BOLETIM ERSE
ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS DE GÁS

1.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

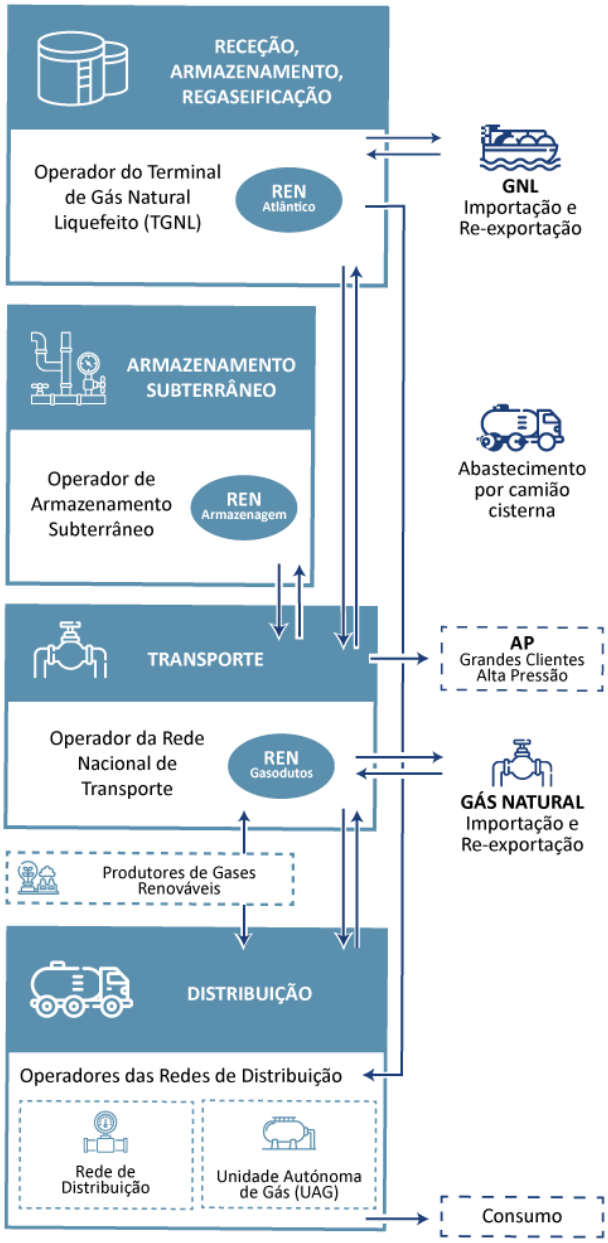
Índice

1. Acesso e utilização das infraestruturas da RNIAT 2
2. Consumo de gás em Portugal 4
3. Ações de compensação pelo GTG 5
4. Terminal de GNL 6
5. Armazenamento subterrâneo de gás 8
6. Ponto virtual de interligação 9
7. Outra informação 10

DESTAQUE

Nesta edição do boletim são apresentados os principais desenvolvimentos ocorridos no Sistema Nacional de Gás (SNG) no primeiro trimestre de 2025, em comparação com o período homólogo do ano anterior. Destaca-se uma ligeira redução do consumo total para 11,6 TWh (-0,2%), com um aumento no consumo das centrais a gás (+20,4%) e quebras no setor industrial (-16,6%) e das redes de distribuição (-1,0%). O sistema operou de forma estável, tendo sido realizadas 30 ações de compensação pelo Gestor Técnico Global. No Terminal de GNL, foram descarregados 10,9 TWh de GNL (+6,4%), apesar da menor contratação de capacidade de regaseificação. O armazenamento subterrâneo registou uma ocupação média de 87%, acima dos objetivos europeus. O Ponto Virtual de Interligação (VIP) Ibérico registou baixos níveis de utilização, embora se tenha verificado uma maior procura pontual no sentido importador devido a uma indisponibilidade no terminal de GNL no dia 19 de março. Finalmente, é apresentada informação relativa ao setor do gás que foi publicada no primeiro trimestre.

Organização e funcionamento das infraestruturas do setor do gás



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

Unidades: % CDFC

	1.º Trim. 2025	1.º Trim. 2024
Ponto Virtual de Interligação		
Entrada (imp.)	15,0	15,2
Saída (exp.)	21,9	29,7
Terminal de GNL		
Regaseificação (entrada na RNTG)	88,4	100,0
Contrafluxo (saída da RNTG)	63,9	62,3
Armaz. comercial (1)	69,7	82,3
Armaz. Subterrâneo		
Injeção no armaz. subt.	29,1	34,9
Extração do armaz. subt.	13,5	20,5
Armaz. comercial	95,7	99,9

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.

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

Unidades: GWh

	1.º Trim. 2025	1.º Trim. 2024	Var. [%]
Entradas na RNTG	12 260	12 938	-5,2
Interligações (imp.)	1 020	789	29,3
Campo Maior	686	476	44,1
Valença	343	313	6,7
Terminal de GNL	10 243	10 960	-6,5
Armaz. Sub. (ext.)	997	1 189	-16,1
Saídas da RNTG	12 223	12 894	-5,2
Interligações (exp.)	885	1 315	-32,7
Campo Maior	885	1 315	-32,7
Valença	0	0	0
Armaz. Sub. (inj.)	334	541	-38,3
Saídas Consumo	11 004	11 038	-0,3
Rede Distrib.	5 670	5 726	-1,0
C. Elétricas	2 945	2 447	20,4
Industriais AP	2 389	2 865	-16,6
Saldo importador da interligação	135	-526	<100
Saldo extração AS	663	648	2,3
Nível de *stock* Armaz. Sub (2)	2 904 (81,3%)	3 066 (85,9%)	-5,3

(2) 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).

