

4.º Trimestre | 2023



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

Aceda [aqui](#)

## Índice

1. Balanço global na RNTIAT.....	2
2. Terminal de GNL .....	3
3. Armazenamento Subterrâneo de Gás.....	4
4. Ponto Virtual de Interligação .....	5
5. Outra informação.....	5

## DESTAQUE

Nesta edição do boletim apresenta-se o balanço energético da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG), Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de Gás Natural Liquefeito (RNTIAT) que integram o Sistema Nacional de Gás (SNG). 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. No que respeita à infraestrutura de AS, verificou-se que os níveis de armazenamento seguem as metas previstas pelo [REPowerEU](#). A utilização do VIP no sentido exportador tem-se intensificado e foi o sentido dominante em 2023. Finalmente, é apresentada informação relativa ao setor do gás que foi publicada durante o quarto trimestre.

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

	Unidades: GWh		
	dezembro 2023	dezembro 2022	Var. [%]
<b>Entradas na RNTG</b>	<b>55 624</b>	<b>65 848</b>	<b>-15,5</b>
<b>Interligações (imp.)</b>	<b>3 116</b>	<b>4 709</b>	<b>-33,8</b>
Campo Maior	2 117	4 376	-51,6
Valença	999	333	>100
<b>Terminal de GNL</b>	<b>50 516</b>	<b>59 939</b>	<b>-15,7</b>
<b>Armaz. Sub. (ext.)</b>	<b>1 992</b>	<b>1 200</b>	<b>66,0</b>
<b>Saídas da RNTG</b>	<b>55 602</b>	<b>65 647</b>	<b>-15,3</b>
<b>Interligações (exp.)</b>	<b>6 696</b>	<b>3 524</b>	<b>90,0</b>
Campo Maior	6 480	3 019	>100
Valença	216	505	-57,2
<b>Armaz. Sub. (inj.)</b>	<b>1 841</b>	<b>2 229</b>	<b>-17,4</b>
<b>Saídas Consumo</b>	<b>47 065</b>	<b>59 894</b>	<b>-21,4</b>
Rede Distrib.	20 819	22 121	-5,9
C. Elétricas	16 305	28 110	-42,0
Industriais AP	9 941	9 663	2,9
<b>Saldo importador da interligação</b>	<b>-3 580</b>	<b>1 185</b>	<b>&lt;100</b>
<b>Saldo extração AS</b>	<b>151</b>	<b>-1 029</b>	<b>&lt;100</b>
<b>Nível de stock Armaz. Sub <sup>(1)</sup></b>	<b>3 733 (&gt;100%)</b>	<b>3 899 (&gt;100%)</b>	<b>-4,3</b>

(1) 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. BALANÇO GLOBAL NA RNTIAT

O Sistema Nacional de Gás 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 de Sines, operada 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).

O consumo acumulado de gás em Portugal, até ao final de 2023, foi de 49,1 TWh (47,1 TWh, excluindo as redes abastecidas por Unidades Autónomas de Gás),

