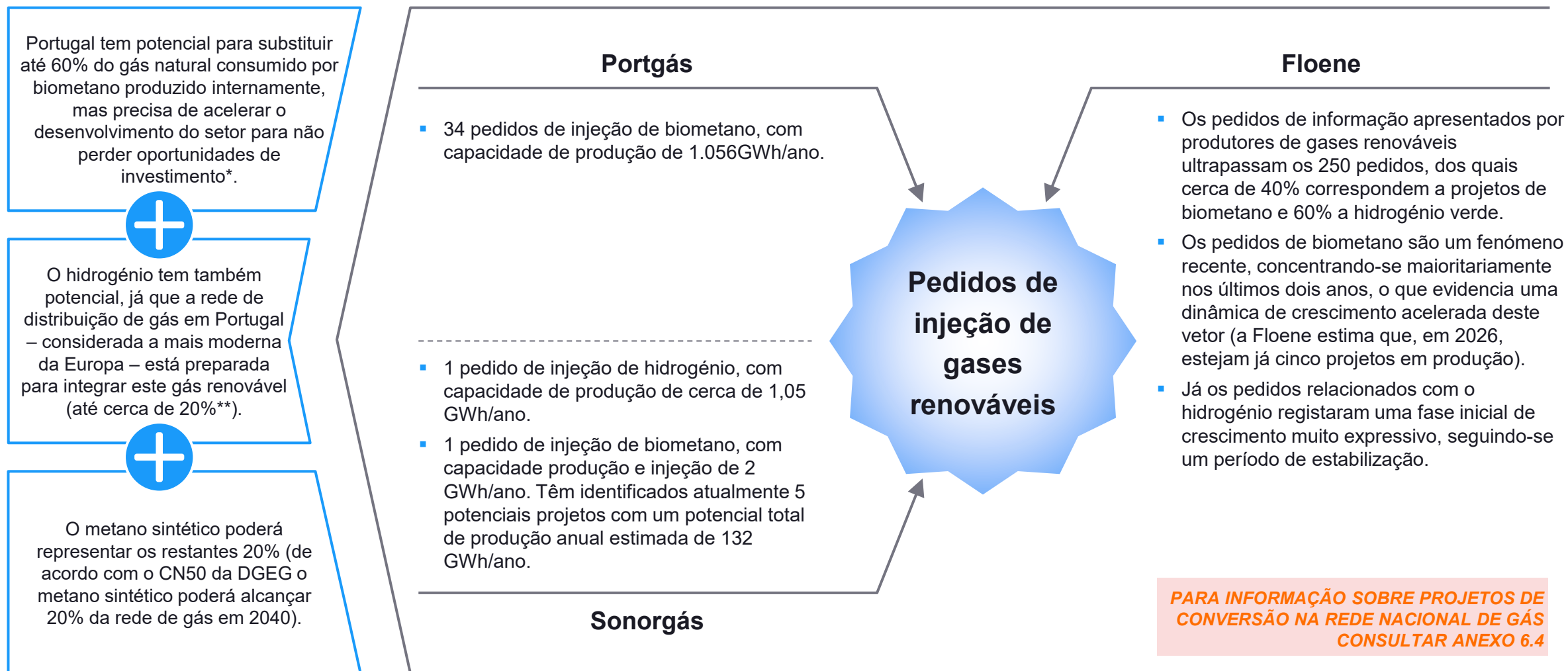
A integração de gases renováveis na rede de distribuição de gás tem um papel essencial para servir o país no seu processo de descarbonização

Relevância da integração de gás renovável



O biometano representa uma oportunidade mais imediata, no entanto, o hidrogénio tem um potencial grande dado que a rede é moderna e está preparada para o integrar

Perspetivas de futuro quanto à integração de gás renovável



* Esse cenário resulta de estudos realizados pela Roland Berger, que identificam um elevado potencial de produção nacional de biometano e capacidade para substituir uma parte relevante do consumo atual de gás.

Fonte: Roland Berger; DGEG; Jornal de Negócios; Sapo; Análise EY-Parthenon

** Limite legal de acordo com o RNDG.

A infraestrutura de gás constitui um ativo estratégico nacional em perfeitas condições para apoiar a transição energética e a descarbonização

Importância da descarbonização da rede de distribuição de gás para o objetivo da neutralidade carbónica



A descarbonização equilibrada é mais económica, segura e diversificada em termos de fontes de energia.

- Para descarbonizar de forma sustentável, devemos usar todas as opções disponíveis, especialmente aquelas com menores custos e que podem ser implementadas mais rapidamente.
- Efetivamente, nas estratégias nacionais a consecução do objetivo de neutralidade carbónica a 2050 pressupõe que se capitalizem todos os vetores disponíveis, nomeadamente os gases renováveis.

Acresce que o aproveitamento da rede de distribuição de gás nacional para uma descarbonização equilibrada é a solução que minimiza o investimento global

Importância da descarbonização da rede de gás para o objetivo da neutralidade carbónica

Coloca-se a questão de perceber em que medida a desvalorização de uma rede moderna e preparada para o futuro, em favor de uma maior concentração do consumo na eletricidade, pode introduzir vulnerabilidades adicionais no sistema energético

Adicionar gases renováveis à rede de distribuição de gás é a forma mais eficaz e económica de descarbonizar o país

- Uma **descarbonização equilibrada**, que pressupõe eletricidade renovável e gases renováveis, deverá implicar **investimentos entre os 1.120 M€ e os 1.740 M€**.
- **Nestes totais estão contabilizados** custos associados à rede de distribuição (conexão de produtores descentralizados, adaptação dos distribuidores à transição) e configuração da rede principal para H2 (gasodutos novos e modernizados e estações de fluxo reverso) bem como custos de adaptação da rede elétrica.
- O investimento CAPEX na reconfiguração da infraestrutura principal e na **modernização da rede elétrica representa a maior parte do investimento** necessário até 2050 para atingir uma descarbonização equilibrada.

A descarbonização equilibrada pode gerar poupanças de cerca de 10.000 M€ quando comparada com uma eletrificação total.

- A **combinação de eletricidade e gases renováveis poderá gerar poupanças globais de cerca de 10.000 M€**, comparada com uma eletrificação total.
- O principal fator é a **poupança resultante da menor expansão da rede elétrica** e da menor necessidade de capacidade de geração adicional.
- As poupanças adicionais resultam das **menores ambições em relação ao isolamento térmico** e, por conseguinte, de menores investimentos na estrutura dos edifícios.
- O aumento dos custos energéticos é compensado pela **redução dos custos dos sistemas de aquecimento**.

O biometano é a forma mais eficaz e económica de descarbonizar a rede de gás

- O **biometano**, um gás renovável com composição semelhante ao gás natural, **não exige mudanças nos equipamentos domésticos**, permitindo uma economia de 1.400 milhões de euros para os consumidores; por outro lado, a substituição do gás natural por biometano e hidrogénio verde ajudará Portugal a **atingir as metas de redução de CO2**.
- O biometano é a solução de transição energética nas casas com **menor impacto para as famílias**, com custos anualizados em 2040 entre 10% a 110% inferiores aos da eletricidade.



Diversificar é a melhor forma de garantir autonomia, resiliência e segurança energética para todas as famílias, sendo também a melhor solução do ponto de vista económico: a rede de distribuição de gás nacional tem, por isso, um papel muito relevante na descarbonização.

2

Contexto regulatório e estratégico do gás

2.1 Enquadramento regulatório nacional e europeu

2.2 Papel estratégico da rede de distribuição de gás em Portugal

2.3 Papel da integração de gás renovável

2.4 Implicações das alterações legislativas nacionais

2.5 Benchmarking internacional

O Decreto-Lei 11/2023, que elimina a obrigatoriedade de instalações de gás nas novas habitações, tem implicações negativas relevantes para os consumidores

Decreto-Lei 11/2023: Implicações para os consumidores

O gás natural é fundamental para a constituição de um mix energético que seja, simultaneamente, seguro, regular, acessível, sendo por vezes a única solução viável e economicamente descarbonizada. A rede nacional de distribuição de gás constitui-se portanto, pela sua qualidade, capilaridade e adequação à crescente necessidade de incorporação de gases renováveis (e.g. biometano, metano sintético, hidrogénio), um muito valioso e necessário ativo nacional, cuja sustentabilidade urge assegurar.



Implicações do fim da obrigatoriedade da instalação de gás nas novas habitações (Decreto-Lei 11/2023) para os consumidores

1

Liberdade de escolha limitada

- A decisão sobre o perfil energético da habitação passa a ser do promotor imobiliário e não do consumidor final. **Limita a liberdade de escolha dos futuros moradores e são estes quem suportam as consequências:** dependência de uma única fonte de energia e impossibilidade de aceder a gases renováveis no futuro.

2

Potencial impacto na fatura energética

- Em regra, **a eletricidade é mais cara do que o gás natural e gases renováveis**, dependendo naturalmente do tipo de equipamento e do perfil de consumo: o gás natural é, na generalidade dos perfis de consumo doméstico, a solução energética mais económica para aquecimento de águas e cozinha, vantagem que se reforçará com a incorporação progressiva de gases renováveis.

3

Dependência exclusiva da eletricidade

- **Risco de falhas no sistema elétrico e apagões: lares ficam totalmente vulneráveis a cortes de eletricidade** (sem fonte alternativa para cozinhar, aquecimento ou água quente); ausência de back-up energético em situações de emergência.

4

Perda de redundância e resiliência energética

- Ausência de instalação de gás nas novas habitações impede mitigação de falhas elétricas e reduz a segurança de abastecimento: consumidores têm que **recorrer a soluções menos seguras (botijas, geradores a combustíveis líquidos) em emergências**.

5

Contradição das políticas públicas

- **Sem investimento na rede de distribuição de gás não existe sistema para receber gás renovável (biometano e hidrogénio).** Novos edifícios não poderão usufruir de futuras fontes limpas distribuídas pela rede de distribuição de gás.

Com o fim da obrigatoriedade das instalações de gás nas novas habitações e a previsível queda nas novas ligações, também o SNG é negativamente impactado

Decreto-Lei 11/2023: Implicações para o Sistema Nacional de Gás (SNG)

Implicações do fim da obrigatoriedade da instalação de gás nas novas habitações (Decreto-Lei 11/2023) para o SNG

1

Queda nas novas ligações de gás residencial

- Na ausência de obrigatoriedade, os promotores imobiliários tendem a eliminar a instalação de gás por razões de minimização do custo de construção, sem que essa decisão reflita uma análise do interesse do consumidor final ou uma estratégia energética integrada. O resultado é que, mesmo num contexto de forte crescimento da construção residencial, **a base de consumidores com acesso à rede de distribuição de gás diminui, não por escolha do mercado, mas por ausência de escolha.**

2

Risco de ativos ociosos com custo para o sistema energético nacional

- Os investimentos realizados e em curso na expansão, modernização da rede de distribuição de gás e adaptação aos gases renováveis **correm o risco de se tornarem subutilizados, gerando ativos ociosos, sem utilização plena.** Estes custos não desaparecem: em regime regulado, continuam a ser recuperados via tarifas, penalizando os consumidores remanescentes ou sendo socializados no sistema energético.

3

Sustentabilidade económica da rede em risco

- A **redução da base de clientes residenciais compromete a diluição dos custos fixos da rede**, gerando pressão tarifária que se propaga a todos os utilizadores, incluindo e em particular ao setor industrial e os setores *hard-to-abate* (cerâmica, vidro, agroalimentar, química), para os quais a rede de gás não é uma opção entre outras mas, à data, a solução tecnicamente e economicamente mais viável de descarbonização. Sem um SNG sustentável, Portugal perde competitividade industrial precisamente nos setores que mais precisa de manter e descarbonizar.

4

Consequências tarifárias para os consumidores remanescentes

- A redução do número de clientes ligados e do volume de gás vendido **tenderá a pressionar as tarifas de acesso à rede em alta, penalizando quem continua a usar gás natural.**

5

Compatibilidade com a injeção de gases renováveis

- A descarbonização da rede de gás através do biometano e do hidrogénio verde pressupõe uma rede dispersa, dinâmica e com consumo suficiente para absorver a produção. **Se a base de consumidores se contrai, a rede perde a escala necessária para viabilizar a injeção descentralizada de gases renováveis**, comprometendo os próprios objetivos do Plano de Ação para o Biometano e da Estratégia Nacional para o Hidrogénio.

Eliminar a instalação de gás na fase de construção reduz custos marginais no curto prazo, mas gera custos sistêmicos elevados e perda de eficiência económica

Decreto-Lei 11/2023: Revisão

Custo da reconversão de edifícios construídos sem instalação de gás

A conversão posterior do edifício é mais onerosa do que a instalação de gás realizada em fase de obra, além de implicar complexidade técnica, de projeto e adaptações técnicas, decisões em sede de condomínio e risco de não execução, impacto nas fachadas internas dos edifícios (e por vezes externas) e nas próprias habitações.

Revisão do Decreto-Lei 11/2023

- Propõe-se a revisão do Decreto-Lei n.º 11/2023, no sentido de **reintroduzir a obrigatoriedade de projeto e instalação de gás nas novas habitações localizadas na zona de influência da rede de distribuição de gás**, como forma de salvaguardar a liberdade de escolha energética dos consumidores e evitar decisões irreversíveis tomadas na fase de promoção imobiliária.
- Esta revisão **não impõe a utilização de gás, mas assegura a opcionalidade futura**, permitindo aos moradores acederem, se assim o entenderem, ao vetor energético gás — progressivamente descarbonizado através da incorporação de biometano e hidrogénio.
- A **instalação em fase de construção apresenta um custo marginal reduzido**, enquanto a **conversão posterior de edifícios já concluídos é tecnicamente mais complexa**, depende de decisões em sede de condomínio e acarreta custos significativamente superiores, penalizando consumidores e gerando ineficiências sistêmicas.

Impacto positivo para a economia e a concorrência

- Decisão energética devolvida ao consumidor, e não capturada pelo promotor imobiliário com base no menor custo de construção.
- Concorrência efetiva entre vetores energéticos, estimulando eficiência, inovação e preços mais competitivos.
- Evita “lock-in tecnológico”: edifícios sem gás hoje ficam estruturalmente impedidos de aceder a biometano ou hidrogénio amanhã.

Vantagens para os consumidores

- Liberdade de escolha energética, evitando decisões irreversíveis impostas na fase de promoção imobiliária.
- A pré-instalação em fase de construção tem um impacto residual no custo total da obra, enquanto a conversão posterior é significativamente mais onerosa.
- Acesso a dois vetores energéticos, reduzindo vulnerabilidade a falhas elétricas e perdas de conforto em situações de contingência.

Coerência com a transição energética

- A obrigatoriedade de instalação não impõe consumo de gás, mas mantém a opcionalidade futura.
- Alinha-se com os objetivos nacionais de: incorporação de biometano e hidrogénio; descarbonização progressiva do gás; transição energética tecnologicamente neutra, ordenada e custo-eficiente.

Também o programa E-Lar pode acarretar desafios para os consumidores, como custos não previstos e perda de eficácia potencial por exclusão tecnológica

Programa E-Lar: Implicações para os consumidores

Implicações do Programa E-Lar para os consumidores

1

Exclusão de tecnologias mais eficientes (a gás)

- Uma das maiores preocupações refere-se à substituição de esquentadores a gás por termoacumuladores elétricos, atualmente a única opção financiada para aquecimento de águas: estes aparelhos não atendem às necessidades de um agregado familiar e podem aumentar a fatura anual de energia em mais de 360 euros, pelo que, ao deixar de fora estas soluções eficientes a gás, **o E-Lar perde eficácia potencial e os consumidores ficam privados de optar por equipamentos energeticamente mais vantajosos.**

2

Necessidade de reforço da potência contratada

- Para suportar novos aparelhos elétricos, **muitos lares terão de aumentar a potência elétrica contratada**: esse aumento acarreta **custos fixos adicionais na fatura de eletricidade que não estão contemplados pelo voucher do E-Lar (incluindo a perda da tarifa social)**, pelo que os utilizadores podem deparar-se com despesas extra permanentes para adequarem a sua instalação elétrica ao maior consumo, reduzindo o benefício líquido do apoio.

3

Custos não financiados

- O programa E-Lar **não cobre despesas com eventuais adaptações elétricas** nas habitações e, também, a **selagem segura das saídas de gás não tem responsabilidade e custo definidos no regulamento.**

4

Menor comodidade e maior utilização de espaço

- Um dos pontos mais referidos por quem utiliza um termoacumulador elétrico é a **dificuldade em gerir a água quente para todos os banhos** da família (que, com um esquentador a gás, essa preocupação não existe, dado que a água quente é gerada de forma contínua); acresce que um termoacumulador elétrico de 120 litros, que é o mínimo recomendado para uma família de 4 pessoas, **tem dimensões muito superiores (4x mais) às de um esquentador a gás natural** de 11 litros.

5

Menor autonomia energética

- A substituição forçada dos atuais consumos de gás natural por soluções totalmente elétricas **pode acarretar riscos sérios para a segurança e estabilidade do sistema energético**, dado que, concentrar toda a procura apenas na rede elétrica **aumenta a probabilidade de interrupções locais e pode degradar a qualidade do serviço** prestado às famílias.

6

Aumento da fatura de energia

- A substituição de aparelhos a gás por equipamentos elétricos **tende a agravar os gastos mensais de energia**: sem medidas complementares (como melhor isolamento térmico ou tarifas elétricas mais baixas), muitas famílias poderão ver as suas contas de mensais a aumentar, em vez de diminuir.

Comparação dos custos reais de utilização de equipamentos eficientes de gás ou de eletricidade (página seguinte)

Nos casos relevantes para análise, as soluções a gás são melhores quer em termos de áreas de ocupação quer em termos de custo de aquisição e montagem

Programa E-Lar: Implicações para os consumidores

Comparação da área de ocupação e custo de aquisição dos equipamentos de gás e de eletricidade

Caso 1: Aquecimento de águas sanitárias

Eletricidade



Solução: bomba de calor

- Produto: BOSCH - Compress 5000 DW - 260L

Área de ocupação:

- 0,28080 m²

Custos:

- Equipamento: 2.950€
- Componentes: 250€
- Montagem: 500€
- Total: 3.700€

Gás



Solução: esquentador

- Produto: BOSCH - Therm 4600 F - 14L

Área de ocupação:

- 0,08995 m²

Custos:

- Equipamento: 494€
- Componentes: 45€
- Montagem: 100€
- Total: 639€

Melhor em termos de área de ocupação e custo

Caso 2: Aquecimento central + Águas sanitárias



Solução: bomba de calor (unidade interior)

- Produto: BOSCH - CS3400iAW M - 180Litros

Área de ocupação:

- 0,396 m²

Custos:

- Equipamento: 4.060€
- Montagem: 250€
- Total: 4.310€

Solução: bomba de calor (unidade exterior)

- Produto: BOSCH - CS3400iAWS 12 OR-S

Área de ocupação:

- 0,3705 m²

Custos:

- Equipamento: 4.680€
- Montagem: 250€
- Total: 4.930€

Total:

0,7665 m²

9.240€

Solução: Caldeira

- Produto: BOSCH - Condens 2300i W

Área de ocupação:

- 0,12 m²

Custos:

- Equipamento: 1.600€
- Componentes: 70€
- Montagem: 250€
- Total: 1.920€

Melhor em termos de área de ocupação e custo

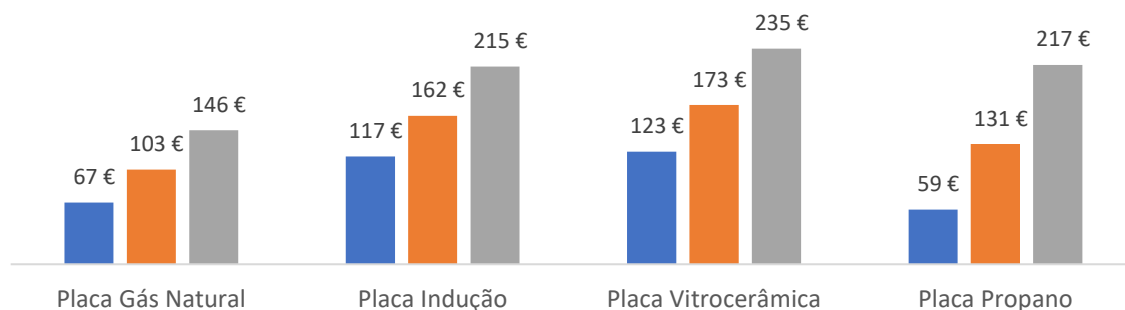
Comparando os custos reais de utilização de equipamentos eficientes de gás ou de eletricidade, verifica-se que o E-Lar origina um incremento mensal

Programa E-Lar: Implicações para os consumidores

Comparação dos custos reais de utilização de equipamentos eficientes de gás e de eletricidade (comparação de setembro de 2025)

- Aproximados os **custos reais de utilização de equipamentos eficientes de gás ou de eletricidade**, verifica-se que, face à opção gás natural, a medida anunciada agrava, em qualquer cenário, os custos ao cliente final.

Custo energético anual - cozinha



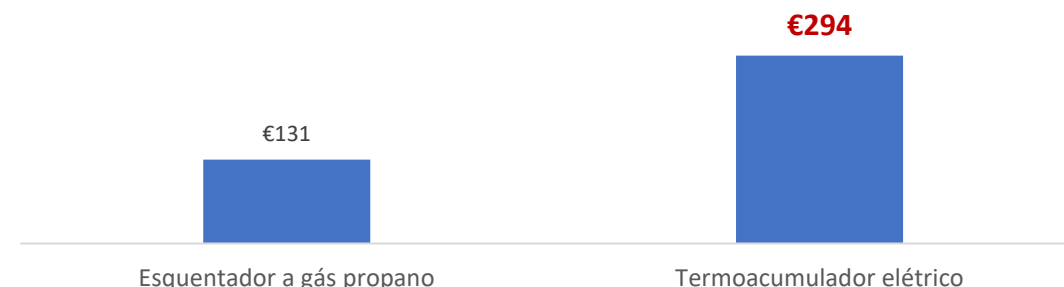
Custo energético anual - águas sanitárias



Sobrecusto anual face à opção de menor custo - GN



Sobrecusto anual face à opção de menor custo - GN



- A medida E-Lar tem implícito um incremento mensal de 4€ a 7€ na cozinha, dependendo do perfil de uso, e cerca de 24€ nas águas sanitárias, face aos equipamentos a gás natural; no caso da cozinha, acresce ainda o investimento em utensílios (+300€).

O Programa E-Lar apresenta maior redução de emissões, mas com uma parte significativa dos custos suportada pelos consumidores

Programa E-Lar: Impactos nos custos e emissões evitadas

- A dotação da 1.ª fase do Programa E-Lar **não foi executada na totalidade**; na ausência de informação pública detalhada, assume-se uma **execução de 60,6 M€**, correspondente a cerca de 67% da dotação total.
- Este montante permite estimar a emissão de **~64 mil vouchers**, em linha com a meta do PRR para o 2.º trimestre de 2026 (58.200).
- Para efeitos comparativos, considera-se um **cenário alternativo** com o mesmo número de vouchers direcionados para equipamentos a **gás natural de alta eficiência**.

Comparação dos impactos do E-Lar e do Gás de Alta Eficiência

		E-Lar	Gás Alta Eficiência
Investimento (M€)	Público	60,61	48,41
	Privado	5,91	15,13
Diferença na fatura anual (M€)		-0,65	-15,14
Diferença nas emissões totais (ktCO ₂)		-47,7	-26,6
Custo por emissões evitadas (€/tCO ₂)	Público	127,00	181,98
	Privado	125,86	-330,47

- O **E-Lar apresenta maiores reduções absolutas de emissões**, refletindo a substituição direta de equipamentos a gás por soluções elétricas.
- A alternativa de **gás de alta eficiência**, embora com menor redução total de CO₂, gera **poupanças económicas significativamente superiores para as famílias**, compensando o maior investimento privado inicial.
- Em termos de eficiência económica:
 - no **E-Lar**, as poupanças anuais agregadas são **residuais** (0,65 M€);
 - no **cenário de gás de alta eficiência**, as poupanças anuais (~15 M€) **cobrem o investimento privado adicional** em cerca de um ano.

Fatores explicativos

- Eficiência energética**: apesar de a eletricidade apresentar maiores eficiências teóricas, equipamentos a gás de alta eficiência consomem **~1/3 menos energia** do que o stock existente e apresentam consumos próximos das soluções elétricas.
- Estrutura de custos da energia**: o **custo unitário do gás natural** permanece sensivelmente **60% inferior ao da energia elétrica** por MWh, condicionando os resultados na fatura final.

Nota sobre custo de emissões evitadas

- O custo público por tCO₂ evitada é **inferior no E-Lar**.
- Do ponto de vista do consumidor, no cenário de gás de alta eficiência, as poupanças no consumo energético traduzem-se num **benefício líquido estimado em ~330 €/tCO₂ evitada**.

O Programa E-Lar maximiza a redução de emissões, com uma parcela relevante dos custos suportada pelos consumidores

Programa E-Lar: Impactos nos custos e emissões evitadas

Dimensão do programa

- A dotação para as duas fases do **E-Lar totalizou 90 M€**; no entanto, a informação pública disponível indica que as candidaturas aprovadas na 1.^a fase **não atingiram o montante disponível**.
- Assume-se que **~64 mil vouchers** tenham sido emitidos com um valor total executado de **60,6 M€**, correspondente a cerca de **67% da dotação total** das duas fases; o número de vouchers assumido **ultrapassa a meta do PRR** (58.200) associada a este programa.

	E-Lar	Gás Alta Eficiência
Investimento público (M€)	60,61	48,41
Investimento privado (M€)	5,91	15,13
Diferença na fatura anual (M€)	-0,65	-15,14
Diferença nas emissões anuais (ktCO ₂)	-47,7	-26,6
Gasto público por emissões evitadas (€/tCO ₂)	127,00	181,98
Custo total por emissões evitadas (€/tCO ₂)	125,86	-330,47

Impactos esperados do E-Lar

- O E-Lar equivale a uma **redução anual de 47,7 ktCO₂-eq** (âmbitos 1 e 2), o que corresponde a uma redução de **477,3 ktCO₂-eq ao longo da vida útil de 10 anos**.
- Para além do **investimento público de 60,6 M€**, o programa implica **investimento privado adicional de 5,9 M€**, resultando num custo inicial agregado de **66,5 M€**.
- O **aumento da eficiência energética** destes equipamentos (sobretudo das placas de indução e das placas convencionais) **reduz o consumo energético anual** de 6,6 MWh para 3,8 MWh.
- A **queda de emissões** causada pela redução do consumo energético é exacerbada pelo facto das **emissões associadas à produção da energia elétrica serem inferiores** às do gás natural.
- No total, **o preço por tCO₂-eq evitada** é de **127€ para o Estado** e de **126€ no total**.

Cenário alternativo

- Como **benchmarking para a análise custo-benefício** da medida, foi efetuada uma comparação com uma medida alternativa, aplicada a **equipamentos de gás de alta eficiência energética** (com a mesma vida útil).
- Assumindo **o mesmo número de vouchers** e combinações de equipamentos, este cenário implicaria um **investimento público de 48,4 M€** e **privado de 15,1 M€**.
- No cenário alternativo, os equipamentos a gás de alta eficiência **reduzem o consumo energético anual em ~33%** (para 4,4 MWh), resultando numa **redução das emissões de 26,6 ktCO₂-eq/ano**.
- Nesse sentido, a **redução de emissões teria um preço por tCO₂-eq maior para o Estado** (182€/tCO₂-eq), mas **negativo no total, equivalente a -330 €/tCO₂-eq**. A amortização é possibilitada pela **redução significativa da fatura tarifária**, que contrasta com E-Lar.
- No global (englobando os custos públicos e privados), esta **alternativa seria mais eficiente**, na medida em que **permitiria uma redução das emissões** associado a **um valor presente do investimento mais baixo**.

Nota: De acordo o Protocolo de Gases com Efeito de Estufa: âmbito 1 – emissões diretas de GEE, âmbito 2 – emissões indiretas de GEE de eletricidade.
Nota: O preço total por tCO₂-eq evitada tem em conta o investimento público, o investimento privado e as diferenças na fatura e nas emissões na vida útil dos equipamentos.
Fonte: EY-Parthenon

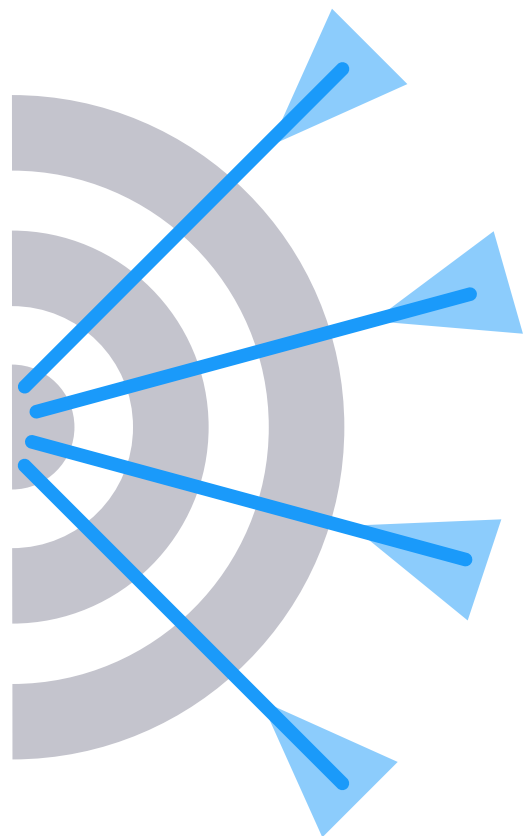
Os clientes domésticos são um pilar importante do SNG, pelo que o programa E-Lar provoca desafios na sustentabilidade financeira do SNG

Programa E-Lar: Implicações para o Sistema Nacional de Gás (SNG)



O Programa E-Lar deveria garantir neutralidade tecnológica e apoiar quer equipamentos a gás quer equipamentos elétricos desde que sejam eficientes

Programa E-Lar: Conclusões



Neutralidade tecnológica e enquadramento da medida

- A medida introduz um incentivo direcionado predominantemente para a eletrificação, o que poderá limitar a neutralidade tecnológica, sobretudo em contextos em que outras soluções apresentam desempenho técnico ou económico comparável.
- A aplicação indistinta da medida a clientes domésticos de gás, incluindo situações em que existe ligação à rede, levanta questões quanto ao alinhamento com o esforço em curso de descarbonização do sistema de gás.

O programa faz sentido apenas para consumidores sem acesso à rede de distribuição de gás

- A medida faz sentido para clientes de gás mas que não têm acesso à rede (por exemplo clientes de botija de gás) ou que estejam afastados da rede de distribuição de gás.
- Para clientes ligados ao Sistema Nacional de Gás (SNG), a medida não é racional, porque promove substituições desnecessárias que não atendem às características das habitações e perfis de consumo.
- A medida apresentada, ao não distinguir o tipo de gases sobre os quais se pretende realizar a substituição, penaliza a perceção pública sobre o SNG e o caminho de descarbonização em curso.

O programa deveria fomentar a dualidade tecnológica

- A narrativa deve defender a dualidade eletricidade + gás, garantindo redundância, segurança e flexibilidade ao sistema energético.
- O programa deveria fomentar a neutralidade tecnológica, garantindo uma transição energética justa, sem beneficiar ou penalizar qualquer fonte de energia, ou equipamento, que esteja em processo ativo de descarbonização.
- A rede de gás está a ser preparada para incorporar biometano e hidrogénio, pelo que excluir o gás prejudica o aproveitamento futuro desses vetores renováveis.

Como deveria funcionar um E-Lar verdadeiramente justo e eficiente

- Apoiar a substituição de equipamentos ineficientes, sejam eles a gás ou elétricos.
- Apoiar a aquisição de equipamentos eficientes, sejam a gás ou elétricos, permitindo ao consumidor escolher a melhor solução para o seu caso concreto.
- Direcionar o Programa E-Lar para o propano / zonas sem acesso à rede de distribuição de gás.

2

Contexto regulatório e estratégico do gás

2.1 Enquadramento regulatório nacional e europeu

2.2 Papel estratégico da rede de distribuição de gás em Portugal

2.3 Papel da integração de gás renovável

2.4 Implicações das alterações legislativas nacionais

2.5 Benchmarking internacional

A França apresenta um modelo de regulação incentivador, com forte intervenção pública, assente numa regulação por *revenue cap*

Benchmarking Regulatório – França



França	
Regulador	Commission de Régulation de l'Énergie (CRE).
Operadores da rede	2 TSO* (NaTran e Teréga) e 21 DSO* (GRDF é a principal DSO, distribuindo para mais de 96% do mercado).
Sistema	Regulação de incentivos com <i>revenue cap</i> .
RAB (Base de ativos regulados)	▪ Componentes do RAB: ativos fixos. ▪ Ativos antigos: Valorização histórica reavaliada. ▪ Ativos novos (desde 2024): Valor contabilístico líquido (NBV). ▪ Ajustamentos: As subvenções e os subsídios são removidos do valor dos ativos antes de entrarem no RAB.
Taxa de retorno (RoR)	▪ Determinação: soma de uma taxa nominal sem risco e de um prémio de risco (prémio de risco de mercado multiplicado por um fator de risco beta) multiplicado por um fator de imposto sobre as empresas, expresso em termos reais. ▪ Uso: multiplicado pelo RAB total (exceto os ativos que foram financiados através de subsídios).
Incentivos regulatórios	Tarifas de transporte de gás ▪ A tarifa pela utilização das redes de transporte de gás natural é conhecida por “ATRT”: a atual tarifa de referência, ATRT8, visa dar aos Operadores de Sistemas de Transporte de Gás a capacidade de enfrentar os desafios da transição energética, particularmente com o desenvolvimento da injeção de biometano nas redes. Proporciona também a capacidade de ter em conta as alterações no mercado do gás nos próximos anos, especialmente para controlar a evolução das tarifas num contexto marcado pelo término de determinados contratos de longo prazo e de grandes projetos de investimento.
	Tarifas de distribuição de gás ▪ O sétimo período tarifário para a utilização das redes de distribuição de gás natural da GRDF, designado por "tarifa ATRD-7", entrou em vigor a 1 de julho de 2024, com uma duração aproximada de quatro anos: tal como a tarifa anterior, incentiva a GRDF a melhorar a sua eficiência, especialmente no contexto de uma queda no consumo de gás, mantendo a rede de distribuição de gás num nível de máxima segurança; visa também proporcionar à GRDF a capacidade de adaptação à transição energética, em particular no que diz respeito ao desenvolvimento da medição inteligente, à injeção de biometano e às atividades de investigação e desenvolvimento.

* TSO – Transmission System Operator; DSO – Distribution System Operator
Fonte: CEER – Council of European Energy Regulators

A Dinamarca utiliza um regime de *revenue cap* altamente baseado em *benchmarking*, onde os operadores são sujeitos a exigentes metas de eficiência

Benchmarking Regulatório – Dinamarca



Dinamarca	
Regulador	Danish Utility Regulator (DUR).
Operadores da rede	1 TSO* (Energinet) e 1 DSO* (Evida).
Sistema	<i>Revenue cap</i> com forte componente de benchmarking entre empresas e requisitos de eficiência. O <i>revenue cap</i> consiste em três componentes principais: um limite para os custos, os retornos permitidos e os requisitos de eficiência.
RAB (Base de ativos regulados)	- TSO: Média do valor contábilístico depreciado, ajustado por índice de preços e decisões regulatórias. - DSO: Inclui ativos fixos, fundo de manejo, ativos em construção e dívida histórica.
Taxa de retorno (RoR)	- Determinação: Soma de uma taxa nominal sem risco e de um prêmio de risco (prêmio de risco de mercado multiplicado por um fator de risco). - Uso: Uma taxa de juro sem risco calculada como a média das observações diárias disponíveis dos últimos três meses das taxas de cupão zero de obrigações do governo dinamarquês com maturidade a dez anos (caso TSO) e quatro anos (caso DSO).
Incentivos à eficiência	Transporte de gás (TSO) A partir de 2023, as atividades de transporte passaram a estar sujeitas a regulação por teto de receita, sendo que os tetos de rendimento são definidos para um período de regulação de dois anos: os tetos de rendimento consistem em três componentes principais: um teto para os custos, os retornos permitidos e os requisitos de eficiência.
	Distribuição de gás (DSO) As empresas de distribuição de gás não estão sujeitas à concorrência e, por isso, as regulamentações da DUR visam incentivar estas empresas a serem mais eficientes, reduzindo o teto das suas receitas: a DUR estabelece requisitos de eficiência nos custos operacionais com base numa referência entre as empresas de distribuição de gás (DSOs) para garantir pressão externa para a redução contínua dos custos; além disso, a DUR estabelece um teto para os custos operacionais com base em níveis de custos históricos, e as DSOs podem obter ganhos de eficiência ao realizarem custos operacionais inferiores a esse nível de custos históricos ajustados às exigências de eficiência.