1. ACESSO E UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS DA RNTIAT

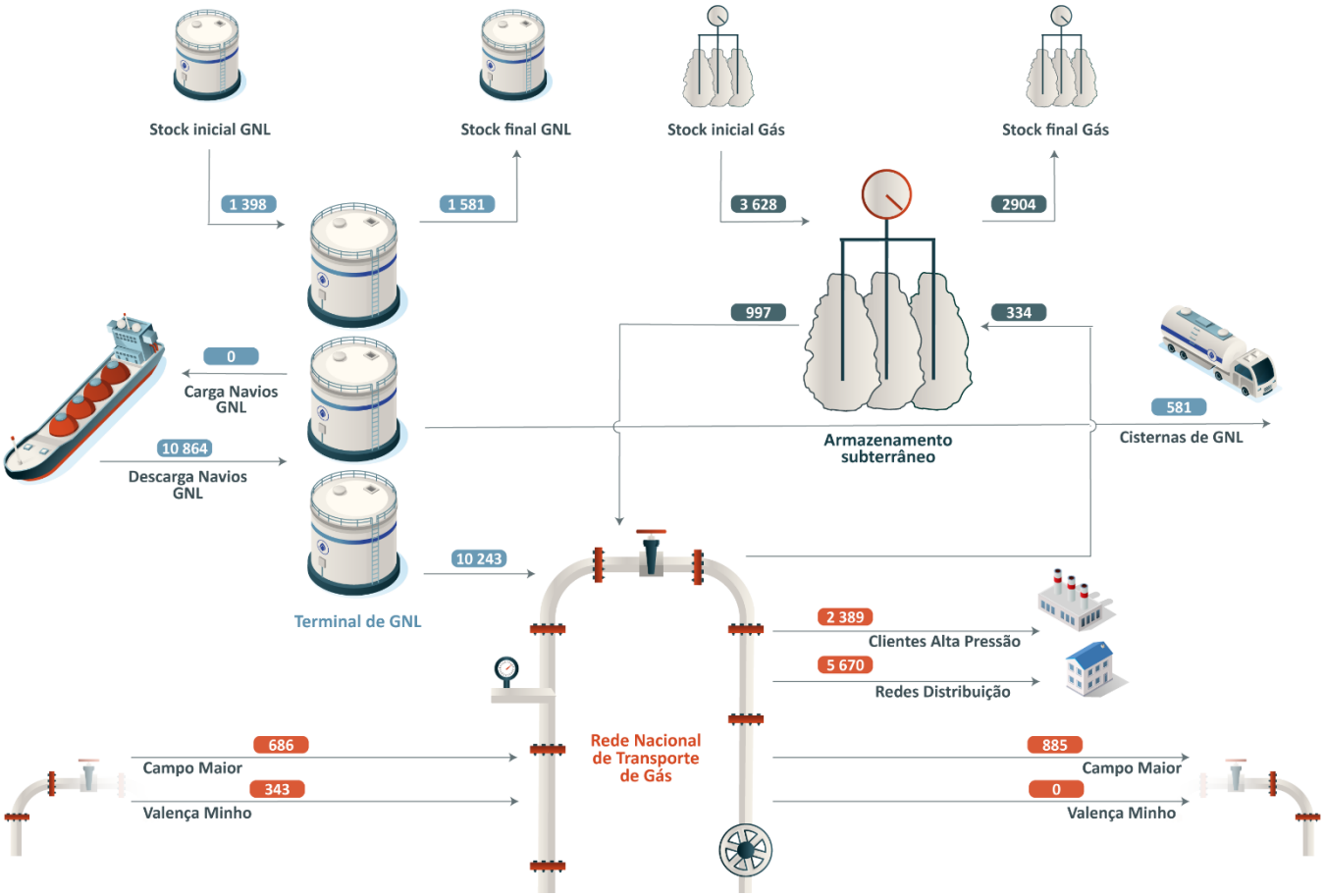
O Sistema Nacional de Gás (SNG) conta com quatro pontos de entrada, nomeadamente duas interligações internacionais por gasoduto, operadas pela REN Gasodutos, S.A., uma entrada a partir do Terminal de GNL, operado pela REN Atlântico, Terminal de GNL. S.A., e uma ligação ao Armazenamento Subterrâneo (AS), operado pela REN Armazenagem, S.A.. Além disso, inclui vários pontos de saída, destinados ao consumo em alta pressão, às redes de distribuição, bem como ao acesso às interligações internacionais e ao AS (vd. Figura 1).

A edição anterior do boletim deu destaque aos prazos de anúncio, solicitação e atribuição de capacidade nas diferentes infraestruturas da RNTIAT, abrangendo os vários tipos de produtos de capacidade *standard*.

Nesta edição destaca-se a forma como o Gestor Técnico Global (GTG) do SNG – o operador da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG) – gere diariamente os fluxos de gás na rede, garantindo o funcionamento seguro e eficiente das infraestruturas. Para isso, o GTG acompanha em tempo real o volume de gás disponível

na rede e, quando necessário, recorre a ações de compensação para corrigir desvios e manter os níveis de segurança definidos. Estas ações asseguram que o sistema se mantém equilibrado e operacional ao longo de cada dia. Este tema é abordado com maior detalhe na Secção 3 do boletim.