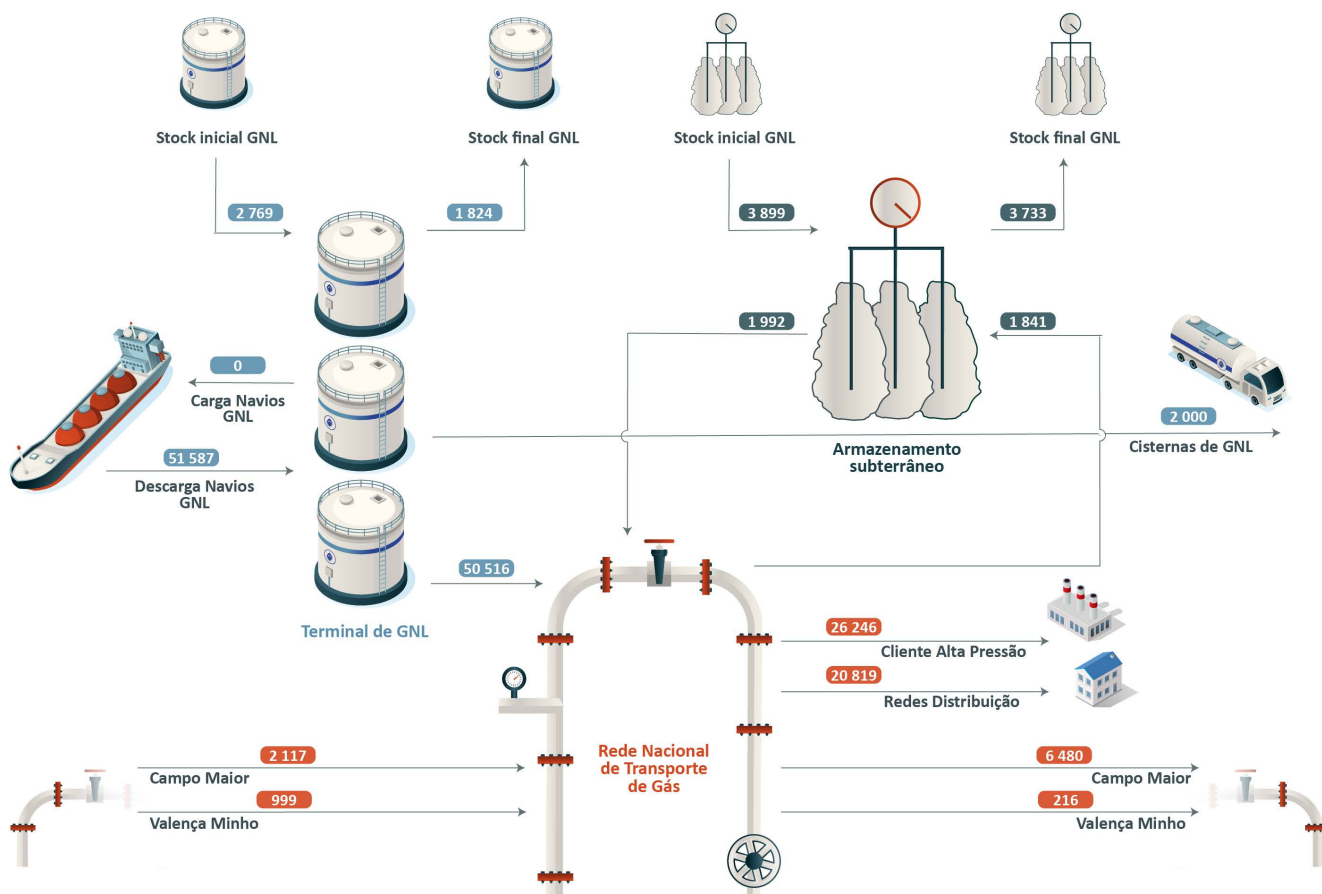
menos 20,6% do que em 2022. Este acentuado decréscimo do consumo de gás é especialmente marcante no mercado elétrico (-42%).

Para o período em análise, o volume exportado de gás a partir de Portugal totalizou um valor de 6 696 GWh, correspondendo a um aumento de 90% face ao ano de 2022. 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, o volume de importação de gás a partir das interligações totalizou um valor de 3 116 GWh, representando uma redução na importação de gás de 33,8% relativamente ao 2022.

O saldo exportador foi de 3 580 GWh, tendo sido fornecido a partir do Terminal de GNL de Sines.

Figura 1 – Movimentação de gás na RNTIAT em 2023, em GWh

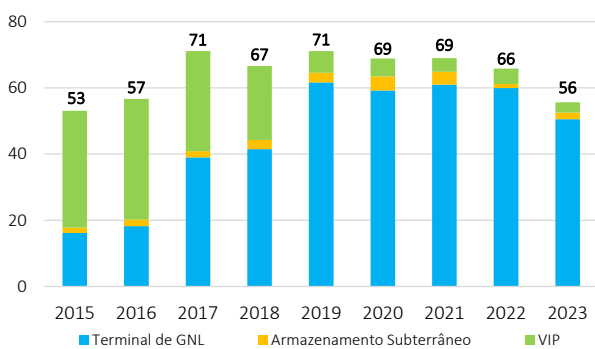


Nota: No balanço apresentado não foram consideradas as perdas e autoconsumos e a variação de *linepack*.

## 2. TERMINAL DE GNL

O Terminal de GNL de Sines foi a principal infraestrutura de entrada de gás natural no SNG. Em 2023, o Terminal de GNL representou cerca de 50,5 TWh e 94% do gás natural importado e injetado na RNTG (vd. Figura 2).