* TSO – Transmission System Operator; DSO – Distribution System Operator

Fonte: CEER – Council of European Energy Regulators

A Itália aplica um modelo TOTEX (TIROSS), no qual a ARERA remunera conjuntamente OPEX e CAPEX através da divisão entre *slow money* e *fast money*

Benchmarking Regulatório – Itália



Itália	
Regulador	Italian Regulatory Authority for Energy, Networks and Environment (ARERA).
Operadores de rede	8 TSO* e ~186 DSO*.
Sistema	▪ TSO: a partir de 2024, aplicado o regime TOTEX (designado por TIROSS ou ROSS BASE), com uma taxa de capitalização que divide as despesas de capital (CAPEX, ou seja, <i>slow money</i>) das despesas operacionais (OPEX, ou seja, <i>fast money</i>); a ARERA determina a receita permitida considerando as despesas totais (TOTEX: OPEX e CAPEX), ajustando-as para as metas de eficiência e dividindo o TOTEX entre <i>slow money</i> (remunerado através do RoR e depreciação) e <i>fast money</i> (reconhecido no ano). ▪ DSO: a partir de 2026, os DSOs passam também para uma lógica ROSS BASE (TOTEX), semelhante ao TSO. Sistema regulatório atual: Custo acrescido de margem para CAPEX, teto de preço para OPEX. Custos padrão do setor para OPEX (ou seja, determinados por método paramétrico).
RAB (Base de ativos regulados)	TSO: Custo histórico reavaliado pela inflação, líquido de depreciação e subsídios. DSO: Tanto o custo histórico como o custo unitário padrão (média setorial) variam consoante o tipo (ativos centrais versus ativos locais). Ambos são reavaliados pela inflação e não incluem depreciação e subsídios.
Sistema de incentivos	▪ Dependendo do serviço regulado e do tipo de objetivo, são adotadas diferentes abordagens. ▪ Estão em vigor incentivos para a redução de custos, em que os operadores têm o direito de reter uma parte da redução de custos do sistema em comparação com uma linha de base, por exemplo, para a redução de OPEX na abordagem TOTEX ou para a redução dos custos de gás não contabilizado no caso de transporte de gás.

* TSO – Transmission System Operator; DSO – Distribution System Operator; RoR – Return on RAB
Fonte: CEER – Council of European Energy Regulators

O mercado do biometano na Europa e a sua injeção na rede de gás tem crescido de forma significativa nos últimos anos, apesar de existir potencial por explorar

Benchmarking: Integração de gases renováveis – Europa

Tendências recentes na produção

- No final de 2024, **mais de 1.500 unidades de biometano** estavam oficialmente registadas nos principais países produtores da Europa, representando uma **capacidade de produção combinada de 60 TWh** (vs. 52 TWh no final de 2023): **mais de 90% deste biometano foi injetado na rede de distribuição de gás.**
- Apesar deste crescimento, **permanece um potencial significativo por explorar:** apenas 23% das matérias-primas disponíveis para digestão anaeróbia são atualmente utilizadas para a produção de biogás e apenas 8% das unidades de biogás realizam *upgrading* para biometano.
- Os **resíduos agrícolas constituem a principal matéria-prima utilizada**, enquanto a quota de culturas energéticas continua a diminuir, refletindo uma tendência para uma produção de biometano mais sustentável: em média, o biometano na Europa é produzido 50% a partir de resíduos agrícolas, 21% a partir de culturas energéticas e 21% a partir de resíduos orgânicos.
- Nos últimos três anos, a **capacidade de produção de biometano na Europa cresceu a uma taxa média anual de 10%**, refletindo uma **expansão constante**, ainda que mais moderada em comparação com as fases iniciais de desenvolvimento do setor: este crescimento é largamente impulsionado pelo **desempenho consistente de França e Itália**, bem como por uma **dinâmica promissora na Dinamarca e em mercados emergentes como Espanha.**
- Entretanto, **vários mercados maduros — incluindo Alemanha, Reino Unido, Áustria e Suécia — entraram numa fase de estabilização**, com pouca expansão nos últimos anos.

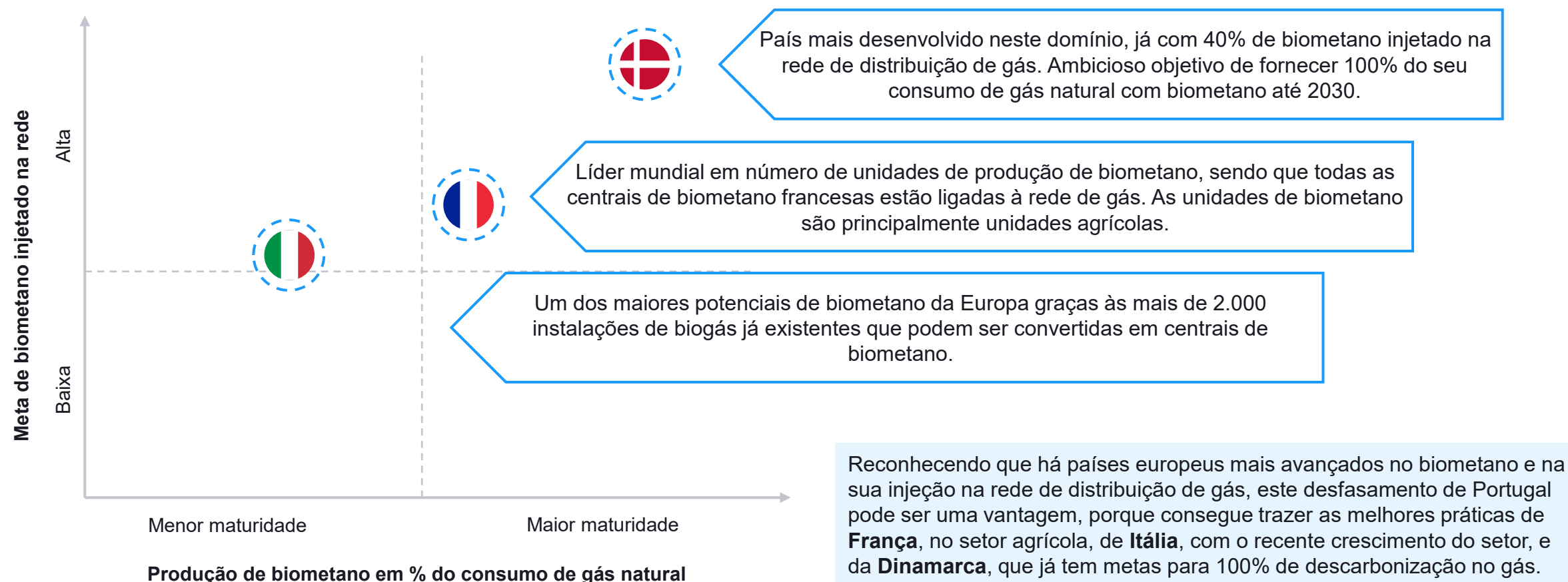
Outlook regulatório

- Os países com indústrias de biometano maduras estão a fazer uma **transição gradual de incentivos ao apoio à produção — como tarifas *feed-in*, prémios ou concursos — para incentivos que promovem o consumo**, principalmente para reduzir a despesa pública associada ao desenvolvimento do biometano.
- Alguns setores estão agora **sujeitos a quotas de incorporação de energia renovável**: os fornecedores de energia abrangidos por estes mandatos podem cumprir as suas obrigações através da utilização de biometano; o custo adicional do biometano é incorporado nos certificados e repercutido no consumidor final de energia; por exemplo, **vários países — incluindo França, Países Baixos e Áustria — estão a introduzir obrigações de mistura de biometano para os fornecedores de gás.**
- A integração do biometano no **Sistema de Comércio de Emissões da UE (EU ETS) deverá também estimular o desenvolvimento de acordos de compra de biometano** (Biomethane Purchase Agreements, BPAs) entre produtores e consumidores industriais.
- Ainda assim, os **incentivos baseados na produção continuam a ser o mecanismo de política preferido** em países onde o setor ainda está em fase emergente (por exemplo, Itália) ou a recuperar de um período de estagnação (por exemplo, Dinamarca, Reino Unido), por serem menos complexos de implementar e proporcionarem aos promotores uma perspetiva estável e de longo prazo.

A França, a Dinamarca e a Itália são casos de referência no desenvolvimento do biometano e respetiva injeção na rede de gás, mas por motivos distintos

Benchmarking: Integração de gases renováveis – Países selecionados

Seleção de países da UE com elevado desenvolvimento no biometano



A França é líder mundial em número de unidades de produção de biometano, sendo que todas as centrais de biometano estão ligadas à rede de distribuição de gás

Benchmarking: Integração de gases renováveis – França



Visão geral	Produção de biometano	Integração de biometano	Apoios ao biometano
- O setor francês de biometano mantém a sua posição como líder mundial em número de unidades de produção de biometano, traduzindo-se no país onde o setor do biometano regista o crescimento mais rápido da Europa. - Em 2024, a atualização da Programmation Pluriannuelle de l'Énergie elevou a meta de injeção de biometano para 44 TWh/ano em 2030, equivalentes a 15% do consumo de gás do país: esta meta tem agora carácter vinculativo, inserindo-se no Plano Nacional Integrado Energia Clima francês e na lei de transição energética. - Este desempenho francês reflete o apoio de longa data do Estado ao biometano, reconhecido como um elemento fundamental da estratégia energética.	- Em 2025, mais de 800 instalações injetavam biometano nas redes de gás natural: a capacidade totalizava quase 16 TWh/ano e, no início de 2026, existem já 811 locais de injeção de biometano no país. - A totalidade das centrais de biometano francesas estão ligadas à rede de gás, sendo centrais com uma capacidade de produção reduzida – o que reflete a estratégia francesa de multiplicar instalações descentralizadas de menor porte. - As unidades de biometano são principalmente unidades agrícolas, com baixa capacidade de produção em comparação com outros países.	“Droit à l'injection”: a legislação obriga os operadores de redes de gás a aceitar a ligação de novas unidades de produção de biometano e a realizar as obras de reforço necessárias na rede para permitir a injeção (decorrente da lei Egalim de 2018). Atribui aos operadores de rede a responsabilidade pelas obras de reforço da infraestrutura necessárias para a injeção do biometano produzido localmente, desde que respeitado o princípio da eficiência económica (o operador da rede cobre até 60% do custo de ligação até 600 mil euros). - Com base nas características da rede e nos projetos que atendem às condições económicas exigidas, os investimentos em reforço da rede são financiados por meio de tarifas de utilização das redes de distribuição e transmissão de gás natural.	- A França construiu um ecossistema regulatório completo: começou com subsídios diretos (tarifas garantidas atrativas por 15 anos) para criar o mercado; agora, com maior maturidade, avança para modelos híbridos, combinando apoio orçamental e mecanismos de mercado para fomentar o desenvolvimento de projetos: estas medidas regulamentares, aliadas a metas claras, têm dado confiança aos investidores e foram cruciais para o rápido crescimento do setor em França. - É ainda de salientar que a França não permite acumular apoios ao CAPEX com outros incentivos, exigindo que os proprietários escolham entre tarifas <i>feed-in</i> e apoio ao CAPEX (que normalmente cobre cerca de 10% do CAPEX).

PARA MAIOR DETALHE CONSULTAR ANEXO 6.3

A Dinamarca destaca-se pela elevada incorporação de biometano no gás natural distribuído, tendo já metas para 100% de descarbonização da rede de gás em 2030

Benchmarking: Integração de gases renováveis – Dinamarca



Visão geral	Produção de biometano	Integração de biometano	Apoios ao biometano
- A Dinamarca tornou-se líder mundial em biogás e biometano graças a uma estratégia de longo prazo baseada na inovação tecnológica, numa utilização eficiente de subprodutos e num apoio político consistente. - Embora o tamanho absoluto do mercado seja menor do que o de grandes economias, como o caso francês ou alemão, os dinamarqueses percorreram um caminho notável: partiram de uma base modesta em 2010 e alcançaram, em 2025, mais de 40% de biometano no gás natural distribuído – a maior percentagem de gás renovável no continente. - O país estabeleceu o ambicioso objetivo de fornecer 100% do seu consumo de gás natural com biometano até 2030, tornando-se possivelmente o primeiro país do mundo a ter uma rede de gás integralmente verde.	- A Dinamarca tem registado um crescimento significativo, passando de 1 central de biometano em 2012 para cerca de 60 centrais de biometano em 2025. - Cerca de 60% são instalações agroindustriais que utilizam estrume animal e outros subprodutos orgânicos, representando mais de 90% do biogás gerado no país. - A maioria das centrais são de elevada capacidade e produzem biometano para injeção na rede (mais de 95% das centrais injetam na rede). - A Dinamarca é um exemplo de como um país pequeno, mas bem organizado, pode atingir níveis de substituição do gás fóssil muito acima da média europeia.	- O desenvolvimento do biometano na Dinamarca pode ser dividido em 5 etapas (<i>Local, Upgraded, Transmission, Interconnected, Continental</i>), com base em marcos no desenvolvimento da infraestrutura de gás que possibilitaram a penetração do biometano em áreas cada vez maiores e contíguas, encontrando-se atualmente na penúltima fase. - Na fase atual, a agregação de valor permite a redução dos subsídios: o aumento do valor verde e do preço de mercado do gás, bem como a otimização da produção e a simplificação da cadeia de valor, são, em grande medida, os principais impulsionadores do crescimento da produção de biometano. Possível introdução de um incentivo fiscal para os consumidores de biometano, de forma a torná-lo competitivo em termos de preço (em comparação com o gás natural).	- O grande salto veio com o Acordo Energético de 2012, um pacto multipartidário que destinou recursos substanciais à promoção do biogás, incluindo explicitamente subsídios para upgrading e injeção na rede de gás. - A política regulatória evoluiu de um modelo de incentivo fixo para um modelo de apoio concorrencial, reflexo de um setor que ultrapassou a fase de desenvolvimento. - Em vez de apoio direto indiscriminado, a estratégia recente da Dinamarca tem sido a realização de concursos públicos para novas capacidades de gás verde.

PARA MAIOR DETALHE CONSULTAR ANEXO 6.3

A Itália é um dos mercados mais dinâmicos e de crescimento mais rápido da Europa, passando de 4 centrais de biometano em 2018 para 137 em 2025

Benchmarking: Integração de gases renováveis – Itália

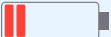


Visão geral	Produção de biometano	Integração de biometano	Apoios ao biometano
- A Itália possui um dos maiores potenciais de biometano da Europa graças ao seu vasto setor agropecuário e às mais de 2.000 instalações de biogás já existentes. - Atualmente, o biometano representa apenas ~0,8% do consumo de gás. No entanto, atualmente, a Itália está a registar um forte crescimento na capacidade de produção de biometano, impulsionado pelo rápido desenvolvimento das unidades de produção e pelos ambiciosos objetivos de produção de biometano. - O país estabeleceu no seu Plano Nacional Integrado Energia-Clima (PNIEC) um objetivo de aproximadamente 10% de biometano no consumo de gás natural até 2030. - Para alcançar esta meta ambiciosa, a Itália reformulou a legislação e os incentivos, direcionando 1,7 mil milhões de euros de fundos do PRR para financiar novos projetos e conversão de centrais de biogás existentes.	- A Itália é o segundo maior produtor de biogás da Europa: o setor italiano de biogás ganhou impulso em 2008 graças à introdução de uma tarifa que incentivou a geração de eletricidade a partir de fontes renováveis. - Nos últimos anos, a prioridade mudou da geração de eletricidade a partir de biogás para a produção de biometano: a conversão de unidades de biogás existentes em unidades de biometano está-se a tornar cada vez mais comum, uma solução que pode garantir a viabilidade futura de muitas instalações originalmente construídas para geração de eletricidade subsidiada e que agora se aproximam do vencimento das tarifas. - Em 2025, a Itália contava com 137 centrais de biometano (sendo que cerca de 85% das centrais de biometano estão a injetar na rede de gás).	- O Governo lançou a Reforma “Riduzione dei costi di connessione” (M7-Reforma 3), que visa que 70% dos custos com infraestruturas de conexão (reforço de gasodutos, instalação de estações de regulação e compressão, etc.) e 100% dos custos dos sistemas de medição e compressão passe a ser suportada pelos operadores de rede, enquanto os produtores arcarão com os 30% restantes dos custos de conexão. - Uma vertente peculiar em Itália é o uso de biometano na forma não injetada diretamente na rede, mas distribuída como GNV (gás natural veicular) ou GNL (gás natural liquefeito).	- A Itália passou de incentivar o biometano via mercado de biocombustíveis para medidas mais robustas para escalar a produção e a sua integração na rede de gás. - Em consonância com os objetivos do PNRR, que prevê incentivos para a construção de novas instalações de produção de biometano e para a conversão total ou parcial de instalações de biogás existentes, a Itália introduziu dois tipos de apoio complementares: – Contribuição de capital financiada com recursos do PNRR, equivalente a 40% das despesas incorridas; e – Tarifa feed-in por 15 anos incidente sobre a produção líquida de biometano entregue à rede. - Esta abordagem mista tem como objetivo garantir receita estável de longo prazo aos produtores, reduzindo o risco de mercado e tornando os projetos financeiramente atrativos mesmo face à volatilidade dos preços da energia.

PARA MAIOR DETALHE CONSULTAR ANEXO 6.3

Comparando Portugal com outros países europeus, França, Dinamarca e Itália têm sistemas mais avançados de produção e integração de biometano

Benchmarking: Integração de gases renováveis – Comparação

	 França	 Dinamarca	 Itália	 Portugal	GAP
Metas de biometano em 2030	Objetivo de 44 TWh/ano em 2030, equivalentes a 15% do consumo de gás .	Ambicioso objetivo de fornecer 100% do consumo de gás natural com biometano até 2030.	Objetivo de 60 TWh/ano até 2030, o que equivale a 10% do consumo de gás natural .	Objetivo de 9,1% do consumo de gás natural em 2030 (e 18,6% em 2040)	
Injeção na rede	Droit à l'injection": obriga os operadores de redes de gás a aceitar a ligação de novas unidades de produção de biometano.	Política de "direito de injeção": as centrais têm o direito de estar ligadas e injetarem biometano na rede de gás.	Política de "direito de injeção": as centrais têm o direito de estar ligadas e injetarem biometano na rede de gás.	Tem que ser feito um pedido de ligação ao operador de rede, acompanhado de informações técnicas. O operador de rede avalia a disponibilidade de capacidade nesse ponto e as adaptações necessárias.	
Partilha de custos de ligação	O operador da rede cobre até 60% do custo de ligação até 600 mil euros.	Produtores são responsáveis pelos equipamentos de purificação e pela ligação imediata ao ponto de acesso na rede, enquanto as operadoras de rede financiam todos os investimentos adicionais.	70% dos custos com infraestruturas de conexão e 100% dos custos dos sistemas de medição e compressão é suportada pelos operadores de rede, enquanto os produtores arcarão com os 30% restantes dos custos de conexão.	Atualmente é o produtor que paga integralmente pela ligação, mas existe um consenso crescente entre regulador e operadores de que esse modelo deve evoluir para uma partilha de custos.	
Incentivos à produção	Tarifas feed-in ou apoio ao CAPEX (que normalmente cobre cerca de 10% do CAPEX)	Estratégia recente tem sido a realização de concursos públicos para novas capacidades de gás verde.	Contribuição de capital financiada (equivalente a 40% das despesas); e tarifa feed-in por 15 anos incidente sobre a produção líquida de biometano entregue à rede	Financiamento a fundo perdido (CAPEX) via PRR; Leilão de compra centralizada (suporte OPEX);	

3

Procura e tendências no consumo de gás



3

Procura e tendências no consumo de gás

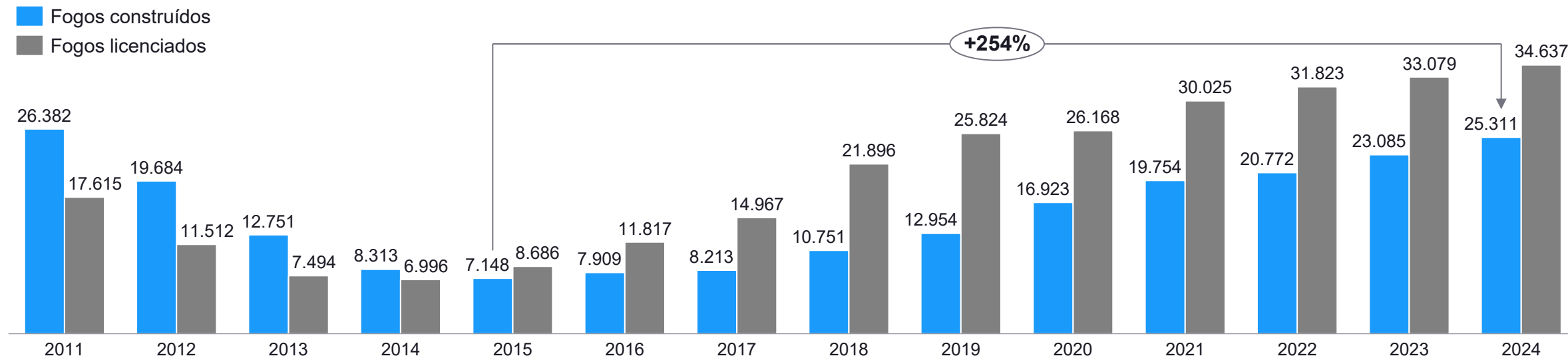
3.1 Evolução histórica e tendências no consumo de gás

3.2 Evolução futura da procura de gás

A forte dinâmica da construção residencial poderia ajudar a mitigar parte da quebra esperada na procura doméstica de gás, se não existisse o Decreto-Lei 11/2023

Construção residencial

Fogos concluídos e licenciados em construções novas para habitação familiar (nº) | 2011-2024



- A atual dinâmica muito forte da construção habitacional em Portugal — refletida no crescimento consistente do número de fogos concluídos e licenciados — poderia ajudar a compensar a quebra na procura de gás, pelo lado da oferta de novas habitações, se não existisse o Decreto-Lei 11/2023.
- Com o Decreto-Lei 11/2023 em vigor, que se traduz na ausência de obrigatoriedade de pré-instalação, a decisão energética é tomada pelo promotor imobiliário, que opta pela solução de menor custo de construção e priva o consumidor final da liberdade de escolha entre fontes de energia.
- Deste modo, deveria existir a obrigatoriedade de projeto e instalação de gás em edifícios multifamiliares na zona de influência da rede de distribuição de gás, de modo a impedir que o comprador fique impedido de aceder ao vetor energético gás mesmo que o pretenda. O processo de decisão em sede de condomínio e os custos de conversão do edifício acarreta custos superiores face ao cenário em que os custos se efetivam logo na fase de construção do edifício.

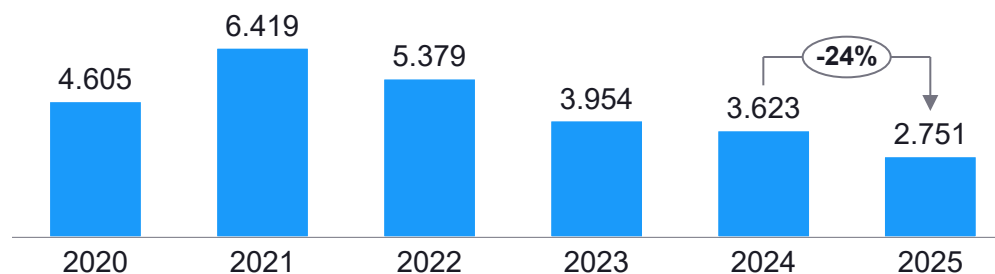
A eliminação da obrigatoriedade de gás em novas construções já se reflete na forte quebra de pontos de abastecimento de mercado novo em 2025

Número de pontos de abastecimento do Mercado Novo

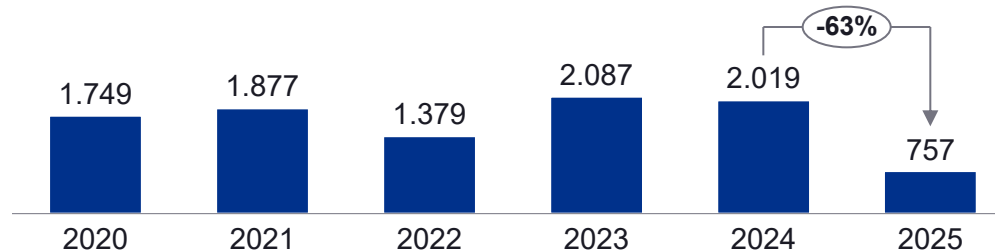
Enquadramento técnico

- Os pontos de abastecimento do Mercado Novo correspondem às identificações atribuídas quando os edifícios novos ficam concluídos e a coluna montante se encontra gasificada, sendo disponibilizados ao mercado sem ligação efetiva ao gás, a qual apenas é solicitada posteriormente pelo comprador do apartamento, através da celebração de contrato com uma comercializadora.
- Os dados apresentados são referentes a baixa pressão inferior (clientes domésticos), sendo o foco do presente estudo.

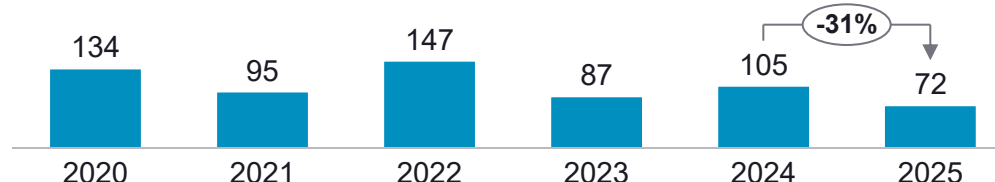
Floene Pontos de abastecimento do Mercado Novo (nº) | 2020-2025



Portgás Pontos de abastecimento do Mercado Novo (nº) | 2020-2025



Sonorgás Pontos de abastecimento do Mercado Novo (nº) | 2020-2025



- Verifica-se uma tendência de descida no número de pontos de abastecimento de mercado novo desde 2021, em especial no universo da Floene. Esta diminuição revela-se de difícil interpretação, podendo estar associada a uma comunicação e narrativa advocacy que destaca soluções alternativas, como bombas de calor, consideradas mais eficientes: é importante notar que **em 2025, a redução foi significativamente mais pronunciada, apesar do forte crescimento no número de fogos concluídos nos últimos anos.**
- Esta redução acentuada resulta do Decreto-Lei 11/2023, que eliminou a obrigatoriedade de instalação de gás em edifícios novos ou sujeitos a obras com controlo prévio.
- Os **efeitos do decreto deverão tornar-se mais visíveis a partir de 2026**, uma vez que grande parte dos edifícios concluídos até esse ano tinham sido licenciados antes da mudança legislativa e, por isso, ainda seguia o regime antigo, que implicava a emissão de ponto de abastecimento.
- A partir de 2025, espera-se uma tendência estrutural de **separação entre a evolução dos fogos construídos (a aumentar) e o número de pontos de abastecimento atribuídos (a diminuir)**, deixando de existir a correlação histórica entre ambas as variáveis — dado que o novo enquadramento legislativo deixa de gerar pontos de abastecimento de forma automática.

A RNDG cobre uma parte significativa do centro-norte do país (incluindo a Área Metropolitana de Lisboa), tendo forte concentração nas zonas urbanas do litoral

Distribuição dos operadores

1

FLOENE

O grupo Floene é constituído por 9 ORD.

- Através da participação e gestão direta de 9 Operadoras Regionais de Distribuição de Gás (ORDs), a Floene está presente em 106 concelhos.
- Cada ORD atua numa área geográfica exclusiva com base num contrato de Concessão ou Licença. 5 ORDs operam ao abrigo de contratos de Concessão (Lisboagás, Lusitaniagás, Setgás, Tagusgás e Beiragás) enquanto os restantes ORDs operam ao abrigo de Licenças (Duriensegás, Medigás, Dianagás e Paxgás).

2

portgás

A Portgás está localizada no litoral norte do país.

- A Portgás centra a sua atividade no desenvolvimento e exploração da rede pública de distribuição de gás natural na região litoral norte de Portugal.
- A área de concessão da Portgás abrange 29 municípios da região litoral norte (distritos de Porto, Braga e Viana do Castelo).

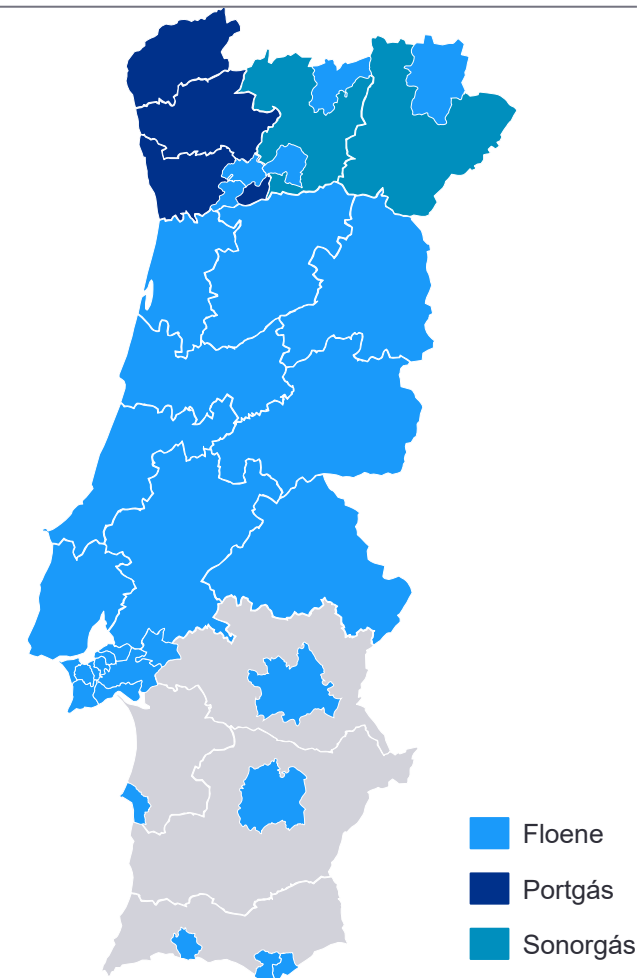
3

sonorgás

Estrategicamente situada no distrito de Vila Real, a Sonorgás aposta no interior do país.

- A Sonorgás opera a rede de distribuição de gás no interior norte de Portugal, abrangendo 34 concelhos nos distritos de Vila Real, Bragança, Braga e Viana do Castelo, ao abrigo de 31 licenças de exploração.
- É também Comercializadora de Último Recurso retalhista (CURr), assegurando o acesso ao gás natural em territórios onde esta infraestrutura é um fator diferenciador de competitividade económica e coesão territorial.

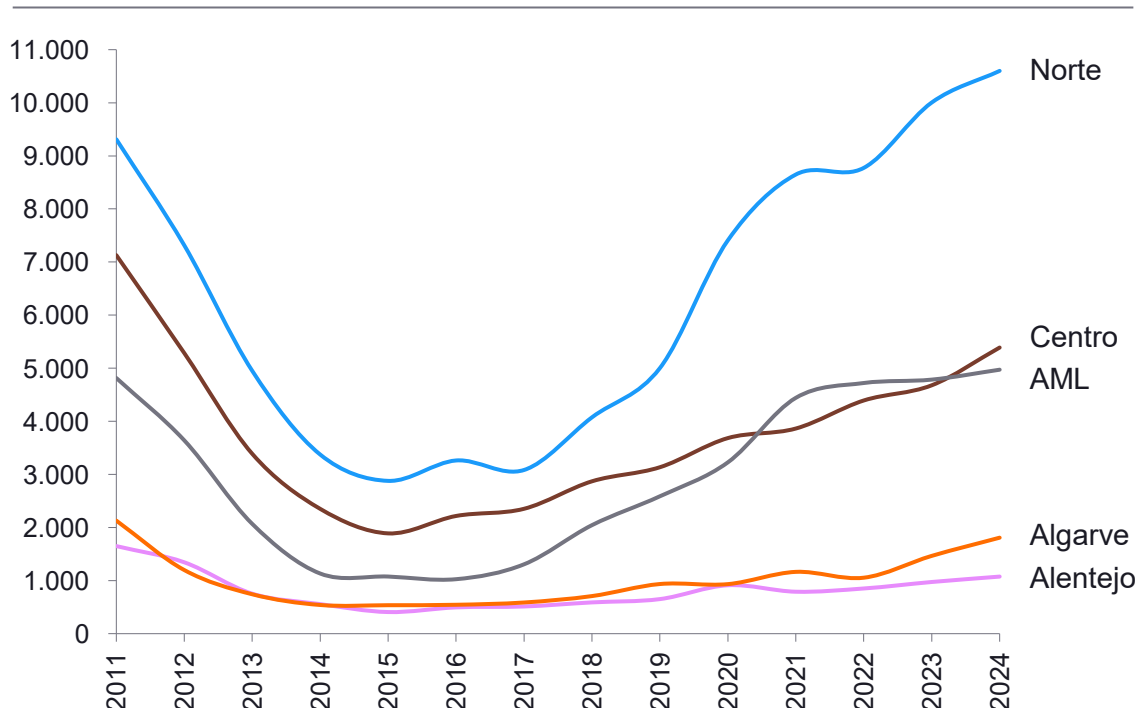
Distribuição pelos 3 operadores



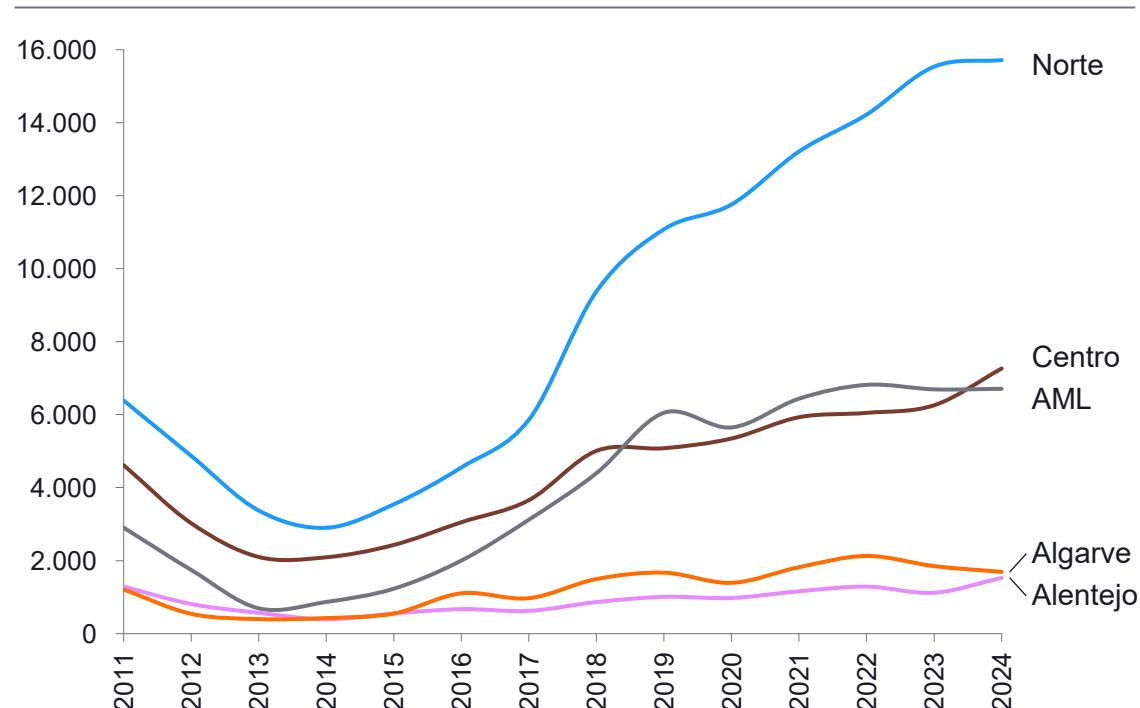
A forte dinâmica de construção no Norte, Centro e AML sustenta o potencial de novas ligações nas regiões onde a rede de distribuição de gás tem maior presença

Construção residencial por região

Fogos concluídos em construções novas para habitação familiar por região (nº) | 2011-2024



Fogos licenciados em construções novas para habitação familiar por região (nº) | 2011-2024



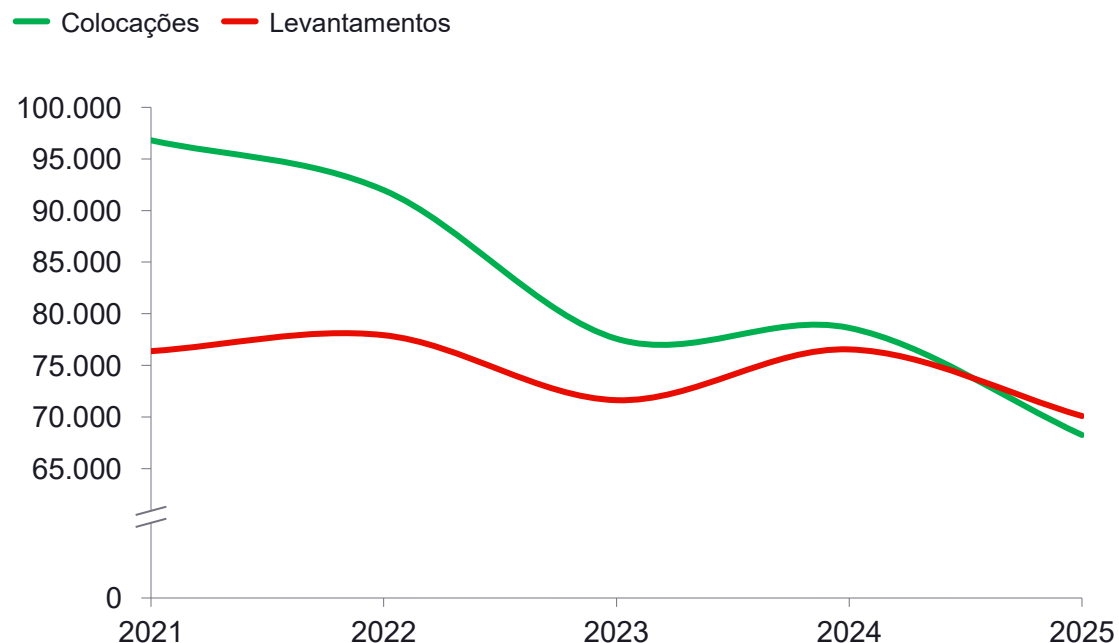
A dinâmica de construção é particularmente elevada no Norte, Centro e Área Metropolitana de Lisboa (AML), regiões onde se concentra a rede de gás.

