



O *Dashboard* INFRA-G apresenta dados atualizados sobre o acesso e a utilização das infraestruturas do Sistema Nacional de Gás, através de gráficos dinâmicos e informação histórica.

Aceda [aqui](#)

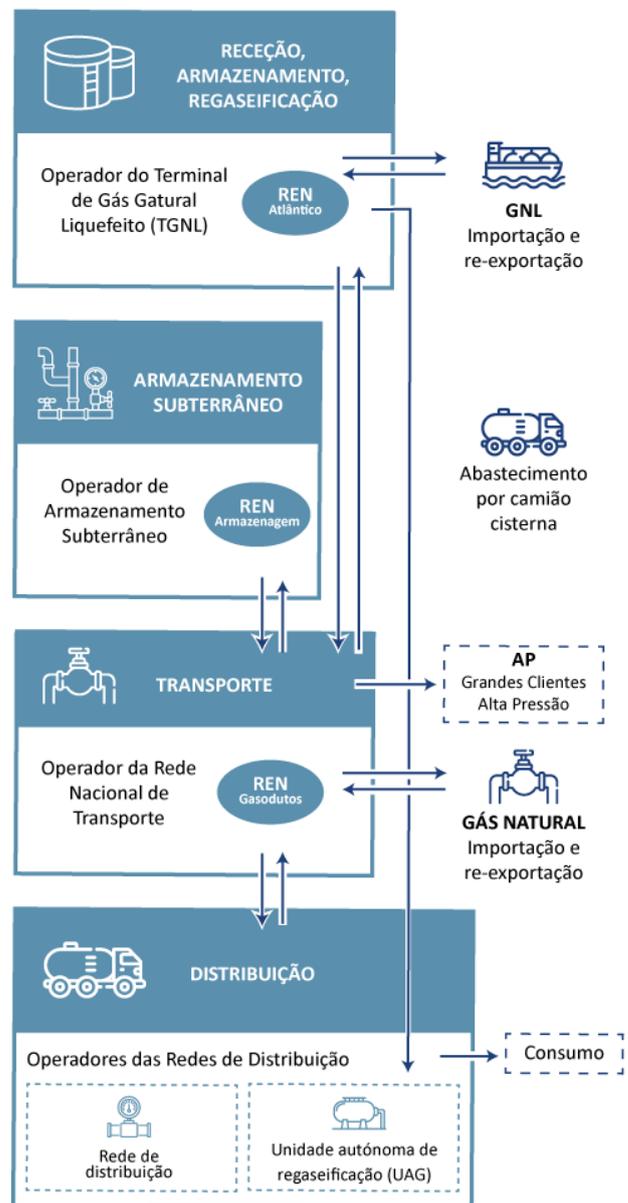
Índice

1. Acesso e utilização das infraestruturas da RNTIAT2
2. Terminal de GNL4
3. Armazenamento Subterrâneo de Gás6
4. Ponto Virtual de Interligação7
5. Outra informação.....8

DESTAQUE

Nesta edição do boletim apresenta-se a atribuição de capacidades para o acesso de terceiros aos diferentes pontos de entrada e saída da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG), e às Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de Gás Natural Liquefeito (RNTIAT) que integram o Sistema Nacional de Gás (SNG). É ainda apresentado o balanço energético da utilização das infraestruturas da RNTIAT. Para além da monitorização da evolução do consumo de gás natural em Portugal, é analisada a utilização das infraestruturas de gás, nomeadamente o Terminal de Gás Natural Liquefeito (GNL), o Armazenamento Subterrâneo de Gás (AS) e o Ponto Virtual de Interligação (VIP). O Terminal de GNL continua a ser a principal infraestrutura de entrada de gás natural no SNG, tendo a sua capacidade de regaseificação sido contratada na totalidade através do produto anual de capacidade. No que respeita ao AS, verificou-se que os níveis de armazenamento na União Europeia foram superiores às metas previstas pelo [REPowerEU](#). A utilização do VIP, no sentido exportador, foi dominante até ao final de março de 2024. 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: %	
	março 2024	março 2023
Ponto Virtual de Interligação		
Entrada (imp.)	15,2	26,7
Saída (exp.)	29,7	27,9
Terminal de GNL		
Regaseificação (entrada na RNTG)	100,0	100,0
Contrafluxo (saída da RNTG)	62,3	40,2
Armaz. comercial	22,3	34,4
Armaz. Subterrâneo		
Injeção no armaz. subt.	34,9	9,0
Extração do armaz. subt.	20,5	5,0
Armaz. comercial	99,9	100,0