Figura 1 – Movimentação de gás na RNTIAT no 1.º trimestre de 2025, em GWh



Nota: No balanço apresentado não foram consideradas as perdas e autoconsumos e a variação de *linepack*.

Relativamente à contratação de capacidade nas infraestruturas de gás, no 1.º trimestre de 2025, registou-se uma redução generalizada face ao mesmo período homólogo de 2024, em linha com a ligeira redução de consumo. Apesar desta retração, destaca-se uma exceção, nomeadamente o aumento da utilização do serviço de contrafluxo prestado no Terminal de GNL, refletindo uma procura acrescida por soluções que garantam maior flexibilidade operacional na operação da rede de gás.

A capacidade contratada de importação de gás no VIP Ibérico representou 15,0% da capacidade disponível, refletindo uma redução face ao mesmo período homólogo de 2024. Já no Terminal de GNL, a contratação de capacidade de regaseificação atingiu 88,4%, também registando um decréscimo em comparação com 2024. No armazenamento subterrâneo, verificou-se uma tendência semelhante, com a capacidade de armazenamento contratada a corresponder a 95,7% da capacidade disponível.

2. CONSUMO DE GÁS EM PORTUGAL

Consumo de gás manteve-se estável até ao final de março de 2025

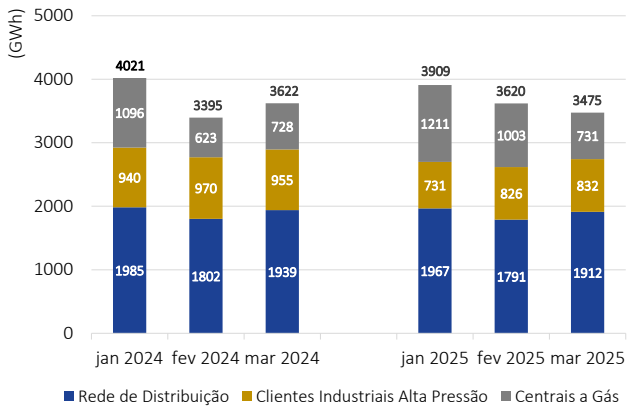
O consumo acumulado de gás em Portugal, até ao final de março de 2025, foi de 11,6 TWh (11,0 TWh, excluindo o abastecimento a Unidades Autónomas de Gás – UAG), mantendo-se relativamente estável face ao período homólogo de 2024, com uma ligeira descida de 0,2%. Esta variação resulta de uma evolução assimétrica entre os diferentes segmentos de consumo:

- o consumo nas centrais térmicas a gás, para produção de eletricidade, aumentou 20,4%;
- o consumo dos clientes industriais de alta pressão recuou 16,6%;
- o consumo nas redes de distribuição registou uma ligeira redução de 1,0%.

Como consequência, o consumo final na rede pública de gás (designado "mercado convencional") apresentou uma variação homóloga negativa de 5,6%, totalizando 8 640 GWh (ou 8 059 GWh sem as redes de UAG).

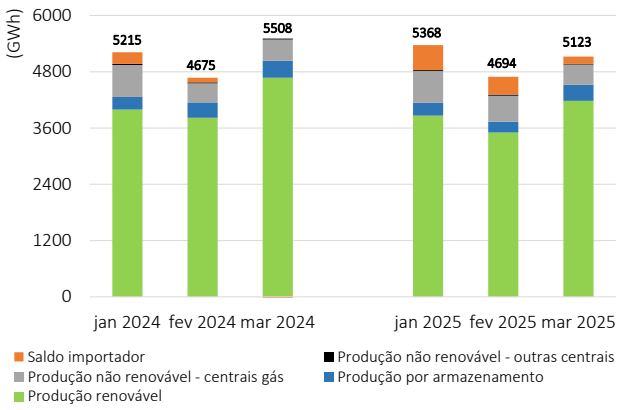
A decomposição do consumo mensal de gás por segmento de utilização, para o primeiro trimestre de 2024 e de 2025, é apresentada na Figura 2.

Figura 2 – Evolução do consumo mensal de gás



O aumento do consumo de gás pelas centrais elétricas, até março de 2025, permitiu responder à maior procura de eletricidade, num contexto de menor produção renovável (vd. Figura 3), sobretudo hídrica e eólica.

Figura 3 – Evolução da produção de eletricidade

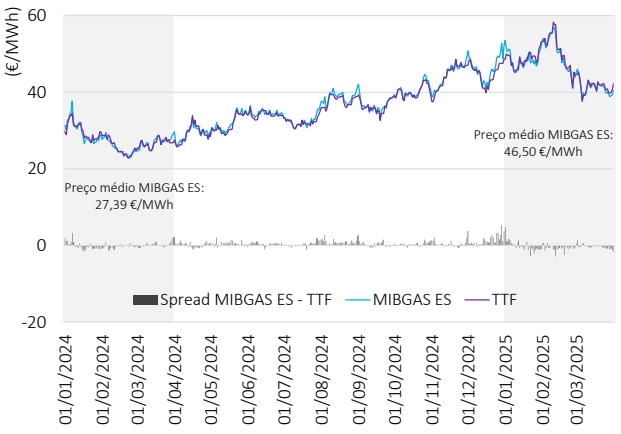


A competitividade do gás para consumo industrial depende da evolução dos preços nos mercados, como o Mercado Ibérico de Gás (MIBGAS) ou o mercado dos Países Baixos *Title Transfer Facility* (TTF), cuja variação e diferencial diário são apresentados na Figura 4.