- Esta maior dinâmica de construção residencial pode atenuar parte dos efeitos negativos decorrentes da redução de novas ligações, já que é precisamente nestas zonas que existe maior presença da rede de distribuição de gás (assumindo o pressuposto de que as novas edificações iriam considerar a incorporação de instalações de gás).
- Em contraste, no Alentejo e Algarve, onde a rede de distribuição de gás têm presença residual, a dinâmica de construção não é tão elevada.

O número de colocações e levantamentos demonstra que a eletrificação tem vindo a ganhar expressão, verificando-se uma inversão estrutural na dinâmica da rede

Colocações* e levantamentos

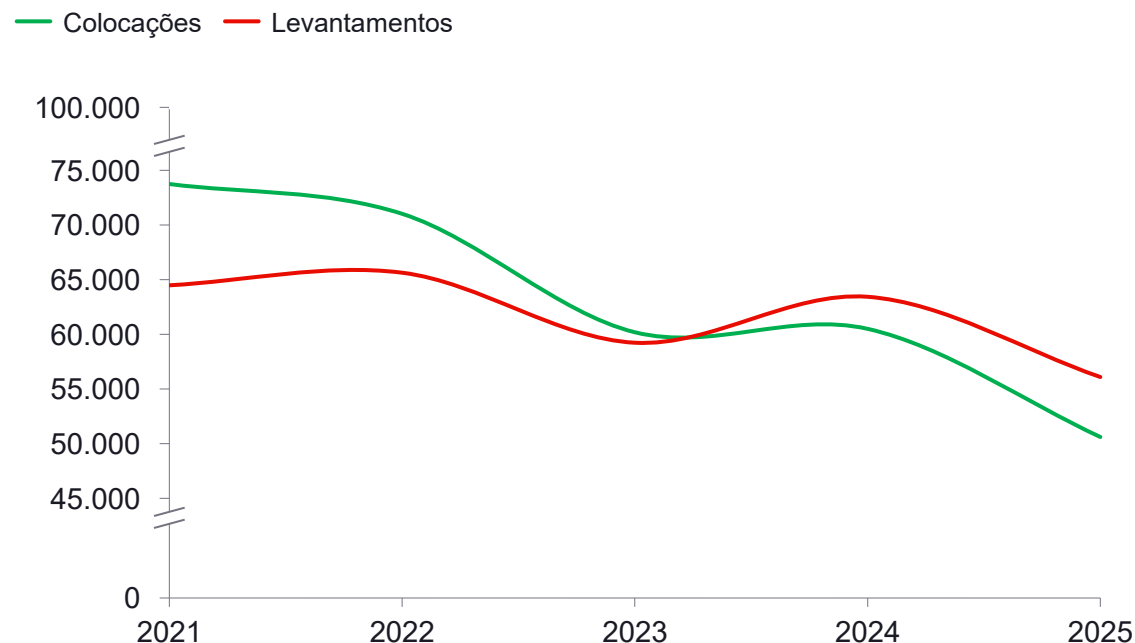
Total Colocações e levantamentos (nº) | 2021-2025



A análise da evolução das colocações e levantamentos agregados das 3 concessionárias revela uma inversão estrutural na dinâmica da rede: em 2025, o número de levantamentos passou a ser superior ao número de colocações.

- Verifica-se uma redução persistente no número de colocações, tendência que poderá estar ligada à crescente comunicação e ao discurso advocacy que privilegia alternativas como as bombas de calor, promovidas como soluções mais eficientes.

Floene Colocações e levantamentos (nº) | 2021-2025



No caso da Floene, verifica-se uma inversão estrutural na dinâmica da rede em 2024: o número de levantamentos passou a ser superior ao número de colocações.

- A queda nas colocações traduz a migração crescente de consumidores para soluções elétricas: uma tendência estrutural que o Programa E-Lar veio reforçar, ao incentivar diretamente a substituição de equipamentos a gás por alternativas elétricas.
- Os impactos do Programa E-Lar ainda não se revelam de forma expressiva; espera-se que se tornem mais visíveis em 2026, com a nova edição do Programa E-Lar.

* Inclui todas as ligações realizadas no período, ou seja, tanto primeiras ligações como religações, em mercado novo e existente. O mesmo princípio foi aplicado aos levantamentos.

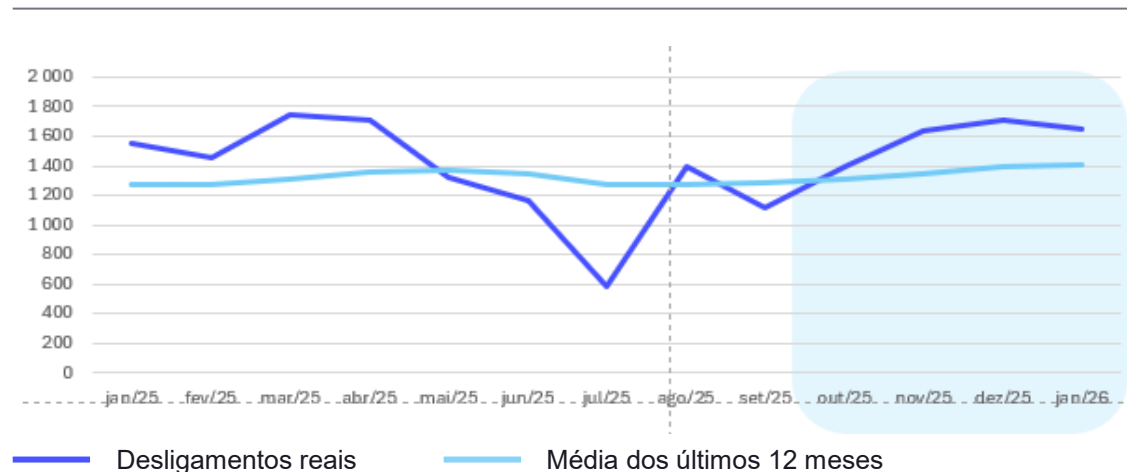
Fonte: Floene; Portgás; Sonorgás; Análise EY-Parthenon

O impacto do Programa E-Lar na Floene é evidente – foi o 3º principal motivo dos desligamentos voluntários – mas espera-se que se torne mais significativo

Impacto das novas leis nos levantamentos - Floene

A Floene analisou os levantamentos por mês no último ano de modo a averiguar o impacto do Programa E-Lar

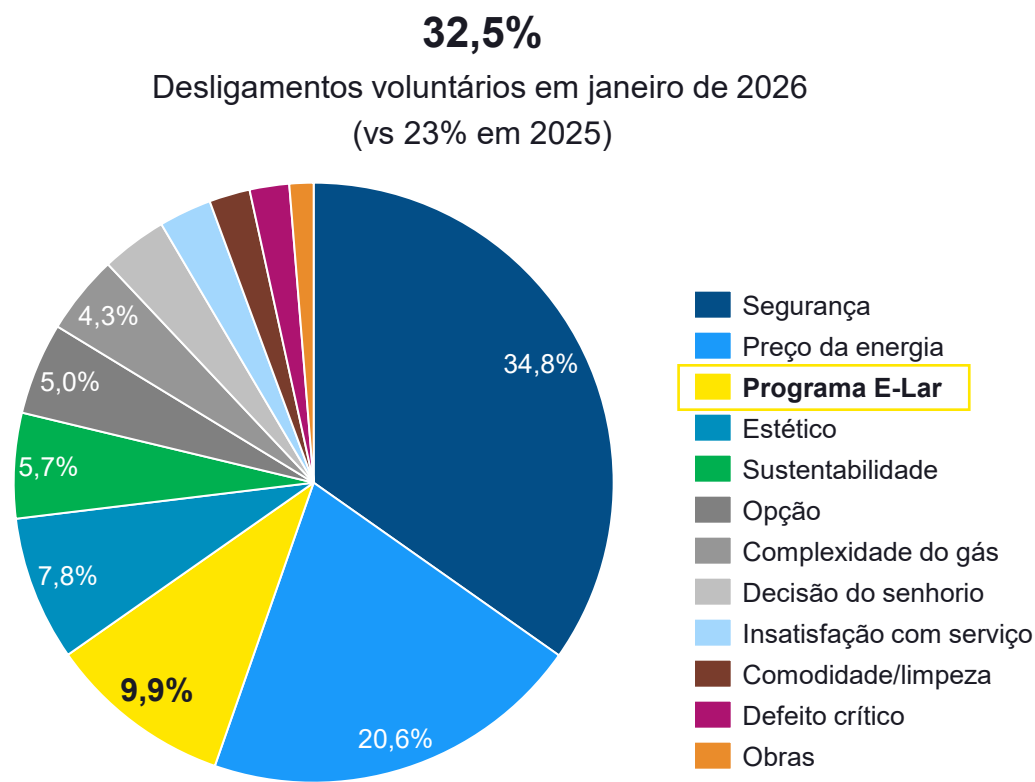
Desligamentos por mês (nº) | Jan/25 – Jan/26



14.080*
Impacto potencial total nos desligamentos da Floene

- Apesar do impacto das duas rondas do Programa E-Lar ser evidente, é ainda inferior ao impacto potencial total.
- É esperado que o impacto seja mais significativo nos próximos meses, até final de maio, fruto da ativação da segunda ronda do programa.

Motivos dos desligamentos voluntários (%) | janeiro de 2026

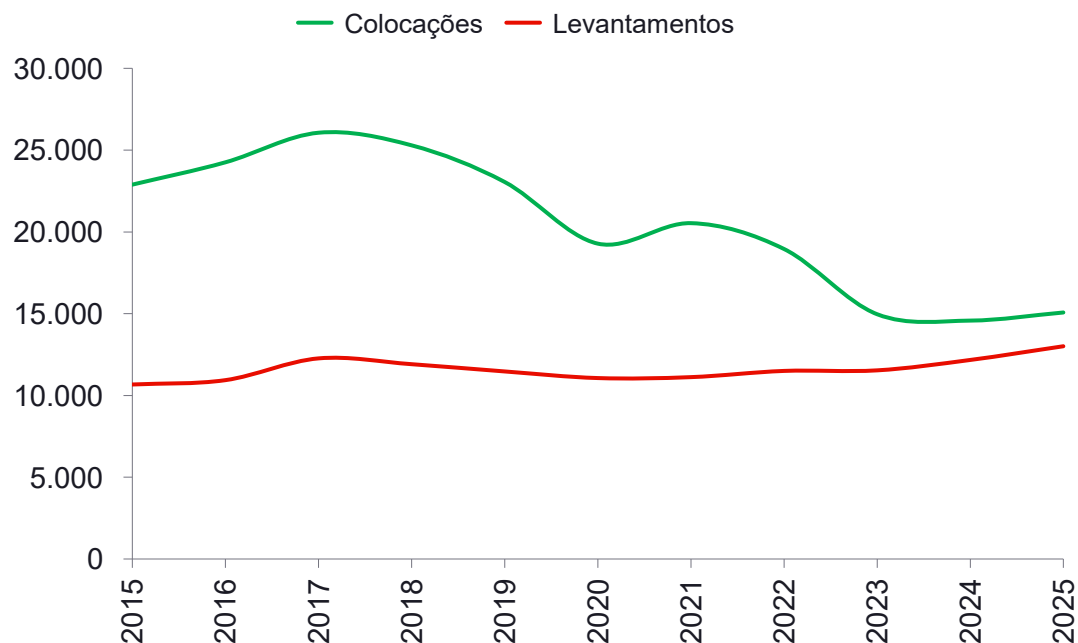


* A estimativa dos desligamentos potenciais foi calculada tendo por base o total de famílias impactadas pelo E-LAR vezes a quota de mercado da Floene nas habitações com gás em Portugal.
Fonte: Inquérito Floene; Análise EY-Parthenon

As colocações têm diminuído no litoral (Portgás), mantêm alguma resiliência no interior (Sonorgás), sendo que os efeitos do E-Lar ainda não são muito visíveis

Colocações* e levantamentos

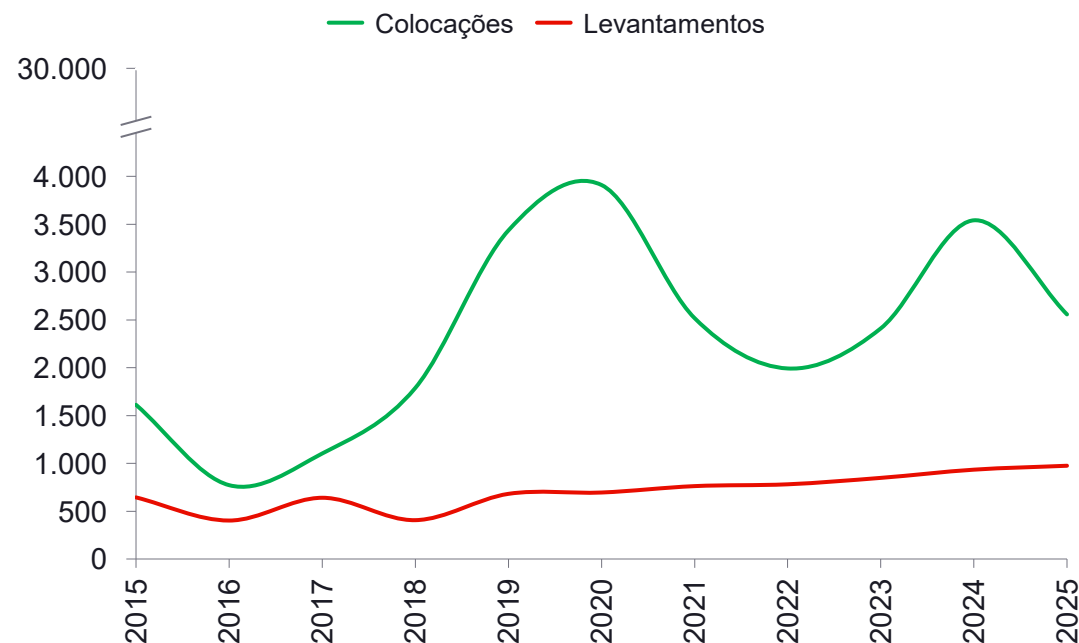
Portgás Colocações e levantamentos (nº) | 2015-2025



Na Portgás, região litoral-norte, observa-se um decréscimo consistente nas novas ligações ao longo dos anos, refletindo maior pressão das tendências de eletrificação.

- Em 2025, verificou-se uma aproximação significativa entre o número de levantamentos e o número de colocações.
- Os impactos do Programa E-Lar ainda não se revelam de forma expressiva; espera-se que se tornem mais visíveis em 2026. Prevê-se que, em 2026, ocorra uma inversão estrutural na dinâmica da rede, com o número de levantamentos a superar o número de colocações.

Sonorgás Colocações e levantamentos (nº) | 2015-2025



No caso da Sonorgás, que opera no interior norte, observa-se que em territórios onde a rede de gás é fator de coesão e competitividade, a procura resiste às pressões regulatórias, o que reforça a tese de que a queda de clientes do SNG é induzida por políticas e não por perda de relevância do gás.

- Apesar de verificar alguma oscilação no período em análise, o número de colocações em 2025, mantém-se bastante acima do número de levantamentos.

* Inclui todas as ligações realizadas no período, ou seja, tanto primeiras ligações como religações, em mercado novo e existente. O mesmo princípio foi aplicado aos levantamentos.

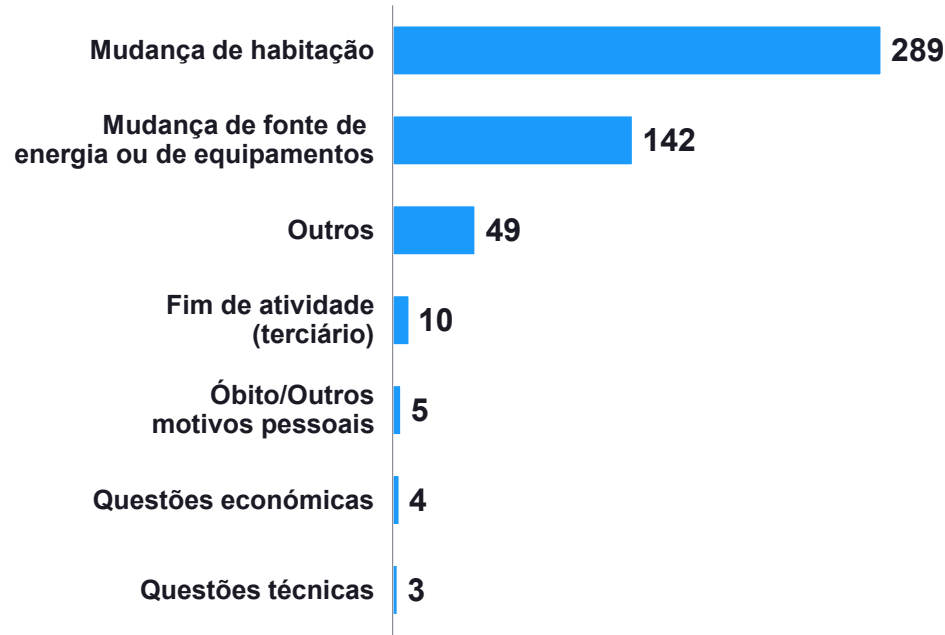
O inquérito realizado pela Portgás sobre o levantamento de contadores por iniciativa do cliente demonstra os efeitos do Programa E-Lar

Impacto das novas leis nos levantamentos - Portgás

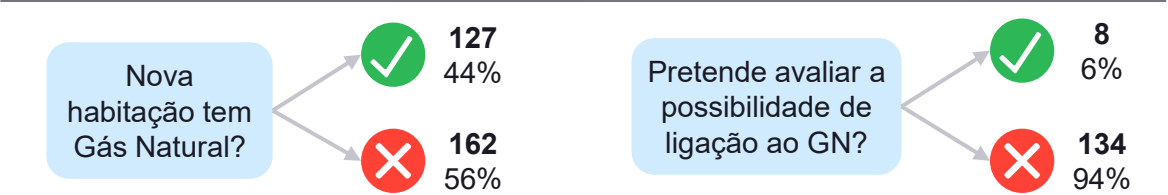
A REN Portgás realizou um inquérito sobre o levantamento de contadores por iniciativa do cliente relativo a janeiro de 2026



Motivos do levantamento

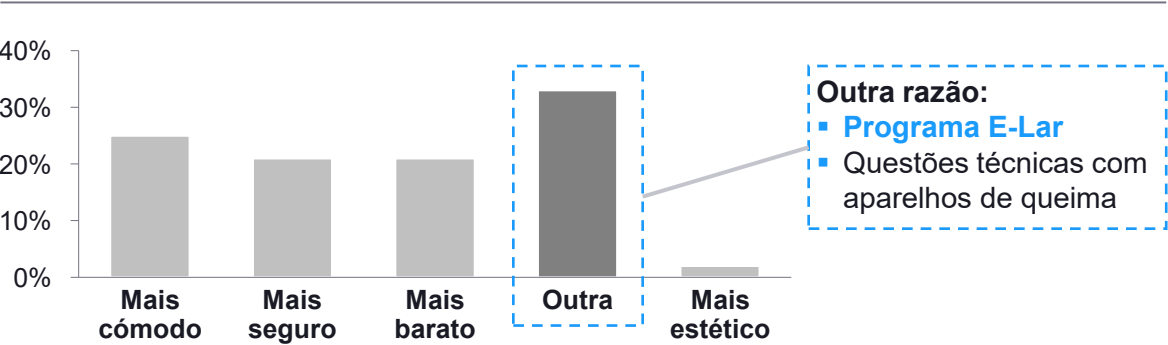


Mudança de habitação



- Evidencia os efeitos do Decreto-Lei 11/2023 que eliminou a obrigatoriedade de dotar com instalações de gás os edifícios a construir ou sujeitos a obras com controlo prévio.

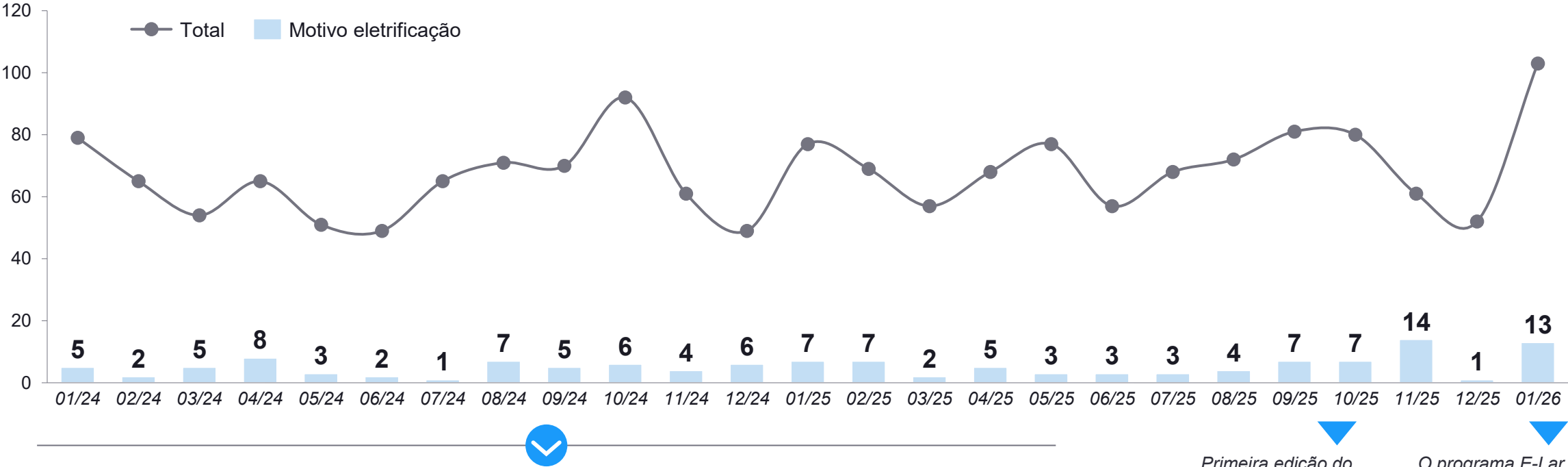
Mudança de fonte de energia ou de equipamentos



Na Sonorgás, os levantamentos mantêm-se relativamente estáveis mas começam a mostrar sinais dos efeitos do E-Lar, com picos recentes após abertura do programa

Impacto das novas leis nos levantamentos - Sonorgás

A Sonorgás realizou um inquérito sobre o levantamento de contadores por iniciativa do cliente relativo aos últimos 2 anos



- O número de levantamentos de contadores por iniciativa do cliente não tem oscilado de forma significativa nos últimos dois anos na Sonorgás, no entanto, em janeiro de 2026 verificou um pico, atingindo 103 levantamentos – o maior número de levantamentos num mês dos últimos dois anos.
- O levantamento de contadores pelo motivo de alteração para eletrificação também se tem mantido relativamente estável no período em análise – com duas exceções: novembro de 2025 e janeiro de 2026, o que podem ser efeitos do Programa E-Lar; ainda assim, nos próximos meses poderão ser mais visíveis os efeitos do programa.

Primeira edição do Programa E-Lar lançada no final de setembro de 2025

O programa E-Lar voltou a abrir candidaturas no final de dezembro de 2025

3

Procura e tendências no consumo de gás

3.1 Análise da procura histórica e tendências no consumo de gás

3.2 Evolução futura da procura de gás

A redução da procura de gás está a ser acelerada por decisões de política pública, mas existem fatores de crescimento potencial que a podem contrariar

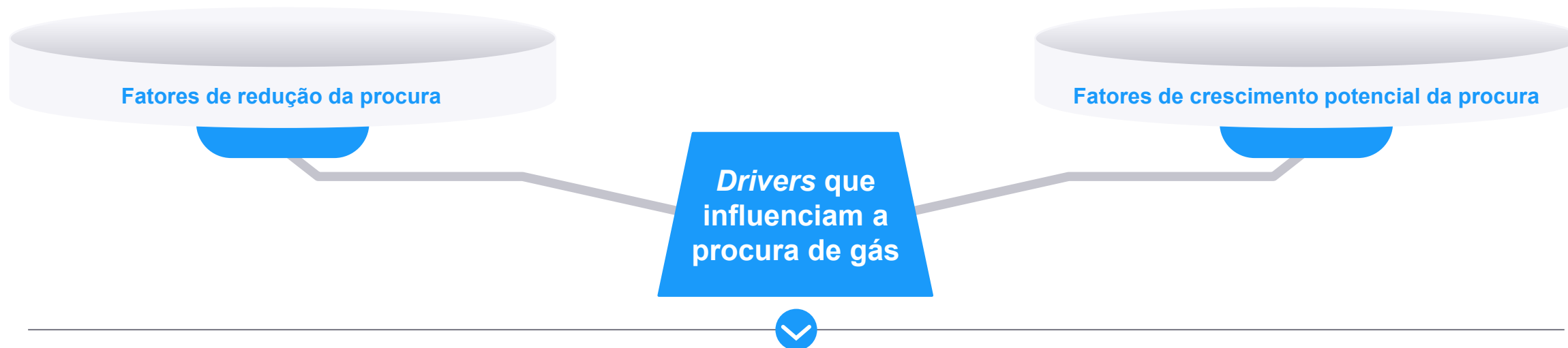
Drivers que influenciam a procura de gás

Fatores de redução da procura de gás:

- Evolução tecnológica e maior eficiência energética.
- Tendência de eletrificação.
- Condicionantes criadas pela política: incentivos associados à eletrificação (Programa E-Lar e Decreto-Lei 11/2023).

Fatores de crescimento potencial da procura de gás:

- Indústrias *hard-to-abate* dependentes da incorporação de gases renováveis para descarbonizar.
- Novas indústrias dependentes do gás natural (como *data centres* ou mesmo novas indústrias *hard-to-abate*).
- Dinâmica de crescimento da construção residencial (sem a existência do Decreto-Lei 11/2023).

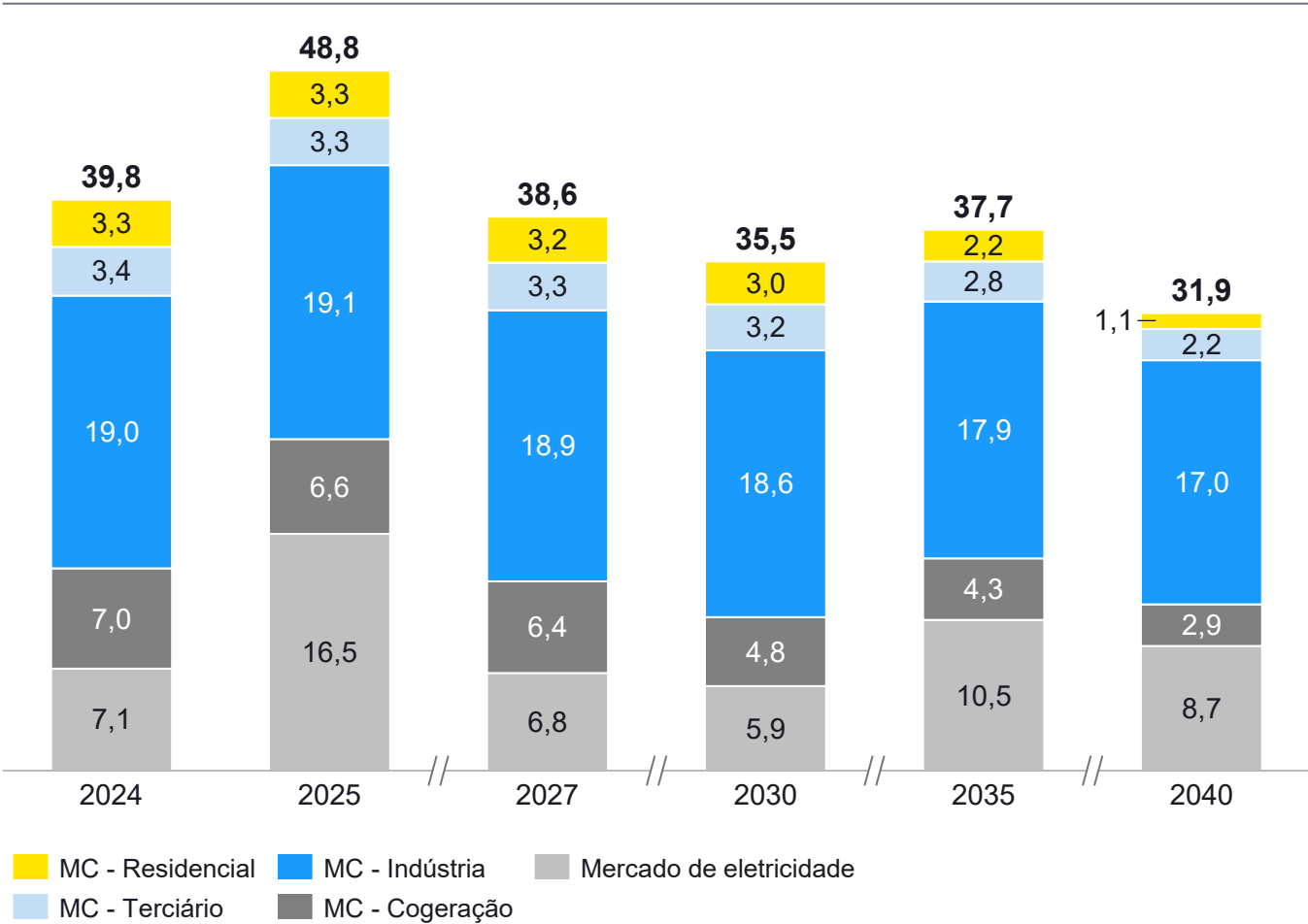


A redução projetada da procura de gás (*ver página seguinte*) deve ser entendida como uma tendência estrutural de todos os vetores energéticos associada à evolução tecnológica e à maior eficiência energética, sendo o desafio das redes não o de contrariar essa dinâmica, mas o de a integrar de forma ordenada e previsível no planeamento e na estabilidade do sistema.

O cenário central ambição do RMSA-G projeta um papel diminuído para o gás natural no horizonte 2040, mas ainda assim importante, até no mercado residencial

Evolução futura da procura de gás: RMSA-G

Evolução prevista da procura total de gás (TWh, Cenário Central Ambição) | 2024-2040(p)



- Para a evolução da procura de gás considerou-se o **Cenário Central Ambição do RMSA-G, que considera o consumo de gás decorrente do cenário macroeconómico Central**, combinado com o cenário Ambição associado ao transporte rodoviário a gás (veículos pesados de passageiros e de mercadorias), ao transporte marítimo a gás e às poupanças nos consumos de gás dos edifícios dos setores residencial e terciário (de acordo com a ELPRE* 2050), para a evolução da procura no Mercado Convencional, e o consumo de gás do Mercado Elétrico alinhado com a trajetória Ambição do RMSA-E 2024, que assume o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029.
- Relativamente à **procura total de gás**, as estimativas apontam para uma **diminuição** entre 2024 e 2040, embora com **aumentos em 2025 e 2035**.
- Por setores, as medidas de eficiência decorrentes da aplicação da ELPRE* deverão **condicionar a trajetória de evolução da procura de gás no setor Residencial e dos Serviços, conduzindo, a longo prazo, a ritmos de evolução inferiores aos atuais**; importa ainda destacar que a legislação vigente não impõe a instalação de gás em novos edifícios, o que leva a que muitos sejam projetados sem essa infraestrutura.
- Concretamente, **no setor residencial observa-se uma redução do consumo entre 2030 e 2040**, explicada pelo reforço das medidas de eficiência energética nos edifícios e pela maior eficiência dos equipamentos a gás.

Nota: MC – Mercado Convencional
* Estratégia de Longo Prazo para a Renovação de Edifícios
Fonte: RMSA-G 2024; Análise EY-Parthenon

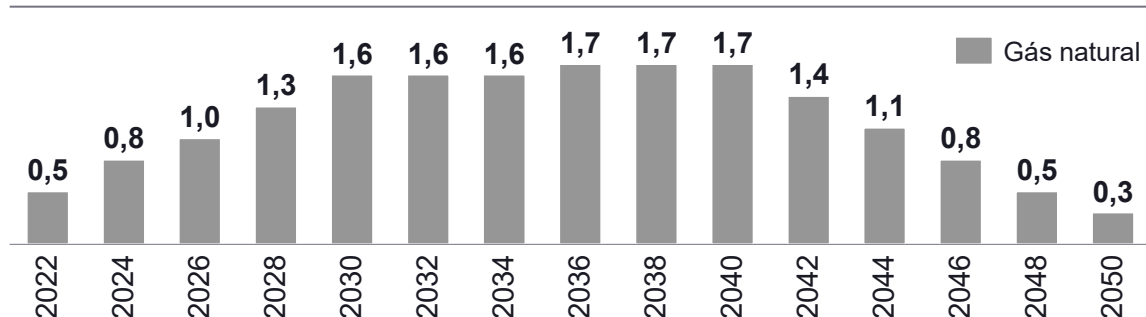
Também o CN50, isto é, o cenário “Neutralidade carbónica até 2050”, da DGEG apresenta projeções de utilização de gás até 2050

Evolução futura da procura de gás: CN50

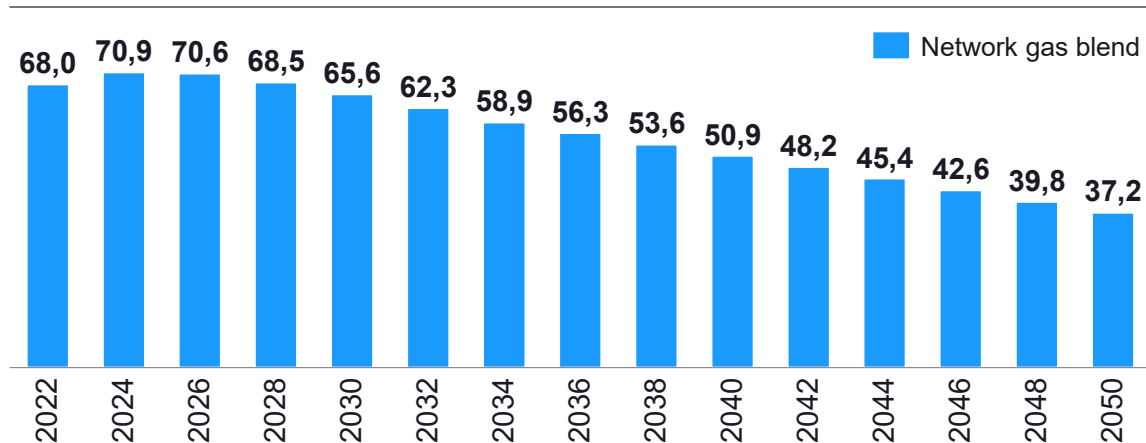
Enquadramento

- O cenário “Neutralidade carbónica até 2050”, abreviadamente **CN50**, foi concebido para apoiar as políticas públicas portuguesas em matéria de emissões energéticas, com o objetivo de alcançar a neutralidade carbónica do setor energético até 2050.
- É atualizado anualmente desde 2020 com as estatísticas energéticas mais recentes disponíveis, bem como com os objetivos e metas revistos das políticas públicas da UE e de Portugal.
- A versão mais recente do CN50 é a de 2024 e inclui já os registos históricos de 2022.

Evolução prevista da procura de gás natural (PJ) | 2022-2050(p)



Evolução prevista da mistura de gás na rede (PJ) | 2022-2050(p)

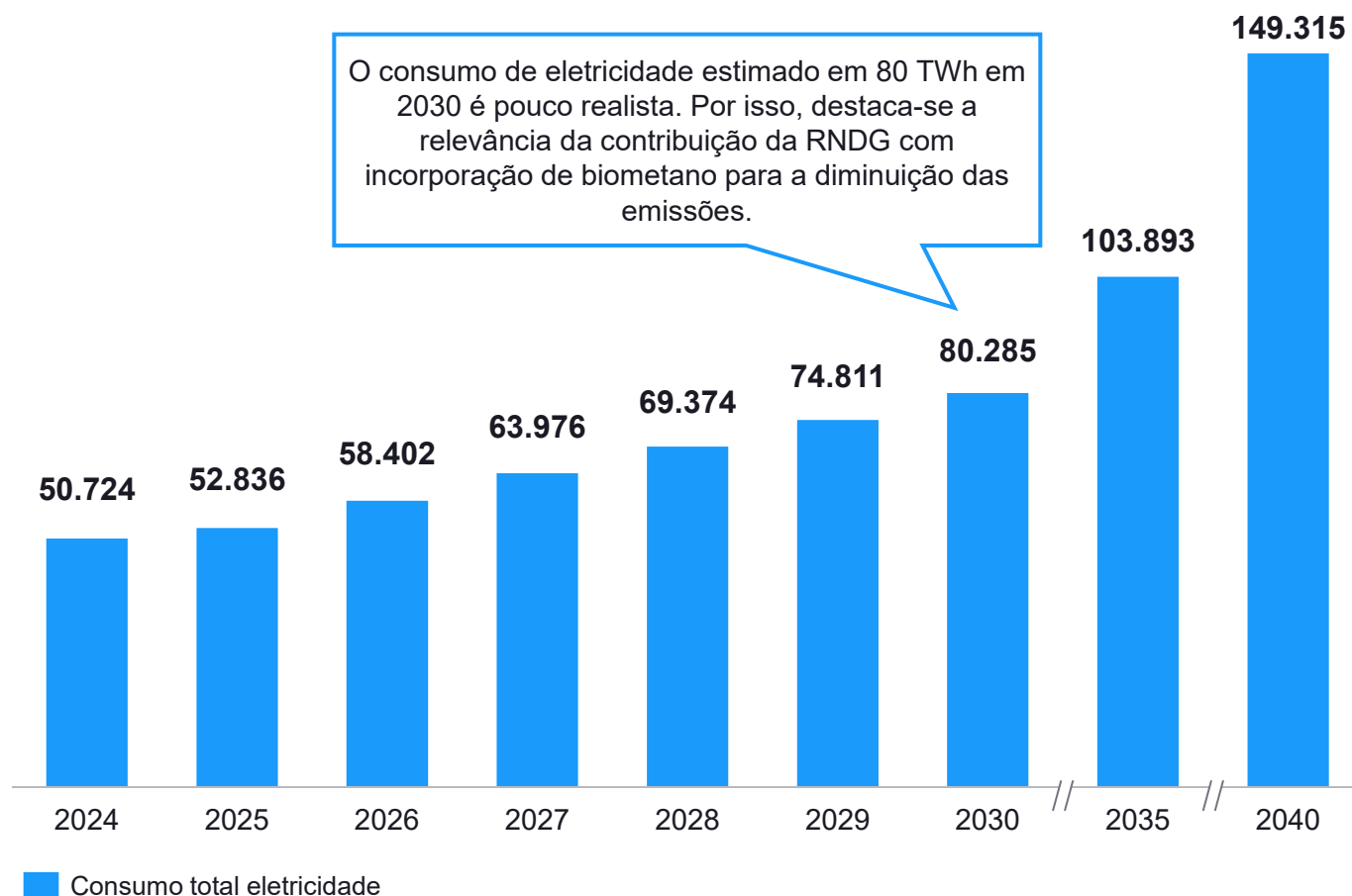


- Em relação ao gás natural, a descarbonização progride através de uma grande redução da atividade das centrais termoelétricas de ciclo combinado a gás natural; eliminação da maioria dos sistemas de cogeração a gás natural; eletrificação dos usos finais em edifícios e indústrias; e mistura com biometano e hidrogénio renovável.
- Esta última solução é um exemplo de eletrificação indireta no CN50. Os casos de combustão de combustíveis fósseis de difícil descarbonização, como os processos industriais com temperaturas superiores a 200 °C ou o transporte marítimo, não são tratados pela eletrificação direta dos equipamentos, mas sim através de hidrogénio renovável obtido por eletrólise da água (e eletricidade totalmente renovável), bem como de combustíveis sintéticos derivados, como o metano, metanol, amoníaco, entre outros, designados coletivamente como combustíveis renováveis de origem não biológica (RFNBO).