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



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

	Unidades: GWh		
	março 2024	março 2023	Var. [%]
Entradas na RNTG	12 938	13 238	-2,3
Interligações (imp.)	789	1 722	-54,2
Campo Maior	476	1 230	-61,3
Valença	313	492	-36,4
Terminal de GNL	10 960	11 406	-3,9
Armaz. Sub. (ext.)	1 189	110	>100
Saídas da RNTG	12 894	13 271	-2,8
Interligações (exp.)	1 315	859	53,1
Campo Maior	1 315	789	66,7
Valença	0	70	<100
Armaz. Sub. (inj.)	541	0	>100
Saídas Consumo	11 038	12 412	-11,1
Rede Distrib.	5 726	5 915	-3,2
C. Elétricas	2 447	4 252	-42,5
Industriais AP	2 865	2 245	27,6
Saldo importador da interligação	-526	863	<100
Saldo extração AS	648	110	>100
Nível de stock Armaz. Sub (2)	3 066 (85,9%)	3 789 (>100%)	-19,1

(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 SNG é constituído por 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, operado pela [REN Armazenagem, S.A.](#). É ainda composto por várias saídas, sendo elas os pontos de saída para consumo em alta pressão e para as redes de distribuição e, também, de acesso às interligações internacionais e ao armazenamento subterrâneo (vd. Figura 1).

Previamente à utilização destas infraestruturas pelos agentes de mercado, o acesso às capacidades nos pontos da rede de gás destas infraestruturas é feito através da oferta de produtos sob a forma de Direitos de Utilização de Capacidade.

A atribuição de direitos de capacidade é necessária para os agentes de mercado que a pretendem utilizar.

Em termos gerais, a atribuição de produtos de capacidade envolve várias etapas:

1. Os operadores das infraestruturas da RNTIAT estabelecem e anunciam a capacidade disponível nos diferentes pontos relevantes. Isso inclui a determinação da capacidade máxima de transporte no gasoduto, a disponibilidade de espaço de armazenamento e a capacidade de processamento no Terminal de GNL.

2. Uma vez que a capacidade disponível é identificada, é atribuída essa capacidade aos diferentes agentes de mercado de acordo com o solicitado, para cada ano-gás (período compreendido entre 1 de outubro e de 30 de setembro do ano seguinte). A capacidade standard tem vários horizontes temporais: anual, trimestral, mensal, diário e intradiário. O processo de atribuição de

