

4.º Trimestre | 2025



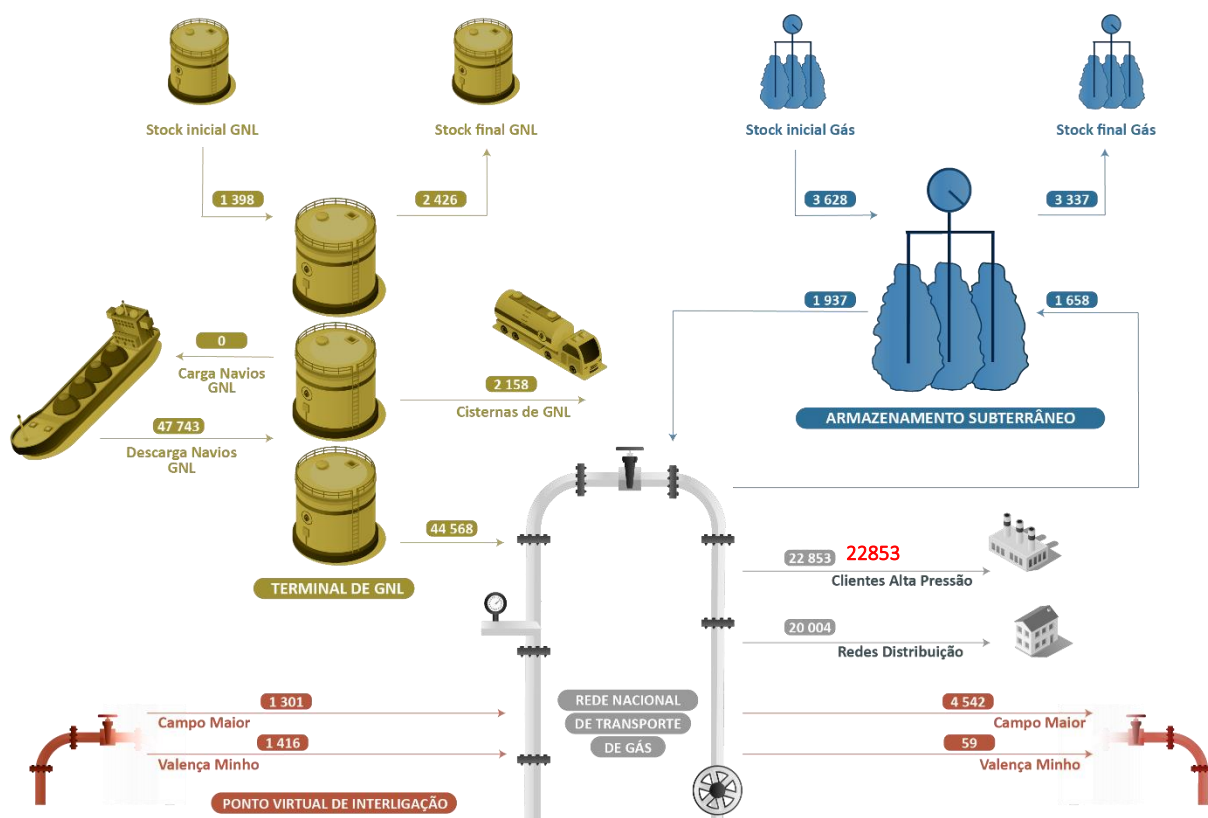
O *Dashboard* INFRA-G apresenta dados atualizados sobre o acesso e a utilização das infraestruturas do Sistema Nacional de Gás (gás natural e gases descarbonizados ou de baixo teor de carbono), através de gráficos dinâmicos e informação histórica.

Aceda [aqui](#) ao dashboard

Sabia que ...

- Em 2025, o consumo total de gás no Sistema Nacional de Gás atingiu 45,0 TWh, representando um aumento de 11,1% face ao período homólogo do ano anterior, embora fique 20% abaixo da média dos 5 anos anteriores.
- O crescimento do consumo foi impulsionado pelo significativo aumento do consumo nas centrais a ciclo combinado (+92,7%), que compensou as reduções no setor industrial (-14,7%) e nas redes de distribuição (-3,1%).
- Em 2025, o Terminal de Gás Natural Liquefeito (GNL) recebeu 46 navios metaneiros, totalizando 47,7 TWh de energia descarregada, menos 1,5% face ao mesmo período do ano anterior.
- Portugal ultrapassou a meta intermédia europeia de armazenamento de gás, atingindo 96,2% a 1 de novembro (meta: 90%), enquanto a nível europeu o *stock* médio de gás armazenado em cavernas foi de 82,8%.
- O VIP Ibérico apresentou uma baixa utilização, registando um saldo exportador de aproximadamente 1,9 TWh.