Já a procura de eletricidade em Portugal está a ganhar tração, no entanto, a forte procura por energia pode colocar à prova o sistema elétrico nacional

Evolução futura do consumo de eletricidade

Consumo total de eletricidade previsto (GWh, Cenário Central Ambição) | 2024-2040(p)



- O Cenário Central Ambição do RMSA-E **combina condições moderadas de crescimento económico com um cenário mais ambicioso no que respeita aos objetivos de política energética**: progressão mais rápida na implementação de medidas de eficiência energética, progresso significativo na penetração dos veículos elétricos e veículos híbridos plug-in, progressão mais rápida da produção de H2 verde e outros grandes consumos ligados à RESP e descentralização da produção consistente, com maior impacto no autoconsumo.
- O cenário projeta um aumento do consumo total de eletricidade de ~52,8 TWh (2025) para ~103,9 TWh (2035): **este crescimento corresponde a uma duplicação da procura elétrica em apenas uma década** — ritmo sem precedentes na história energética recente.
- A procura de eletricidade em Portugal está a ganhar tração e **pode marcar o início de um novo ciclo estrutural de crescimento até ao final da década**: prevê-se uma aceleração consistente do consumo em Portugal, suportada pela eletrificação da economia, pela reindustrialização e pelo **arranque de grandes projetos de centros de dados** (exemplos de projetos avançados: Merlin Data Centre, a norte de Lisboa (180 MW); Start Campus, em Sines, que poderá atingir 1,2 GW).
- A **indústria dos centros de dados, aliada às novas exigências da inteligência artificial, irá provocar um aumento no consumo de energia**, colocando à prova o sistema elétrico nacional.

O crescimento acelerado dos centros de dados está a intensificar as necessidades energéticas, que podem ser asseguradas através do gás natural

Fatores de crescimento potencial da procura de gás: *drivers* de novas indústrias (*data centers*)

Os centros de dados modernos — especialmente aqueles dedicados à inteligência artificial (IA) — têm crescido a um ritmo sem precedentes.

- Segundo projeções do Berkeley Lab, nos EUA, o consumo elétrico deste setor poderá aumentar entre 74 e 132 GW até 2029, passando a representar 10-15% de toda a eletricidade consumida no país.
- Na Europa, embora os volumes totais sejam inferiores, a tendência é semelhante: países com fortes concentrações de *data centers* — como Irlanda, Países Baixos ou Alemanha — já enfrentam picos de procura localizados e dificuldades em garantir fornecimento energético estável para novas instalações.
- Em Portugal, o movimento também está a ganhar dimensão. projetos como o Start Campus, em Sines, que atingirá 1,2 GW de capacidade, e o Merlin Data Centre, a norte de Lisboa, com 180 MW, ilustram a escala deste crescimento.

A rápida expansão dos centros de dados está a provocar um aumento sem precedentes nas necessidades de energia.

- À medida que os *data centers* dedicados à IA aumentam em dimensão e em número, cresce também a necessidade de uma energia fiável e ininterrupta: neste contexto, o gás natural destaca-se como uma solução escalável e imediatamente disponível para responder à procura crescente.
- O gás natural apresenta várias características que o tornam particularmente adequado para este tipo de operações: é facilmente transportável, permite arranques e paragens rápidas, opera com fatores de capacidade superiores a 80% e consegue aumentar a produção em poucos minutos para acompanhar picos de procura.
- Por estes motivos, muitos analistas consideram que o gás natural é, no curto prazo, a única opção realista para suportar o vasto *pipeline* de novos *data centers*, podendo a prazo ser substituído por gases renováveis.

Sabias que...



Google volta ao gás natural para alimentar Data Centers

- A Google vai apoiar a construção de uma nova central elétrica a gás natural no Estado de Illinois, nos EUA, com o objetivo de garantir fornecimento energético estável para os seus *data centers*: a unidade, designada Broadwing Energy Center, terá 400 megawatts de capacidade instalada e estará equipada com tecnologia de captura e armazenamento de carbono.

Em Portugal, a entrada em operação dos centros de dados irá acelerar significativamente o consumo de energia, pressionando ainda mais o sistema elétrico nacional e exigindo soluções robustas de capacidade e estabilidade.

Sendo a queda no consumo de gás uma tendência estrutural, a incorporação de biometano é crucial para manter a competitividade da rede e do próprio SNG

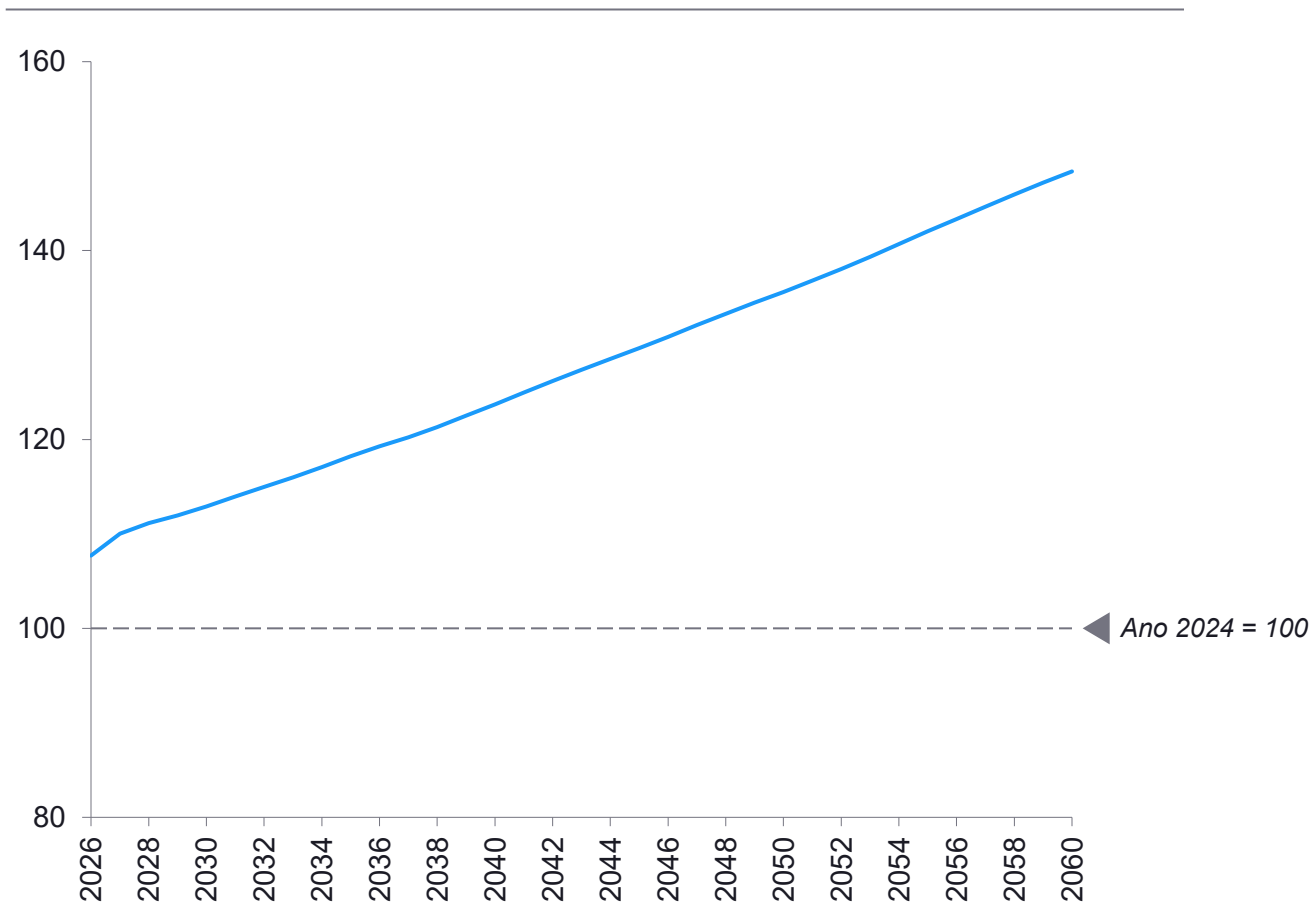
Incorporação de biometano como compensação de alguma redução de consumo de gás projetada



A expansão da construção residencial representaria uma janela de oportunidade significativa para o sistema nacional de gás na ausência do Decreto-Lei 11/2023

Fatores de crescimento potencial da procura de gás: construção residencial

Crescimento previsto do valor da construção residencial em Portugal
(ano base 2024 = 100) | 2026P-2060P



- A dinâmica positiva e contínua da construção residencial em Portugal, com projeções de crescimento robusto até 2060, **representa uma janela de oportunidade significativa para o SNG**, contudo, na ausência de obrigatoriedade de pré-instalação, **a decisão energética é tomada pelo promotor imobiliário, que opta pela solução de menor custo de construção**, e não pelo consumidor final, que fica privado da liberdade de escolha entre fontes de energia e da possibilidade futura de aceder a gases renováveis: cada nova habitação construída sem ligação à rede de distribuição de gás é uma **oportunidade perdida de forma permanente, tanto para o consumidor como para a sustentabilidade do SNG**.
- De forma a **reduzir os custos associados à execução de instalação de gás em edifícios** – e assim os promotores imobiliários voltarem a considerar a ligação das novas habitações à rede de distribuição de gás – deve ser desenvolvido um esforço para a **adoção de materiais e soluções (e.g. tubagem multicamada) mais económicas**.
- Em paralelo, **o desenvolvimento natural do setor poderia ser potenciado com políticas que incentivassem a manutenção ou até o aumento da utilização da rede**, como acontece em diversos países europeus (como demonstra o benchmarking realizado).
- Num contexto de expansão do parque habitacional e sem medidas que fomentam a substituição indiscriminada do gás natural por eletrificação, **uma rede de distribuição de gás moderna e progressivamente descarbonizada poderá ter elevada procura** e permitir aos consumidores beneficiar de energia mais limpa, segura e económica.

4

**Procura, investimento e
tarifas de acesso à rede
de distribuição de gás**



A RNDG não tem um novo ciclo de investimento aprovado para o período pós-2023; O Governo iniciou a regularização dos investimentos realizados até 2024

Situação do investimento dos Operadores da Rede de Distribuição

Processo normal de aprovação do investimento

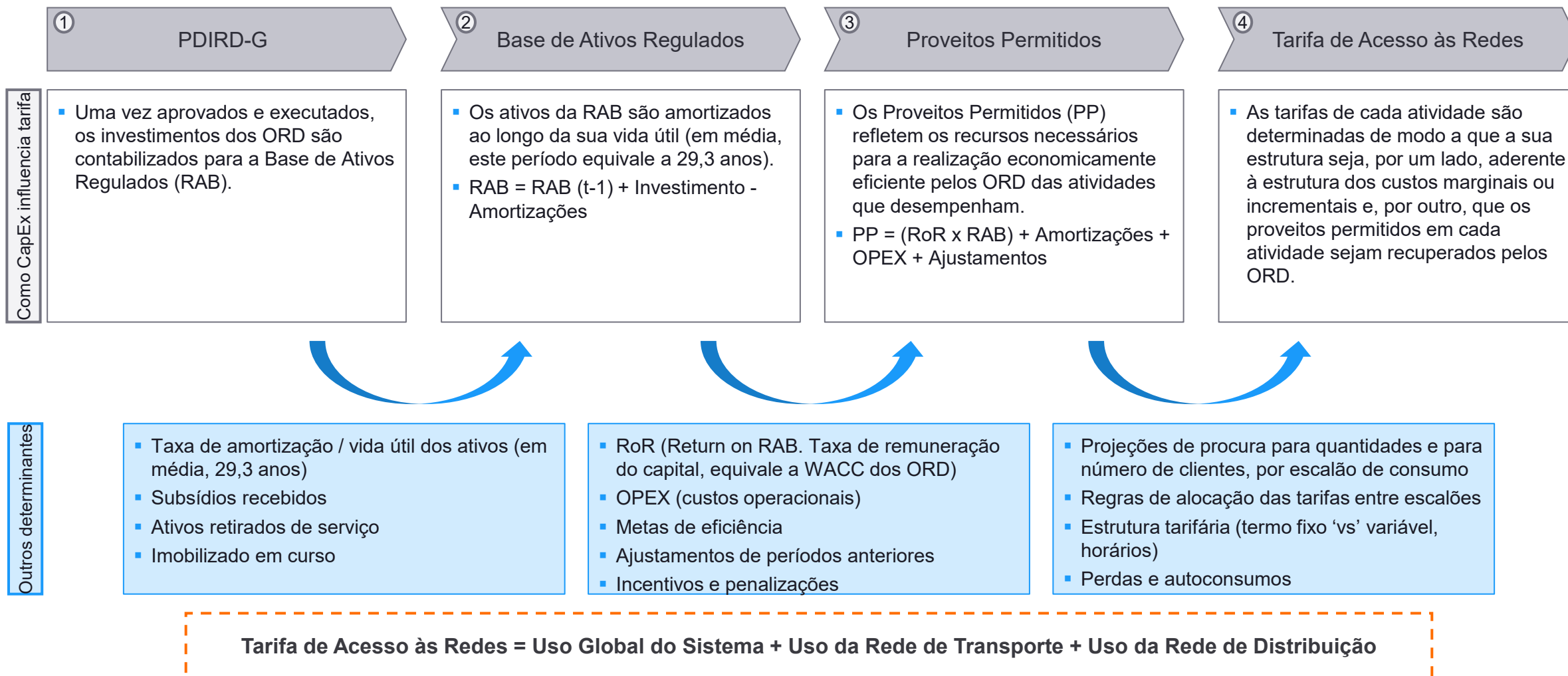
- De acordo com os artigos 88.º e 89.º do DL n.º 62/2020, de 28 de agosto, o planeamento da RNDG segue os seguintes passos:
 1. As propostas de investimento dos Operadores da Rede de Distribuição (ORD) são elaboradas no âmbito dos Planos de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição de Gás (PDIRD-G), obrigatórios nos anos pares, para um ciclo quinquenal;
 2. Os PDIRD-G são submetidos à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), que verifica o enquadramento técnico e legal da proposta, e à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), que emite um parecer técnico sobre as necessidades e a conformidade dos investimentos propostos;
 3. Após receber as propostas, a ERSE publica uma consulta pública, em que qualquer interessado pode comentar: a ERSE elabora então um relatório de consulta pública e um parecer definitivo sobre o plano de investimento; este parecer inclui a avaliação da necessidade, eficiência, proporcionalidade e sustentabilidade do investimento proposto;
 4. As propostas de PDIRD-G são submetidas para discussão na Assembleia da República, sendo que a aprovação final dos PDIRD-G compete ao membro do Governo responsável pela energia.
 5. Uma vez aprovado, o plano passa à fase de execução dos investimentos pelos operadores de rede: a implementação dos investimentos é fiscalizada pela ERSE, que assegura que os projetos se mantêm dentro dos custos, prazos e condições que foram aprovados.

Situação regulatória atual

- Como estipulado no DL n.º 62/2020, os ORD propuseram o seu PDIRD-G em 2020, 2022 e 2024, os quais, como previsto na regulamentação, receberam um parecer da ERSE.
- O plano de investimento na RNDG ainda em vigor é o PDIRD-GN 2018, aprovado em março de 2020, que definiu cerca de 273 M€ de investimento para o período 2019-2023, dado que não houve aprovação de um novo ciclo de investimento desde então.
- Consequentemente, os investimentos efetuados desde 2024 não foram aprovados pela entidade reguladora, comprometendo o funcionamento operacional e a segurança da RNDG.
- O último PDIRD-G, de 2024, propõe um investimento de 382 M€ entre 2025 e 2029 para a RAB, tendo esta proposta recebido um parecer negativo da ERSE, que citou um risco para a sustentabilidade do SNG, e recomendou dois cenários possíveis, face à diminuição de procura num horizonte mais alargado (até 2040):
 1. ERSE 273: investimento total de 273 M€, alinhado com o montante aprovado no PDIRD-G 2018;
 2. ERSE 175: investimento total de 175 M€, valor que se estima que deverá permitir a estagnação das tarifas de acesso às redes (TAR) no médio-longo prazo (até 2040).
- Atualmente, está a decorrer o processo de regularização do investimento realizado pelos ORD até 2024 pelo Secretário de Estado da Energia.

As tarifas de acesso às redes são definidas pela ERSE para assegurar a recuperação do investimento regulado e dos custos eficientes dos ORD

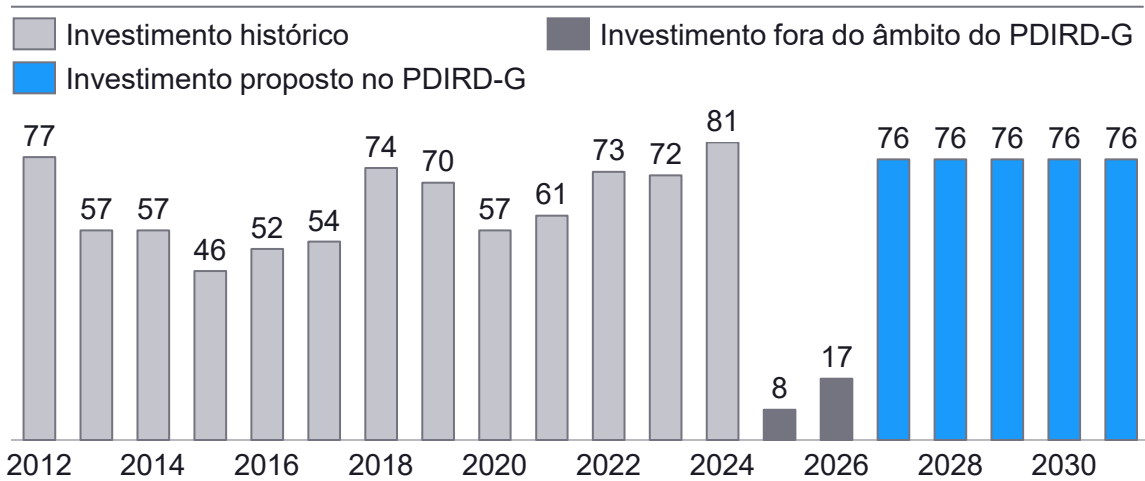
Determinação das Tarifas de Acesso às Redes



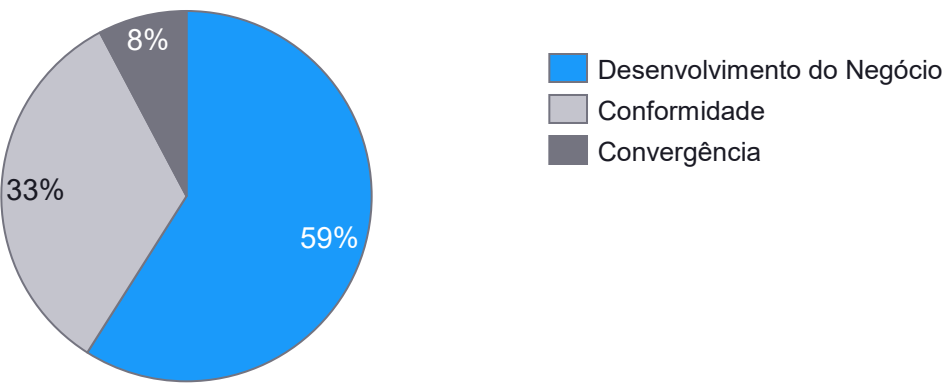
As tarifas de acesso às redes são determinadas pela ERSE de modo a garantir a recuperação dos proveitos dos operadores

Análise ao PDIRD-G

PDIRD-G no contexto histórico (M€)



Decomposição do investimento do PDIRD-G (M€)



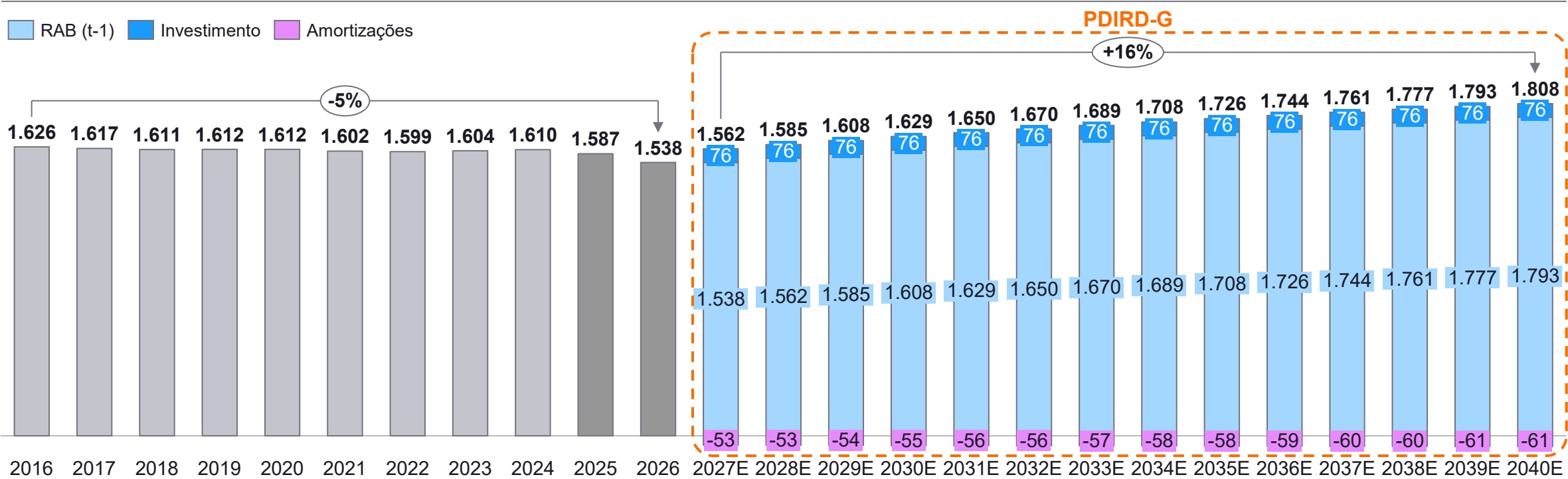
- O investimento na RNDG tem aumentado gradualmente desde 2015, com um pico em 2018 e 2019, atingindo 81M€ em 2024. Este desvio da tendência explica-se sobretudo pelo investimento da Sonorgás: entre 2015 e 2017, a empresa investiu cerca de 3 M€ por ano, valor que aumentou para 21 M€ e 15 M€ em 2018 e 2019, respetivamente, devido à atribuição de 8 novas licenças de exploração de novos polos.
- Dada a situação regulatória, com a ausência de um novo ciclo de investimento aprovado para o período pós-2023, o investimento para os anos seguintes foi efetuado sem proveitos garantidos pela ERSE. Consequentemente, os investimentos reduziram significativamente em 2025 e 2026, para 8 e 17 M€, respetivamente. Estes valores foram calculados com base na RAB e amortização reportadas pela ERSE para os anos em questão.
- O PDIRD-G propõe um investimento total de 382 M€. Para efeitos deste exercício, o montante foi distribuído de forma uniforme ao longo de cinco anos e a projeção foi iniciada em 2027, dado que as tarifas de 2025 e 2026 já se encontram definidas.
- O PDIRD-G prevê cerca de 59% da verba investida em desenvolvimento do negócio, sendo que a construção de ligações a novos clientes, através da construção de novos ramais e infraestruturas individuais, equivale a cerca de 228,9 M€ no período quinquenal.
- Investimentos em conformidade, que garantem a adequação técnica e a robustez da rede de distribuição, como ligações à rede de transporte em novas zonas, construção de unidades autónomas de gás (UAG) e reestruturação de infraestruturas existentes, representam cerca de 33% (132,0 M€) do total.
- Os restantes 8% (20,9 M€) são destinados a investimentos de convergência, como a adaptação de infraestruturas à receção de gases renováveis e o desenvolvimento de projetos-piloto para a transição energética.

Nota: Os dados históricos de investimento disponíveis no Parecer ERSE não cobrem os anos de 2025 e 2026, pelo que, para estes anos, os valores de investimento foram derivados a partir do RAB médio anual.
Fonte: EY-Parthenon, com base em dados do Parecer ERSE às propostas de PDIRD-G 2024 (ERSE) e Tarifas e Preços de Gás 2025-2026 (ERSE).

O PDIRD-G prevê um investimento de 76 M€ por ano, aumentando a RAB em cerca de 16% em 2040 face ao período pré-investimento

Evolução da base de ativos regulados

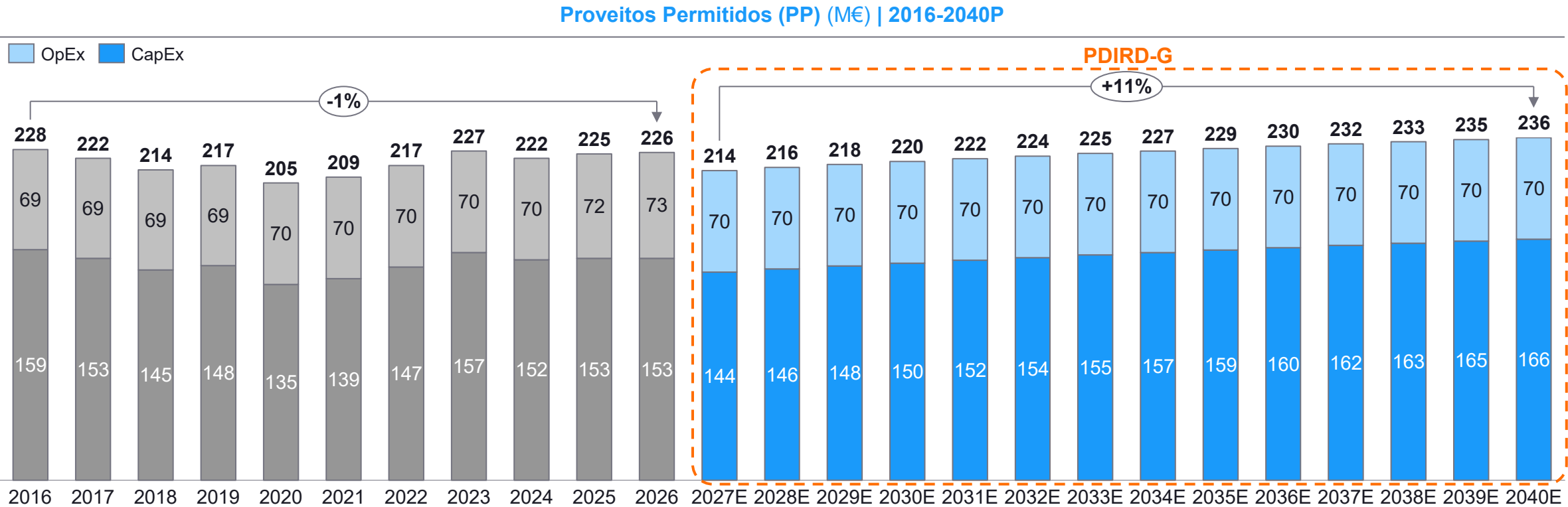
Base de Ativos Regulados (RAB) (M€) | 2016-2040P



- A Base de Ativos Regulados (RAB) sofreu uma queda gradual entre 2016 e 2022: em 2023 e 2024 esta tendência inverteu-se, com um ligeiro aumento da RAB face aos anos anteriores; em 2025 e 2026, o RAB voltou a decrescer, desta vez mais acentuadamente; entre 2016 e 2026, as amortizações acumuladas aumentaram, em média, 73,6 M€ por ano; já o investimento médio por ano foi de 63,4 M€ no período.
- O PDIRD-G 2024, submetido pelos 11 ORD, propõe um investimento total de 381,87 M€ entre 2025 e 2029. Para efeitos desta projeção, a partir de 2027, foi considerado um investimento anual de 76 M€ e uma vida útil média dos ativos de 29,3 anos para a estimação da amortização. Neste cenário, a RAB aumentaria gradualmente até 1.808 M€ em 2040, cerca de 16% acima do nível observado no início do período de investimento.

Os proveitos permitidos aumentam ligeiramente com o investimento do PDIRD-G, atingindo um total de 236 M€ em 2040

Evolução dos proveitos permitidos das ORD

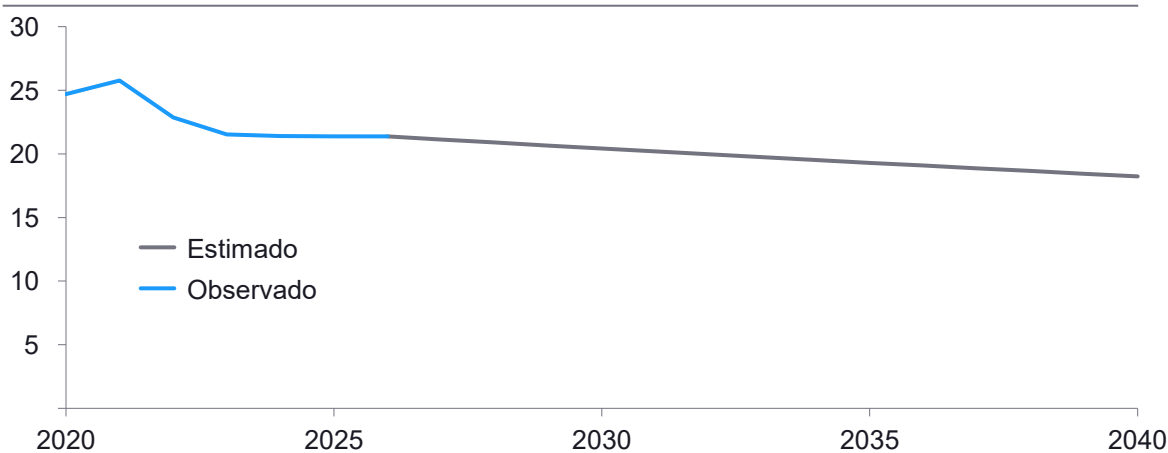


- A evolução dos proveitos permitidos dos Operadores de Redes de Distribuição (ORD) evidencia uma tendência de relativa estabilidade ao longo da última década, com variações marginais que refletem sobretudo o ajustamento gradual das necessidades de operação e investimento: entre 2016 e 2026, observa-se uma ligeira queda nos proveitos totais, influenciado pela redução do CapEx regulado, enquanto os custos operacionais se mantêm relativamente constantes.
- A partir de 2027, no âmbito do investimento associado ao PDIRD-G, projeta-se uma nova fase de estabilidade, com os proveitos permitidos a manterem-se próximos dos níveis recentes: esta evolução decorre de uma abordagem mais prudente face ao investimento, num contexto em que a redução do consumo de gás coloca pressões adicionais sobre a sustentabilidade económica da rede de distribuição; estas projeções, no entanto, não contabilizam potenciais ajustamentos que possam decorrer no período.

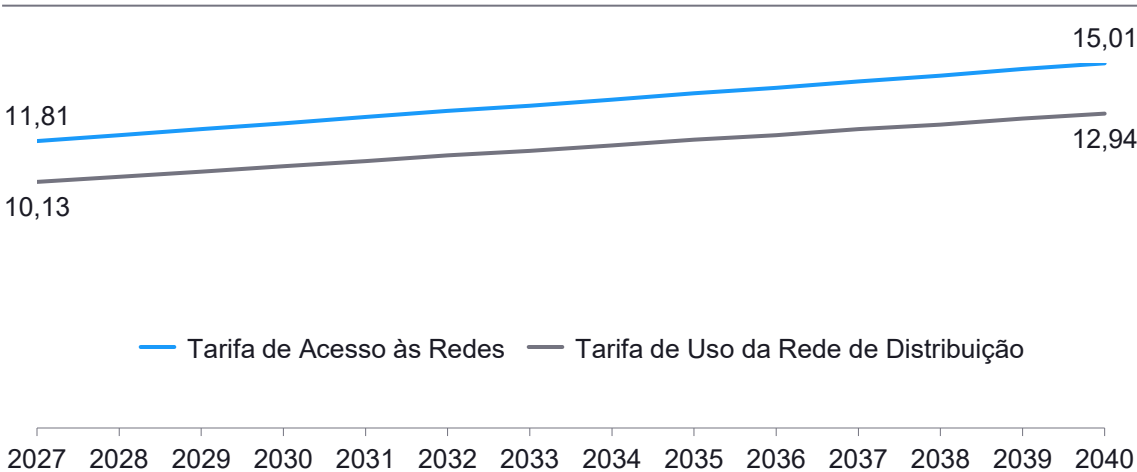
Nota: O PDIRD-G considerado corresponde a um valor de 76M€ anuais, consistentes com os 382 M€ para cinco anos propostos no PDIRD-G 2024.
Fonte: EY-Parthenon, com base em Análise de desempenho das empresas reguladas do setor do gás (ERSE, 2025) e Parecer às propostas de PDIRD-G 2024 (ERSE)

A evolução projetada do consumo assenta em pressupostos pouco realistas, motivando novos cenários

Evolução do consumo das ORD (TWh) | 2020-2040



Evolução das tarifas URD e TAR (€/MWh) | 2026-2040



- Partindo dos pressupostos do Cenário Central Ambição do RMSA-G para a evolução do consumo de gás natural, observa-se uma queda gradual de 1,13% ao ano, atingindo um valor de 18,2 TWh em 2040. Neste cenário, o número de clientes é reduzido ao mesmo nível, uma vez que o consumo por cliente se mantém constante.
- Este cenário resulta numa taxa de crescimento médio dos proveitos permitidos de 0,7% ao ano. Consequentemente, as tarifas URD e TAR médias aumentam ao longo do período.
- Entre 2027 a 2040, a URD aumenta cerca de 1,8% ao ano em média, atingindo um valor de 12,94€/MWh no fim do período. Quanto à tarifa TAR, o crescimento médio de 1,8% ao ano resulta numa tarifa de 15,01 €/MWh em 2040.

Pela sua simplificação, o Cenário Central Ambição do RMSA revela uma inconsistência entre os valores de investimento de CapEx subjacentes ao PDIRD-G e a procura. Neste cenário, o investimento anual projetado seria necessariamente menor do que o constado no PDIRD-G, por via do investimento em desenvolvimento do negócio (que depende do numero de clientes).

Nesse sentido, de seguida apresentam-se cinco cenários diferentes de evolução de clientes e do seu efeito no investimento e, consequentemente, das tarifas de acesso às redes.

Pressupostos para cenários alternativos de investimento

Cenários alternativos de investimento

- No parecer da ERSE ao PDIRD-G 2024 foram propostos dois cenários possíveis, face à diminuição de procura num horizonte mais alargado (até 2040):
 - ERSE 273: investimento total de 273 M€, alinhado com o montante aprovado no PDIRD-G 2018;
 - ERSE 175: investimento total de 175 M€, valor que se estima que deverá permitir a estagnação das tarifas de acesso às redes (TAR) no médio-longo prazo (até 2040).
- Estes cenários partem dos valores observados em 2024 e, como tal, não constam com os valores observados para 2025 e 2026, condicionando a dinâmica futura. Adicionalmente, a procura e a base de clientes são exógenas ao modelo, não reagindo a preços ou investimento e excluem-se outras motivações económicas ou estratégicas para investimento fora do PDIRD-G.
- Dadas estas condicionantes, sugerimos quatro cenários alternativos ao investimento sugerido inicialmente pelas ORD:

Cenário	Comportamento da base de clientes	Pressuposto de investimento
1. PDIRD-G	-	Valor proposto pelas ORD no PDIRD-G 2024
2. Sem novos clientes	Taxa de saída constante, sem entrada de novos clientes	-
3. Manter a base de ativos regulados	-	RAB constante até 2040
4. Com DL n.º 11/2023	Tendência considerando os dados até 2025	-
5. Sem DL n.º 11/2023	Tendência considerando os dados até 2023	-

- Todos os cenários partem dos números observados em 2026 para: a base de clientes; a taxa de saída de clientes; investimento por ponto de acesso (PA); investimento previsto no PDIRD-G, com a exceção do previsto para o desenvolvimento de mercado; RAB e OPEX.
- As evoluções estimadas até 2040 por cenário de número de clientes, RAB, proveitos permitidos, consumo total de gás natural e da tarifa URD encontram-se em anexo.