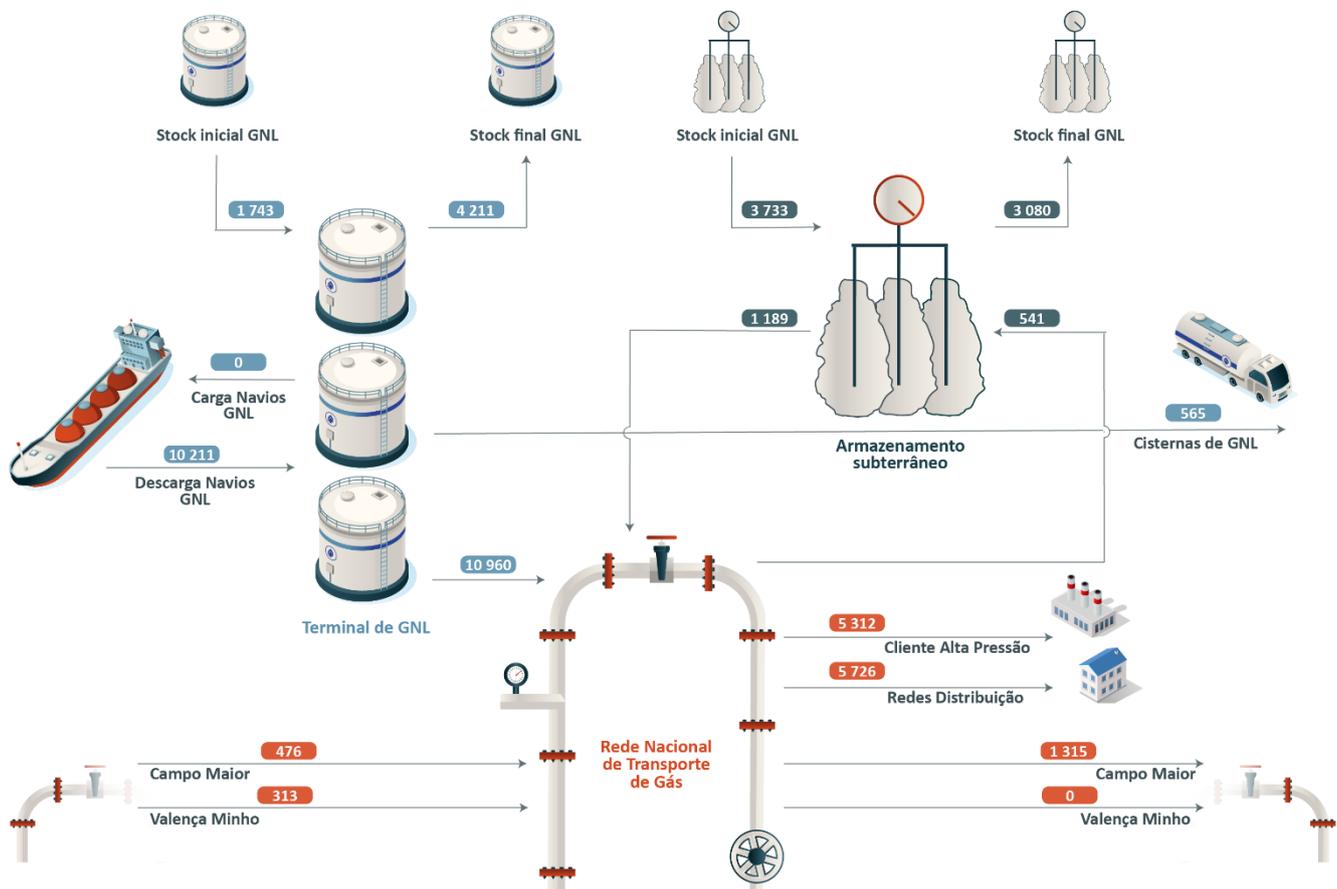
capacidade é implementado pelo operador da RNTG, enquanto Gestor Técnico Global. Quando as solicitações excedem a capacidade disponível, são organizados leilões eletrónicos, com prémios de preço da capacidade crescentes.

3. Os direitos de capacidade atribuídos devem ser pagos pelos agentes de mercado, mesmo que não usem.

No primeiro trimestre de 2024, a contratação de capacidade de entrada de gás a partir do Ponto Virtual de Interligação (importação) diminuiu, face mesmo período de 2023, correspondendo a 15,2% da capacidade disponível.

A capacidade de regaseificação no terminal de GNL foi totalmente contratada até ao final de março de 2024, tal como aconteceu no período homólogo anterior. O mesmo ocorreu também para a capacidade contratada no armazenamento subterrâneo.

Figura 1 – Movimentação de gás na RNTIAT em 2024, até março, em GWh



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

O consumo acumulado de gás em Portugal, até ao final de março de 2024, foi de 11,6 TWh (11,0 TWh, excluindo as redes abastecidas por Unidades Autónomas de Gás), menos 10,1% do que no mesmo período do ano anterior. Este decréscimo do consumo de gás destaca-se no mercado elétrico (-42,5%). A redução do consumo das centrais a gás está associada à elevada produção de energia renovável (hídrica, eólica, solar e biomassa), 82,9%, até ao final de março de 2024.

De forma menos expressiva, o consumo de gás a partir das redes de distribuição também contribuiu para esta redução (menos 3,2%).

Até ao final de março de 2024, a exportação de gás totalizou 1 315 GWh, correspondendo a um aumento de 53,1% 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 totalizou 789 GWh, representando uma redução de 54,2% face ao período homólogo anterior.

Em resultado, o saldo exportador no primeiro trimestre foi de 526 GWh.

2. TERMINAL DE GNL

O Terminal de GNL de Sines continua a ser a principal infraestrutura de entrada de gás natural no SNG. Em coerência, é elevada a contratação da capacidade de regaseificação pelos agentes de mercado e respetiva utilização dos serviços prestados por esta infraestrutura.

Atribuição de capacidade no Terminal de GNL

Os utilizadores do Terminal de GNL devem reservar capacidade nos serviços disponibilizados pelo operador desta infraestrutura, em concreto a regaseificação e o armazenamento comercial de GNL. A injeção virtual de gás no Terminal a partir da rede também deve

reservar capacidade. A receção de navios metaneiros e a carga de cisternas de GNL seguem apenas processos de programação, sem reserva.