Figura 1 – Movimentação de gás na RNTIAT em 2025, até dezembro, em GWh



Contratação de capacidade nas infraestruturas da RNTIAT (valores acumulados desde janeiro)

	Unidades: % CDFC	
	4.º Trim. 2025	4.º Trim. 2024
Ponto Virtual de Interligação		
Entrada (imp.)	11,0	9,4
Saída (exp.)	22,4	42,4
Terminal de GNL		
Regaseificação (entrada na RNTG)	89,6	97,1
Contrafluxo (saída da RNTG)	51,1	59,4
Armaz. comercial ⁽¹⁾	51,0	80,4
Armaz. Subterrâneo		
Injeção no armaz. subterrâneo	29,8	27,2
Extração do armaz. subterrâneo	9,9	7,8
Armaz. comercial	95,0	99,3

Nota: os valores apresentados resultam da relação entre a capacidade contratada total e a capacidade disponível para fins comerciais (CDFC) da respetiva infraestrutura, calculados para o período temporal analisado.

(1) Valores consideram apenas a capacidade contratada nos produtos anual, trimestral e mensal.

ACESSO E UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS DA RNTIAT

O Sistema Nacional de Gás ([SNG](#)) é composto por quatro pontos de entrada: duas interligações internacionais por gasoduto, operadas pela [REN Gasodutos, S.A.](#), uma entrada a partir do Terminal de GNL, operado pela [REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.](#), e uma ligação ao Armazenamento Subterrâneo (AS), operado pela [REN Armazenagem, S.A.](#) Além disso, o sistema dispõe ainda de diversos pontos de saída, destinados ao consumo em alta pressão, às redes de distribuição e ao acesso às interligações e ao AS (vd. Figura 1). Estas infraestruturas são reguladas e sujeitas a regras que asseguram o acesso transparente e não discriminatório.

Este boletim analisa dois temas essenciais para avaliar a eficiência e o funcionamento do SNG, sendo eles:

Balço da Rede Nacional de Transporte de Gás e outros indicadores (valores acumulados desde janeiro)

	Unidades: GWh		
	4.º Trim. 2025	4.º Trim. 2024	Var. [%]
Entradas na RNTG	49 222	49 974	-1,5
Interligações (imp.)	2 717	1 081	>100
Campo Maior	1 301	518	>100
Valença	1 416	563	>100
Terminal de GNL	44 568	46 646	-4,5
Armaz. Sub. (ext.)	1 937	2 247	-13,8
Saídas da RNTG	51 274	52 064	-1,4
Interligações (exp.)	4 601	9 304	-50,5
Campo Maior	4 542	9 226	-50,8
Valença	59	78	-24,4
Armaz. Sub. (inj.)	1 658	2 161	-23,3
Saídas Consumo	45 015	40 527	11,1
Rede Distrib.	20 004	20 654	-3,1
C. Elétricas	13 794	7 157	92,7
Industriais AP	9 059	10 626	-14,7
UAG ⁽²⁾	2 158	2 090	3,3
Saldo importador da interligação	-1 884	-8 223	-77,1
Saldo extração AS	279	86	>100
Nível de stock Armaz. Sub ⁽³⁾	3 337 (93,5%)	3 629 (>100%)	-8,0

Fonte: dados publicados pela [REN](#).

(2) As saídas para as Unidades Autónomas de Gás (UAG), incluem as UAG de rede e as UAG privadas.

(3) Valores no último dia do período. O valor percentual é calculado com base na capacidade disponível para fins comerciais no produto anual de armazenamento (3 570 GWh).

- Acesso às infraestruturas de gás** – análise da contratação de capacidade pelos agentes de mercado sob a forma de produtos normalizados, permitindo identificar congestionamentos ou sobrecontratação das infraestruturas de gás;
- Utilização das infraestruturas de gás** – análise do uso efetivo da capacidade contratada, da operação eficiente das infraestruturas de gás e da evolução do consumo de gás durante o período em análise.