Figura 2 – Entrada de gás na RNTG, em TWh

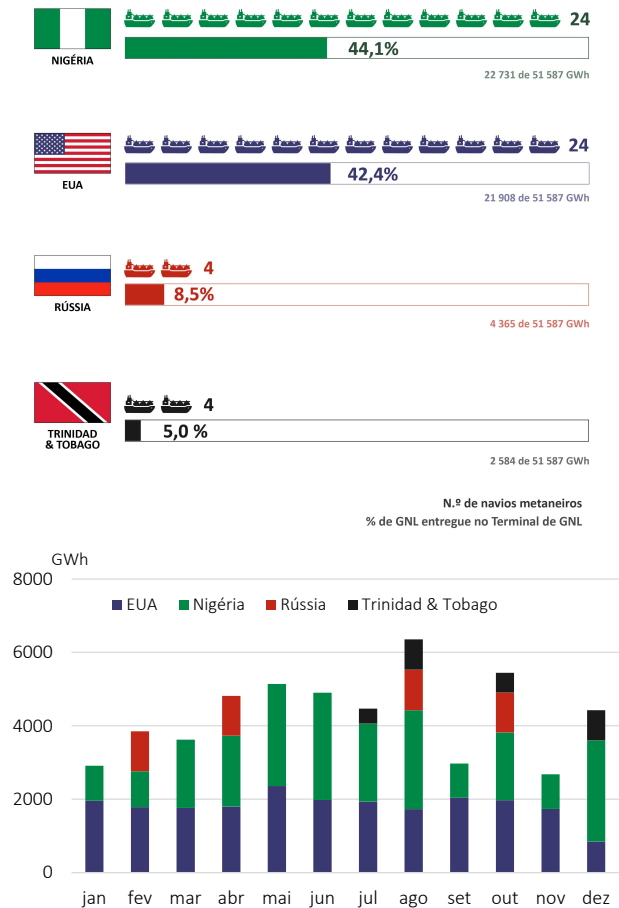


A injeção a partir do terminal superou o consumo em cerca de 3,5 TWh, tendo também como destino a exportação através das interligações. Em termos homólogos, face a 2022, a injeção de gás natural na RNTG a partir do terminal sofreu uma redução de 16%, motivada pelo decréscimo de consumo de gás natural.

Em 2023, o Terminal de GNL realizou 56 operações de descarga de navios metaneiros, representando uma diminuição em 20%, face a 2022 (70 operações de descarga). A receção de GNL durante o ano transato foi de 51,6 TWh. O gás recebido no Terminal de GNL teve diferentes origens (vd. Figura 3), com destaque para a Nigéria (24 navios metaneiros), EUA (24), Trinidad & Tobago (4) e Rússia (4). A Nigéria foi o maior fornecedor de GNL a Portugal, em 2023, representando 44,1% do total das importações.

O GNL descarregado dos navios metaneiros é armazenado em tanques existentes no terminal, possuindo uma capacidade comercial de 2 569 GWh. O GNL é depois usado no carregamento de cisternas para abastecer as Unidades Autónomas de Gás e para injetar na RNTG após ser regaseificado.

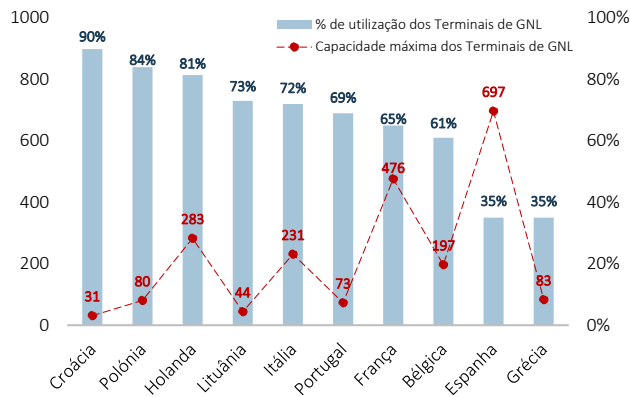
Figura 3 - Origem e aprovisionamento do GNL no Terminal de GNL em Sines em 2023



A capacidade comercial de regaseificação de GNL para a Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG) corresponde a 200 GWh/dia, podendo variar em função das condições da temperatura e de pressão do GNL e da eficiência das instalações de regaseificação (por exemplo, bombas de compressão).