Preços do gás no mercado MIBGAS sobem 70% até março

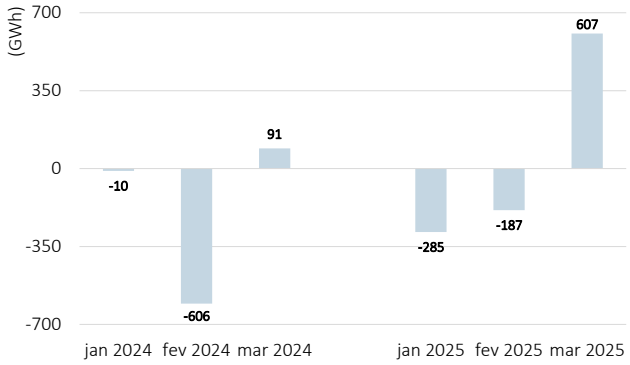
A análise revela que, até março de 2025, o preço médio diário do MIBGAS PVB (Espanha) subiu para 46,50 €/MWh, um aumento de 70% face ao período homólogo de 2024. Verifica-se ainda um aumento da volatilidade e uma forte convergência entre os dois mercados.

Figura 4 – Preços diários de gás MIBGAS e TTF



A dinâmica do mercado de gás em Portugal foi marcada por variações significativas nos fluxos de exportação e importação (vd. Figura 5).

Figura 5 – Saldo importador de gás em Portugal



Até março de 2025, a exportação de gás totalizou 885 GWh, correspondendo a uma redução de 32,7% face ao período homólogo anterior. O gás destinado à exportação entrou em Portugal através do Terminal de GNL de Sines, onde foi regaseificado e injetado na RNTG.

Por sua vez, a importação de gás a partir das interligações atingiu 1 020 GWh, 29,3% acima do período homólogo do ano anterior. Nota-se que volume de importações incidiu especialmente (68%) no período de 13 a 23 de março, por condicionamento operacional do terminal. Este acréscimo contribuiu para um saldo importador positivo de 135 GWh (vd. Figura 5).

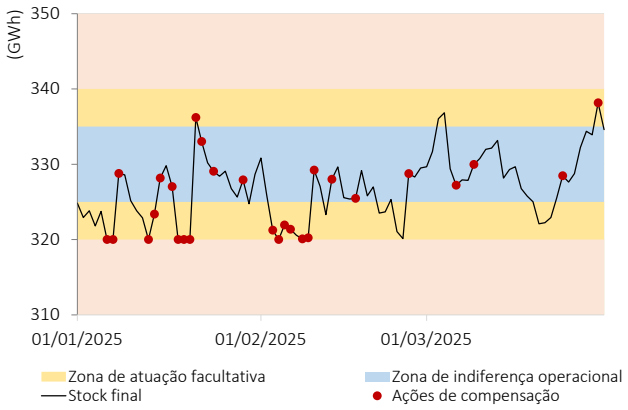
3. AÇÕES DE COMPENSAÇÃO PELO GTG

O GTG é responsável por garantir o funcionamento seguro e eficiente da RNTIAT. Para cada dia-gás, define fluxos e, se necessário, executa ações de compensação para manter o *linepack* (volume de gás armazenado na rede) dentro de limites operacionais. O valor de referência do *linepack* definido pelo GTG é de 330 GWh.

No ano-gás 2024-2025 (1 de outubro de 2024 a 31 de setembro de 2025), a operação do *linepack* é controlada com base em três zonas operacionais (vd. Figura 6):

- dentro dos níveis de aviso (±5 GWh): não são necessárias ações de compensação;
- entre os níveis de aviso e de alerta (±10 GWh): o GTG pode realizar ações de compensação;
- fora dos níveis de alerta: o GTG é obrigado a intervir para repor o *linepack* no intervalo de segurança.

Figura 6 – Ações de compensação e fluxo diário do gás de operação, em GWh



As ações de compensação são desencadeadas quando a previsão de existências para o final do dia indica que ultrapassará o nível de aviso ou alerta. Nessa situação, o GTG intervém para repor as existências na zona segura. As ações de compensação são realizadas segundo uma ordem de mérito, privilegiando a aquisição (compra/venda) de produtos normalizados de curto prazo na plataforma MIBGAS (produtos de título ou localizados). O recurso a serviços de compensação ocorre apenas quando os produtos de mercado são insuficientes, apresentam pouca liquidez ou implicam custos superiores. O GTG informa previamente o mercado sobre qualquer intervenção, promovendo-se a transparência e participação dos agentes.

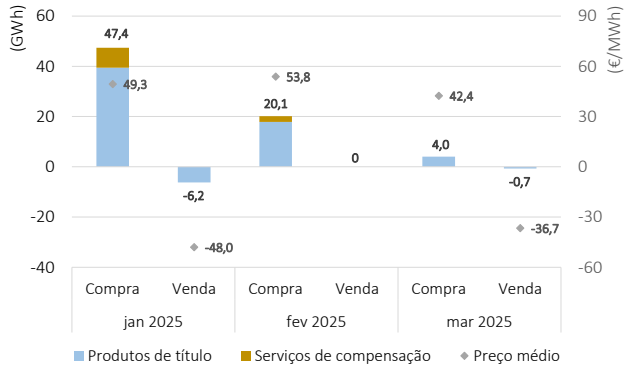
30 ações de compensação realizadas até março de 2025

Até ao final março de 2025, o GTG realizou 30 ações de compensação no mercado organizado, o dobro face ao período homólogo de 2024. Estas incluíram 5 ações de

venda, com um total de energia negociada de 6,93 GWh, e 25 ações de compra, correspondendo a 71,52 GWh. Todas as operações foram realizadas através de produtos intradiários negociados no mercado contínuo.