As duas figuras seguintes mostram a atribuição de capacidade no Terminal de GNL, no ano gás 2022-2023 e em parte do ano-gás 2023-2024, para a capacidade de armazenamento comercial e para a capacidade de regaseificação. A capacidade de armazenamento no Terminal de GNL é uma fonte adicional de flexibilidade para o sistema de gás, embora seja preferencialmente destinada a fornecer a flexibilidade operacional do terminal, para a receção de navios e colocação na rede (vd. Figura 2).

Figura 2 – Atribuição de capacidade no armazenamento comercial do Terminal de GNL, por produto, em GWh/dia

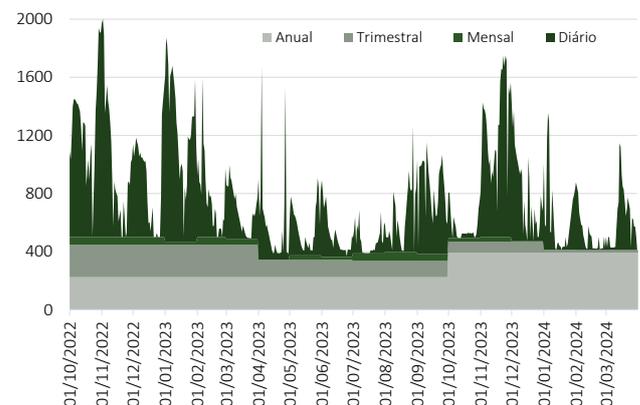
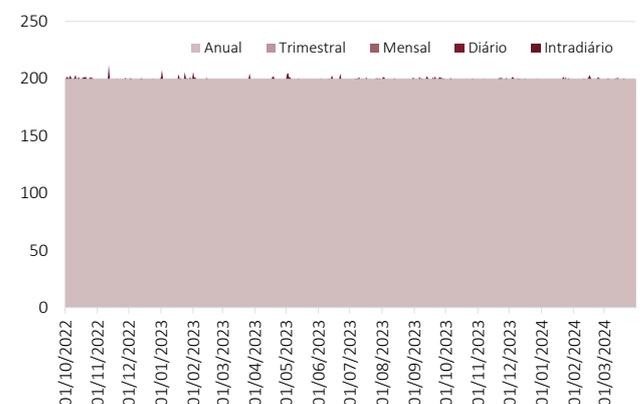


Figura 3 – Atribuição de capacidade na regaseificação do Terminal de GNL, por produto, em GWh/dia



No caso da injeção na rede de transporte de gás (regaseificação de GNL), houve congestionamento na

contratação de capacidade no leilão anual para o ano-gás 2023-2024 (vd. Figura 3). A capacidade total (200 GWh/dia) foi contratada no produto anual, com prémio de 5%. O congestionamento na contratação anual tem-se verificado desde 2019-2020. Na regaseificação, a contratação acima da capacidade comercial disponível em atribuição anual corresponde à oferta de capacidade firme suplementar, em função das condições de operação do terminal de GNL em cada momento, e à oferta de capacidade interruptível (capacidade de transporte de gás que pode ser interrompida pelo operador da RNTG, segundo as condições previstas no contrato de transporte). Esta otimização da capacidade oferecida ao mercado é especialmente importante nas atuais circunstâncias de plena contratação anual no terminal.