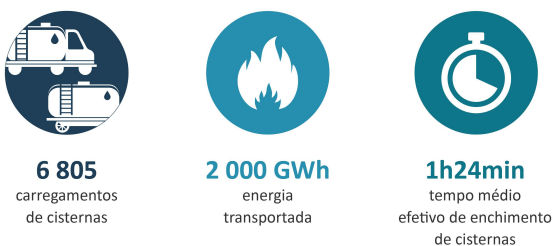
A contratação do Terminal de GNL tem sido praticamente plena, sendo a capacidade de regaseificação totalmente contratada pelos agentes de mercado. Em 8% dos dias, a regaseificação atingiu mais de 90% da capacidade disponível para fins comerciais. A utilização máxima do processo de regaseificação ocorreu no dia 25 de julho de 2023, registando o valor de 200,35 GWh. A taxa de utilização da capacidade de regaseificação de GNL em Portugal (69%) foi a sexta maior da Europa em 2023 (vd. Figura 4 [fonte: GIE]).

**Figura 4 – Taxa de utilização (%) e capacidade de regaseificação (TWh) na Europa em 2023**



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. Durante o ano de 2023, foram abastecidas 6 805 cisternas de GNL, correspondentes a 2 000 GWh (vd. Figura 5), representando um aumento em 3,2% no número de cisternas, face a 2022.

**Figura 5 – Carregamentos de cisternas no Terminal de GNL em 2023**

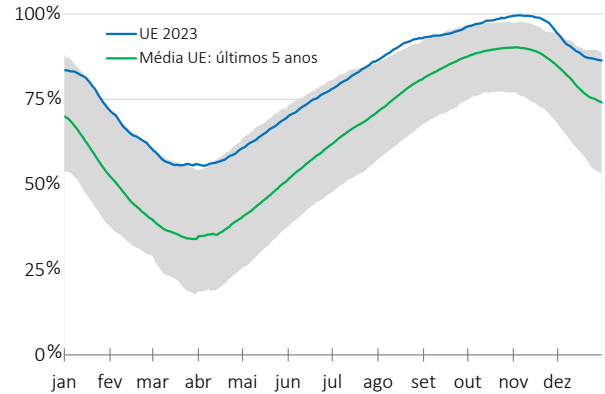


### 3. ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS

O Plano [REPowerEU](#), aprovado pela Comissão Europeia, 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 99,5%, em 1 de novembro de 2023 (vd. Figura 6).

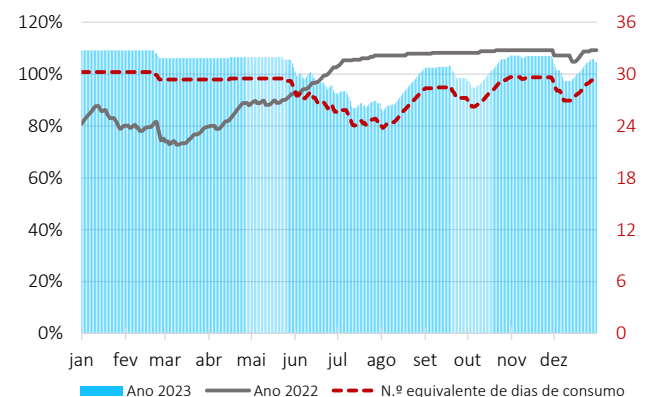
**Figura 6 - Stock em armaz. subterrâneo na UE (%)**



Os meses de março e abril registam 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, situadas na região de Leiria, em 1 de novembro de 2023, foi de 107% da capacidade comercial firme disponível (vd. Figura 7), o que equivale a 30 dias de consumo médio nacional.

**Figura 7 - Níveis de stock nas instalações de armazenamento subterrâneo em Portugal, em %**



Em 2023, a capacidade de armazenamento comercial foi contratada na totalidade pelos agentes de mercado. A utilização da capacidade de extração de gás no armazenamento subterrâneo foi de 8% da capacidade disponível para fins comerciais, enquanto a utilização da capacidade de injeção de gás foi de 25%.

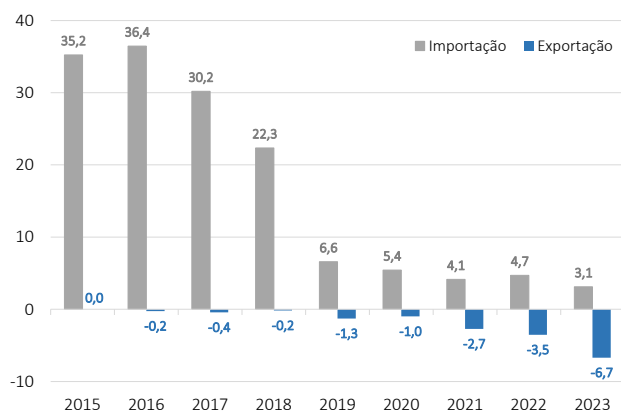
#### 4. PONTO VIRTUAL DE INTERLIGAÇÃO

O Ponto Virtual de Interligação (VIP) Ibérico é uma infraestrutura estratégica que desempenha 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.