A Figura 7 mostra a quantidade de energia adjudicada e os respetivos preços médios resultantes das ações de compensação realizadas no primeiro trimestre de 2025.

Figura 7 – Quantidade de energia adjudicada e os respetivos preços médios



No primeiro trimestre de 2025, a energia transacionada nas ações de compensação totalizou 64,59 GWh, representando 0,53% da energia saída da RNTG. Em média, o GTG realizou uma ação a cada três dias, garantindo o equilíbrio da rede.

4. TERMINAL DE GNL

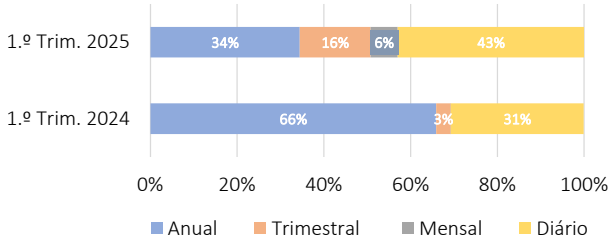
O Terminal de GNL de Sines, é essencial para o abastecimento nacional de gás, assegurando a regaseificação do gás para injeção na RNTG, além do carregamento de cisternas para abastecer redes locais sem ligação à rede de transporte de gás.

Atribuição de capacidade no Terminal de GNL

A contratação de capacidade no Terminal de GNL permite aos agentes de mercado aceder a serviços de armazenamento comercial, regaseificação e contrafluxo (injeção virtual de GNL no terminal a partir da RNTG).

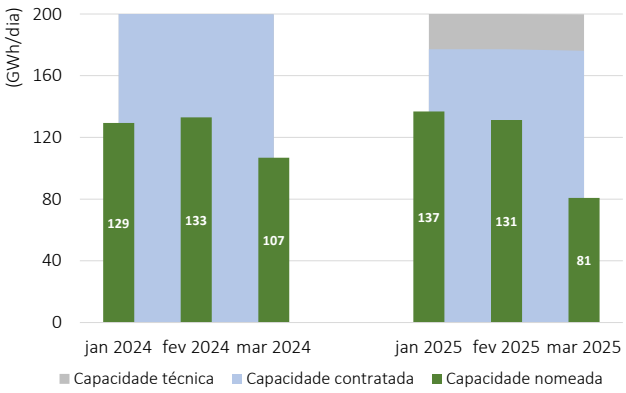
Até ao final de março de 2025, a capacidade contratada no armazenamento comercial representou 69,7% da capacidade total disponível para fins comerciais, menos 15,3% do que no período homólogo de 2024. Verificou-se também uma mudança no tipo de produtos contratados, com maior destaque para os produtos anual, trimestral e diário em 2025 (vd. Figura 8). Esta evolução indica uma maior procura por flexibilidade e capacidade de resposta a variações de curto prazo no mercado.

Figura 8 –Atribuição de capacidade de armazenamento comercial no terminal de GNL



Na regaseificação, verificou-se uma redução da capacidade contratada no primeiro trimestre de 2025 face ao período homólogo de 2024. Foram contratados 176 GWh/dia, correspondendo a 88,4% da capacidade técnica disponível para fins comerciais (200 GWh/dia). A média diária da capacidade nomeada foi apenas 116 GWh/dia, valor inferior ao registado em 2024, que tinha sido de 123 GWh/dia (vd. Figura 9).

Figura 9 – Capacidades contratada e nomeada na regaseificação do Terminal de GNL



Não se registou qualquer congestionamento na contratação de capacidade na regaseificação do terminal de GNL no período analisado.

Balanço físico no Terminal de GNL

Importações de GNL, no Terminal de Sines, subiram 6,4% no 1.º trimestre de 2025

Até ao final de março de 2025, o Terminal de GNL realizou 10 operações de descarga de navios metaneiros, menos uma do que no período homólogo do ano anterior (vd. Figura 10). Estes navios tiveram proveniência de três origens, destacando-se a Nigéria (5 navios metaneiros) e os Estados Unidos da América (4) como principais fornecedores.

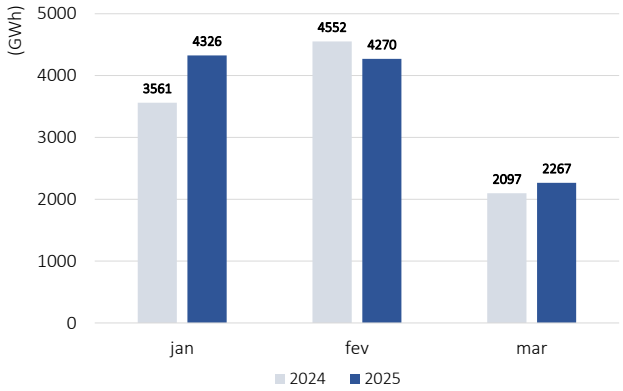
Figura 10 – Origem e aprovisionamento do GNL no Terminal de GNL em Sines em 2025, até março

Condicionamento prolongado do Porto de Sines leva à mobilização da reserva adicional de gás

No total, foram descarregados 10,9 TWh de GNL, um acréscimo de 6,4% face ao primeiro trimestre de 2024 (vd. Figura 11). As flutuações mensais de GNL descarregado no terminal refletem a procura de gás, influenciadas pelos padrões sazonais da temperatura e das condições climáticas.