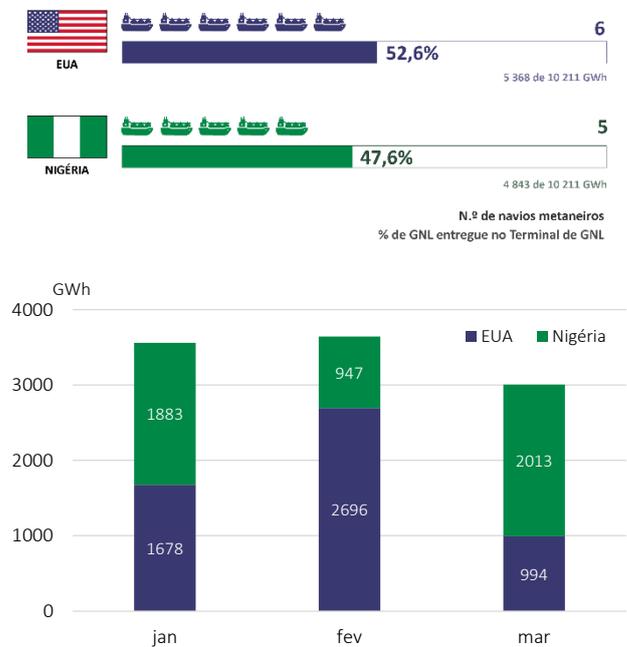
Balanço físico no Terminal de GNL

Até ao final de março de 2024, o Terminal de GNL representou 11 TWh e 93% do gás natural importado e injetado na RNTG. A injeção a partir do terminal não foi suficiente para satisfazer o consumo, sendo necessário recorrer à infraestrutura de armazenamento subterrâneo para abastecer um consumo de 78 GWh. Em termos homólogos, face a 2023, a injeção de gás natural na RNTG a partir do terminal sofreu uma redução de 3,9%, motivada pelo decréscimo de consumo de gás.

O aprovisionamento de GNL, no primeiro trimestre de 2024, teve duas origens, designadamente os EUA (6 navios metaneiros) e a Nigéria (5 navios metaneiros). Os EUA foram o maior fornecedor de GNL a Portugal, nesse período, representando 52,6% do total das importações. Para além dos dois países referidos anteriormente, o aprovisionamento de GNL no primeiro trimestre de 2023 contou também com uma carga de 1,1 TWh proveniente da Rússia.

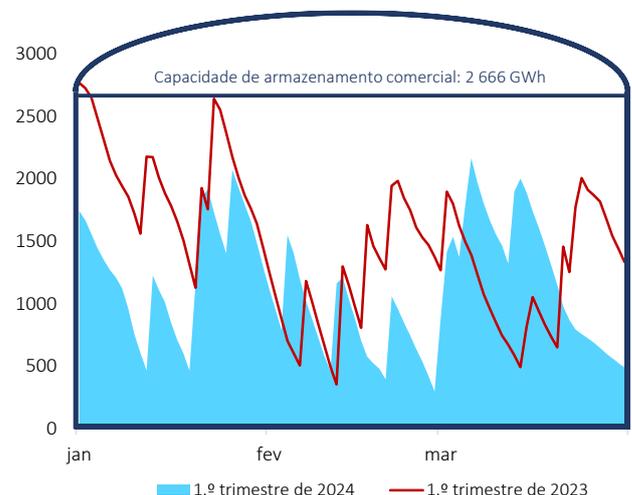
Até ao final de março de 2024, o Terminal de GNL realizou 11 operações de descarga de navios metaneiros (vd. Figura 4). A receção de GNL foi de 10,2 TWh.

Figura 4 - Origem e aprovisionamento do GNL no Terminal de GNL em Sines em 2024, até março



O Terminal de GNL de Sines possui três tanques de armazenamento com uma capacidade para fins comerciais de 2 666 GWh. Estes tanques armazenam o GNL transportado por navios metaneiros (vd. Figura 5), podendo ser posteriormente usado, quer para carregar cisternas que levam o GNL até às Unidades Autónomas de Gás, quer para injetar na RNTG após ser regaseificado.

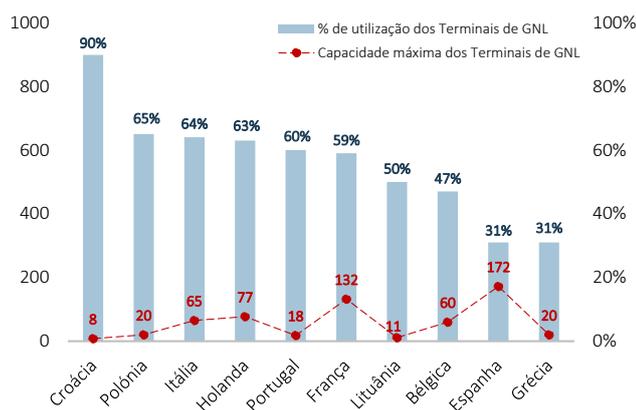
Figura 5 – Evolução do stock de GNL armazenado no Terminal de GNL de Sines, em GWh



O stock de GNL armazenado nos tanques varia naturalmente ao longo do tempo, em função das descargas de navios metaneiros e do consumo de gás.