Consumo de gás em Portugal

- No ano de 2025, o consumo total de gás atingiu 45,0 TWh, repartidos entre 13,8 TWh no mercado elétrico e 31,2 TWh no mercado convencional (vd. Figura 2). Em termos homólogos, o consumo global aumentou 11,1% face a 2024, impulsionado pela subida de 92,7% no mercado elétrico, enquanto o setor industrial e as redes de distribuição registaram uma redução de 14,7% e 3,1%, respetivamente.
- No quarto trimestre de 2025, o consumo de gás totalizou 12,0 TWh, mais 7,1% face ao trimestre homólogo de 2024 (vd. Figura 3). Esta evolução resultou do aumento de 33,3% no mercado elétrico (3,8 TWh), associado a maior utilização de centrais de ciclo combinado, e da redução de 1,9% no mercado convencional (8,2 TWh).
- O aumento do consumo de gás resulta dos efeitos do “apagão” de 28 de abril de 2025, que implicou um reforço das medidas de segurança da operação do sistema elétrico, através de mobilização de centrais a gás.
- No quarto trimestre de 2025, a ponta diária em cada mês do consumo de gás registou valores acima dos obtidos no período homólogo de 2024 (vd. Figura 4), com exceção do mês de dezembro.
- No mesmo período temporal, o preço médio do gás no MIBGAS com entrega em Espanha fixou-se em 29,75 €/MWh, correspondendo a uma redução de 32,0% face o período homólogo de 2024 (43,74 €/MWh) [vd. Figura 5]. Esta evolução evidencia também uma menor volatilidade de preços no quarto trimestre de 2025, com picos menos frequentes e amplitude de variação mais reduzida.

Figura 2 – Evolução do consumo mensal de gás

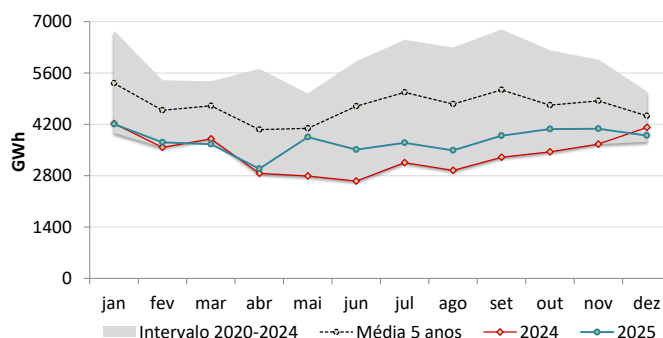


Figura 3 – Consumo de gás, por tipo de mercado, em 2024 e 2025

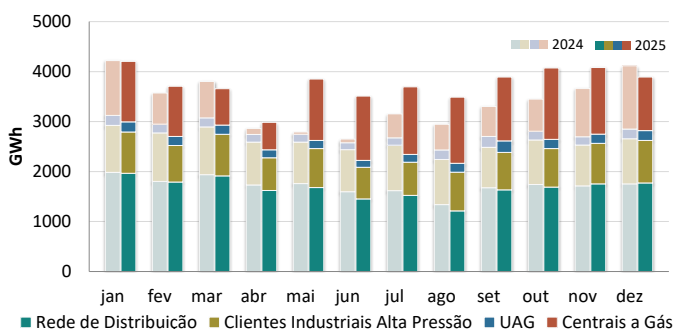


Figura 4 – Ponta diária do consumo de gás

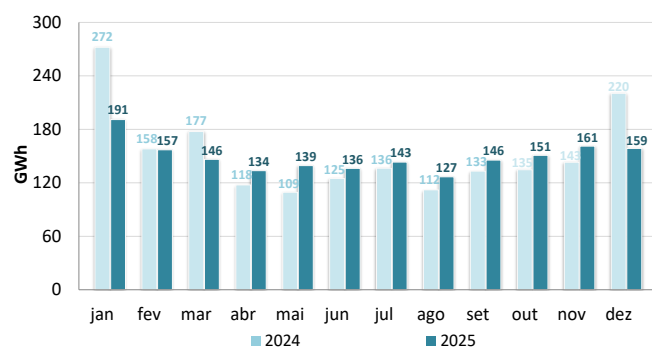
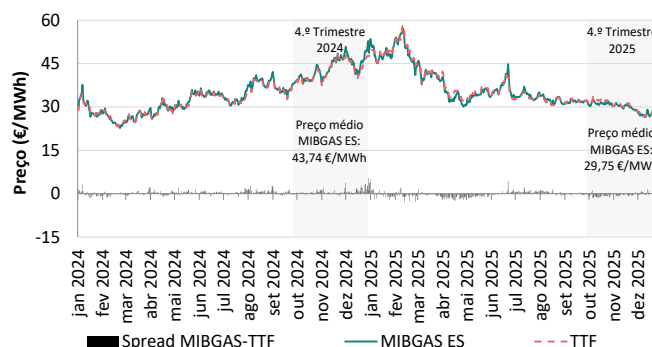