Nota: “-” denota o valor implícito necessário para o cenário em questão, tendo em conta o pressuposto apresentado.
Fonte: EY-Parthenon, com base em Parecer às propostas de PDIRD-G 2024 (ERSE)

Os cenários de investimento revelam impactos diferenciados até 2040: tarifa URD média varia entre 0,6% e 1,5% por ano, em média, entre 2026 e 2040

Impactos dos cenários alternativos de investimento

- Os diferentes pressupostos de investimento e evolução da base de clientes geram trajetórias distintas de CAPEX e RAB até 2040.
- Cenários com maior investimento e/ou crescimento de clientes traduzem-se numa expansão mais significativa da base de ativos regulados, sustentando níveis mais elevados de proveitos permitidos.
- Em cenários de estagnação ou redução da base de clientes, observa-se uma compressão do investimento, com impactos negativos na RAB e no consumo de gás natural.
- Apesar destas diferenças, a tarifa média URD apresenta uma evolução relativamente contida, crescendo entre 0,6% e 1,5% ao ano, em média, entre 2026 e 2040.
- Esta estabilidade tarifária resulta do equilíbrio entre investimento, base de clientes e consumo, que mitiga variações mais acentuadas nos encargos unitários.

Impacto do investimento por cenário | 2026-2040

	2026	2040									
		1. PDIRD-G		2. Sem novos clientes		3. Manter RAB		4. Com DL n.º 11/2023		5. Sem DL n.º 11/2023	
Cientes (número CAGR)	1 557 685	1 621 752	0,3%	1 355 630	-0,9%	1 511 150	-0,2%	1 905 940	1,4%	1 960 958	1,5%
Investimento (M€ CAGR)	72,7	76,4	0,3%	29,9	-5,8%	52,5	-2,1%	81,0	0,7%	87,5	1,2%
Base de ativos regulados (M€ CAGR)	1 538	1 808	1,1%	1 283	-1,2%	1 538	0,0%	1 861	1,3%	1 934	1,5%
Proveitos permitidos (M€ CAGR)	226	236	0,3%	190	-1,2%	212	-0,4%	241	0,4%	247	0,6%
Consumo de gás natural (GWh CAGR)	21 376	18 988	-0,8%	15 845	-2,0%	20 011	-0,4%	22 054	0,2%	22 670	0,4%
Tarifa média URD (€/MWh CAGR)	9,95	12,44	1,5%	11,99	1,3%	11,80	1,1%	10,92	0,6%	10,91	0,6%

Os cenários de investimento geram aumentos anuais inferiores à inflação nas tarifas de acesso às redes, com maior exposição para consumidores BP>

Evolução das TAR para os vários cenários de investimento

Projeção da evolução das TAR por cenário e segmento (€/MWh) | 2026-2040

Cenário	Segmento	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	CAGR 26-40
1. PDIRD-G	MP	4,56	4,61	4,66	4,71	4,97	5,22	4,61	0,8%
	BP>	16,33	16,59	16,85	17,12	18,41	19,70	16,59	1,0%
	BP<	43,46	44,25	45,03	45,80	49,66	53,49	44,25	1,3%
2. Sem novos clientes	MP	4,57	4,60	4,63	4,67	4,87	5,09	4,60	0,6%
	BP>	16,37	16,54	16,72	16,90	17,90	19,05	16,54	0,8%
	BP<	43,60	44,11	44,64	45,18	48,14	51,55	44,11	1,1%
3. Manter RAB	MP	4,55	4,59	4,62	4,66	4,84	5,04	4,59	0,6%
	BP>	16,31	16,49	16,67	16,85	17,79	18,78	16,49	0,7%
	BP<	43,42	43,95	44,49	45,03	47,81	50,75	43,95	1,0%
4. Com DL n.º 11/2023	MP	4,53	4,55	4,57	4,60	4,70	4,79	4,55	0,2%
	BP>	16,17	16,30	16,42	16,53	17,06	17,54	16,30	0,2%
	BP<	43,00	43,37	43,73	44,07	45,65	47,06	43,37	0,5%
5. Sem DL n.º 11/2023	MP	4,52	4,55	4,57	4,60	4,70	4,79	4,55	0,2%
	BP>	16,16	16,29	16,41	16,53	17,06	17,52	16,29	0,2%
	BP<	42,96	43,35	43,72	44,07	45,65	47,01	43,35	0,5%

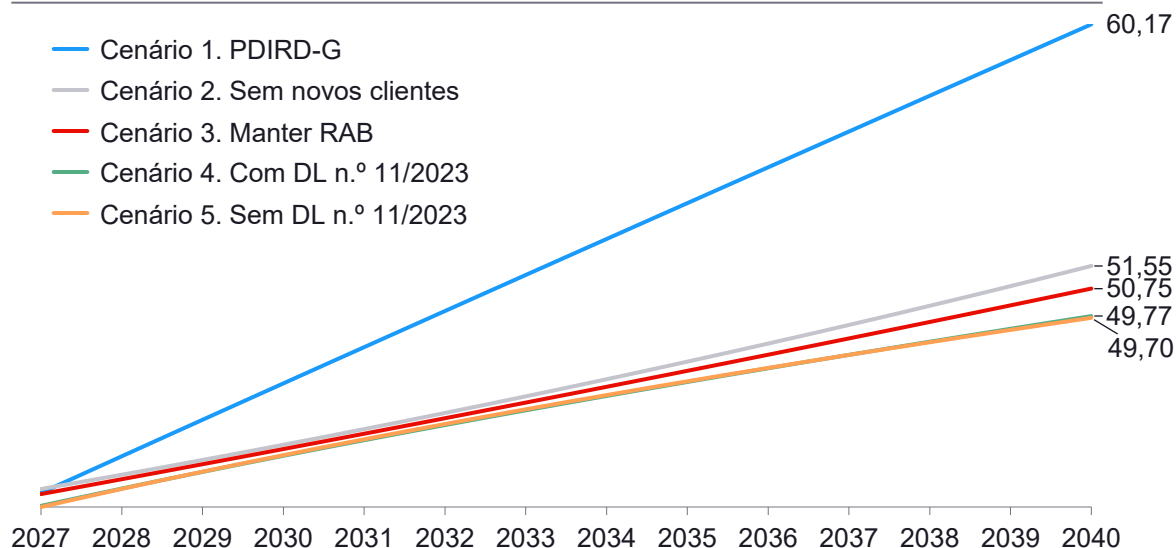
- Para este exercício, a tarifa URD depende dos proveitos permitidos e das quantidades de gás consumidas anualmente, sendo as restantes componentes da TAR (UGS e URT) assumidas constantes entre 2026 e 2040. Em todos os cenários, a distribuição dos proveitos permitidos por segmento fica igual à atual (60% para BP<, 20% para BP> e 20% para MP).
- A taxa média da TAR para os BP< aumenta, anualmente, entre 0,5% e 1,3%, para os BP> entre 0,2% e 1,0% e para os MP entre 0,2% e 0,8%. **O aumento médio das tarifas é sempre inferior à inflação esperada de cerca de 2% ao ano.**
- O aumento no fim do período face às tarifas aplicadas em 2026 é sempre:
 - Menor no cenário sem o DL n.º 11/2023 – a não obrigatoriedade da instalação de gás natural em novos fogos leva a um aumento marginalmente menor das tarifas relativamente ao cenário com o DL n.º 11/2023.
 - Maior no cenário da PDIRD-G – o investimento causa um aumento dos proveitos permitidos, mas não leva a um aumento proporcional de clientes. A tarifa média é 0,64 €/MWh mais alta que no cenário de investimento ótimo das ORD, em que a RAB é constante ano após ano.
- A taxa de crescimento das tarifas médias no cenário com o DL n.º 11/2023 supera a do cenário em que este não é implementado em 2033. Apesar das tarifas se manterem semelhantes no curto prazo após isto acontecer, o aumento das tarifas acelera devido ao decreto-lei. A longo prazo, as tarifas são artificialmente aumentadas, o que pode levar a um risco para a sustentabilidade da RNDG.

A atual distribuição da incidência dos proveitos permitidos por segmento demonstra um equilíbrio entre a manutenção de clientes e custos económicos

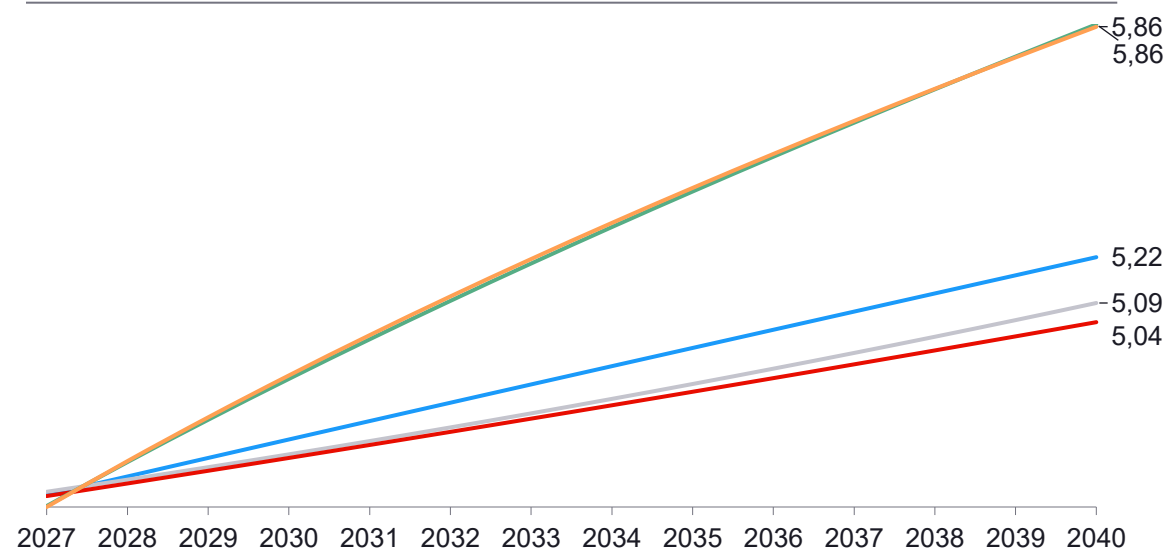
Evolução da tarifa URD quando recai sobre um segmento

- A análise anterior prevê uma distribuição da incidência dos proveitos permitidos constante (60% para BP<, 20% para BP> e 20% para MP): as tarifas mudam significativamente quando o aumento dos proveitos permitidos recaem sobre um único segmento, com implicações para as ORD e a economia nacional.
- No cenário da esquerda, as tarifas aplicáveis aos BP< variam, enquanto as tarifas de BP> e MP permanecem constantes: esta opção concentra o ajustamento nos clientes de menor dimensão, o que levanta o risco de saída de clientes ou redução do consumo, dada a maior sensibilidade destes segmentos ao preço e o crescimento acelerado das tarifas.
- No cenário da direita, são as tarifas de MP que variam, mantendo-se constantes as de BP< e BP>: embora os clientes de MP apresentem menor probabilidade de saída, este cenário implica um aumento dos custos de produção, com potenciais impactos na competitividade das empresas e na atividade económica.
- Em ambos os casos, a redistribuição da incidência tarifária envolve contrapartidas relevantes entre risco de perda de base de clientes e pressão sobre os custos produtivos, devendo estes efeitos ser ponderados na definição do perfil tarifário.

Projeção das tarifas TAR BP< por segmento (€/MWh) | 2027-2040



Projeção das tarifas TAR MP por segmento (€/MWh) | 2027-2040



A redistribuição da TAR entre segmentos gera riscos assimétricos, com consequências potenciais muito relevantes

Riscos da mudança de distribuição da TAR entre segmentos

Aumentos afetos apenas a BP<

- **Risco principal:** maior pressão sobre consumidores mais sensíveis ao preço e à fatura energética, com erosão gradual da base de clientes residenciais e pequenos negócios
- Aumenta o risco de saída do gás natural por parte de clientes residenciais e pequenos negócios, com substituição por eletricidade ou outras soluções de aquecimento e produção de calor.
- Agrava o risco social e reputacional, por concentrar o ajustamento no segmento com menor capacidade de absorção do aumento tarifário.
- Reduz progressivamente a base de clientes e de consumo, pressionando em alta as tarifas futuras para os consumidores remanescentes.
- Pode acelerar uma dinâmica de espiral tarifária: menos clientes a suportar custos fixos semelhantes, gerando novos aumentos e nova saída.
- **Implicação:** é o cenário com maior risco de aceitabilidade social e de erosão gradual e cumulativa da procura.

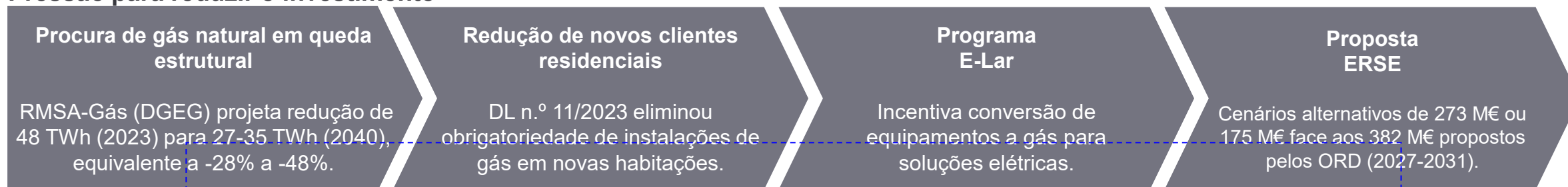
Aumentos afetos apenas a MP

- **Risco principal:** deterioração da competitividade das empresas industriais e empresariais com elevada exposição a custos energéticos e a mercados internacionais, com consequências secundárias mas potencialmente abruptas para os volumes da rede.
- O mecanismo de risco é predominantemente externo: tarifas mais elevadas agravam os custos de produção dos consumidores industriais expostos à concorrência internacional, podendo acelerar decisões de redução de produção, substituição por vetores energéticos alternativos ou realocização.
- Dado o peso desproporcionado deste segmento no volume total transportado, a perda de um número reduzido de clientes pode traduzir-se numa queda material e imediata de volumes, com impacto direto na utilização da rede e na recuperação dos proveitos permitidos.
- Introduce ainda maior volatilidade na base tarifária, dada a elevada concentração do consumo neste segmento.
- **Implicação:** é o cenário com maior risco de competitividade externo, com impacto potencialmente abrupto nos volumes e na sustentabilidade tarifária de curto prazo.

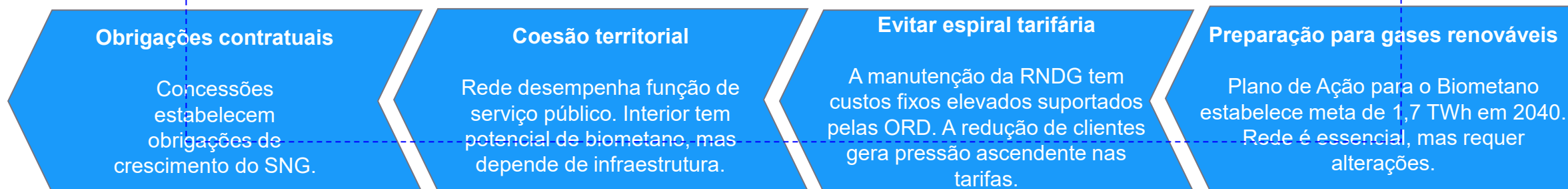
A rede de gás, sendo uma infraestrutura crítica para a transição, necessita de investimento, apesar da trajetória potencialmente descendente da procura

Paradoxo do investimento

Pressão para reduzir o investimento



Como justificar manutenção de investimento num contexto de redução estrutural da procura, garantindo a sustentabilidade tarifária e preparação para a descarbonização?



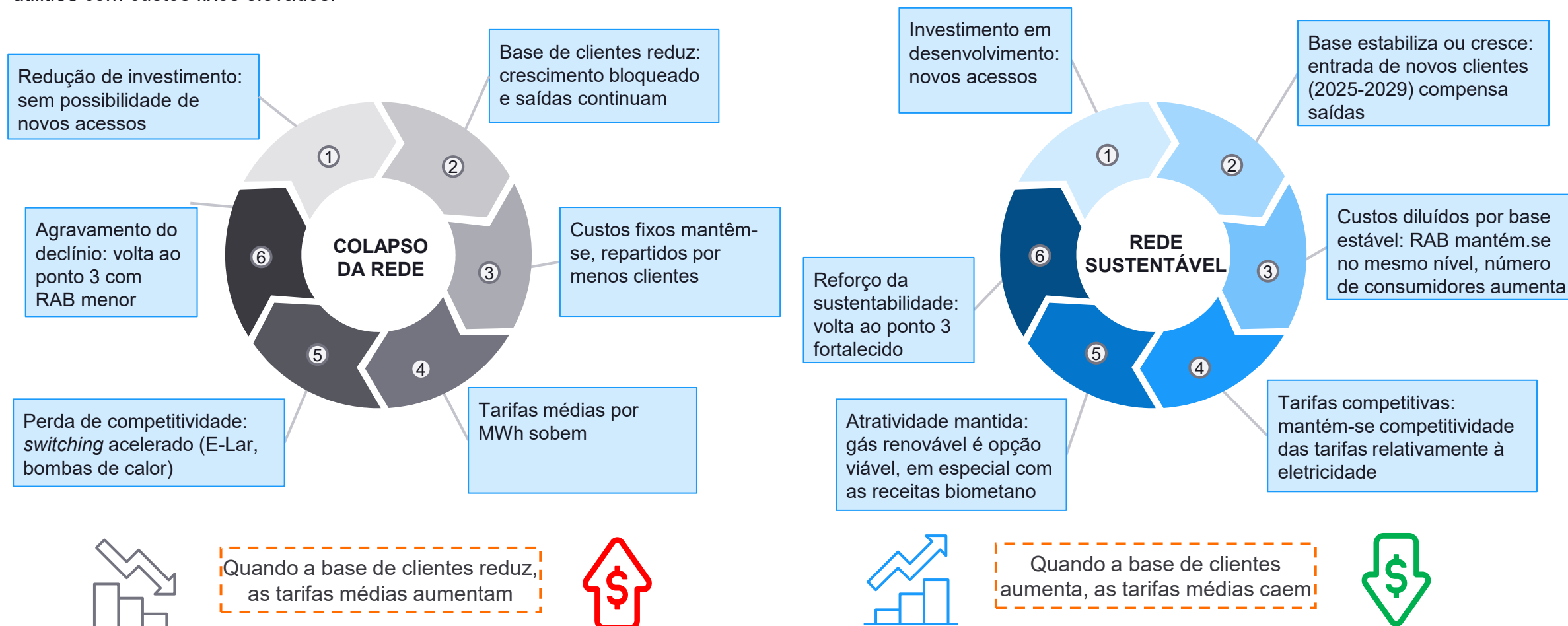
Pressão para aumentar o investimento

Num contexto de redução estrutural da procura, a decisão de investimento exige um equilíbrio cuidadoso entre eficiência tarifária, obrigações de serviço público e preparação para os gases renováveis

Investimento no SNG pode evitar um ciclo vicioso que leva, potencialmente, ao colapso da rede nacional de distribuição de gás

Ciclos viciosos e virtuosos: investimento na RNDG pode levar à estabilização da rede e a redução das tarifas

A redução de investimento em novos acessos não estabiliza tarifas: ao invés, origina um ciclo vicioso conhecido como *death spiral*, amplamente documentado em *utilities* com custos fixos elevados.



Investimento na rede permite a diluição de custos, preparação da rede para tecnologias futuras e captação do crescimento habitacional

As vantagens de continuar a investir na rede

Diluição de custos fixos

- O investimento de 52,5 M€ por ano garante a ligação a novos clientes, que permite:
 - Estabilizar base de consumidores;
 - Diluir os custos de manutenção da RAB;
 - Manter competitividade tarifária relativamente à eletricidade.
- Cálculo:
 - Meta: 30.000 novos clientes ao fim de 5 anos de investimento;
 - Impacto: redução da tarifa média relativamente ao cenário sem investimento (11,80 €/MWh em 2040 no cenário de manutenção da RAB 'vs' 11,99 €/MWh no cenário sem a entrada de novos clientes).

Preparação para injeção descentralizada

- 59% do investimento inclui:
 - Ramais bidirecionais, podem também receber injeção;
 - Sistemas de controlo de qualidade;
 - Válvulas e equipamentos H2 / "biometano-ready".
- Benchmarking França:
 - 805 unidades ligadas (2025);
 - Todas beneficiaram de rede previamente expandida;
 - "Droit à l'injection" só funciona SE rede tem capacidade.

Capitalizar janela de construção habitacional

- O aumento de 254% dos fogos (2011-2024) representa uma janela de oportunidade. A construção de raiz apresenta o custo menores de instalação de gás que a capacitação de fogos existentes.
- O DL n.º 11/2023 eliminou a obrigatoriedade da instalações de gás em novas habitações. No entanto, instalações de gás continuam a ser viáveis, mediante condições favoráveis relativamente à eletricidade
- Sem ligações à rede, futuros proprietários não podem optar pela gaseificação, eliminado esta opção permanentemente (*lock-out* tecnológico).
- Dados INE:
 - 2024: 30.025 fogos construídos;
 - Previsão 2025-2029: ~25.000 / ano;
 - Potencial: 125.000 fogos em 5 anos.

Sem investimento, a rede perde competitividade, capacidade tecnológica e base de clientes, comprometendo a sustentabilidade tarifária e a viabilidade de gases renováveis.

5

Conclusões e recomendações

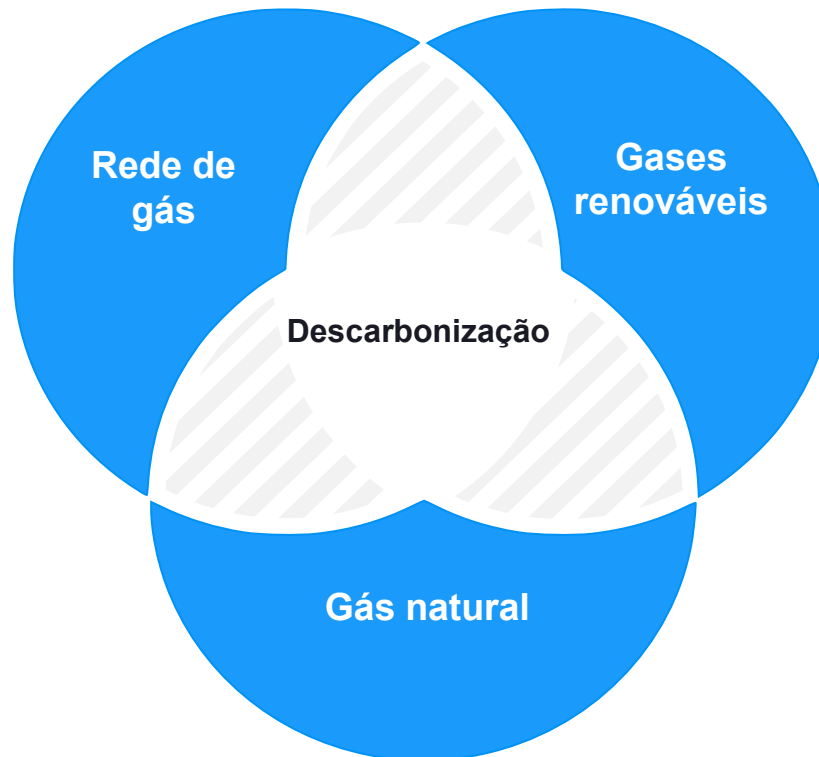


Os gases renováveis estão a assumir cada vez maior importância, enquanto a rede de distribuição de gás tem um papel essencial na sua incorporação

Principais conclusões: importância do vetor do gás

A rede de distribuição de gás assume um papel central

- A rede de distribuição de gás é um ativo estratégico nacional, moderno, capilar e tecnicamente preparado para integrar gases renováveis, contribuindo para a resiliência, autonomia e segurança energética do país.
- A rede oferece vantagens únicas de armazenamento e gestão de picos de procura, funcionando como reserva estratégica distribuída e assegurando continuidade de serviço quando a rede elétrica enfrenta falhas ou eventos extremos. Esta característica contribui diariamente e em contínuo para o equilíbrio e resiliência do sistema energético nacional.
- A utilização da infraestrutura existente é uma vantagem económica fundamental: adaptar a rede de distribuição de gás para transportar gases renováveis é muito mais eficiente e menos dispendioso do que apostar numa eletrificação total.



Os gases renováveis assumem uma maior relevância

- A par da eletrificação, os gases renováveis (biometano e hidrogénio) são vistos como pilares críticos da descarbonização, permitindo reduzir emissões em setores “hard-to-abate”, substituir combustíveis fósseis e criar valor económico nacional.
- Descarbonizar através de uma abordagem dual (eletricidade + gases renováveis) gera poupanças significativas para consumidores e para o país (estimadas em ~2.500 M€), quando comparado com cenários de eletrificação total.

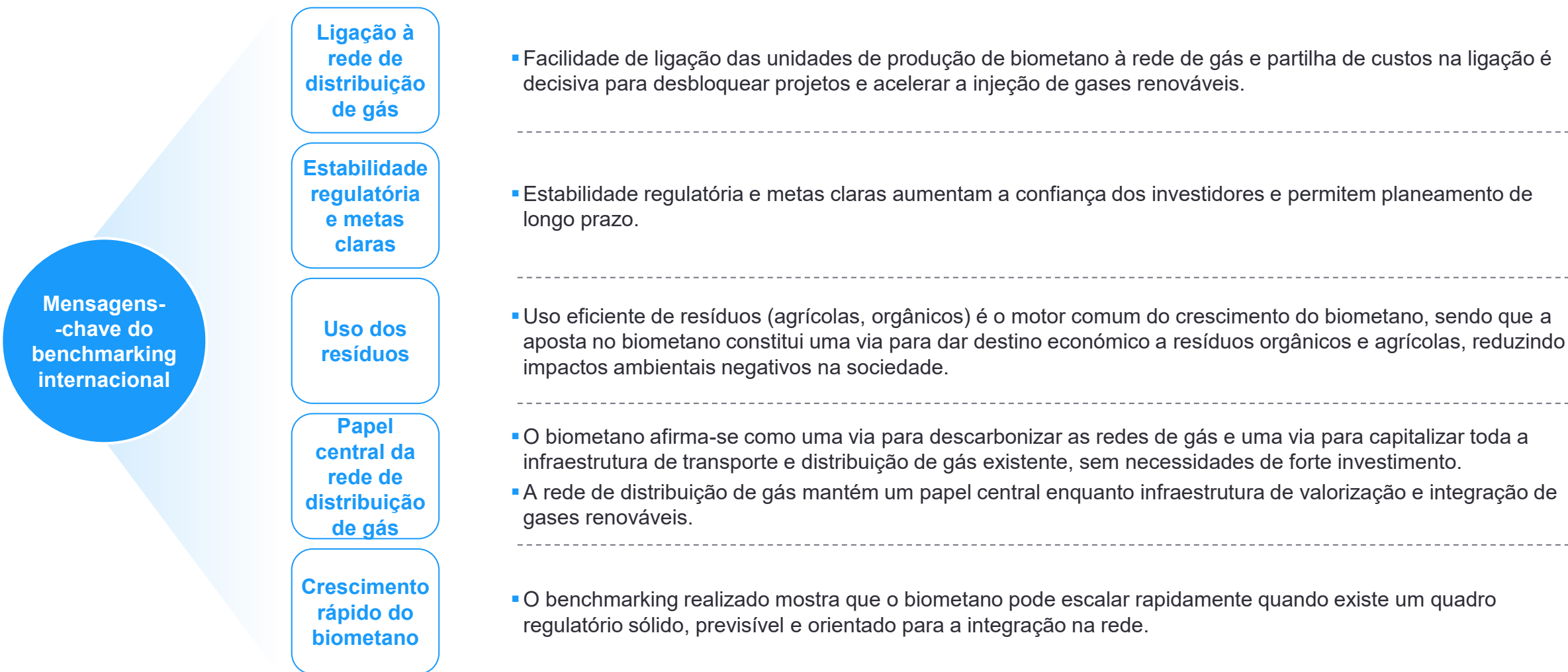
O gás é essencial como combustível de transição

- O gás natural mantém um papel essencial como combustível de transição, assegurando flexibilidade, estabilidade e capacidade de backup num sistema elétrico cada vez mais renovável mas também mais exposto a variabilidade e riscos de interrupção.

O vetor do gás surge de forma recorrente em todas as políticas energéticas europeias e nacionais, quer o gás natural como combustível de transição quer os gases renováveis como via de descarbonização.

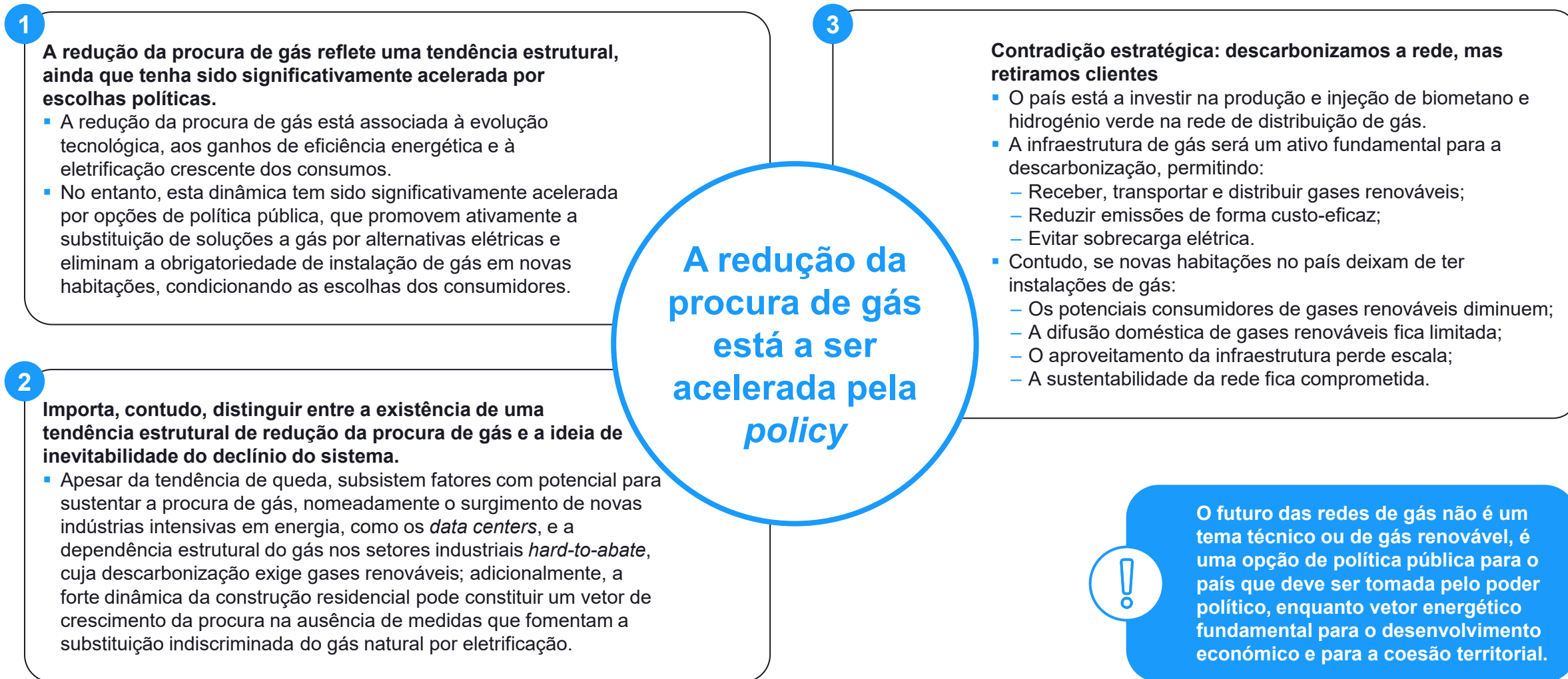
O benchmarking realizado mostra que modelos regulatórios estáveis, incentivos adequados e integração plena na rede permitem escalar a produção de biometano

Principais mensagens-chave do benchmarking



A queda da procura e dos consumidores de gás em Portugal constitui largamente o resultado de escolhas políticas e regulatórias

Principais conclusões: evolução futura da procura de gás



A sustentabilidade da RNDG depende de gerir a transição da procura com equilíbrio entre investimento, tarifas e resiliência

Principais conclusões relativas ao investimento e tarifas

Pressão da procura

- A redução estrutural da procura de gás natural até 2040 coloca pressão direta sobre a sustentabilidade económica da RNDG, exigindo uma abordagem inteligente ao investimento.
- O Cenário Central Ambição do RMSA prevê uma queda de 15% do consumo até 2040.

Atraso regulatório

- A ausência de aprovação de novos investimento desde 2023 cria riscos operacionais e de segurança, mas, em paralelo, reforça a necessidade de calibrar cuidadosamente o nível de CapEx futuro.

A sustentabilidade da RNDG depende de gerir a transição da procura sem comprometer investimento, resiliência e integração de gases renováveis

Alívio de curto prazo

- O corte ou adiamento do investimento reduz pressão tarifária no curto prazo, mas aumenta o risco estratégico associado à perda de robustez, flexibilidade e capacidade de adaptação da rede.
- Em 2040, a tarifa URD é de 11,99 €/MWh no cenário sem novos clientes face a 11,80 €/MWh no cenário em que a RAB é constante ano após ano.

Trade-off regulatório

- Os cenários alternativos da ERSE procuram conter tarifas e limitar o risco de ativos subutilizados, mas reduzem a margem para desenvolvimento da rede e para acomodar nova procura ou maior incorporação de gases renováveis.

Escolha estratégica

- A decisão sobre CapEx é, na prática, uma decisão sobre o nível de rede que o país pretende preservar para assegurar segurança de abastecimento, descarbonização e competitividade no médio e longo prazo.
- Para todos cenários estudados, os níveis de investimento levam a um aumento tarifário anual médio de 0,6% a 1,5%, inferior à inflação esperada. O investimento não só não leva a aumentos de preços reais para os consumidores como garante a sustentabilidade da RNDG.

6

Anexos



6

Anexos

Anexo 6.1. Enquadramento regulatório nacional

Anexo 6.2. Enquadramento regulatório europeu

Anexo 6.3: Benchmarking Internacional

Anexo 6.4. Projetos de conversão na rede nacional de gás

Anexo 6.5. Investimento

Anexo 6.6. Cenários de investimento: impactos em clientes, consumo e tarifas

O Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 estabelece a visão de longo prazo e as trajetórias para que Portugal atinja a neutralidade carbónica até 2050

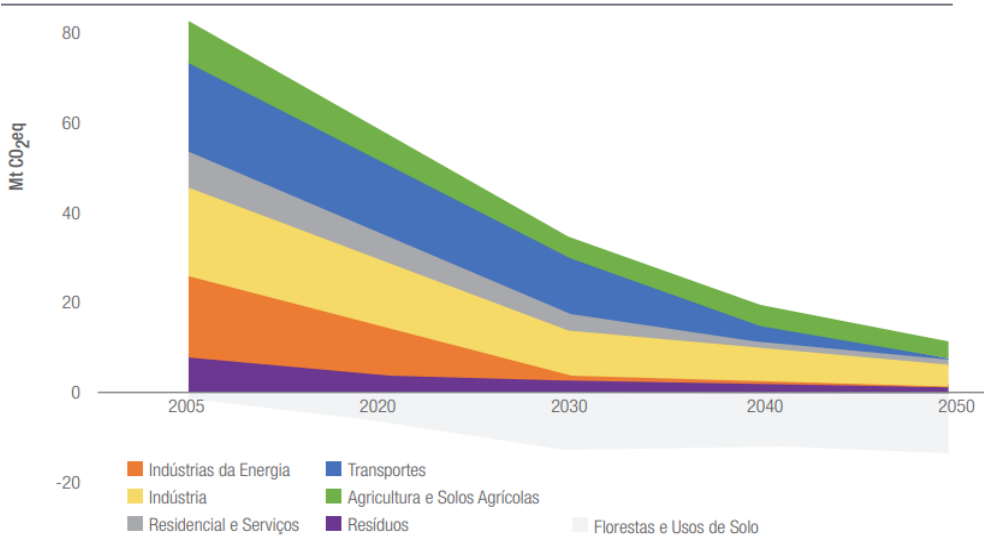
Políticas e regulamentações nacionais na área da energia – RNC 2050



Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050

- O RNC2050 permite perspetivar as principais linhas de tendência futuras e as transformações económicas e sociais necessárias, envolvendo todos os setores da economia e da sociedade, a fim de concretizar o objetivo de neutralidade carbónica até 2050.