No dia 19 de março, foi declarado o Regime de Operação em Situação de Contingência na RNTIAT devido ao atraso na descarga de um navio metaneiro, por condições meteorológicas adversas, resultando em baixos níveis de gás armazenado no terminal.

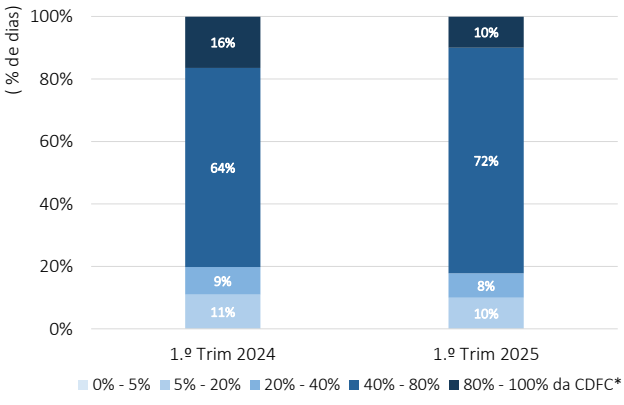
Figura 11 – Energia descarregada no Terminal de GNL



Para garantir existências mínimas, a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) autorizou a mobilização temporária da reserva adicional no armazenamento subterrâneo. A normalização das operações ocorreu a 28 de março, com a reposição do nível de existências na RNTIAT e o fim do regime de contingência.

No primeiro trimestre de 2025, em 10% dos dias, a regaseificação superou os 80% da capacidade disponível para fins comerciais (vd. Figura 12). A utilização máxima do processo de regaseificação foi registada a 14 de janeiro de 2025, com 186,26 GWh. No geral, o processo de regaseificação continua a ser utilizado de forma mais expressiva entre 40% e 80% da sua capacidade, deixando margem para responder a picos de procura.

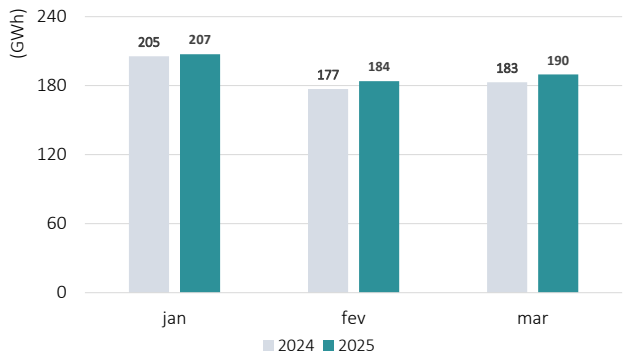
Figura 12 – Taxa de utilização do Terminal de GNL para a regaseificação de gás



* CDFC – capacidade disponibilizada para fins comerciais (200 GWh/dia)

Além da regaseificação para a RNTG, o Terminal de GNL também oferece serviços como o carregamento de cisternas, que são transportadas por camião, por comboio e/ou navio até aos destinos. Até março de 2025, foram abastecidas 1 985 cisternas de GNL, totalizando 581 GWh (vd. Figura 13), o que representa um aumento em 3,0% no número de cisternas, face ao período homólogo do ano anterior.

Figura 13 – Energia carregada no Terminal de GNL por cisternas



5. ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS

As infraestruturas de armazenamento subterrâneo de gás são essenciais na segurança energética, garantindo reservas de gás para mitigar variações na procura e possíveis interrupções no fornecimento. Estas infraestruturas acomodam as reservas estratégicas de gás do país, utilizadas em caso de perturbação grave do abastecimento. No atual contexto da transição energética, podem ainda contribuir para facilitar a integração de gases renováveis, como o biometano e o hidrogénio.

Atribuição de capacidade no Armazenamento Subterrâneo

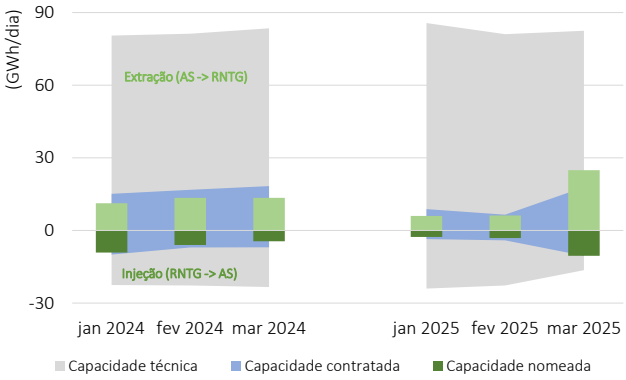
Durante o primeiro trimestre de 2025, a contratação média da capacidade de armazenamento subterrâneo foi de 95,7%, reduzindo 4,2% face ao período homólogo do ano anterior. O produto de capacidade anual manteve-se como o mais utilizado, devido ao seu menor custo face aos produtos de curto prazo.

Capacidade de armazenamento subterrâneo com utilização elevada, mas injeção e extração de gás em queda

A atribuição da capacidade de extração de gás no armazenamento subterrâneo, no primeiro trimestre de 2025, foi de 13,5% da capacidade disponível para fins comerciais, sofrendo um decréscimo de 34,2% face ao período homólogo de 2024. A atribuição da capacidade de injeção de gás correspondeu a 29,1% e teve um decréscimo de 16,6%, em comparação com o primeiro trimestre de 2024. Note-se que a capacidade técnica máxima de extração (85 GWh/dia) é muito superior à capacidade máxima de injeção (24 GWh/dia).