Figura 5 – Preços diários de gás MIBGAS e TTF



Terminal de GNL

- O Terminal de GNL em Sines é a infraestrutura responsável pela receção e expedição de GNL, bem como pelo seu armazenamento e a regaseificação.
- No ano de 2025, a capacidade contratada na regaseificação manteve-se estável, atingindo o valor de 179 GWh/dia (89,6% da CDFC). A média diária da capacidade nomeada foi de 124 GWh/dia, valor inferior ao registado em 2024 (129 GWh/dia) [vd. Figura 6]. Não se registaram congestionamentos na contratação de capacidade na regaseificação no período analisado.
- Em 2025, o Terminal de GNL recebeu 46 navios metaneiros que realizaram operações de descarga, representando uma redução de 13,2%, face ao total de navios recebidos no terminal em 2024 (vd. Figura 7). As origens dos navios foram a Nigéria (23 navios metaneiros), os EUA (20) e a Rússia (3).
- O valor total de energia descarregada no Terminal de GNL correspondeu a aproximadamente 47,7 TWh (vd. Figura 8), uma redução de 1,5% face ao período homólogo de 2024.
- O Terminal de GNL representou 94% do gás natural importado e injetado na rede de transporte, num total de 44,6 TWh. Além disso, foram expedidos por via rodoviária 2,2 TWh de GNL, correspondentes a 7 546 cisternas, refletindo um aumento de atividade de 2,9% face ao período homólogo de 2024.
- No quarto trimestre de 2025, em 87% dos dias o processo de regaseificação foi utilizado entre 40% e 80% da sua capacidade, deixando margem para responder a picos de procura (vd. Figura 9).

Figura 6 – Capacidades contratada e nomeada na regaseificação do Terminal de GNL, em 2024 e 2025

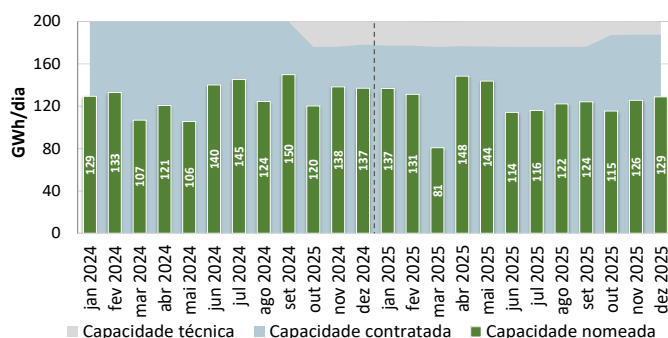


Figura 7 – Número de navios metaneiros que abasteceram o Terminal de GNL, em 2024 e 2025