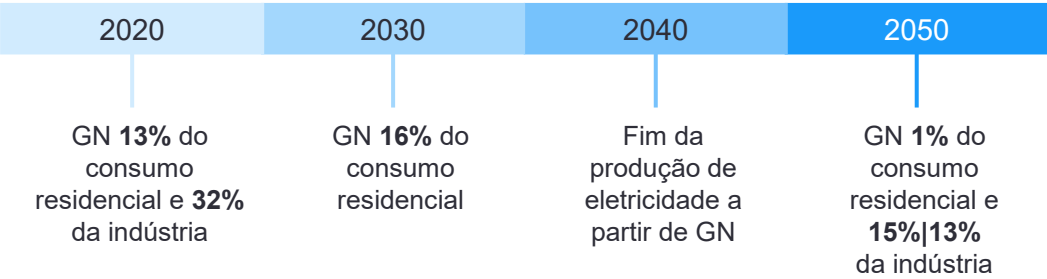
Contribuição setorial para a trajetória de redução de emissões de GEE até 2050



O gás natural no RNC2050

Concretizar a transição energética, aumentando muito significativamente a eficiência energética em todos os setores da economia, apostando na incorporação de fontes de energia renováveis endógenas nos consumos finais de energia, promovendo a eletrificação e ajustando o papel do gás natural no sistema energético nacional.

- A manutenção de alguma capacidade a gás natural no sistema elétrico nacional até 2040, ainda que marginalmente utilizada, assegura o backup necessário para operar a referida transição para um sistema elétrico de base renovável, dando tempo ao desenvolvimento e instalação das soluções tecnológicas de armazenamento.
- O gás natural surge como um combustível de transição aumentando a sua participação até 2030 e declinando a partir desta data, à medida que alguns processos vão sendo eletrificados.
- O gás natural mantém-se como opção nas habitações no horizonte até 2040, desaparecendo praticamente na década seguinte. Neste contexto, existe claramente espaço para os gases renováveis se posicionarem como uma fonte energética viável.



O PNEC 2030 é uma estratégia a longo prazo destinada a orientar a transição de Portugal para um sistema de energia mais sustentável, resiliente e competitivo

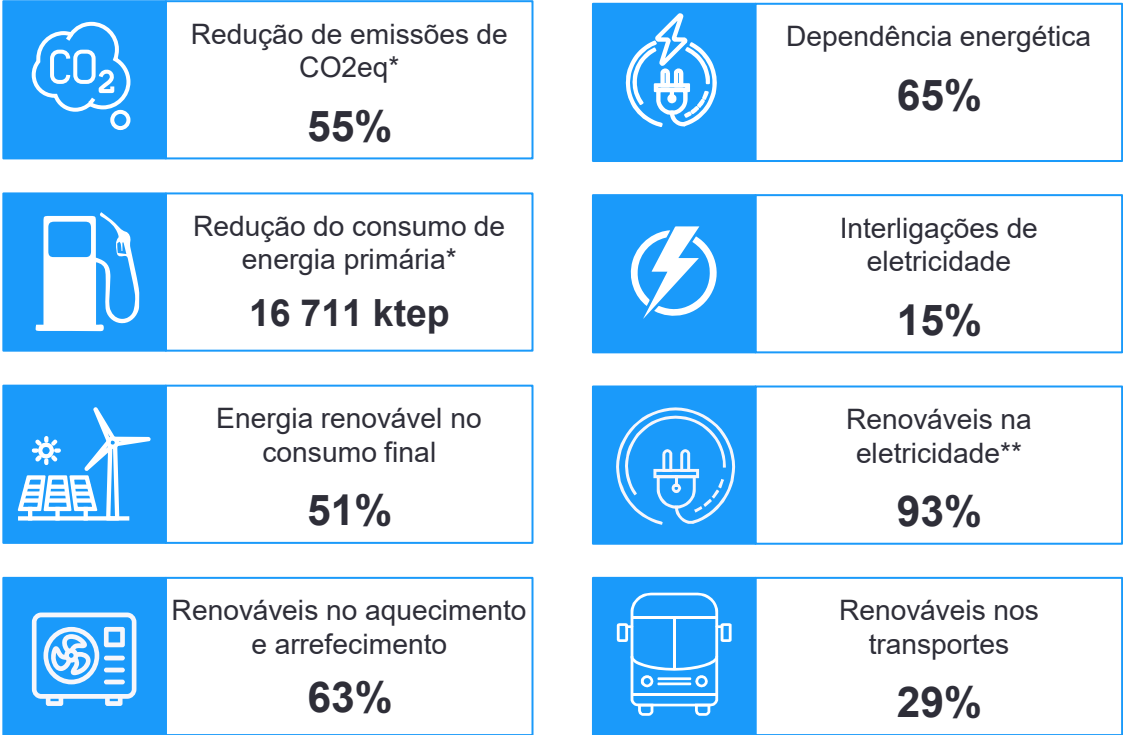
Políticas e regulamentações nacionais na área da energia – PNEC 2030



Plano Nacional Energia e Clima 2030

- O Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030), surge de obrigações para com a UE, e consiste num instrumento de política energética e climática para o período de 2021-2030.
- Abordando temas como a **eficiência energética, a descarbonização, a segurança de abastecimento, incorporação de energias renováveis e interligações**, o PNEC 2030 estabelece metas nacionais e apresenta medidas para as alcançar.
- No PNEC 2030 podem identificar-se várias medidas que sustentam linhas de atuação que pretendem dar resposta a 8 objetivos nucleares:
 - Descarbonizar a economia nacional;
 - Dar prioridade à eficiência energética;
 - Reforçar a aposta nas energias renováveis e reduzir a dependência energética do país;
 - Garantir a segurança de abastecimento;
 - Promover a mobilidade sustentável;
 - Promover uma agricultura e floresta sustentáveis e potenciar o sequestro de carbono;
 - Desenvolver uma indústria inovadora e competitiva;
 - Garantir uma transição justa, democrática e coesa.

Objetivos do Plano Nacional Energia e Clima 2030 (revisto)



O PNEC 2030 aborda o papel do gás natural na matriz energética do país como um potencial facilitador da integração de fontes de energia renováveis

Políticas e regulamentações nacionais na área da energia – PNEC 2030



Foco no gás

- O PNEC 2030 materializa o compromisso de Portugal com a transição energética, na qual o gás natural é visto tanto como uma fonte de transição como um potencial facilitador da integração de fontes de energia renováveis. Os indicadores que de seguida se apresentam reportam uma evolução positiva tendo em consideração as metas nacionais, e espelham os bons anos do ponto de vista da geração de energia renovável e de gestão dos recursos hídricos.

Indicadores de acompanhamento de segurança energética do REPowerEU

	Resultado	Objetivo
Redução do consumo de gás natural *	27,4%	15%
Nível de armazenamento de gás natural	109% **	90% ***

Perspetivas de capacidade instalada para a produção de eletricidade

	2025	2030
Gás natural (GW)	4,9	3,9

Linha de atuação 4.7

Ajustar o papel do gás na matriz energética, apostando na descarbonização do setor

- Numa perspetiva de redução gradual do consumo de combustíveis fósseis, o gás natural, sendo aquele com menores emissões de GEE, permanecerá enquanto fonte energética na próxima década, em particular no setor electroprodutor e em consumos industriais, sendo prioritária a integração crescente de gases renováveis e consequente descarbonização do setor do gás: a trajetória segundo a qual será ajustado o papel do gás natural na matriz energética estará diretamente ligado à evolução da eletrificação dos consumos e da introdução dos gases renováveis, em particular do hidrogénio verde.



Abordar o gás natural como elemento de flexibilidade do sistema electroprodutor, assegurando a transição para gases renováveis.

- A manutenção de capacidade de produção de eletricidade a gás natural até 2040 assegurará o backup necessário para operar a transição para um sistema elétrico fortemente renovável, dando tempo para o desenvolvimento de soluções tecnológicas, com especial enfoque no armazenamento.
- Será estabelecido um calendário para a descarbonização gradual das centrais térmicas a gás natural por via da incorporação de percentagens crescentes de gases renováveis, conduzindo até 2040 à sua total descarbonização.



Aumentar a incorporação de gases renováveis na rede de gás natural.

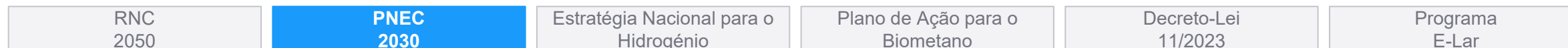
- O desenvolvimento de investimentos em gases renováveis será alavancado pela crescente incorporação de gases renováveis na rede de gás natural.

* A avaliação compara os consumos do período entre abril de 2023 e maio de 2023 e os do período de referência; ** O resultado refere-se à situação verificada a 1 de novembro de 2022, uma vez que nos termos do Regulamento (UE) 2022/1032 nessa data existia uma meta de cumprimento obrigatório para todos os Estados Membros de 80%; *** O objetivo refere-se à situação que deve ser verificada a 1 de novembro, a partir de 2023, de acordo com a alínea b) do parágrafo 1 do artigo 6.ºA do Regulamento (UE) 2022/1032.

Fonte: PNEC 2030

O PNEC prevê a evolução das redes de gás no sentido da sua adaptação aos gases renováveis, reforço da capacidade de armazenamento e rastreamento da qualidade

Políticas e regulamentações nacionais na área da energia – PNEC 2030



Foco nas redes de transporte

Acomodação de diferentes gases

- A acomodação de diferentes gases deverá ser feita com **recurso a sistemas de rastreamento de qualidade de gás**: deve ser possível enviar o gás produzido e injetado numa rede sem consumo suficiente para outras redes onde esse consumo exista, através da rede de transporte, **com vista a maximizar o aproveitamento de toda a capacidade de produção**.

Reforço da capacidade de armazenamento

- De forma a reforçar a segurança de abastecimento de gás está **previsto o reforço da capacidade de armazenamento do AS do Carriço em duas cavernas** com capacidade adicional de 1,2 TWh: prevê-se que estas cavernas estejam em funcionamento em 2028 e 2029, devidamente **adaptadas para o armazenamento de 100% H2**.

Investimentos no Terminal de GNL de Sines

- Está prevista a realização de **investimentos no Terminal de GNL de Sines** que permitirão a trasfega de GNL entre navios, possibilitando o reenvio de até 8 bcm/ano deste combustível (a partir de 2023) **e de melhoria de condições de amarração de metaneiros**, permitindo, por um lado reduzir limitações de acostagem em condições de mar mais adversas, e, por outro aumentar a geometria dos navios (previsto para 2026).

Investimentos nas infraestruturas existentes

- Realização de investimentos nas infraestruturas existentes**, sejam **ao nível da rede de transporte ou de distribuição de gás**, que permitam a receção de gases renováveis e veiculação de gás natural e gases renováveis, especialmente biometano, bem como misturas crescentes de H2.

Novos gasodutos e reabilitação de existentes

- No âmbito do corredor europeu de transporte de hidrogénio verde, **serão construídos até 2030, dois troços novos** entre Figueira da Foz e Cantanhede, com ligação ao AS do Carriço (50 km), e o troço português do projeto de interligação CelZa (162 km), integrado no “H2Med”; em simultâneo, **serão alvo de adequação os atuais gasodutos para veiculação de 100% H2**, no eixo Cantanhede – Celorico da Beira – Monforte (341km).

Em 2020, foi lançada a Estratégia Nacional para o Hidrogénio, que visa promover a introdução gradual do hidrogénio no setor energético e nos demais setores

Políticas e regulamentações nacionais na área da energia – EN-H2

RNC 2050	PNEC 2030	Estratégia Nacional para o Hidrogénio	Plano de Ação para o Biometano	Decreto-Lei 11/2023	Programa E-Lar
-------------	--------------	--	--------------------------------	------------------------	-------------------

Visão geral da EN-H2

- Portugal estabeleceu em 2020 a Estratégia Nacional de Hidrogénio (EN-H2), que visa contribuir para o objetivo de descarbonização nacional e da UE, introduzindo um elemento de incentivo e estabilidade para o setor de energia, promovendo a introdução gradual de hidrogénio como pilar sustentável e integrado numa estratégia mais abrangente de transição para uma economia descarbonizada, bem como uma oportunidade estratégica para o país.
- O objetivo é **garantir, a longo prazo (2050), uma descarbonização de toda a rede de Gás Natural e das Centrais Elétricas e contribuir significativamente para a descarbonização dos setores de transporte e indústria.**
- O Governo está a promover uma política industrial em torno de hidrogénio e gases renováveis que se baseia na definição de um conjunto de políticas públicas que orientam, coordenam e mobilizam investimentos públicos e privados em projetos nas áreas de produção, armazenamento, transporte e consumo de gases renováveis em Portugal.

Medidas de ação da EN-H2

- A elaboração da legislação, regulamentação e estrutura normativa que permita a promoção deste novo paradigma em Portugal (alteração legislativa sobre a injeção de Gases Renováveis).
- O incentivo à escala nacional, com base nas cadeias de valor prioritárias de H2, considerando o hidrogénio como vetor de energia e como produto.
- A promoção, desenvolvimento e monitorização de projetos, em diferentes setores e escalas, atendendo às cadeias de valor prioritárias nacionais, maturidade tecnológica, redução de custos e de fontes de energia renováveis.
- A simplificação de projetos inovadores.
- A rentabilização do *stock* de ativos existentes no sistema energético e na indústria nacional.
- O fortalecimento das competências nacionais e a investigação & inovação, bem como a promoção da cooperação e o apoio à inovação associada ao hidrogénio.
- A análise do projeto industrial H2 em Sines abrangendo toda a cadeia de valor.
- O Laboratório Colaborativo H2.

Objetivos da EN-H2 para 2030

	Injeção nas redes de gás natural 10% - 15%
	Capacidade em eletrolisadores 2 - 2,5 GW
	Postos de abastecimento para H2 50 - 100
	H2 no consumo final de energia 5%
	H2 no consumo do transporte rodoviário 5%
	H2 no consumo do setor da indústria 5%

O PAB* visa promover o mercado do biometano como uma forma de reduzir as importações de gás natural (não renovável) utilizado na indústria e habitação

Políticas e regulamentações nacionais na área da energia – Plano de Ação para o Biometano

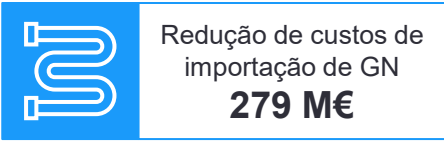
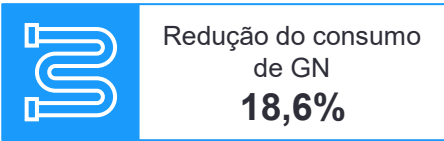
RNC 2050	PNEC 2030	Estratégia Nacional para o Hidrogénio	Plano de Ação para o Biometano	Decreto-Lei 11/2023	Programa E-Lar
-------------	--------------	--	-----------------------------------	------------------------	-------------------

Plano de Ação para o Biometano

- A diversificação do aprovisionamento de gás através da produção de gases renováveis como o hidrogénio e o biometano é uma das soluções para a diminuição das importações de gás natural e a eliminação progressiva da dependência em relação aos combustíveis fósseis.
- O Plano de Ação para o Biometano visa promover o mercado do biometano como uma forma sustentável de reduzir as importações de gás natural utilizado nos setores industriais e doméstico, descarbonizar a economia nacional e atrair novas indústrias verdes, impulsionando a transição para uma economia neutra em carbono.
- Numa primeira fase, até 2026, o PAB centra-se no início da produção e fornecimento do gás renovável, desenvolvimento do mercado e criação de um quadro de incentivos para o biometano; numa segunda fase, até 2040, são apresentadas linhas de ação para consolidação do mercado e aumento da escala de produção.
- A criação do mercado de biometano em Portugal deve focar-se em cinco setores estratégicos para o seu desenvolvimento: resíduos sólidos urbanos, águas residuais, agricultura, pecuária e agroindústria, focando-se na reconversão da produção de biogás já existente para biometano e no investimento em novas unidades de biometano em regiões de interesse: será através da digestão anaeróbia (ou biometanização, processo de transformar matérias primas residuais em biogás) dos resíduos dos cinco setores estratégicos que se chegará aos valores de substituição do gás natural.
- As medidas apresentadas no PAB incluem o aproveitamento do potencial no setor pecuário (estrumes e chorumes), a avaliação de tecnologias inovadoras para a produção de biometano e a consequente criação de novas cadeias de valor, assim como o aumento do financiamento em investigação.

Benefícios ambientais e económicos promovidos pelo biometano

Metas para 2040



Visão Estratégica

Promover, até 2040, o mercado do biometano como uma forma sustentável de reduzir as importações de gás natural (não renovável) utilizado nos setores industriais e doméstico (incluindo o seu uso na mobilidade), aproveitando integralmente os recursos endógenos existentes em vários setores.

* Plano de Ação para o Biometano
Fonte: LNEG

O Decreto-Lei n.º 11/2023 eliminou a obrigatoriedade de dotar com instalação de gás os edifícios a construir ou sujeitos a obras com controlo prévio

Políticas e regulamentações nacionais na área da energia – Decreto-Lei 11/2023

RNC 2050	PNEC 2030	Estratégia Nacional para o Hidrogénio	Plano de Ação para o Biometano	Decreto-Lei 11/2023	Programa E-Lar
-------------	--------------	--	-----------------------------------	--------------------------------	-------------------

Decreto-Lei n.º 97/2017, de 10 de agosto

Artigo 3.º - Obrigatoriedade da instalação de gás nos edifícios

- 1 - **Todos os edifícios a construir ou sujeitos a obras** com controlo prévio nos termos do regime jurídico da urbanização e edificação **devem ser dotados de uma instalação de gás** que cubra todos os fogos, devendo as obras de construção, de reconstrução, de ampliação e de alteração respeitar o projeto dessa instalação de gás.
- 2 - **Excluem-se da obrigação** estabelecida no número anterior os **edifícios destinados a habitação própria em que o promotor da obra opte pela exclusão da instalação de gás**, as edificações destinadas a atividade agrícola, industrial, comercial e de serviços que não tenham prevista a utilização de gás e os edifícios ou frações abrangidos pelo âmbito de aplicação do Decreto-Lei n.º 53/2014, de 8 de abril.
- 3 - Os edifícios e frações referidos no número anterior que pretendam, posteriormente, utilizar gás devem ser dotados de uma instalação de gás e cumprir todos os procedimentos previstos neste diploma.

Vigorou brevemente a possibilidade de isenção da instalação de gás para habitação própria, permitindo aos promotores optarem por não instalar rede de gás.

Lei n.º 59/2018, de 21 de agosto

Alteração, por apreciação parlamentar, ao Decreto-Lei n.º 97/2017, de 10 de agosto, que estabelece o regime das instalações de gases combustíveis em edifícios

Artigo 3.º - Obrigatoriedade da instalação de gás nos edifícios

- 2 - Excluem-se da obrigação estabelecida no número anterior as edificações destinadas a atividade agrícola, industrial, comercial e de serviços que não tenham prevista a utilização de gás.

Novamente obrigatória a pré-instalação de gás em todas as novas habitações, mesmo quando o proprietário não pretendesse usar esta fonte de energia.

Decreto-Lei n.º 11/2023, de 10 de fevereiro

Procede à reforma e simplificação dos licenciamentos ambientais, aprovando diversas medidas para reduzir os encargos e simplificar os procedimentos administrativos sobre as empresas, nomeadamente:

- Eliminação da obrigatoriedade de dotar com instalações de gás os edifícios a construir ou sujeitos a obras com controlo prévio.

Se na obra não vai existir qualquer aparelho a gás, o promotor pode pedir ao Município a dispensa/isenção do projeto de instalação de gás, através de declaração técnica assinada por projetista habilitado, para juntar ao processo de licenciamento/comunicação prévia.

A nova lei eliminou a obrigatoriedade de dotar com instalações de gás os edifícios a construir ou sujeitos a obras com controlo prévio.

O Programa E-LAR apoia a eletrificação de habitações em Portugal Continental, no âmbito do Plano de Recuperação e Resiliência

Políticas e regulamentações nacionais na área da energia – Programa E-Lar

RNC 2050	PNEC 2030	Estratégia Nacional para o Hidrogénio	Plano de Ação para o Biometano	Decreto-Lei 11/2023	Programa E-Lar
-------------	--------------	--	-----------------------------------	------------------------	-------------------

O que é	▪ O Programa E-LAR é uma medida do Plano de Recuperação e Resiliência (PRR) que visa apoiar financeiramente a eletrificação de equipamentos em edifícios residenciais. ▪ O seu objetivo principal é substituir soluções baseadas em combustíveis fósseis (como o gás) por alternativas elétricas, contribuindo para a eletrificação dos consumos residenciais.
Objetivos do programa	▪ Melhorar o conforto térmico das habitações; ▪ Apoiar as famílias na aquisição de equipamentos eficientes e na eletrificação dos consumos energéticos; ▪ Contribuir para a descarbonização e reciclagem de equipamentos a gás.
Quem pode beneficiar	▪ Pessoas com contrato de eletricidade em frações intervencionadas no âmbito do aviso PRR C-13 - “Bairros mais sustentáveis”; ▪ Beneficiários da Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE); ▪ Outras pessoas singulares, que tenham um contrato de fornecimento de eletricidade.
Como funciona	▪ O beneficiário submete a candidatura no portal do Fundo Ambiental e espera pelo voucher E-LAR que é emitido. O beneficiário ativa o voucher E-LAR junto do fornecedor credenciado após aprovação da candidatura. Não terá de efetuar qualquer pagamento, a não ser que o equipamento escolhido ultrapasse o valor de referência estabelecido no Programa.
Edições	▪ A primeira edição do E-lar, lançada no final de setembro de 2025, encerrou apenas alguns dias após a abertura de candidaturas, depois de a dotação orçamental de 30 milhões de euros ter esgotado, pelo que o programa E-Lar voltou a abrir candidaturas no final de dezembro de 2025 com um reforço orçamental de 60,8 milhões de euros, que resultou da reprogramação do PRR.

6

Anexos

Anexo 6.1. Enquadramento regulatório nacional

Anexo 6.2. Enquadramento regulatório europeu

Anexo 6.3. Benchmarking Internacional

Anexo 6.4. Projetos de conversão na rede nacional de gás

Anexo 6.5. Investimento

Anexo 6.6. Cenários de investimento: impactos em clientes, consumo e tarifas

A visão do European Green Deal é tornar a UE a primeira região climaticamente neutra do mundo até 2050

Políticas e regulamentações europeias na área da energia – European Green Deal

European Green Deal

Fit for 55

REPowerEU

Banco Europeu do Hidrogénio

RED III

Clean Industrial Deal

O que é o European Green Deal?

- A visão do European Green Deal é **tornar a UE a primeira região climaticamente neutra do mundo até 2050, reduzir a poluição e restaurar um equilíbrio saudável na natureza e nos ecossistemas.**
- Para abrir caminho para alcançar este objetivo, a Comissão Europeia comprometeu-se a atingir as seguintes metas mais detalhadas até 2030:
 - **Redução mínima de 55%* nas emissões de gases com efeito de estufa** (comparando com os níveis de 1990);
 - **Quota superior a 32%* de energias renováveis;**
 - **Melhoria mínima de 32,5% na eficiência energética.**
- O European Green Deal é composto por 9 grandes áreas políticas – cada área política inclui regulamentos, estratégias e fontes de financiamento dedicadas.

Acionar a transição para uma mobilidade sustentável e inteligente (redução de 90% das emissões de gases com efeito de estufa até 2050, em comparação com 1990)

Fornecer energia limpa, acessível e segura

Aumentar a ambição climática da UE para 2030 e 2050

Preservar e restaurar ecossistemas e a biodiversidade

Ambição de poluição zero para um ambiente livre de substâncias tóxicas



“From farm to fork”: um sistema alimentar justo, saudável e amigo do ambiente

Não deixar ninguém para trás — Mecanismo de Transição Justa

Construir e renovar de forma eficiente em termos energéticos e de recursos

Mobilizar a indústria para uma economia limpa e circular

* À data, este objetivo não era ainda vinculativo.

Fonte: European Commission

O pacote “Fit for 55” inclui várias propostas da UE para reduzir as emissões de Gases com Efeitos de Estufa (GEE) em, pelo menos, 55% até 2030

Políticas e regulamentações europeias na área da energia – Fit for 55



O que é o Fit for 55?

- No âmbito do European Green Deal, a **Comissão Europeia apresentou uma série de reformas significativas em matéria de carbono** – o pacote “Fit for 55”.
- O pacote Fit for 55 da União Europeia **tem como objetivo reduzir as emissões de gases com efeito de estufa em 55%* até 2030**: o pacote “Fit for 55” foi formalmente adotado em outubro de 2023.



O que está incluído no Pacote Fit for 55?

- Passar do **gás fóssil para gases renováveis** e de baixo teor de carbono;
- Reformar o **sistema de comércio de licenças de emissão da UE**;
- Reduzir as **emissões dos transportes, edifícios, agricultura e resíduos**;
- Atingir os objetivos climáticos nos **setores de uso do solo e da silvicultura**;
- Reduzir o **uso de combustíveis fósseis nos transportes**;
- Atualizar o **mecanismo de ajustamento na fronteira do carbono (CBAM)**, criando incentivos para que os produtores fora da UE reduzam as emissões;
- Fundo para apoiar os cidadãos e empresas **mais afetados pelos preços mais elevados dos combustíveis fósseis**;
- Aumentar a **utilização de combustíveis mais verdes nos setores da aviação e marítimo**;
- Reduzir as **emissões de metano nos combustíveis fósseis**;
- Aumentar as **metas de redução das emissões de dióxido de carbono (CO2)** para os automóveis e veículos comerciais ligeiros novos;
- **Rever a diretiva existente sobre a tributação da energia** para alinhar a tributação dos produtos energéticos com as políticas atuais da UE;
- **Diretiva da eficiência energética**;
- Tornar os **edifícios da UE mais eficientes** em termos energéticos;
- Aumentar a **quota de energia renovável até 2030**, ultrapassando a meta acordada em 2018.



Pacote para o mercado de hidrogénio e gás descarbonizado

- Visa reduzir a pegada de carbono do mercado de gás: o objetivo é a transição do gás natural para gases renováveis e de baixo carbono e o aumento da sua adoção na UE até 2030 e posteriormente.
- Visa criar um quadro regulamentar para as infraestruturas e mercados dedicados ao hidrogénio e para o planeamento integrado das redes: estabelecem ainda regras para a proteção dos consumidores e reforçam a segurança do abastecimento.
- O Conselho adotou o pacote em maio de 2024.

* À data, este objetivo já era vinculativo.
Fonte: European Council

O REPowerEU pretende pôr fim à dependência energética, através da aceleração da transição para a energia limpa

Políticas e regulamentações europeias na área da energia – REPowerEU



O que é o REPowerEU?

- A invasão da Ucrânia pela Rússia teve um impacto profundo na economia e na sociedade da UE, pelo que, em março de 2022, os líderes da UE concordaram em **eliminar gradualmente a dependência da UE das importações de gás, petróleo e carvão russos**, através de:
 - Uma redução mais rápida da dependência global de combustíveis fósseis;
 - Diversificação das fontes de abastecimento e das rotas;
 - Desenvolvimento adicional de um mercado europeu de hidrogénio;
 - Aceleração do desenvolvimento das energias renováveis;
 - Melhoria da interligação das redes europeias de eletricidade e gás;
 - Reforço do planeamento de contingência da UE para a segurança do abastecimento;
 - Melhoria da eficiência energética e promoção da circularidade.
- O plano REPowerEU baseia-se na implementação total do pacote Fit for 55: de recordar que este pacote estabelece o objetivo de alcançar uma redução líquida de, pelo menos, 55% nas emissões de gases com efeito de estufa até 2030 e a neutralidade carbónica até 2050, em conformidade com o European Green Deal.



Mutualizar a procura de gás

- Em abril de 2023, a Comissão introduziu o “**AggregateEU**”, um sistema que combina a procura e a aquisição conjunta de gás: esta iniciativa agregou a procura de gás das empresas da UE e da Comunidade da Energia e adequou-a a ofertas competitivas no mercado mundial; na sequência de um convite à apresentação de propostas, as empresas **puderam celebrar voluntariamente contratos de compra com os fornecedores de gás**, a título individual ou coletivo.
- Graças ao AggregateEU, cerca de 100 mil milhões de m³ de gás ao preço mais competitivo satisfizeram a procura europeia: o AggregateEU, no seu formato original, expirou em março de 2025.
- Com base nos conhecimentos especializados adquiridos com este mecanismo de agregação da procura, a Comissão lançou, em 2025, a **Plataforma da UE para a Energia e as Matérias-Primas**, a fim de reforçar a capacidade das empresas da UE para o aprovisionamento de produtos energéticos e matérias-primas: esta plataforma integra um conjunto de mecanismos que **abranchem o hidrogénio, as matérias-primas, o biometano, o gás natural liquefeito (GNL) e o gás natural**.

O objetivo do Banco do Hidrogénio é colmatar a lacuna de investimento entre a oferta e a procura de hidrogénio renovável

Políticas e regulamentações europeias na área da energia – Banco Europeu do Hidrogénio



O que é o Banco Europeu do Hidrogénio?

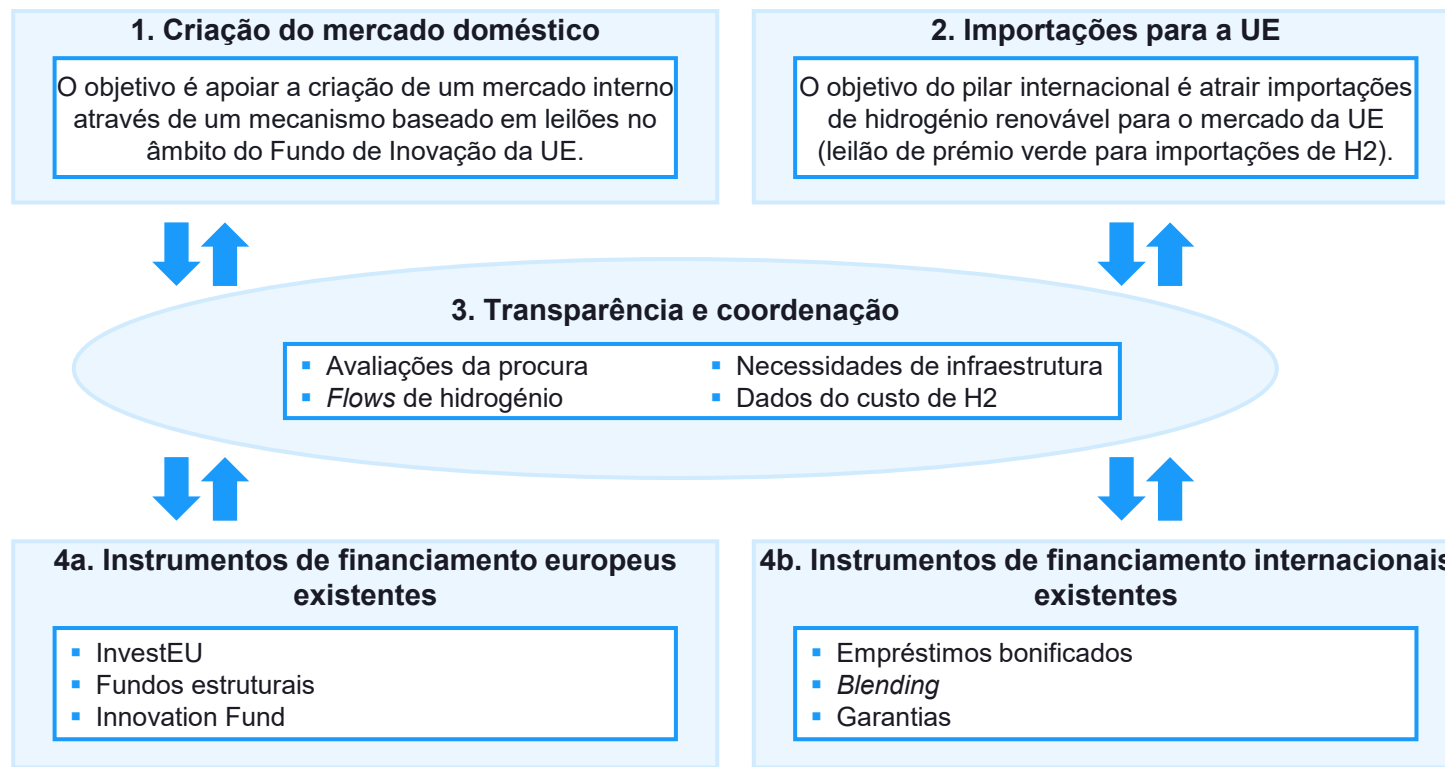
Em 2022, a Comissão Europeia lançou o Banco Europeu do Hidrogénio para criar segurança nos investimentos e oportunidades de negócio para a produção europeia e global de hidrogénio renovável.

- O Banco do Hidrogénio é um instrumento de financiamento destinado a acelerar o estabelecimento de uma cadeia de valor completa do hidrogénio na Europa.
- O principal objetivo do mecanismo é desbloquear investimentos privados nas cadeias de valor do hidrogénio, tanto dentro da UE como a nível global, ao ligar a oferta de energia renovável à procura da UE e ao abordar os desafios iniciais de investimento, de modo a alcançar as metas do REPower.

Promoção da importação de hidrogénio renovável

- As parcerias de hidrogénio verde facilitarão a promoção da importação de hidrogénio renovável de países fora da UE e contribuirão para incentivar a descarbonização.

4 pilares do Banco Europeu do Hidrogénio



A RED III eleva a meta obrigatória de Energias Renováveis da UE para 2030 para um mínimo de 42,5% e com objetivo não vinculativo de 45%

Políticas e regulamentações europeias na área da energia – RED III

European Green Deal

Fit for 55

REPowerEU

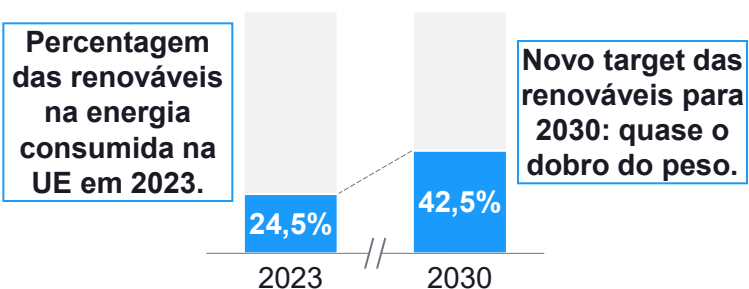
Banco Europeu do Hidrogénio

RED III

Clean Industrial Deal

O que é a Renewable Energy Directive III?

- Em 2023, a União Europeia adotou uma alteração à Diretiva das Energias Renováveis, designada por “RED III”.
- A RED III exige que cada Estado-Membro da UE atinja, entre outras metas, um **objetivo de consumo de energia final renovável de pelo menos 42,5% até 2030**.



- O progresso na adoção de fontes renováveis nos diferentes setores da economia tem sido, até agora, desigual: a nova diretiva visa estabelecer novas metas e medidas setoriais específicas para toda a UE até 2030.

Metas para os setores



Edifícios

49% de quota de energia renovável no consumo final de energia em 2030.



Hidrogénio na indústria

42% do hidrogénio utilizado na indústria até 2030 deve ter origem em combustíveis renováveis de origem não biológica (e 60 % até 2035).



Transporte

29% de quota de energia renovável no consumo final de energia até 2030.

+ 5,5% de quota de biocombustíveis e combustíveis renováveis de origem não biológica em 2030.



Indústria

+ 1,6 p.p. ao ano no uso de energia renovável.



Aquecimento e arrefecimento

+ 0,8 p.p. ao ano no uso de energia renovável até 2026.
+ 1,1 p.p. até 2030.

ou

- 14,5% de redução da intensidade dos gases com efeito de estufa até 2030.

... dos quais
+ 1p.p. é de combustíveis renováveis de origem não biológica em 2030.

O Clean Industrial Deal é um pacote abrangente de iniciativas que visa compatibilizar a ação climática e a competitividade

Políticas e regulamentações europeias na área da energia – Clean Industrial Deal



O que é o Clean Industrial Deal?

- Plano da Comissão Europeia para **reindustrializar a Europa de um modo que seja, simultaneamente, competitivo e alinhado com o clima**.
- Pacote **abrangente de ações concebidas para apoiar as indústrias mais críticas** na sua transição para um futuro de baixo carbono.



Uma das prioridades é assegurar o bom funcionamento dos mercados do gás

- A Comissão criou o Grupo de Missão para o Mercado do Gás com o objetivo de examinar de maneira aprofundada os mercados de gás natural da UE.
- Uma melhor coordenação entre os Estados-Membros e o recurso a trajetórias de enchimento mais flexíveis podem contribuir para reduzir as tensões no sistema e evitar distorções do mercado associadas ao reenchimento das instalações de armazenamento de gás, apoiando o reenchimento em melhores condições de aquisição e a segurança do aprovisionamento.

6 pilares do Clean Industrial Deal

1

Energia acessível

- Estimular a eletrificação;
- Completar o mercado interno de energia com interconexões físicas;
- Usar a energia de forma mais eficiente e reduzir a dependência de combustíveis fósseis importados.

2

Aumentar a procura por produtos limpos

- Critérios de sustentabilidade e de “Produzido na Europa” nas aquisições públicas.
- Rótulo de intensidade de carbono voluntário, ajudando os produtores a capturar um “prémio verde” pelos seus esforços.

3

Financiar a transição limpa

- Mobilizará mais de 100 mil milhões de euros para apoiar a produção limpa feita na UE.
- Inclui o fortalecimento do Fundo de Inovação, a alteração do InvestEU para oferecer mais garantias e o lançamento do Banco de Descarbonização Industrial.

4

Circularidade e acesso a materiais

- Mecanismo que permita às empresas europeias unir-se e agregar a sua procura por matérias-primas críticas;
- O objetivo é que 24% dos materiais sejam de uso circular até 2030.

5

Atuar em escala global

- Parcerias de Comércio e Investimento Limpo para diversificar as cadeias de abastecimento;
- Simplificar e fortalecer o mecanismo de ajuste fronteiro de carbono, a ferramenta da UE para colocar um preço justo sobre o carbono emitido.