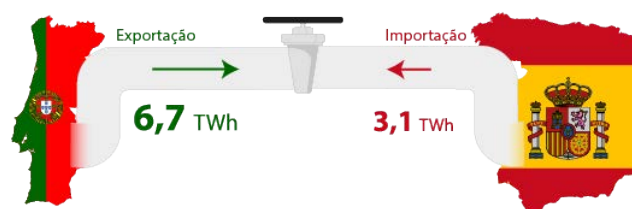
Em 2023, o VIP Ibérico representou cerca de 3,1 GWh e 6% do gás natural injetado na RNTG.

A Figura 8 apresenta a evolução anual do fluxo importador e exportador de gás no VIP Ibérico.

**Figura 8 – Evolução do fluxo anual de gás no VIP Ibérico, desde 2015 até 2023, em TWh**



A atual utilização do VIP Ibérico é bastante diferente do passado recente, em que chegou a ser o principal ponto de entrada de gás em Portugal.



#### 5. OUTRA INFORMAÇÃO

**Pacote relativo ao gás: Conselho e Parlamento Europeu chegaram a acordo sobre o futuro mercado do hidrogénio e do gás**

O Conselho e o Parlamento Europeu, em 27 de novembro de 2023, chegaram a um acordo provisório sobre um regulamento que estabelece regras comuns para os mercados internos do gás natural e gases renováveis e do hidrogénio. O objetivo da legislação é facilitar a integração de gases renováveis e hipocarbónicos no sistema energético, em particular o hidrogénio e o biometano.

### What are the new rules about?

- 1. Creating a market for hydrogen**
  - competitive EU market and dedicated infrastructure for hydrogen
  - creation of European Network of Network Operators for Hydrogen
  - facilitated trade with non-EU countries

EU hydrogen goals for 2030:

  - 40 gigawatts of renewable hydrogen electrolyser capacity
  - 10 million tonnes of renewable hydrogen
- 2. Integrating renewable and low-carbon gases into the gas grid**
  - facilitating access to the existing gas grid, including by removing cross-border tariffs
  - certification system and common terminology
  - rules on and monitoring of quality of gas, including for blending
  - increasing production of biomethane

2049 as the maximum end date for long-term fossil gas contracts
- 3. Engaging and protecting consumers**
  - simpler ways to change energy provider
  - more transparent billing information
  - access to smart meters
- 4. Increasing security of supply and cooperation**
  - integrated planning for electricity, gas and hydrogen networks
  - certification of storage system operators
  - strengthened solidarity arrangements between EU countries, to deal with crisis situations
  - restrictions for the supply of gas from Russia and Belarus

O regulamento faz parte do pacote *Fit for 55* e visa criar um quadro regulamentar para as infraestruturas

e os mercados dedicados ao hidrogénio e para o planeamento integrado da rede. Estabelece igualmente regras de defesa dos consumidores e reforça a segurança do aprovisionamento.

### ERSE aprovou a alteração do modelo de compensação das redes de distribuição de gás não interligadas



A ERSE aprovou, após a [Consulta Pública n.º 116](#), a alteração do modelo de compensação das redes de distribuição de gás não interligadas, abastecidas com Unidades Autónomas de Gás (UAG) e

cisternas de GNL. O modelo aprovado para a compensação das redes de distribuição não interligadas assenta na criação do conceito de UAG Virtual, para efeitos dos balanços comerciais de gás dos agentes de mercado. Esta solução agrega as quantidades de gás dispersas pelas 56 UAG de rede numa única

UAG Virtual, simplificando a gestão do abastecimento de gás. O modelo facilita ainda a compra e venda de gás entre os agentes de mercado, promovendo a concorrência.

### ERSE aprova as metodologias para estimação de perfis de consumo de gás

A ERSE aprovou, após a [Consulta Pública n.º 118](#), as metodologias para a estimação de perfis de consumo de gás. Estas metodologias estão previstas no Regulamento de Relações Comerciais.



A principal motivação para esta revisão regulamentar foi a simplificação dos processos de aprovação anual, a par do reforço da transparência e da participação dos diversos interessados na elaboração das metodologias que suportam essa aprovação.

### ACEDA A EDIÇÕES ANTERIORES DO BOLETIM