Em 2% dos dias, a regaseificação atingiu mais de 90% da capacidade disponível para fins comerciais. A utilização máxima do processo de regaseificação ocorreu no dia 9 de janeiro de 2024, registando o valor de 193,79 GWh. A taxa de utilização da capacidade de regaseificação de GNL em Portugal (60%) foi a quinta maior da Europa até ao final de março de 2024 (vd. Figura 6 [fonte: GIE]).

Figura 6 – Taxa de utilização (%) e capacidade de regaseificação (TWh) na Europa em 2024, até março



Além da regaseificação para a RNTG, o Terminal de GNL oferece outros serviços, como o carregamento de cisternas, que são transportadas por camião, por comboio e/ou navio até aos destinos. Até ao final de março de 2024, foram abastecidas 1 927 cisternas de GNL, correspondentes a 565 GWh (vd. Figura 7), representando um aumento em 16,6% no número de cisternas, face ao período homologado anterior.

Figura 7 – Carregamentos de cisternas no Terminal de GNL em 2024, até março



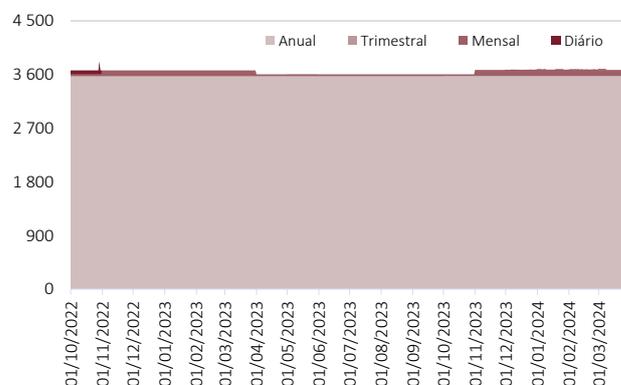
3. ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS

A infraestrutura de armazenamento subterrâneo de gás desempenha um papel crucial no SNG, permitindo assegurar um abastecimento estável e ininterrupto de gás, nos curto e médio prazo a todos os consumidores. Esta infraestrutura é usada para constituição e manutenção de reservas estratégicas de segurança de gás, quer para fins operacionais quer comerciais, sendo usadas em situações de emergência.

Atribuição de capacidade no Armazenamento Subterrâneo

No primeiro trimestre de 2024, a capacidade no armazenamento subterrâneo foi contratada na totalidade pelos agentes de mercado, sendo o produto anual de capacidade predominante nesta contratação (vd. Figura 8), situação que se começou a verificar a partir do ano-gás 2021-2022. O produto anual de armazenamento subterrâneo passou a ser um produto dominante nas estratégias de contratação por ser mais barato do que os produtos de curto prazo. A contratação anual justifica-se em parte pelo preço e sobretudo pela escassez. À medida que a atribuição começou a registar congestionamentos, os agentes foram gradualmente aumentando a contratação em base anual.

Figura 8 – Atribuição de capacidade no armazenamento subterrâneo, por produto, em GWh/dia



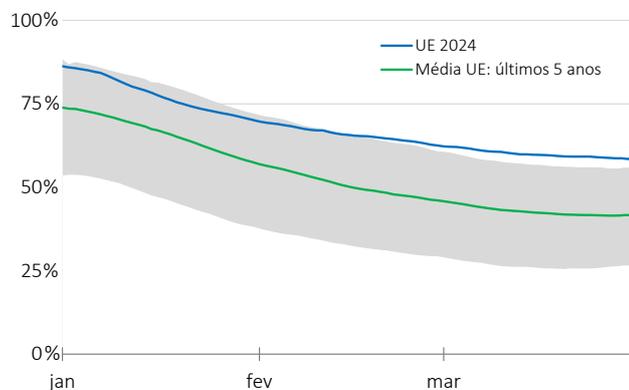
Até de março de 2024, a atribuição da capacidade de extração de gás no armazenamento subterrâneo foi de 20,5% da capacidade disponível para fins comerciais, enquanto a atribuição da capacidade de injeção de gás foi de 34,9%.

Balanço físico no Armazenamento Subterrâneo

O Plano [REPowerEU](#) estabelece como meta que cada país deverá ter, no mínimo, 90% de reservas de gás em instalações subterrâneas a 1 de novembro de 2023 e nos anos seguintes.

A nível europeu, o valor do gás armazenado em cavernas atingiu 59,2%, em 31 de março de 2024 (vd. Figura 9).