6

Competências e empregos de qualidade

- A força de trabalho deve ter as competências necessárias para apoiar a transição.
- A CE irá estabelecer uma união de competências que investe nos trabalhadores, desenvolve competências e cria empregos de qualidade.

6

Anexos

Anexo 6.1. Enquadramento regulatório nacional

Anexo 6.2. Enquadramento regulatório europeu

Anexo 6.3. Benchmarking Internacional

Anexo 6.4. Projetos de conversão na rede nacional de gás

Anexo 6.5. Investimento

Anexo 6.6. Cenários de investimento: impactos em clientes, consumo e tarifas

A França é líder mundial em número de unidades de produção de biometano, sendo que todas as centrais de biometano estão ligadas à rede de distribuição de gás

França (1/3)



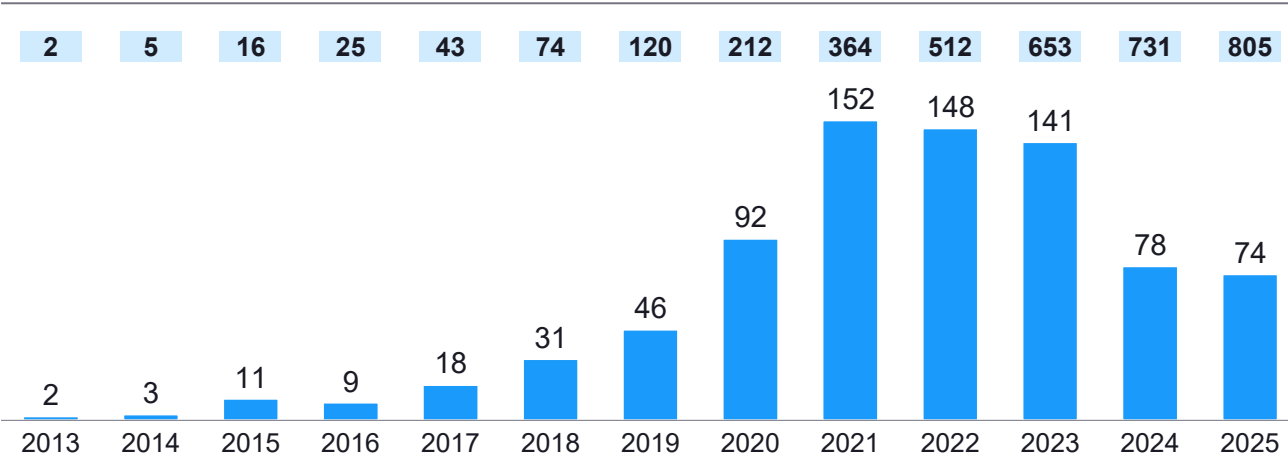
Visão geral

- O setor francês de biometano mantém a sua posição como **líder mundial em número de unidades de produção de biometano**, traduzindo-se no país onde o setor do biometano regista o crescimento mais rápido da Europa, mas com uma produção acumulada inferior comparativamente com a Alemanha.
- A totalidade das **centrais de biometano francesas estão ligadas à rede de gás**, sendo centrais com uma capacidade de produção reduzida – o que **reflete a estratégia francesa de multiplicar instalações descentralizadas de menor porte**.
- A França é hoje uma referência por combinar escala e rapidez de implementação, fruto de planeamento estratégico (metas claras) aliado a mecanismos de mercado estáveis, resultando no setor de biometano de crescimento mais rápido da Europa.
- A Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) francês definiu uma meta inicial modesta de 6 TWh/ano de biometano injetado até 2023; **essa meta foi amplamente ultrapassada, levando a França a reforçar a ambição na revisão do plano**.
- Em novembro de 2024, o projeto de atualização da PPE **elevou a meta para 44 TWh/ano em 2030, equivalentes a 15% do consumo de gás do país**: esta meta tem agora carácter vinculativo, inserindo-se no Plano Nacional Integrado Energia Clima francês e na lei de transição energética.
- Este desempenho francês reflete o apoio de longa data do Estado ao biometano, reconhecido como um elemento fundamental da estratégia energética.

Produção

- Em 2025, **mais de 800 instalações injetavam biometano**, após a produção e purificação de biogás, **nas redes de gás natural: a capacidade totalizava quase 16 TWh/ano e, no início de 2026, existem já 811 locais de injeção de biometano no país**.
- O parque gerador é **composto por 48% pequenas instalações** com capacidade inferior a 15 GWh/ano, que, no entanto, representam apenas 25% da capacidade total instalada; as unidades de digestão anaeróbia respondem por 91% da capacidade total do parque gerador.
- As unidades de biometano são principalmente **unidades agrícolas, com baixa capacidade de produção** em comparação com outros países.
- É de salientar que **100% da unidades de produção de biometano na França estão ligadas à rede de gás**.

Novas centrais de biometano por ano | 2013-2025



Acumulado

A lei do direito à injeção obriga os operadores de redes de distribuição de gás a aceitar a ligação de novas unidades de produção de biometano

França (2/3)



Um fator chave no sucesso francês é a integração eficaz do biometano com as infraestruturas de gás existentes: todas as unidades de biometano estão conectadas à rede de distribuição de gás, garantindo escoamento para os consumidores.

Direito à Injeção

- “Droit à l'injection”: em termos simples, a legislação **obriga os operadores de redes de gás a aceitar a ligação de novas unidades de produção de biometano** e a realizar as obras de reforço necessárias na rede para permitir a injeção (decorrente da lei Egalim de 2018):
 - **Atribui aos operadores de rede a responsabilidade pelas obras de reforço** da infraestrutura necessárias para a injeção do biometano produzido localmente, desde que respeitado o princípio da eficiência económica (o operador da rede cobre até 60% do custo de ligação até 600 mil euros).
 - Com base nas características da rede e nos projetos que atendem às condições económicas exigidas, os investimentos em reforço da rede são **financiados por meio de tarifas de utilização das redes de distribuição e transmissão** de gás natural.
 - Este novo direito dá origem a diversos mecanismos, incluindo o **sistema de zonas de conexão**, cuja implementação foi atribuída à CRE (Comissão Reguladora de Energia).



Zonas de conexão

- Estabelecido por decreto em 2019, o sistema de zonas de conexão define, para cada um dos territórios, a rede mais adequada, do ponto de vista técnico e económico, para a conexão das instalações de produção de biometano, bem como as condições para a sua injeção.
- A França está, portanto, dividida em zonas de conexão (atualmente cerca de 500 zonas): graças a essa organização, a França está entre os países mais bem posicionados para acelerar a transição para gases renováveis.

Logística da rede

Sistemas de *reverse flow*

- Os operadores de rede implementaram soluções inovadoras para acolher centenas de novos produtores descentralizados, nomeadamente sistemas de *reverse flow* (fluxo reverso) que permitem enviar excedentes de gás renovável das redes locais de baixa pressão para a rede de alta pressão nacional: o primeiro *reverse flow* entrou em operação em 2018 em Nanterre (perto de Paris) e, atualmente, já existem vários, aumentando a capacidade de absorção do biometano em regiões rurais com baixo consumo local.

Outras soluções

- Um desafio técnico enfrentado foi a variabilidade geográfica da produção: muitas das novas unidades situam-se em áreas com pouca procura local de gás (zonas agrícolas do norte e oeste franceses).
- Para mitigar o risco de saturação dessas redes, além do fluxo reverso, implementaram-se postos de compressão móveis e redimensionaram-se secções de gasodutos.

O Estado francês adaptou o apoio ao setor do biometano, que está cada vez mais maduro: o apoio público fornecido é complementado por mecanismos de mercado

França (3/3)



Apoios

Para projetos com menos de 25 GWh/ano

- O regime inicial não impunha limites de capacidade e oferecia uma remuneração bastante atrativa para os projetos; em contrapartida, a tarifa revista em 2020 foi mais restritiva do que a tarifa histórica de 2011, combinada com um período de elevada inflação, contribuindo para a desaceleração da dinâmica do setor.
- As alterações trazidas pelo decreto de junho de 2023 resultam num aumento de quase 15% na tarifa *feed-in* em vigor para novos projetos, que beneficiam assim de um nível de apoio mais elevado do que projetos equivalentes sob a tarifa histórica de 2011.

Para projetos com mais de 25 GWh/ano

- Projetos com mais de 25 GWh/ano, não elegíveis para a tarifa *feed-in*, podem beneficiar de um concurso para uma capacidade total de 1,6 TWh/ano.

Mecanismos de mercado

Certificados de Produção de Biogás

- Os fornecedores de gás serão obrigados a adquirir Certificados de Produção de Biometano (CPB) para suportar o biometano injetado na rede de gás, para um volume de biometano injetado de cerca de 10 TWh no período de 2026 a 2028.
- Qualquer projeto de digestão anaeróbica que não beneficie de um mecanismo de apoio será elegível: isto inclui, em particular, projetos de produção de biometano brownfield (os locais de produção de biogás em recuperação de cogeração que pretendam converter-se para injeção de biometano terão assim um mecanismo de apoio).

Contratos de Compra de Biometano

- Outra ferramenta, que ainda não ganhou relevo suficiente pelos players do mercado francês, são os Acordos de Compra de Biometano (BPA).
- Esses contratos de longo prazo vinculam produtores e consumidores por um período suficiente para garantir investimentos nos projetos.
- Espera-se que este mecanismo se desenvolva com a abertura do mercado de Garantias de Origem (GO) e a inclusão do biometano no EU-ETS.

A França construiu um ecossistema regulatório completo: começou com subsídios diretos (tarifas garantidas atrativas por 15 anos) para criar o mercado; agora, com maior maturidade, avança para modelos híbridos, combinando apoio orçamental e mecanismos de mercado para fomentar o desenvolvimento de projetos. Estas medidas regulamentares, aliadas a metas claras, têm dado confiança aos investidores e foram cruciais para o rápido crescimento do setor em França. É ainda de salientar que a França não permite acumular apoios ao CAPEX com outros incentivos, exigindo que os proprietários escolham entre tarifas *feed-in* e apoio ao CAPEX (que normalmente cobre cerca de 10% do CAPEX).

A Dinamarca destaca-se pela elevada incorporação de biometano no gás natural distribuído, tendo já metas para 100% de descarbonização da rede de gás em 2030

Dinamarca (1/4)



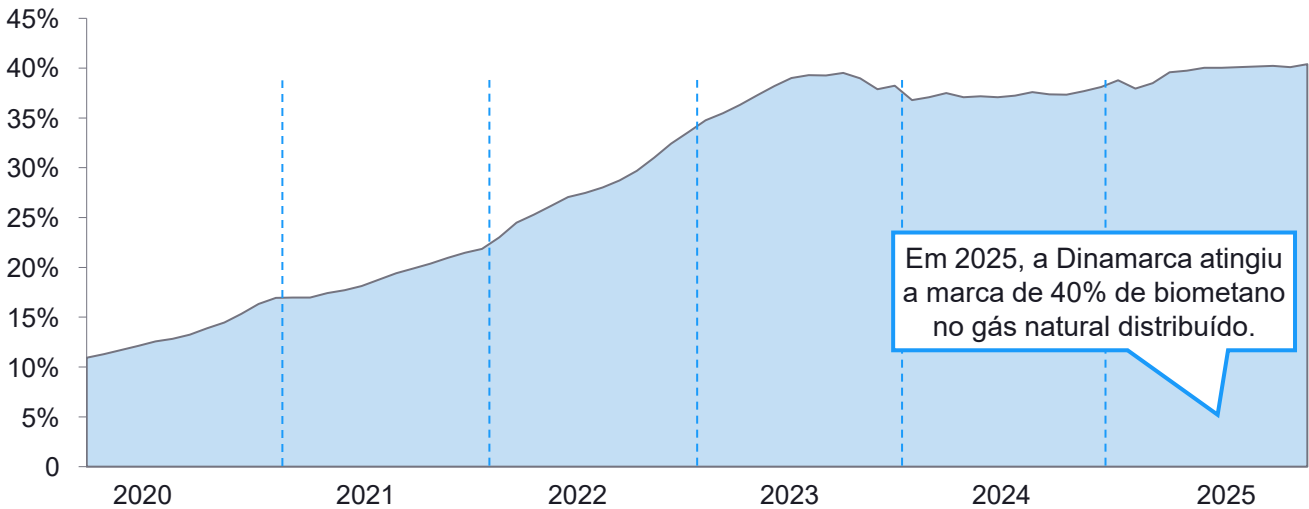
Visão geral

- A Dinamarca destaca-se como caso exemplar de integração de biometano na rede de gás, graças a políticas consistentes e objetivos ambiciosos de independência energética.
- A motivação por de trás do empenho dinamarquês é dupla: por um lado, o país visa a neutralidade carbónica até 2050, por outro, enfrenta o declínio das reservas domésticas de gás fóssil do Mar do Norte (assim, **biogás e biometano tornaram-se pilares centrais da visão energética dinamarquesa**).
- Embora o tamanho absoluto do mercado seja menor do que o de grandes economias, como o caso francês ou alemão, os dinamarqueses percorreram um caminho notável: partiram de uma base modesta em 2010 e **alcançaram, em 2025, mais de 40% de biometano no gás natural distribuído – a maior percentagem de gás renovável no continente**.
- A Dinamarca tornou-se líder mundial em biogás e biometano graças a uma **estratégia de longo prazo baseada na inovação tecnológica, numa utilização eficiente de subprodutos e num apoio político consistente**.
- O país estabeleceu o **ambicioso objetivo de fornecer 100% do seu consumo de gás natural com biometano até 2030**, tornando-se possivelmente o primeiro país do mundo a ter uma rede de gás integralmente verde: esse objetivo, embora desafiante, parece ao alcance dado o ritmo atual (nos últimos três verões, existiram dias em julho em que a produção de biometano ultrapassou o consumo total de gás do país).

Produção

- A Dinamarca tem registado um crescimento significativo, passando de 1 central de biometano em 2012 para cerca de **60 centrais de biometano em 2025**.
- Cerca de 60% são instalações agroindustriais que utilizam estrume animal e outros subprodutos orgânicos, representando mais de 90% do biogás gerado no país.
- A maioria das centrais são de elevada capacidade e produzem biometano para injeção na rede (**mais de 95% das centrais injetam na rede**).
- A Dinamarca é um exemplo de como um país pequeno, mas bem organizado, pode atingir níveis de substituição do gás fóssil muito acima da média europeia.

Percentagem de biometano sobre o consumo total de gás | 2020-2025



O desenvolvimento do biometano na Dinamarca pode ser dividido em 5 etapas, com base em marcos no desenvolvimento da infraestrutura de gás...

Dinamarca (2/4)



A visão para o aumento da utilização de biometano na Dinamarca tem cinco etapas:

1

“Local”

- O mais importante é garantir que existe uma **ligação entre os consumidores e os produtores a nível local**.
- **Não existe um mercado de biometano, mas existem contratos de longo prazo** (10 a 15 anos) entre produtores e consumidores individuais que reduzem o risco.
- **Pequenas unidades de produção.**
- **Grandes quantidades de resíduos húmidos existentes**, como subproduto de um grande setor agrícola são utilizadas como matéria-prima.
- **O auxílio estatal é o principal fator** por de trás do aumento da produção de biometano.

2

“Upgraded”

- Gasoduto que liga a central de purificação à rede de distribuição, à medida que o biogás é purificado em biometano.
- **Introdução de um nível de aceitação de 0,5% de teor de oxigénio** para garantir uma integração economicamente viável de grandes quantidades de biometano.
- **Política de “direito de injeção”**: as centrais têm o direito de estar ligadas e injetarem biometano na rede de gás:
 - Os produtores que instalam unidades de *upgrading* de biogás têm o direito de se ligar às redes de gás e injetar o seu biometano, cabendo aos operadores das redes de distribuição (DSO) e transmissão (TSO) aceitar essas ligações e escoar a produção.
 - Para viabilizar este direito, a regulação dinamarquesa estabeleceu um **modelo de partilha de custos de ligação e reforço de rede**: os produtores são responsáveis pelos equipamentos de purificação e pela ligação imediata ao ponto de acesso na rede, enquanto as operadoras de rede financiam todos os investimentos adicionais necessários em reforços ou extensões do sistema (novas condutas, estações de compressão, capacidade de fluxo reverso, etc.), repassando esses custos através das tarifas reguladas.
 - Este enquadramento claro **assegura que nenhum projeto viável de biometano fique bloqueado por limitações de rede ou encargos incomportáveis para o produtor**.

3

“Transmission”

- **Construção de capacidade de fluxo reverso da rede de distribuição para a rede de transmissão**, uma vez que a oferta de biometano excede a procura na área de distribuição de forma mais permanente.
- **Eliminação gradual do regime de subsídios existente** através da introdução de uma data limite: as novas instalações que entrem em funcionamento após essa data não serão elegíveis para subsídios; as instalações existentes continuarão a ser elegíveis para subsídios após a data limite.
- **Necessidade de encontrar novas fontes de matéria-prima** e maximizar o rendimento de gás por tonelada de biomassa processada para garantir um fornecimento suficiente de biomassa para a crescente produção.

... Que possibilitaram a penetração do biometano em áreas cada vez maiores e contíguas, encontrando-se atualmente na penúltima fase

Dinamarca (3/4)



A visão para o aumento da utilização de biometano na Dinamarca tem cinco etapas:



Etapa atual



4

“Interconnected”

- O grande potencial inexplorado de matéria-prima sustenta um aumento significativo da produção de biometano.
- A agregação de valor permite a redução dos subsídios: o aumento do valor verde e do preço de mercado do gás, bem como a otimização da produção e a simplificação da cadeia de valor, são, em grande medida, os principais impulsionadores do crescimento da produção de biometano.
- **Fluxos transfronteiriços de biometano.**
- **Atualizar o padrão de qualidade para os caudais transfronteiriços de gás**, de modo a garantir que são adequados para uma transição verde economicamente viável do sistema de gás: isto inclui **aumentar o nível de aceitação do teor de oxigénio para garantir o comércio livre transfronteiriço** e o fluxo de biometano.
 - A Dinamarca já se encontra interligada com a Polónia e querem também interligar-se com a Alemanha, no entanto, existe um obstáculo, uma vez que, na Dinamarca, o limite de oxigénio permitido para o biometano é de 0,5%, enquanto na Polónia é de 0,2% e na Alemanha é inferior a 0,01%.
 - Existem razões para uma boa discussão na União Europeia sobre a adoção de um padrão comum para os níveis de oxigénio.
- **Realizar análises de avaliação de risco quando se constroem novas infraestruturas**, como a capacidade de fluxo reverso, considerando, por exemplo, o cenário em que o biometano será transportado por meios de transporte alternativos aos gasodutos no futuro.
- **Subsídios concedidos através de concursos públicos** tecnologicamente neutros (em relação aos gases verdes) que procuram maximizar as reduções de CO₂.
- **Possível introdução de um incentivo fiscal para os consumidores de biometano**, de forma a torná-lo competitivo em termos de preço (em comparação com o gás natural).

5

“Continental”

- **Ligação** entre redes regionais de transmissão **através de gasodutos e transporte marítimo de gás natural**.
- Geograficamente, **o potencial de matéria-prima é distribuído de forma desigual**, enquanto a procura é distribuída de forma mais uniforme.
- **Reivindicação do valor verde no local de utilização do gás** e não onde é produzido (e subsidiado).
- **Subsidiar o biometano já não é necessário em certos países.**
- Supervisão continental e harmonização dos regimes nacionais de subsídios para **evitar a "dupla subsidiação"**.
- Escassez de terras e **grande dependência do setor agrícola**.

Existe a preocupação recente de que o ritmo de expansão do biometano na Dinamarca não acompanha a procura.

- Apesar de suprir uma parcela substancial do consumo de gás, o potencial do biometano da Dinamarca permanece em grande parte inexplorado: segundo a Biogas Denmark, o país possui biorrecursos suficientes para mais do que duplicar os níveis de produção atuais, bastando para isso utilizar melhor a biomassa residual existente.

A política regulatória evoluiu de um modelo de incentivo fixo para um modelo de apoio concorrencial, reflexo de um setor que ultrapassou a fase de desenvolvimento

Dinamarca (4/4)



Políticas públicas e regulamentação

- Estabilidade, clareza das políticas e consenso político: diferentes partidos e governos dinamarqueses, independentemente do posicionamento político, sustentaram ao longo da última década o apoio ao biometano (a estabilidade e clareza das políticas criou confiança no setor privado; a estatal de gás Energinet e a associação Biogas Danmark atuam em estreita cooperação, aconselhando na elaboração de políticas e assegurando que os subsídios evoluem conforme o mercado vai amadurecendo).
- Sucessivos governos introduziram apoios robustos à produção de biometano para injeção, tornando viável economicamente a purificação do biogás de explorações agrícolas e aterros; além disso, incentivos fiscais ao consumo de biogás (isenção de tarifas, por exemplo) ajudaram a criar procura garantida.

O biometano tem sido uma prioridade na política energética dinamarquesa

Acordo Energético de 2012

- O grande salto veio com o Acordo Energético de 2012, um pacto multipartidário que destinou recursos substanciais à promoção do biogás, incluindo explicitamente subsídios para *upgrading* e injeção na rede de gás.
- Com ampla concordância no parlamento, a Dinamarca implementou um dos esquemas de apoio mais generosos da Europa, combinando tarifas *feed-in* e isenções fiscais.
- Essencialmente, era pago aos produtores um prêmio por cada Nm³ de biometano injetado, tornando a atividade altamente rentável e catalisando investimentos em instalações de grande escala.
- Em paralelo, isentaram-se de impostos diversos os consumidores que usassem biometano, aumentando a atratividade na procura.



Eliminação das tarifas fixas

- Com o aumento rápido da produção, o governo dinamarquês decidiu, em 2018, encerrar a adesão de novos projetos ao regime de subsídios fixos, mantendo contudo os contratos existentes até ao término do seu período de 20 anos.
- Como os subsídios foram atribuídos por um período de 20 anos, a maior parte do biometano produzido na Dinamarca é atualmente ainda subsidiado.



Concursos públicos para novas capacidades

- Em vez de apoio direto indiscriminado, a estratégia recente da Dinamarca tem sido a realização de concursos públicos para novas capacidades de gás verde.
- A escolha do método de concurso público reflete o facto de o setor do biometano na Dinamarca já ter ultrapassado a fase de desenvolvimento, pelo que o foco está agora em garantir a eficiência da futura produção de biogás.
- Prevê-se que a subsidiação resultante do concurso público reduza o subsídio por GJ produzido em comparação com o regime anterior.

A Itália é um dos mercados mais dinâmicos e de crescimento mais rápido da Europa, passando de 4 centrais de biometano em 2018 para 137 em 2025

Itália (1/3)



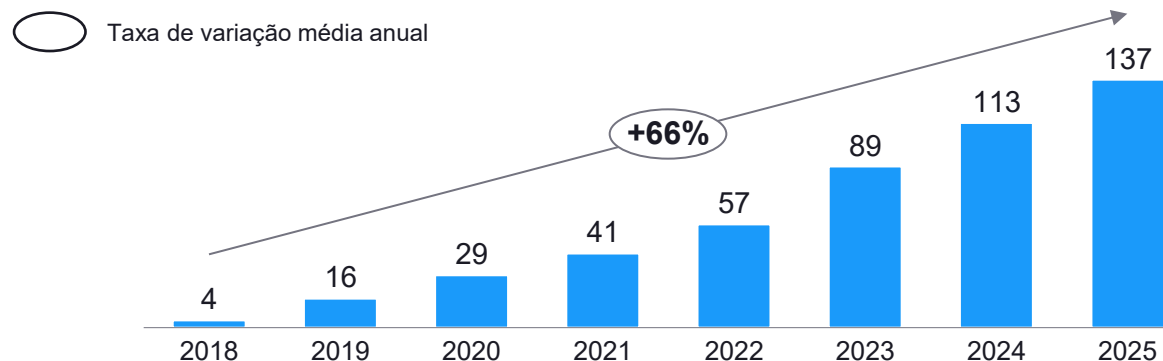
Visão geral

- A Itália possui **um dos maiores potenciais de biometano da Europa graças ao seu vasto setor agropecuário e às mais de 2.000 instalações de biogás já existentes**.
- No entanto, a injeção de biometano na rede de gás natural progrediu lentamente até há poucos anos, **representando atualmente apenas ~0,8% do consumo de gás**.
- A trajetória da Itália no biometano **caracteriza-se por um início lento**, seguido de um **acelerar recente** potenciado por investimentos públicos: até meados da década de 2010, o país tinha uma das maiores capacidades de biogás da Europa, mas **quase nenhum desse biogás era convertido em biometano e injetado na rede** (a maior parte das instalações de biogás produzia eletricidade renovável graças a tarifas *feed-in* generosas estabelecidas no início dos anos 2010).
- Atualmente, a Itália **está a registar um forte crescimento na capacidade de produção de biometano**, impulsionado pelo rápido desenvolvimento das unidades de produção e pelos ambiciosos objetivos de produção de biometano.
- O país estabeleceu no seu Plano Nacional Integrado Energia-Clima (PNIEC) um objetivo de 5,7 mil milhões de m³/ano até 2030 (~60 TWh/ano) de biometano, o que equivale a **aproximadamente 10% do consumo de gás natural**.
- Para alcançar esta meta ambiciosa, a Itália lançou uma **forte estratégia de promoção do biometano**: reformulou a legislação e os incentivos, direcionando 1,7 mil milhões de euros de fundos do PRR para financiar novos projetos e conversão de centrais de biogás existentes.

Produção

- A Itália é o **segundo maior produtor de biogás da Europa**: o setor italiano de biogás ganhou impulso em 2008 graças à introdução de uma tarifa que incentivou a geração de eletricidade a partir de fontes renováveis, diferenciando os incentivos com base na matéria-prima utilizada e na dimensão da central; este regime favoreceu a expansão das centrais de cogeração de biogás (entre 2008 e 2014, o número de centrais aumentou de 239 para 1.796).
- Nos últimos anos, **a prioridade mudou da geração de eletricidade a partir de biogás para a produção de biometano**: a conversão de unidades de biogás existentes em unidades de biometano está-se a tornar cada vez mais comum, uma solução que pode garantir a viabilidade futura de muitas instalações originalmente construídas para geração de eletricidade subsidiada e que agora se aproximam do vencimento das tarifas.
- Em 2025, a Itália contava com 137 centrais de biometano** (sendo que cerca de 85% das centrais de biometano estão a injetar na rede de gás).

Número total de centrais de biometano | 2018-2025



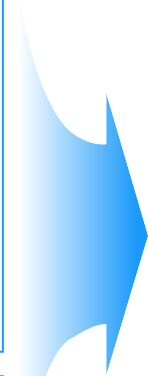
O Governo lançou uma reforma com o objetivo de transferir uma parte significativa dos custos de conexão dos produtores para a coletividade de utilizadores da rede

Itália (2/3)



Soluções técnicas e regulatórias adotadas

Partilha de custos de ligação à rede de gás	O Governo lançou a Reforma “Riduzione dei costi di connessione” (M7-Reforma 3), com o objetivo de transferir uma parte significativa dos custos de conexão dos produtores à rede de gás para a coletividade de utilizadores da rede. ▪ A implementação da reforma reduzirá os custos de conexão de unidades de produção de biometano e incentivará investimentos direcionados exclusivamente à injeção de biometano em redes de gás natural. ▪ A reforma deverá promover maior integração entre as redes de transporte e distribuição e a introdução de mecanismos para partilhar os custos dos investimentos em conexão à rede de gás: esses mecanismos devem transferir os custos do produtor de biometano para toda a comunidade que beneficia do biometano. ▪ A reforma encabeçada pelo Ministério do Ambiente e Segurança Energética (MASE) e operacionalizada pela ARERA visa que 70% dos custos com infraestruturas de conexão (reforço de gasodutos, instalação de estações de regulação e compressão, etc.) e 100% dos custos dos sistemas de medição e compressão passe a ser suportada pelos operadores de rede, enquanto os produtores arcarão com os 30% restantes dos custos de conexão. ▪ Este modelo, semelhante ao francês e dinamarquês, remove um obstáculo financeiro importante e permite planear as expansões de rede de forma integrada. ▪ A revisão dos custos e prazos de conexão para unidades de biometano deveria ter sido adotada até ao terceiro trimestre de 2025; apesar do atraso de vários meses em relação ao cronograma acordado com a União Europeia, o governo italiano considera a reforma substancialmente concluída.
Aproveitamento da infraestrutura de GNL e GNV	Uma vertente peculiar em Itália é o uso de biometano na forma não injetada diretamente na rede, mas distribuída como GNV (gás natural veicular) ou GNL (gás natural liquefeito). ▪ O país possui a maior frota de veículos a gás natural da Europa e uma rede de ~1.500 postos de abastecimento de GNV. ▪ Diversos projetos de biometano têm explorado a oportunidade de bio-GNL, sendo que algumas centrais estão equipadas para produzir bio-GNL: este mercado proporciona uma via alternativa de escoamento do biometano, especialmente atraente em zonas sem conexão fácil à rede de gás. ▪ Ao mesmo tempo, a integração com a rede permite uma versatilidade única: se num dado momento não houver procura local de biometano para veículos, o produtor pode injetar o gás na rede convencional (ou armazená-lo na forma líquida) e aguardar uma melhor oportunidade de mercado, mantendo a produção contínua e otimizada.



A ligação à rede de gás revela-se de extrema importância e o governo italiano tem fomentado a redução de custos de conexão para os produtores.

A Itália passou de incentivar o biometano via mercado de biocombustíveis para medidas mais robustas para escalar a produção e a sua integração na rede de gás

Itália (3/3)



Políticas públicas e regulamentação

Decreto Ministerial de 2 de março de 2018

- Este diploma representou um ponto de viragem, **introduzindo um sistema de incentivos para promover o uso do biometano no setor dos transportes**, alinhando o país às diretivas europeias de energias renováveis e estabelecendo um sistema de incentivos para o biometano enquanto biocombustível avançado.



Crescimento do setor manteve-se modesto

- Apesar do impulso dado em 2018, **o crescimento do setor do biometano manteve-se modesto**, evidenciando a **necessidade de medidas mais robustas para escalar a produção** e atingir as metas de descarbonização.
- Essa consciência, aliada às oportunidades de financiamento do pós-pandemia, **levou a Itália a incluir o biometano como pilar do seu Plano Nacional de Recuperação e Resiliência (PNRR)**.



O papel do PNRR no desenvolvimento do biometano

- Com a aprovação do Plano Nacional de Recuperação e Resiliência (PNRR), o desenvolvimento de **unidades de produção de biometano foi identificado como uma das prioridades** estratégicas para a transição energética.
- A Itália lançou uma forte estratégia de promoção do biometano: reformulou a legislação e os incentivos, **direcionando 1,7 mil milhões de euros de fundos do PNRR para financiar projetos de biometano**.



Decreto Ministerial de 15 de setembro de 2022

- Em consonância com os objetivos do PNRR, que prevê incentivos para a construção de novas instalações de produção de biometano e para a conversão total ou parcial de instalações de biogás existentes, o decreto introduziu dois tipos de apoio complementares:
 - Contribuição de capital financiada com recursos do PNRR, equivalente a 40% das despesas incorridas** (dentro dos limites dos custos específicos máximos elegíveis); e
 - Uma **tarifa feed-in por 15 anos incidente sobre a produção líquida de biometano entregue à rede**.
- Esta abordagem mista tem como objetivo garantir receita estável de longo prazo aos produtores, reduzindo o risco de mercado e tornando os projetos financeiramente atrativos mesmo face à volatilidade dos preços da energia.
- As **tarifas de incentivo à produção de biometano** apoiam unidades com capacidade de produção até 250 Sm³/h e ligadas à rede:
 - O apoio varia entre 155€/MWh para unidades agrícolas com capacidade inferior a 100 Sm³/h,
 - 110€/MWh para unidades com capacidade superior a 100 Sm³/h e
 - 62€/MWh para unidades alimentadas por resíduos orgânicos.
- Estão disponíveis prémios de incentivo à produção de biometano para unidades com capacidade superior a 250 Sm³/h através de concurso público.

6

Anexos

Anexo 6.1. Enquadramento regulatório nacional

Anexo 6.2. Enquadramento regulatório europeu

Anexo 6.3. Benchmarking Internacional

Anexo 6.4. Projetos de conversão na rede nacional de gás

Anexo 6.5. Investimento

Anexo 6.6. Cenários de investimento: impactos em clientes, consumo e tarifas

Existem diversos projetos em curso de conversão das redes e, consequente, injeção de gases renováveis nas mesmas, nomeadamente hidrogénio e biometano

Projetos de conversão na rede nacional de gás (1/2)

Projeto Energia Natural do Hidrogénio	
Projeto	Local
▪ Floene	▪ Rede fechada do Seixal
Descrição	
▪ Projeto inovador e pioneiro que introduziu, pela primeira vez em Portugal, Hidrogénio Verde na rede de distribuição de gás natural.	
▪ Lançamento: 15 de outubro de 2021	
▪ Primeira injeção: 7 de março de 2023	
▪ Serve como "laboratório" para que seja possível replicar à escala de uma cidade completa.	
▪ Noutras localizações existe um conjunto de projetos de maior dimensão que já apresentaram pedidos de injeção na rede (à data de outubro de 2023, a Floene tinha mais de 100 pedidos de ligação para injetar hidrogénio “verde” e biometano na rede).	

Injeção de hidrogénio verde na rede de gás natural de Lisboa	
Projeto	Local
▪ Projeto: Floene e HyChem	▪ Lisboa, Amadora, Oeiras, Cascais, Mafra, Sintra e Loures
Descrição	
▪ A Floene, através da sua concessionária Lisboagás, e a HyChem, assinaram um contrato para a injeção de hidrogénio verde na rede de distribuição de gás da região de Lisboa.	
▪ A instalação de produção de hidrogénio da HyChem, situada em Póvoa de Santa Iria, ficará, assim, ligada à rede nacional de gás.	
▪ Início da distribuição: 2027	
▪ Construção de 8,5 quilómetros de rede para ligar a unidade de compressão e armazenamento de hidrogénio à rede de gás.	
▪ No total, serão abrangidos quase meio milhão de clientes domésticos e cerca de 1.300 clientes industriais.	

Projetos-piloto de injeção de biometano na rede de gás natural	
Projeto	Local
▪ Dourogás	▪ Bragança
Descrição	
▪ Em julho de 2022, a empresa inaugurou o projeto no aterro sanitário de Urjais, que permite a purificação do biogás produzido a partir de resíduos sólidos urbanos.	
▪ O biometano produzido pela unidade é depois utilizado tanto para a mobilidade como para injeção na rede de gás: para tal, a unidade possui um equipamento que controla a qualidade do biometano produzido, de forma a garantir que a sua composição seja idêntica à do gás natural.	
Projeto	Local
▪ Dourogás	▪ Loures
Descrição	
▪ Produção de biometano a partir das lamas da Estação de Tratamento de Águas Residuais.	
▪ É injetado na rede de gás natural e também será utilizado como combustível veicular.	

Existem diversos projetos em curso de conversão das redes e, consequente, injeção de gases renováveis nas mesmas, nomeadamente hidrogénio e biometano

Projetos de conversão na rede nacional de gás (2/2)

Portgás H2Ready	
Projeto	Local
▪ Portgás	▪ Área de concessão Portgás
Descrição	
▪ Análise científica supervisionada e certificada por uma Entidade Inspetora externa, para avaliar a compatibilidade das atuais infraestruturas e definir eventuais alterações que permitam a veiculação segura de hidrogénio. ▪ Estudos comprovam a adequabilidade dos ativos para veicular misturas de gás natural/biometano com teores de hidrogénio até 10%, tendo sido elaborado um roadmap para incrementar o teor de hidrogénio até 20% e outro para conversão para 100% hidrogénio. ▪ Estes roadmaps já se encontram em implementação, podendo ser acelerados em função da necessidade de ligar produtores.	

Portgás Gas Quality Tracking System	
Projeto	Local
▪ Portgás	▪ Área de concessão Portgás
Descrição	
▪ A REN Portgás Distribuição está a desenvolver um sistema de Controlo de Qualidade de Gás incorporado com diferentes equipamentos, tais como analisadores de qualidade do gás e contadores inteligentes com consumo horário, todos eles incorporados no sistema SCADA. ▪ Esta solução permitirá a supervisão permanente da rede e das misturas de gás e das misturas de gás que nela circulam e calcular o conteúdo energético em cada ponto de consumo, assegurando uma faturação correta e justa. Este sistema tem vindo a colocar desafios aos fabricantes de equipamentos com novos requisitos e tem vindo a incorporar novas soluções que têm vindo a surgir no mercado.	

Projeto H2 Braga, inserido no Programa H2REN	
Projeto	Local
▪ Portgás	▪ Distrito de Braga
Descrição	
▪ O H2 Braga é um projeto-piloto que vai estar em operação e abastecer, durante o primeiro semestre de 2026, um conjunto de consumidores no distrito de Braga com uma mistura de hidrogénio (H2) e gás natural. ▪ O H2 Braga prevê injeções de até 10% de H2 na rede de transporte de gás. ▪ O projeto H2 Braga foi aprovado pela ERSE e pela DGEG, e está enquadrado no Programa H2REN. ▪ O Programa H2REN foi criado em 2022, conta com o envolvimento de mais de 80 colaboradores e o seu propósito é garantir que as infraestruturas de transporte, armazenamento subterrâneo e distribuição de gás sob a sua concessão estão preparadas para receberem hidrogénio.	

Os investimentos contínuos dos operadores da rede de gás nos últimos anos são fundamentais para impulsionar o desenvolvimento e a transição para os gases renováveis, assegurando um futuro energético sustentável e alinhado com as metas de redução de emissões.