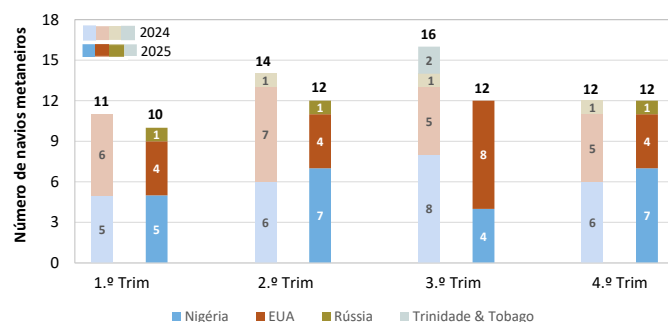


Figura 8 – Energia descarregada no Terminal de GNL, em 2024 e 2025

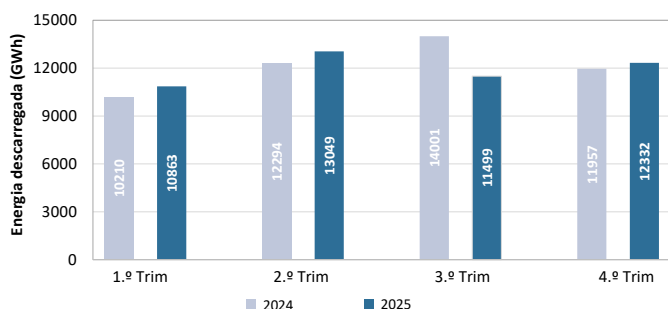
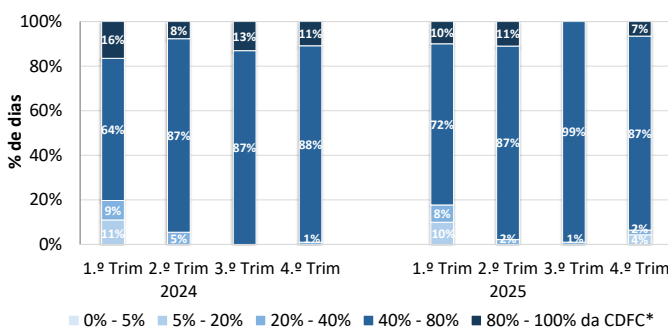


Figura 9 – Taxa de utilização do Terminal de GNL para regaseificação de gás



Armazenamento Subterrâneo

- As instalações de armazenamento subterrâneo de gás são essenciais na segurança energética, garantindo reservas de gás para mitigar picos de procura ou constrangimentos técnicos nalguma infraestrutura. Estas infraestruturas acolhem ainda as reservas estratégicas de gás nacionais e podem apoiar, no futuro, a integração de gases renováveis.
- Até ao final de dezembro de 2025, a contratação média da capacidade de armazenamento subterrânea foi de 95,0% da CDFC, menos 4,3% face ao período homólogo de 2024. O produto de capacidade anual manteve-se o mais procurado, pelo seu menor custo face aos de curto prazo.
- A capacidade de extração contratada atingiu 9,9% da CDFC, representando um acréscimo de 27,4% face a 2024, enquanto a capacidade de injeção contratada no armazenamento subterrâneo se fixou em 29,8% da CDFC, acima 9,5% do valor homólogo de 2024.
- As nomeações de gás realizadas pelos agentes de mercado mantiveram-se alinhadas com a capacidade contratada, traduzindo uma utilização eficiente da infraestrutura (vd. Figura 10).
- A movimentação total de gás até dezembro de 2025 atingiu 3 595 GWh, repartidos em 1 937 GWh de extração e 1 658 GWh de injeção, representando decréscimos de 13,8% e 23,3%, respetivamente.
- A nível europeu, em 1 de novembro de 2025, o *stock* médio de gás armazenado em cavernas foi de 82,8% e em 31 de dezembro foi de 61,9% (vd. Figura 11).
- Em Portugal, as metas intermédias de enchimento definidas no Regulamento de Execução (UE) [2024/2995](#), de 29 de novembro, foram cumpridas, atingindo 96,2% (superando a meta de 90%) a 1 de novembro de 2025.
- Em 31 de dezembro, o *stock* de gás situou-se em 93,5% da CDFC, o que equivale a 27 dias de consumo médio nacional (vd. Figura 12).

Figura 10 – Capacidades contratada e nomeada de injeção e extração no armazenamento subterrâneo