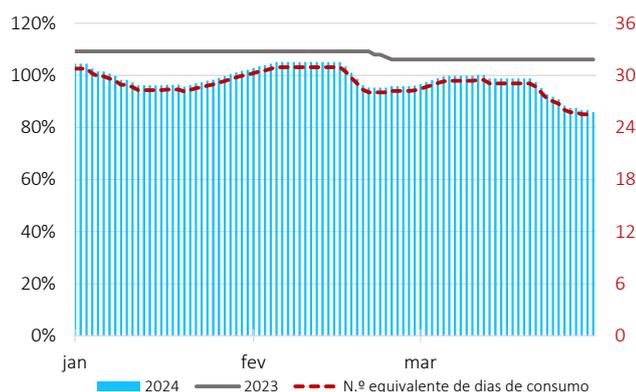
Figura 9 - Stock em armaz. subterrâneo na UE (%)



O mês de março regista habitualmente stocks mínimos de gás nos armazenamentos subterrâneos europeus, devido à sazonalidade do consumo. Este efeito não se aplica em Portugal.

Em Portugal, o *stock* de gás armazenado em cavernas, em 31 de março de 2024, foi de 86% da capacidade comercial firme disponível (vd. Figura 10), o que equivale a 25 dias de consumo médio nacional.

Figura 10 - Níveis de *stock* nas instalações de armazenamento subterrâneo em Portugal, em %



4. PONTO VIRTUAL DE INTERLIGAÇÃO

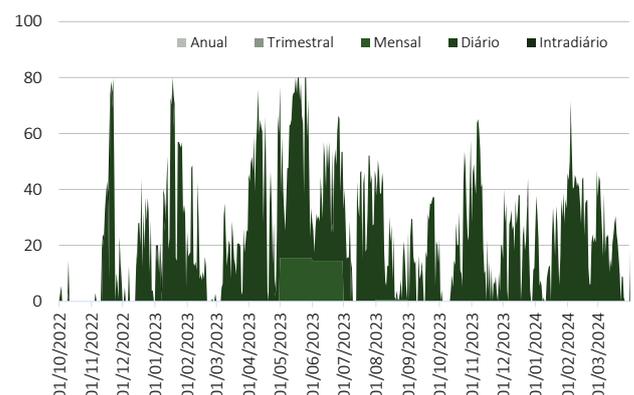
O Ponto Virtual de Interligação (VIP) Ibérico é uma infraestrutura estratégica que tem um papel crucial na integração dos sistemas de gás de Portugal e Espanha, possibilitando o intercâmbio eficiente de gás entre dois países. Desde a sua entrada em operação, o VIP Ibérico tem registado uma tendência de crescimento da utilização da capacidade de interligação no sentido exportador, contrária à tendência verificada no sentido importador.

Atribuição de capacidade no VIP Ibérico

A atribuição de capacidade no ponto de interligação virtual ocorreu em leilões eletrónicos de produtos anuais, trimestrais, mensais, diários e intradiários, realizados na plataforma [PRISMA](#).

Para o período em análise, não se registaram situações em que a procura por capacidade no VIP Ibérico excedesse a oferta, em virtude da utilização do Terminal de GNL em Sines como fonte de aprovisionamento principal do mercado português. A média da contratação de capacidade no sentido exportador (de Portugal para Espanha) foi de 29,7% da capacidade técnica máxima, representando um ligeiro aumento face à capacidade contratada no primeiro trimestre de 2023 (vd. Figura 11).

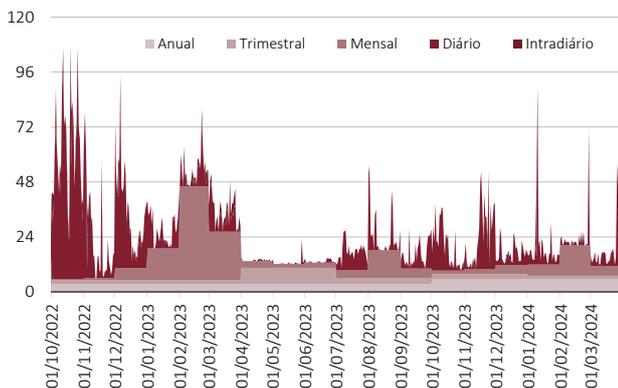
Figura 11 - Atribuição de capacidade na interligação (VIP Ibérico), por produto, em GWh/dia (exportação)



Ainda, no sentido exportador, tem-se registado uma tendência de uma maior utilização da capacidade de interligação. A contratação foi feita sobretudo em produtos de curto prazo, permitindo aos agentes otimizar a utilização da capacidade contratada.