6

Anexos

Anexo 6.1. Enquadramento regulatório nacional

Anexo 6.2. Enquadramento regulatório europeu

Anexo 6.3. Benchmarking Internacional

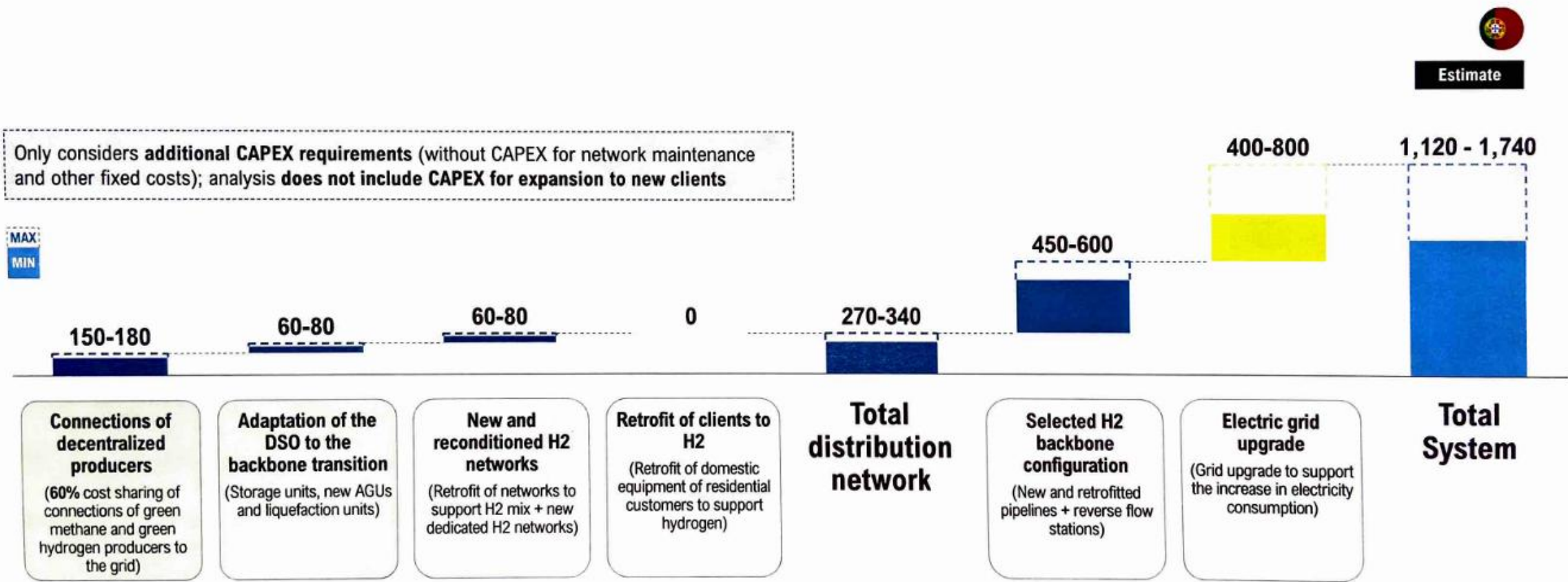
Anexo 6.4. Projetos de conversão na rede nacional de gás

Anexo 6.5. Investimento

Anexo 6.6. Cenários de investimento: impactos em clientes, consumo e tarifas

Custos com um cenário de descarbonização equilibrada em Portugal

CAPEX requirements to achieve scenario, by 2050 (M€) - Balanced decarbonisation scenario



Custos com um cenário de eletrificação total em Portugal

Eletrificação total na UE-27

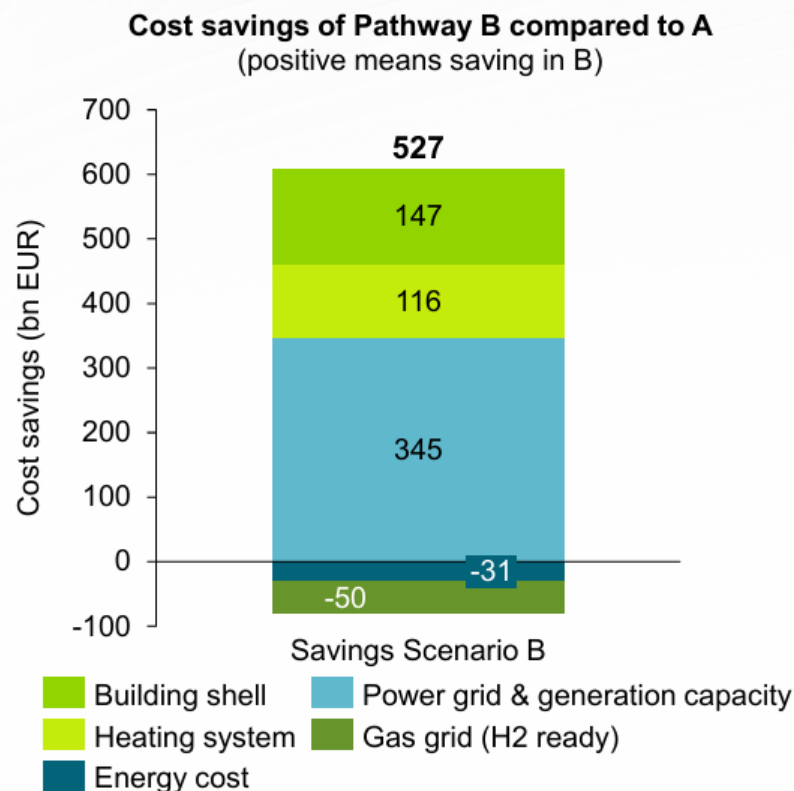
Pathway A

- Very **high level of electrification** with heat pumps
- Little space for other technologies or energy carriers.
- Focus on **extension of the power system**.
- **Deeper renovation** to enable the number of heat pumps

Pathway B

- **Balanced technology mix**
- Contribution of **green gases** like biomethane & H₂ (in line with REPowerEU).
- Gas distribution **grid and heating systems will be retrofitted** to enable the blending of H₂.

Clientes de gás natural na UE-27: 80 milhões



Eletrificação total em Portugal

Clientes de gás natural em Portugal: 1,6 milhões

- Representam **2%** dos clientes de GN da EU.

Sobrecusto do cenário de eletrificação total:

- $527.000 \text{ M€} \times 2\% = 10.450 \text{ M€}$

Investimentos realizados por atividade

	Investimento 2025 (unidades 10 ³ €)
Beiragás	127 749
Dianagás	25 031
Duriensegás	73 865
Lisboagás	1 132 088
Lusitaniagás	557 542
Medigás	37 489
Paxgás	8 574
Setgás	321 285
Tagusgás	153 084
REN Portgás distribuição	851 597
Sonorgás	163 876
Transporte	1 241 943
Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	496 823
Armazenamento Subterrâneo	289 857
Gestão Técnica Global do SNG	93 297
Total	5 574 100

6

Anexos

Anexo 6.1. Enquadramento regulatório nacional

Anexo 6.2. Enquadramento regulatório europeu

Anexo 6.3. Benchmarking Internacional

Anexo 6.4. Projetos de conversão na rede nacional de gás

Anexo 6.5 Investimento

Anexo 6.6. Cenários de investimento: impactos em clientes, consumo e tarifas

Pressupostos para evolução de clientes anual, por ORD

Empresas	Clientes 2026	Cen #1 .Manter mesma base de clientes	Cen #2 Projetado em PDIRD-G	Taxa de saída	Inv(€) / PA	PDIRD-G s/Desenvolvimento Mercado (M€)	RAB 2026 (€)	OpEx 2026 (€ mil)
Beiragás	60 681	564	1 011	0,93%	2 301 €	4,94	57 020 000	3 821
Dianagás	10 625	75	108	0,71%	1 813 €	2,06	9 487 000	1 273
Sonorgás	33 222	266	1 956	0,80%	5 782 €	10,45	100 124 000	5 028
Duriensegás	32 960	162	313	0,49%	1 748 €	3,52	23 680 000	2 027
Lisboagás	524 653	5 771	3 979	1,10%	1 399 €	48,91	407 858 000	27 141
Lusitaniagás	245 436	1 473	2 832	0,60%	1 742 €	16,62	237 924 000	9 791
Mediagás	26 244	157	472	0,60%	1 854 €	2,48	12 374 000	1 315
Paxgás	6 058	63	21	1,04%	1 680 €	1,02	3 326 000	512
REN Portgás	418 523	6 278	6 982	1,50%	2 308 €	44,17	476 149 000	11 719
Setgás	176 469	1 871	1 945	1,06%	1 626 €	9,73	132 881 000	6 631
Tagusgás	42 814	424	780	0,99%	1 889 €	5,50	77 455 000	3 468

O investimento em CapEx influencia linearmente os proveitos médios permitidos, evidenciando o peso do investimento nas tarifas futuras

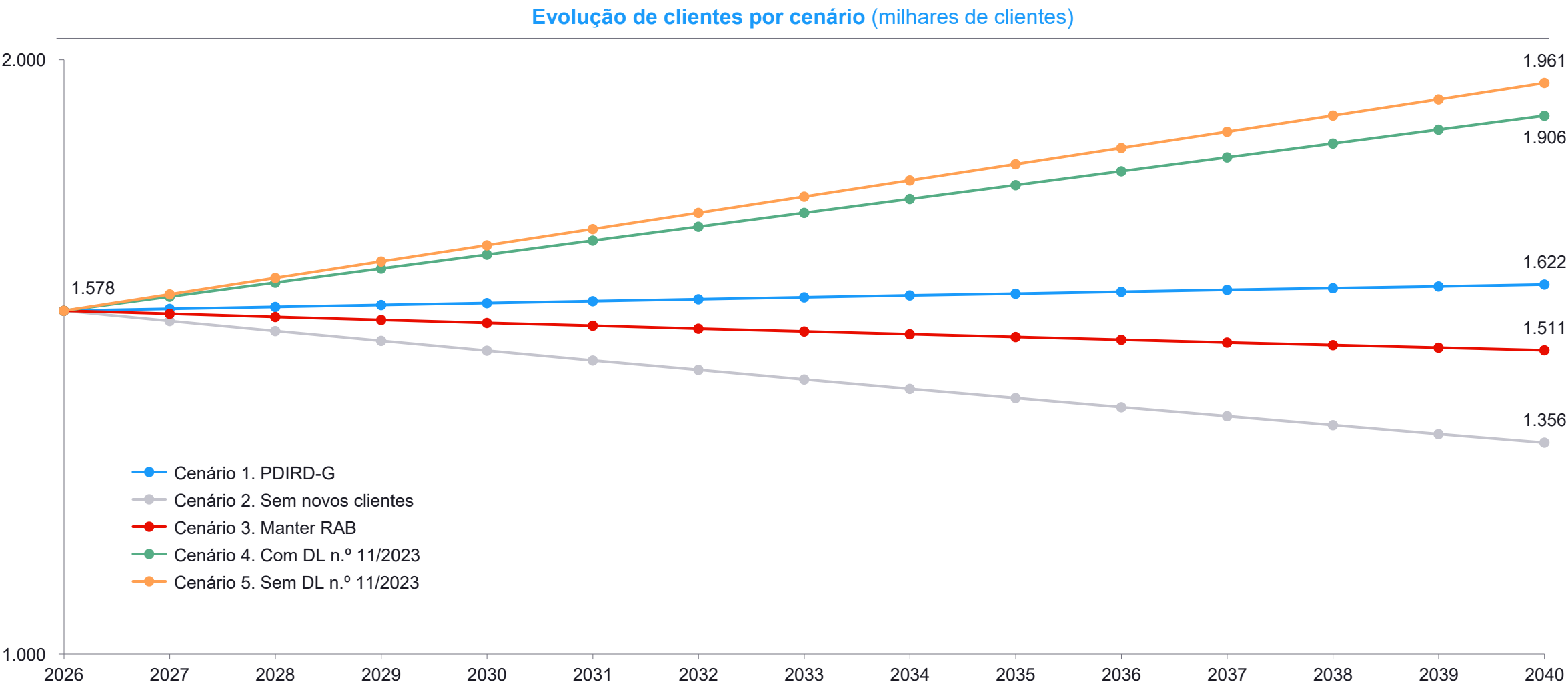
Análise de sensibilidade dos proveitos permitidos médios

- Dado que as TAR são definidas pela ERSE de modo a que as ORD possam recuperar o investimento efetuado, é possível calcular como os proveitos permitidos teriam variado conforme os diferentes níveis de CapEx e OpEx.
- A análise de sensibilidade dos proveitos médios permitidos assenta num conjunto de pressupostos, como os valores fixos de:
 1. Rentabilidade de capital (RoR) de 5,67% por ano;
 2. Vida média útil dos ativos regulados (29,3 anos) que, por sua vez, implica uma taxa de amortização de 3,4% por ano;
 3. Ajustamentos anuais nulos;
 4. $PP = (RoR \times RAB) + Amortizações + OpEx + Ajustamentos$.
- A análise dos vários possíveis níveis de OpEx é linear: para qualquer nível de CapEx, uma mudança neste valor traduz-se numa igual mudança nos proveitos médios permitidos (isto deriva da fórmula para o cálculo dos proveitos permitidos).
- Uma vez que investimento passado aumenta a RAB e, consequentemente, as amortizações futuras, o CapEx tem um impacto marginal menor que o OpEx: para qualquer nível de OpEx e de CapEx, um aumento de 1 M€ do CapEx resulta em um aumento de cerca de 202 mil € nos proveitos médios permitidos.

Análise de sensibilidade dos proveitos médios permitidos (M€)

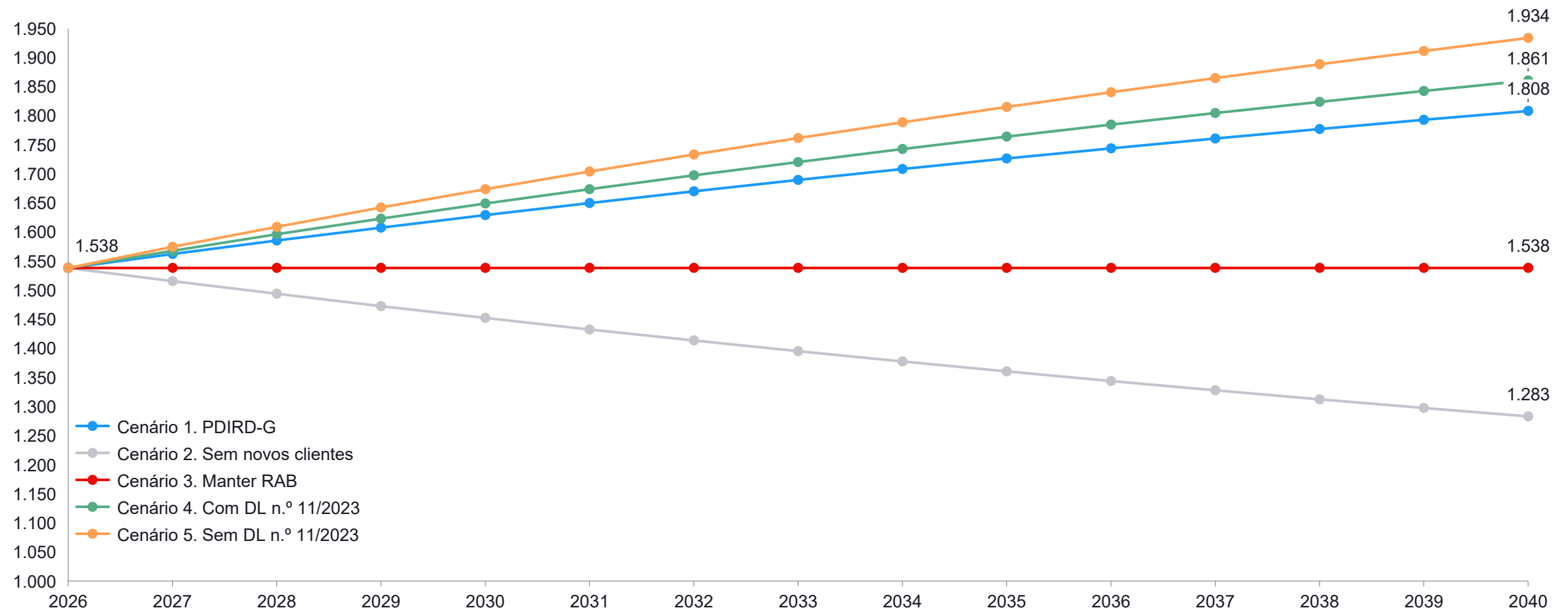
CapEx \ OpEx	60 M€	65 M€	70 M€ ◀ ref.	75 M€	80 M€	85 M€
20	192,9	197,9	202,9	207,9	212,9	217,9
25	193,9	198,9	203,9	208,9	213,9	218,9
30	194,9	199,9	204,9	209,9	214,9	219,9
35,0 (ERSE mín.)	195,9	200,9	205,9	210,9	215,9	220,9
40	196,9	201,9	206,9	211,9	216,9	221,9
45	198,0	203,0	208,0	213,0	218,0	223,0
50	199,0	204,0	209,0	214,0	219,0	224,0
55	200,0	205,0	210,0	215,0	220,0	225,0
60	201,0	206,0	211,0	216,0	221,0	226,0
65	202,0	207,0	212,0	217,0	222,0	227,0
70	203,0	208,0	213,0	218,0	223,0	228,0
75	204,0	209,0	214,0	219,0	224,0	229,0
76,374 ◀ ref. ORD	204,3	209,3	214,3	219,3	224,3	229,3
80	205,0	210,0	215,0	220,0	225,0	230,0
85	206,0	211,0	216,0	221,0	226,0	231,0
90	207,0	212,0	217,0	222,0	227,0	232,0
95	208,1	213,1	218,1	223,1	228,1	233,1
100	209,1	214,1	219,1	224,1	229,1	234,1

O número de clientes anuais, por cenário



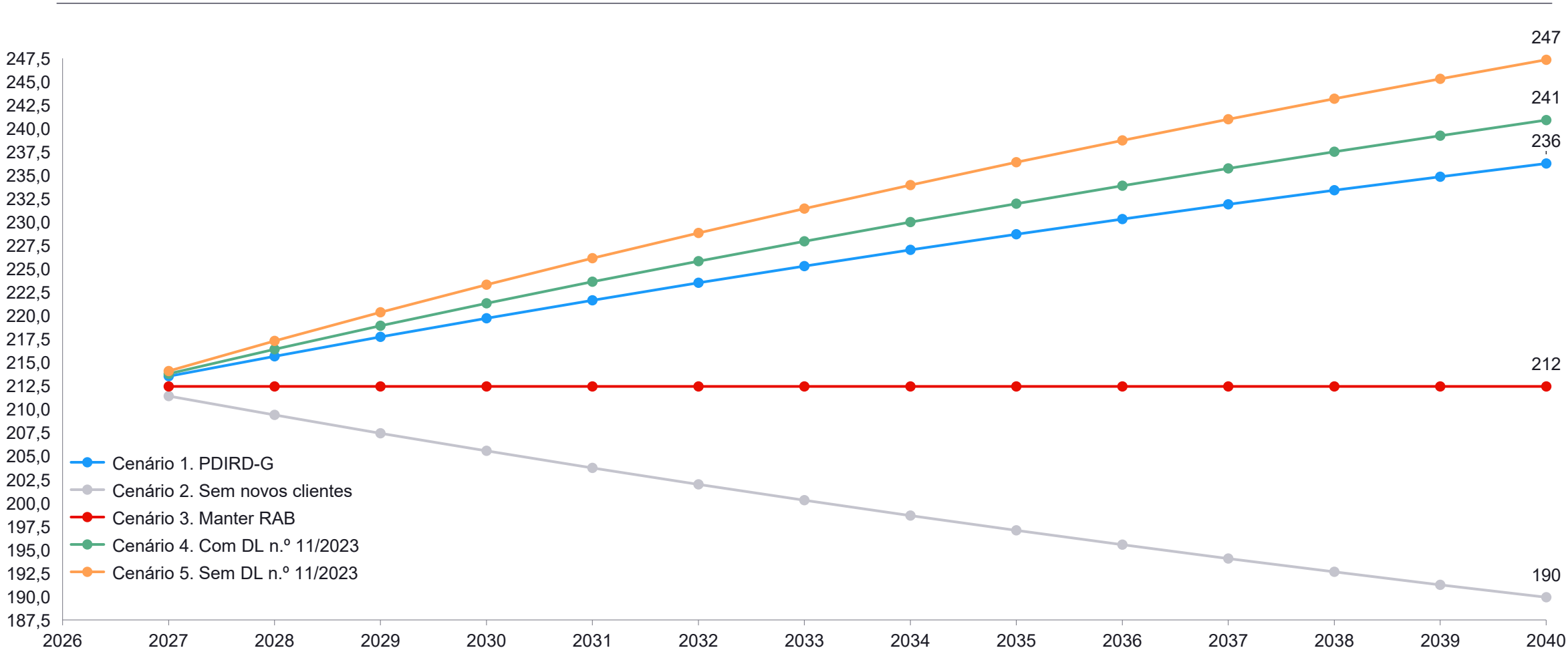
Base de ativos regulatórios (RAB), por cenário

Base de ativos regulatórios (RAB), por cenário (M€)



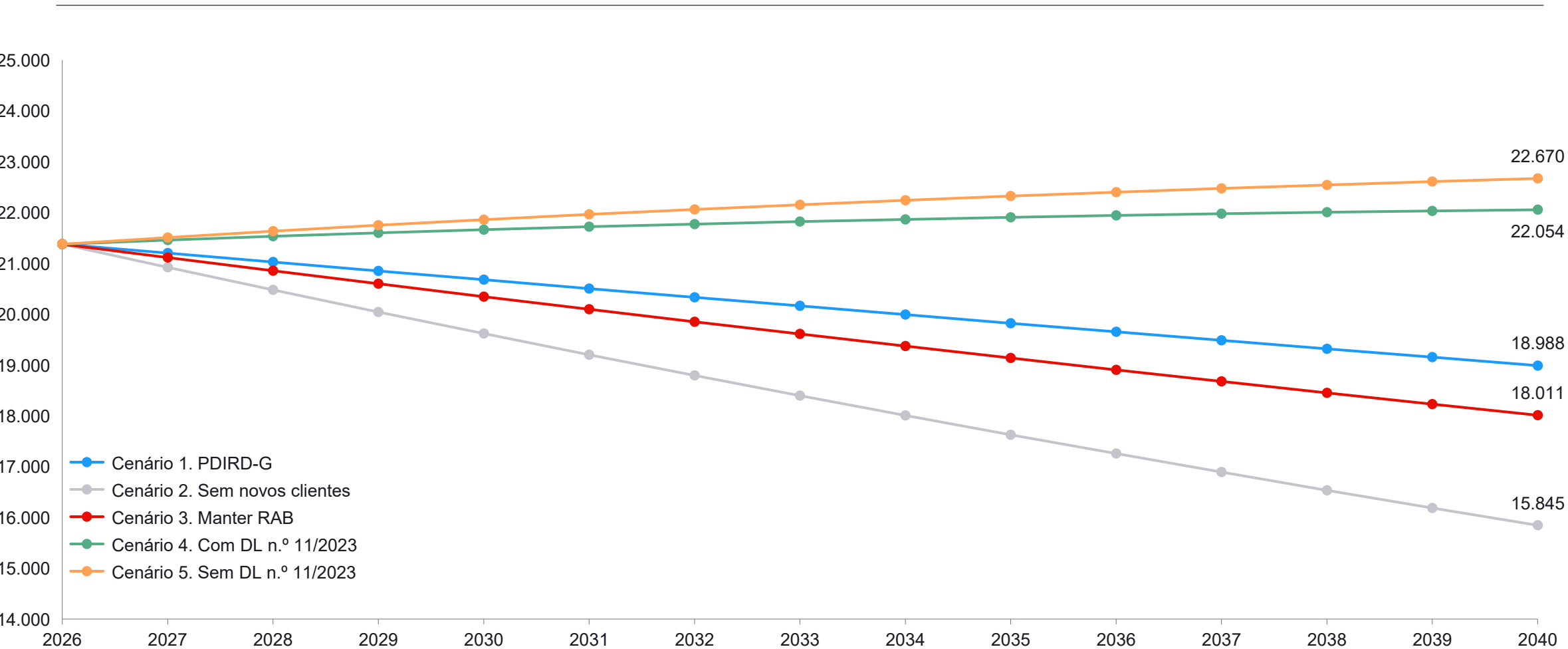
Proveitos permitidos, por cenário

Proveitos permitidos, por cenário (M€)



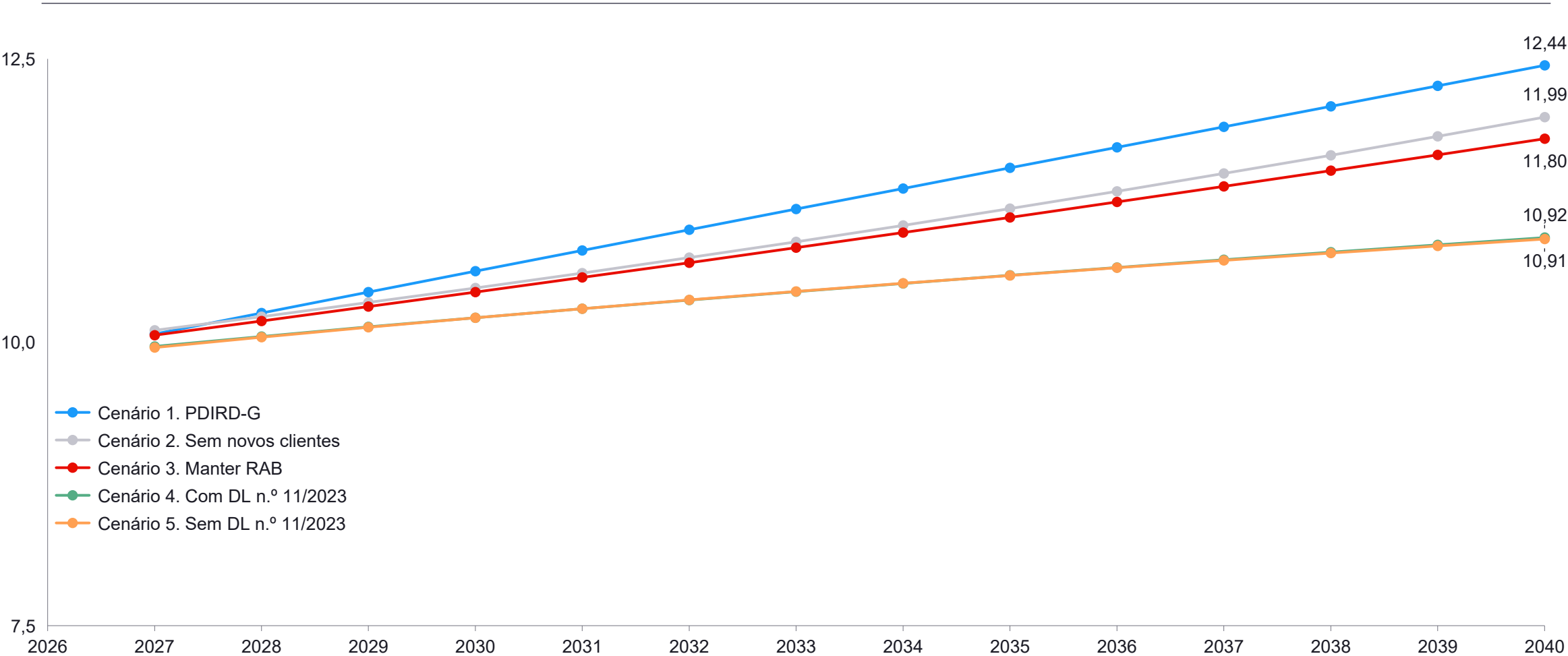
Consumo em GWh, por cenário

Consumo em GWh, por cenário (GWh)



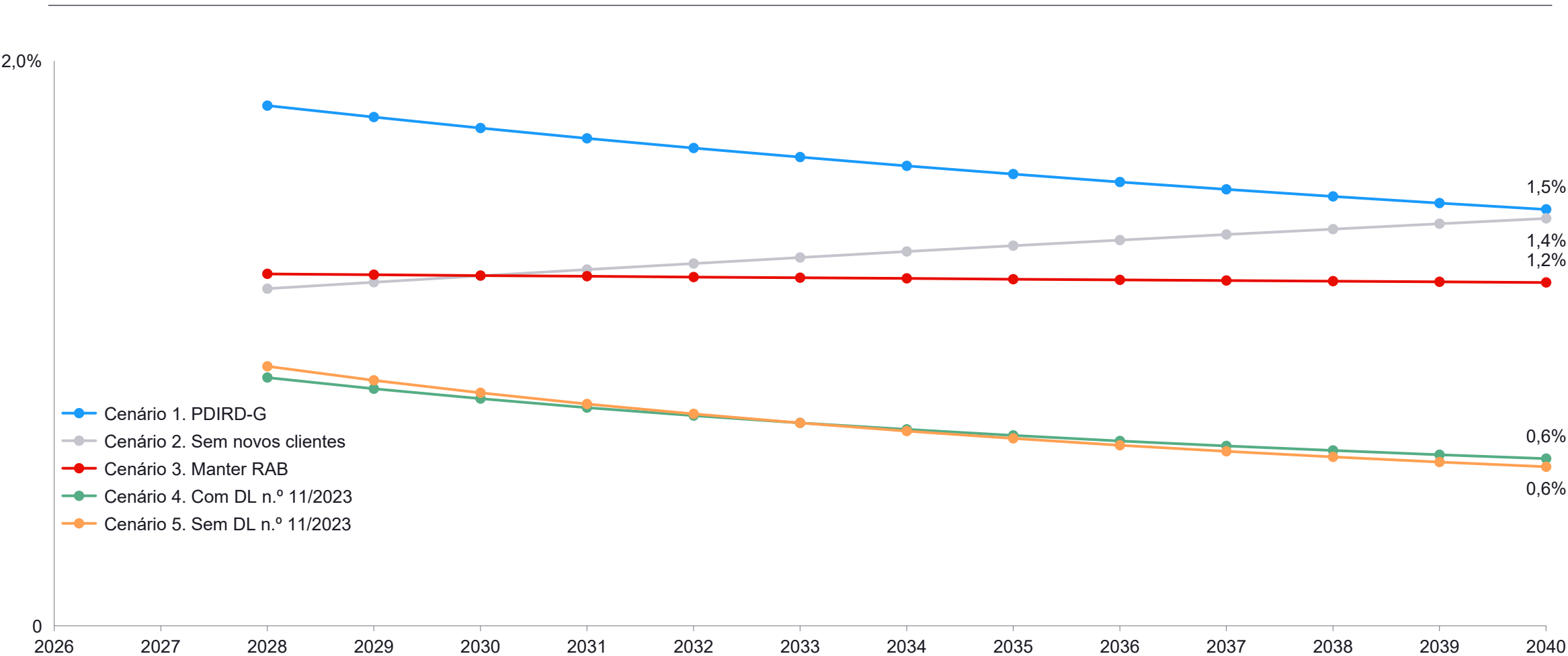
Tarifa URD média em € por MWh, por cenário

Tarifa URD média, por cenário (€/MWh)



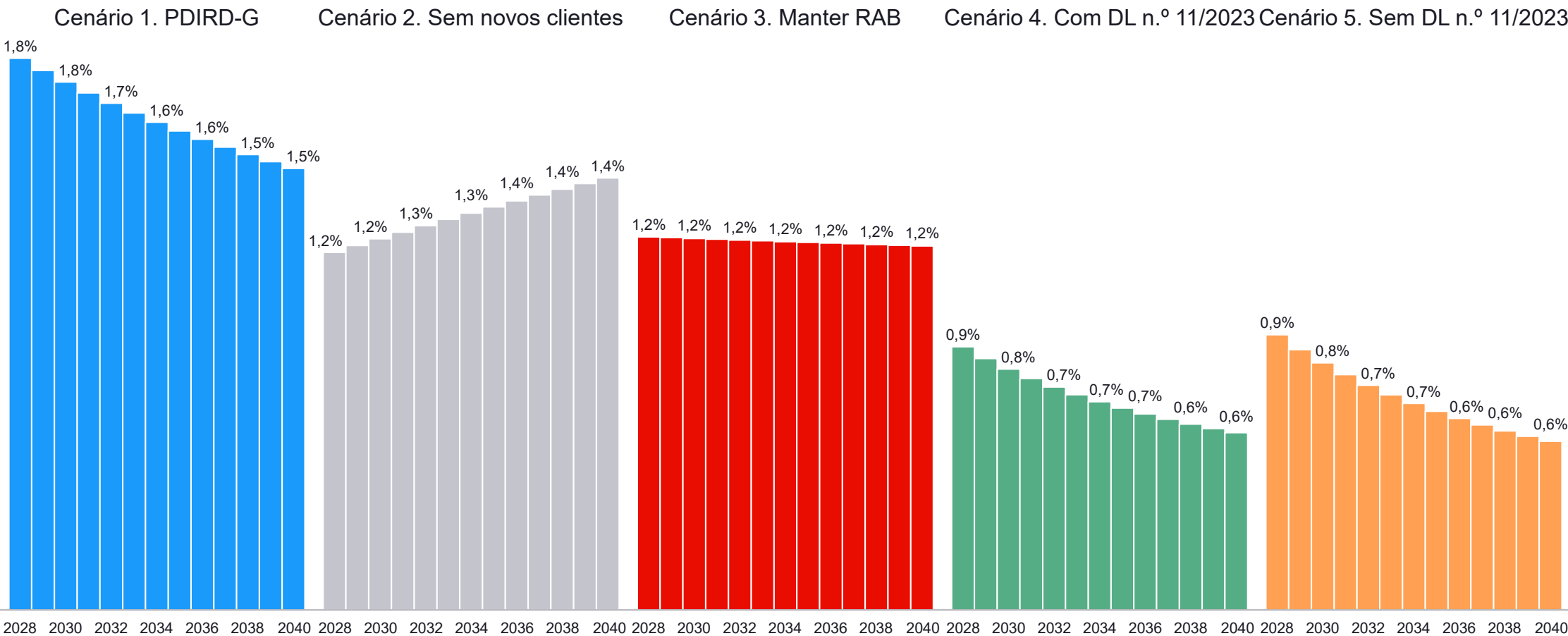
Taxa de crescimento da tarifa URD, por cenário

Taxa de crescimento da tarifa URD, por cenário (%)



Taxa de crescimento da tarifa URD, por cenário

Taxa de crescimento da tarifa URD, por cenário (%)



Os cenários de investimento geram aumentos persistentes nas tarifas URD, com maior exposição para consumidores BP>

Evolução das tarifas URD para os vários cenários de investimento

Projeção da evolução das tarifas URD por cenário e segmento (€/MWh) | 2026-2040

Cenário	Segmento	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	CAGR 26-40
1. PDIRD-G	MP	2,88	2,81	2,86	2,91	2,96	3,22	3,47	1,2%
	BP>	15,00	14,35	14,61	14,87	15,14	16,43	17,72	1,1%
	BP<	42,99	42,59	43,38	44,16	44,93	48,79	52,62	1,4%
2. Sem novos clientes	MP	2,88	2,82	2,85	2,88	2,92	3,12	3,34	1,0%
	BP>	15,00	14,39	14,56	14,74	14,92	15,92	17,07	0,9%
	BP<	42,99	42,73	43,24	43,77	44,31	47,27	50,68	1,1%
3. Manter RAB	MP	2,88	2,80	2,84	2,87	2,91	3,09	3,29	0,9%
	BP>	15,00	14,33	14,51	14,69	14,87	15,81	16,80	0,8%
	BP<	42,99	42,55	43,08	43,62	44,16	46,94	49,88	1,0%
4. Com DL n.º 11/2023	MP	2,88	2,78	2,80	2,82	2,85	2,95	3,04	0,4%
	BP>	15,00	14,19	14,32	14,44	14,55	15,08	15,56	0,2%
	BP<	42,99	42,13	42,50	42,86	43,20	44,78	46,19	0,5%
5. Sem DL n.º 11/2023	MP	2,88	2,77	2,80	2,82	2,85	2,95	3,04	0,4%
	BP>	15,00	14,18	14,31	14,43	14,55	15,08	15,54	0,2%
	BP<	42,99	42,09	42,48	42,85	43,20	44,78	46,14	0,5%

EY | Building a better working world

EY exists to build a better working world, helping to create long-term value for clients, people and society and build trust in the capital markets.

Enabled by data and technology, diverse EY teams in over 150 countries provide trust through assurance and help clients grow, transform and operate.

Working across assurance, consulting, law, strategy, tax and transactions, EY teams ask better questions to find new answers for the complex issues facing our world today.

EY refers to the global organization, and may refer to one or more, of the member firms of Ernst & Young Global Limited, each of which is a separate legal entity. Ernst & Young Global Limited, a UK company limited by guarantee, does not provide services to clients. Information about how EY collects and uses personal data and a description of the rights individuals have under data protection legislation are available via ey.com/privacy. EY member firms do not practice law where prohibited by local laws. For more information about our organization, please visit ey.com.

EY-Parthenon is a brand under which a number of EY member firms across the globe provide strategy consulting services. For more information, please visit ey.com/parthenon.

© 2026 Ernst & Young, S.A. All Rights Reserved.

This material has been prepared for general informational purposes only and is not intended to be relied upon as accounting, tax, legal or other professional advice. Please refer to your advisors for specific advice.

ey.com

Contactos

Paulo Madruga

+351 966 826 556

paulo.madruga@parthenon.ey.com

Hermano Rodrigues

+351 932 596 144

hermano.rodrigues@parthenon.ey.com