A Figura 14 revela que, na maioria das vezes, a quantidade de gás nomeada pelos agentes de mercado (utilizada) corresponde à capacidade contratada, o que evidencia que a contratação de capacidade se ajusta plenamente à utilização da infraestrutura. Este resultado é o esperado em virtude da contratação apenas no horizonte diário e intradiário.

Figura 14 – Capacidades contratada e nomeada de injeção e extração no armazenamento subterrâneo

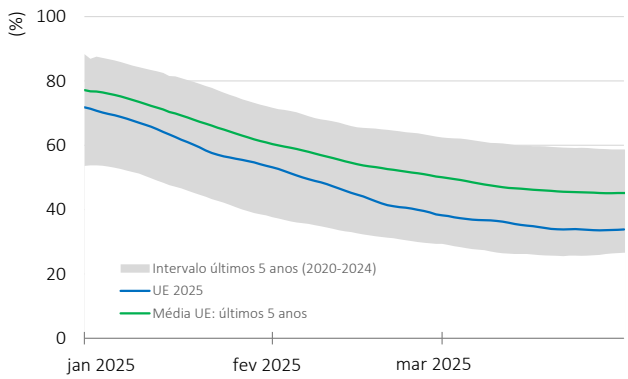


Balanço físico no Armazenamento Subterrâneo

O Plano REPowerEU estipula que, a 1 de novembro, cada país deve ter reservas subterrâneas de gás

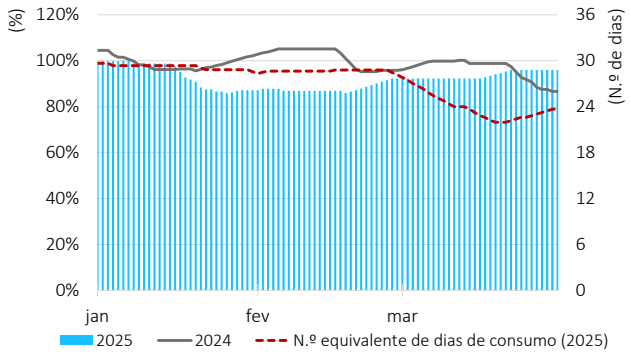
correspondentes a, pelo menos, 90% da sua capacidade. A nível europeu, em 31 de março de 2025, o gás armazenado em cavernas atingiu 34% (vd. Figura 15), valor mais baixo do que nos dois anos anteriores.

Figura 15 - *Stock* em armazenamento subterrâneo na UE



Em Portugal, o *stock* de gás foi ainda mais elevado, situando-se em 87% da capacidade comercial firme disponível, o que equivale a 24 dias de consumo médio nacional (vd. Figura 16).

Figura 16 - Níveis de *stock* nas instalações de armazenamento subterrâneo em Portugal



O desempenho português também supera os objetivos intermédios definidos pelo Regulamento de Execução (UE) 2024/2995 da Comissão Europeia de 29 de novembro de 2024, que fixou níveis mínimos de armazenamento de 70% no início de fevereiro e maio de 2025. O país alcançou 100% e 92% nessas datas, respetivamente, em contraste com a média europeia, que se situava em 53,1% e 39,9% (Fonte: GIE).

Portugal supera metas europeias de armazenamento de gás apesar de baixos níveis continentais

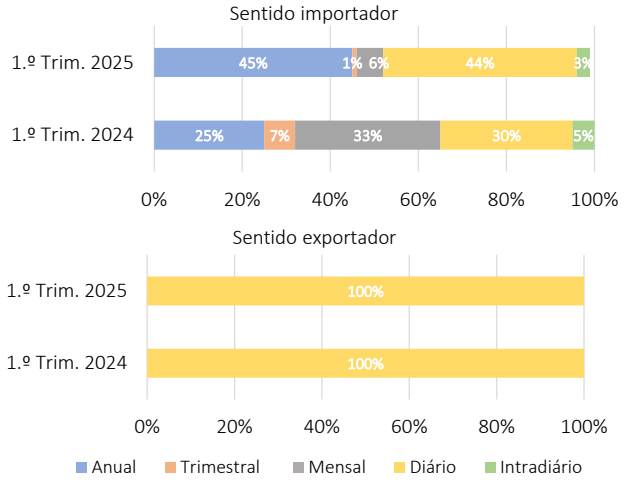
6. PONTO VIRTUAL DE INTERLIGAÇÃO

O Ponto Virtual de Interligação (VIP) Ibérico unifica os pontos de ligação entre as redes de transporte de gás de Portugal e Espanha, facilitando o fluxo e a comercialização de gás entre os dois países. O VIP Ibérico simplifica o acesso ao gás, aumenta a competitividade do mercado e reforça a segurança do abastecimento.

Atribuição de capacidade no VIP Ibérico

Até março de 2025, a atribuição de capacidade no VIP Ibérico ocorreu em leilões eletrónicos de produtos anuais, trimestrais, mensais, diários e intradiário (vd. Figura 17), realizados na plataforma PRISMA.

Figura 17 – Produtos de atribuição de capacidade

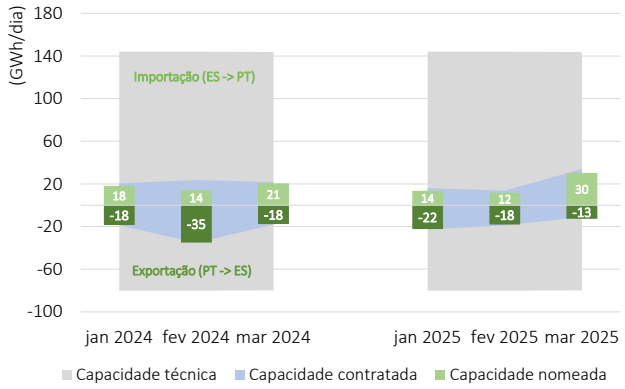


No sentido exportador, a contratação da capacidade de interligação foi realizada exclusivamente através do produto diário, permitindo aos agentes otimizarem a utilização da capacidade contratada.