No sentido importador, a média da atribuição de capacidade aos agentes de mercado foi de 15,2% da capacidade técnica máxima, tendo-se registado uma diminuição significativa face a 2023 (vd. Figura 12).

Figura 12 - Atribuição de capacidade na interligação (VIP Ibérico), por produto, em GWh/dia (importação)

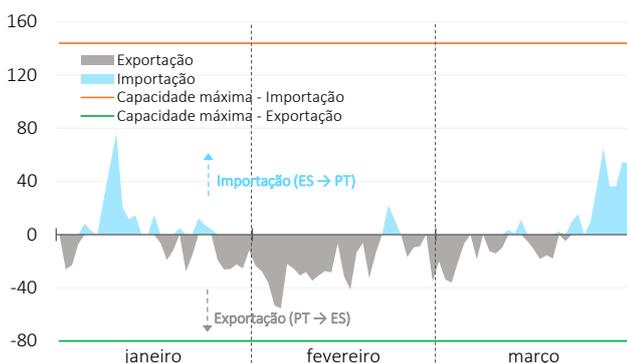


Balanço físico no VIP

No primeiro trimestre de 2024, o VIP Ibérico teve um saldo exportado de 526 GWh, correspondendo a 7% das injeções na RNTG a partir do terminal de GNL.

A Figura 13 apresenta a evolução anual do fluxo importador e exportador de gás no VIP Ibérico.

Figura 13 – Evolução do fluxo de gás no VIP Ibérico em 2024, em TWh



A atual utilização do VIP Ibérico é bastante diferente, tendo chegado a ser o principal ponto de entrada de gás em Portugal.



5. OUTRA INFORMAÇÃO

Governo aprovou o Plano de Ação para o Biometano

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 41/2024, de 15 de março, aprovou o Plano de Ação para o Biometano, que tem como objetivo promover o mercado do biometano em Portugal, de modo a reduzir importações de gás natural usado nos setores industriais e doméstico, descarbonizar a economia portuguesa.



O Plano foca-se em três objetivos centrais:

- capacitar setores estratégicos para o aproveitamento do potencial de biogás, de forma a implementar um mercado interno de biometano;
- consolidar o desenvolvimento do mercado de biometano nacional enquanto vetor estratégico de descarbonização e da bioeconomia;
- construir um setor sustentável do ponto de vista social e ambiental.

O plano aponta que o biometano usado substitua cerca de 9% do gás natural consumido em Portugal em 2030 e quase 19% em 2040, em relação aos valores de consumo na Rede Pública de Gás previstos para 2030. O documento prevê ainda que, em 2030, sejam produzidos 2,7 TWh de biometano e 5,6 TWh em 2040.

ACER publicou o Relatório de Monitorização do Mercado Europeu de GNL

A Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER) publicou, no passado mês de abril, o seu [Relatório sobre a Monitorização do Mercado Europeu de GNL](#) relativo ao ano de 2023.



Este relatório descreve a dinâmica mais recente no mercado global de GNL, disponibiliza informações sobre os últimos desenvolvimentos comerciais e acordos contratuais de GNL da UE e estabelece ainda recomendações sobre o papel futuro do setor do gás e a regulamentação dos terminais de GNL.

O relatório estima que a dependência da UE face ao GNL atinja o seu pico em 2024 e mostra o impacto

significativo do GNL nos preços e nos fluxos de gás no mercado energético da UE.

ERSE divulgou os seus boletins sobre o setor do gás relativos ao 1.º trimestre de 2024

A ERSE está comprometida em promover a literacia



energética dos consumidores, procurando comunicar de forma clara e objetiva os resultados do seu trabalho e as suas decisões. Trimestralmente, a ERSE divulga na sua página na internet vários boletins temáticos relativos ao setor do gás, nomeadamente:

- Boletim sobre a utilização das infraestruturas de gás – 1.º trimestre de 2024;
- [Boletim das Ofertas Comerciais de Gás Natural](#) – 1.º trimestre de 2024;
- [Boletim do Mercado Liberalizado de Gás Natural](#) – janeiro 2024;
- [Boletim Comparação Preços Eurostat - Gás Natural](#) – 2.º semestre 2023.

ACEDA A EDIÇÕES ANTERIORES DO BOLETIM