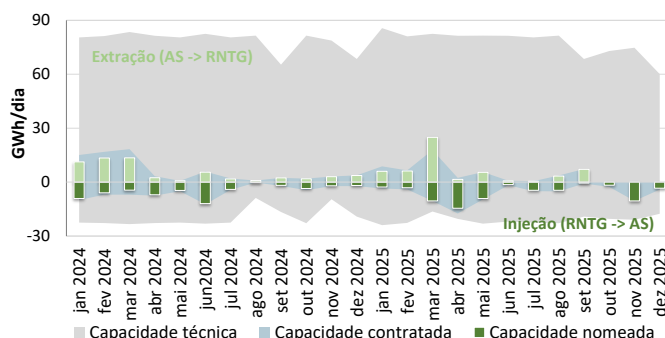


Figura 11 – Stock em armazenamento subterrâneo na EU, em 2025

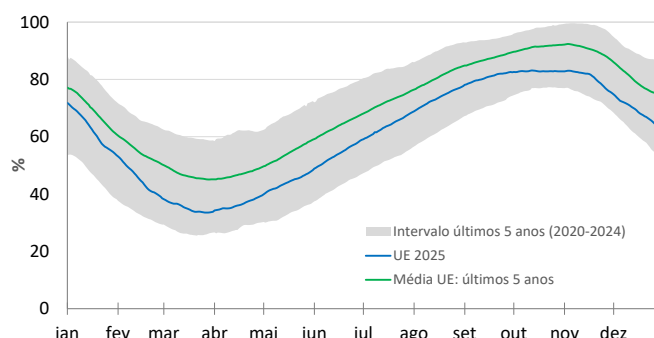
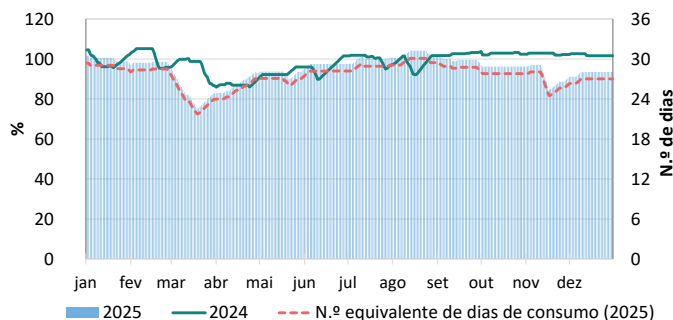


Figura 12 – Níveis de stock nas instalações de armazenamento subterrâneo em Portugal



Ponto Virtual de Interligação

- O Ponto Virtual de Interligação Ibérico (VIP Ibérico) consolida as duas interligações entre Portugal e Espanha, facilitando o fluxo e a comercialização de gás, promovendo a competitividade e reforçando a segurança do abastecimento.
- A atribuição de capacidade no VIP Ibérico ocorreu em leilões eletrónicos de produtos anuais, trimestrais, mensais, diários e intradiário, na plataforma [PRISMA](#) (vd. Figuras 13 e 14).
- No ano de 2025, a média da contratação de capacidade no sentido exportador (de Portugal para Espanha) foi de 22,4% da CDFC, menos 47,3% face ao período homólogo de 2024.
- No quarto trimestre de 2025, observa-se que os agentes de mercado mantiveram a diversificação das modalidades de contratação de capacidade no sentido exportador, face aos trimestres anteriores, com destaque para os produtos trimestrais (47%), mensais (33%) e diários (20%).
- No sentido importador, em 2025 a média da contratação de capacidade dos agentes de mercado foi de 11,0% da CDFC, correspondendo a um aumento de 16,8% face ao período homólogo de 2024.
- No ano de 2025, o VIP Ibérico representou 6% do gás importado e injetado na rede de transporte, com um saldo exportador de 1,9 TWh. As exportações por esta via totalizaram 4,6 TWh, menos 50,5% que no período homólogo de 2024.
- No quarto trimestre de 2025, a utilização da capacidade de importação e de exportação continua baixa na maior parte do período temporal analisado, situando-se entre 0% e 20% (vd. Figuras 15 e 16).

Figura 13 – Produtos de atribuição de capacidade, no sentido importador, em 2024 e 2025

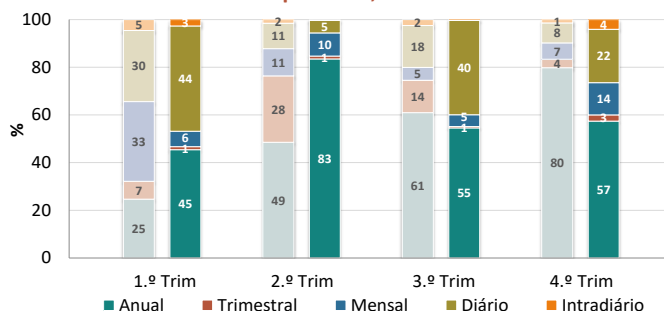


Figura 14 – Produtos de atribuição de capacidade, no sentido exportador, em 2024 e 2025