A média da contratação de capacidade no sentido exportador (de Portugal para Espanha) foi de 21,9% da

capacidade comercial disponível, representando uma redução de 26,3% face à capacidade contratada no período homologo de 2024 (vd. Figura 18).

Figura 18 – Capacidades contratadas e nomeadas no VIP Ibérico



Por sua vez, no sentido importador, a média da contratação de capacidade dos agentes de mercado foi de 15,0% da capacidade disponível para fins comerciais, registando uma ligeira redução (1,3%) em comparação com primeiro trimestre de 2024 (vd. Figura 18).

A Figura 18 mostra ainda que a capacidade contratada no VIP Ibérico está predominantemente alinhada com a capacidade nomeada, refletindo um planeamento eficiente dos agentes de mercado.

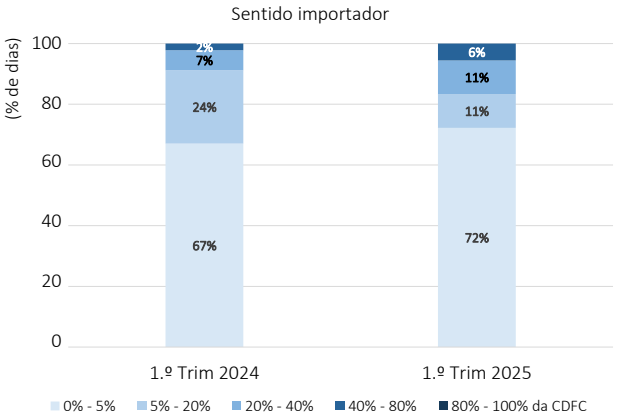
Balanço físico no VIP

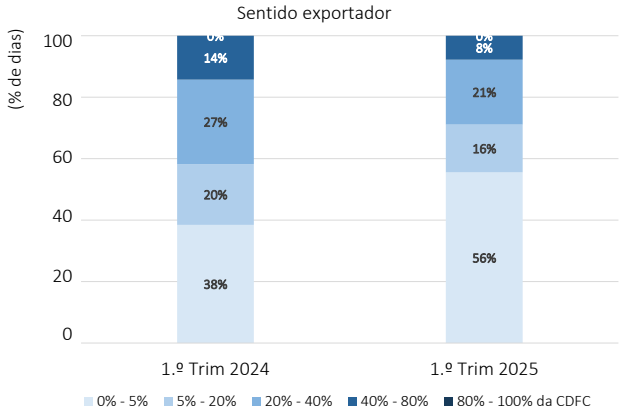
Importações de gás crescem 29,3% no VIP Ibérico até março de 2025

Até ao final de março de 2025, o VIP Ibérico teve um saldo importador de 135 GWh. As importações de gás para Portugal através desta infraestrutura foram 1 020 GWh, representando um aumento de 29,3% face ao período homólogo de 2024.

A taxa de utilização do VIP Ibérico nos sentidos importador e exportador é apresentada na Figura 19. A utilização da capacidade de importação e de exportação tem permanecido baixa na maior parte do período temporal analisado, situando-se entre 0% a 5%. No entanto, no sentido importador, observa-se um aumento do número de dias com taxas de utilização mais elevadas (20% e 80%). Este comportamento indica uma maior utilização das importações para compensar o consumo nacional, apesar da capacidade global do VIP Ibérico não ser plenamente utilizada.

Figura 19 – Taxa de utilização do VIP Ibérico





7. OUTRA INFORMAÇÃO

Aprovado o Regulamento da Rede Nacional de Distribuição de Gás

Foi publicado o Despacho n.º 2791/2025, de 28 de fevereiro, que revoga o Despacho n.º 806-B/2022, de 14 de janeiro, e aprova o novo Regulamento da Rede Nacional de Distribuição de Gás.

O referido Despacho produz efeitos em 2 de janeiro de 2025 (data da aprovação).

Aprovado o Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás

Foi publicado o Despacho n.º 3264/2025, de 13 de março, que revoga o Despacho n.º 806-C/2022, de 14 de janeiro, e aprova o novo Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás.

O referido Despacho produz efeitos em 20 de fevereiro de 2025 (data da aprovação).

Publicado o relatório de monitorização de consumo de gás – fevereiro a março de 2025

Foi publicou na página na internet da DGEG o relatório de monitorização do consumo de gás para o período de fevereiro e março de 2025, bem como todo o período de análise, de abril de 2024 a março de 2025, definido na Recomendação C/2024/2476, do Conselho, de 25 de março de 2024.

Aprovado o Plano Nacional de Energia e Clima 2030

Foi aprovada a atualização do Plano Nacional de Energia e Clima 2030 pela Resolução da Assembleia da República n.º 127/2025, de 10 de abril.

Divulgados os boletins da sobre o setor do gás relativos ao 1.º trimestre de 2025

Foram divulgados na página na internet da ERSE vários boletins temáticos relativos ao setor do gás.

ACEDA A EDIÇÕES ANTERIORES DO BOLETIM

Publicação: 5 de junho de 2025