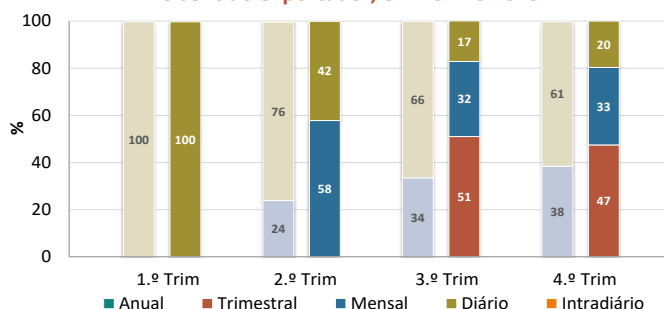


Figura 15 – Taxa de utilização do VIP, no sentido importador

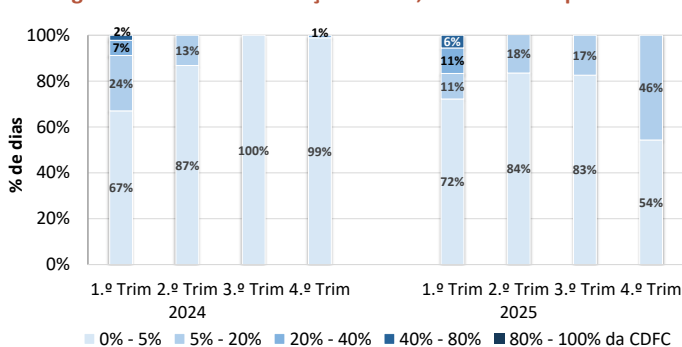
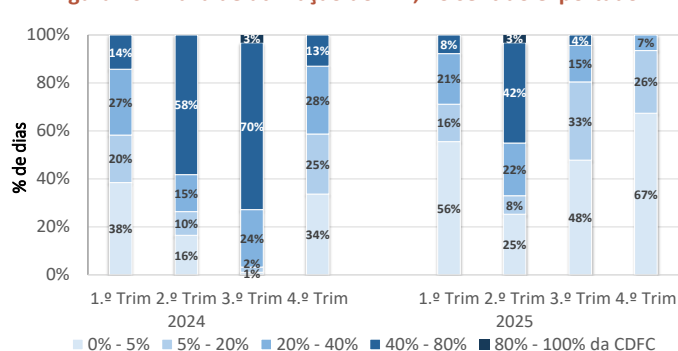


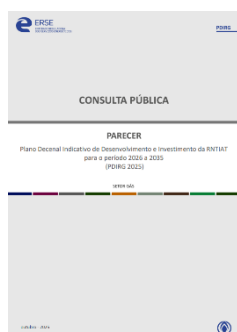
Figura 16 – Taxa de utilização do VIP, no sentido exportador



Outra Informação

- ERSE divulgou Parecer sobre investimento nas infraestruturas de gás em alta pressão para 2026-2035

A ERSE emitiu o seu [Parecer](#) à proposta de [PDIRG 2025](#), para o período 2026-2035, elaborada pela REN Gasodutos, enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG). O plano prevê um investimento de 472 milhões de euros para o período de 10 anos, destacando-se 17,3 milhões de euros para projetos relativos à adaptação da RNTG a misturas de hidrogénio até 10% e para o projeto da estação de descarga de biometano comprimido.



- ERSE debateu os desafios regulatórios do biometano

A ERSE realizou uma iniciativa [ConvERSE](#), dedicada ao tema “Biometano: Potencial e caminho a seguir”, onde foi analisado o atual estado do setor em Portugal e identificados os desafios legais e regulatórios para o desenvolvimento deste vetor energético no país, fundamental para a descarbonização do setor do gás.



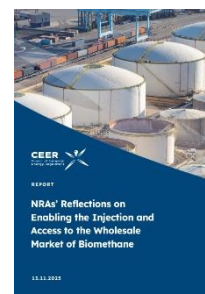
- Comissão Europeia divulgou um estudo sobre a qualidade do hidrogénio a injetar numa rede dedicada

A Comissão Europeia publicou o [relatório](#) “*Study on hydrogen quality in dedicated infrastructure and standardisation*”, que analisa os critérios a adotar para definir a qualidade do hidrogénio a injetar na futura rede europeia dedicada a este gás. O estudo avalia ainda os níveis de pureza do hidrogénio necessários para satisfazer os diferentes tipos de consumidores, indicando três níveis de pureza (98%, 99,5% e 99,97% em percentagem molar) e estabelecendo limites máximos para impurezas.



- CEER publicou o relatório *Regulators' reflections on Enabling the Injection and Access to the Wholesale Market of Biomethane*

O Conselho Europeu de Reguladores de Energia (CEER) publicou um [relatório](#) sobre a integração do biometano no mercado de gás. Este relatório analisa as regras e acesso à rede, os custos e os incentivos adotados em vários países, e identificando desafios regulamentares e boas práticas para a aplicação harmonizada da legislação dos gases renováveis e de baixo carbono.



Aceda a edições anteriores do Boletim

