



RELATÓRIO DA QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA DO SETOR DO GÁS 2025





FICHA TÉCNICA:

Título: Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do Setor do Gás – 2025

Edição: ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Data da Aprovação: 01/09/2026



ÍNDICE

SUMMARY	1
SÍNTESE	7
1. INTRODUÇÃO	13
2. CARACTERIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS	17
3. CONTINUIDADE DE SERVIÇO NA REDE DE TRANSPORTE	25
3.1 Enquadramento	25
3.2 Caracterização	26
3.3 Conclusões	26
4. CONTINUIDADE DE SERVIÇO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	29
4.1 Enquadramento	29
4.2 Caracterização	30
4.4 Conclusões	40
5. CONTINUIDADE DE SERVIÇO NO TERMINAL DE GNL	43
5.1 Enquadramento	43
5.2 Caracterização	44
5.3 Conclusões	49
6. CARACTERÍSTICAS DO GÁS	53
6.1 Enquadramento	53
6.2 Caracterização	54
6.3 Conclusões	59
7. PRESSÃO DE FORNECIMENTO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	63
7.1 Enquadramento	63
7.2 Caracterização	63
7.3 Conclusões	64
8. RELATÓRIOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO DAS EMPRESAS	67
8.1 Enquadramento	67
8.2 Caracterização	67
8.3 Conclusões	68
9. OUTRAS PUBLICAÇÕES DA ERSE SOBRE O SETOR DO GÁS	71
9.1 Boletins	71
9.2 Dashboards	72
9.3 Relatórios	73





10. PRINCIPAL LEGISLAÇÃO DO SETOR DO GÁS.....	77
10.1 Legislação	77
10.2 Atos da ERSE	78
ANEXOS	79
A. ANEXO AO CAPÍTULO 4.....	81
B. ANEXO AO CAPÍTULO 6.....	86
C. LISTA DE SIGLAS E ACRÓNIMOS	89





ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 – Constituição do Sistema Nacional de Gás e localização geográfica das infraestruturas	19
Figura 2-2 – Operadores da rede de distribuição com UAG	20
Figura 4-1 – Número médio anual de interrupções por 1 000 clientes, em Portugal	30
Figura 4-2 – Duração média anual das interrupções por cliente, em Portugal	31
Figura 4-3 – Número médio de interrupções por 1 000 clientes, em Portugal	32
Figura 4-4 – Duração média das interrupções por cliente, em Portugal	32
Figura 4-5 – Duração média das interrupções, em Portugal	33
Figura 4-6 – Padrão geral para o número médio das interrupções por 1 000 clientes	35
Figura 4-7 – Padrões gerais para a duração média das interrupções	36
Figura 4-8 – Número de interrupções por tipo, em 2025	38
Figura 4-9 – Número de interrupções controláveis por intervalo de duração, em 2025	38
Figura 4-10 – Número de interrupções não controláveis por intervalo de duração, em 2025	39
Figura 5-1 – Número de navios metaneiros recebidos no Terminal de GNL	44
Figura 5-2 – Países de origem dos navios metaneiros recebidos no Terminal de GNL em 2025	45
Figura 5-3 – Relação entre o tempo efetivo de descarga e a energia descarregada por navio metaneiro em 2025	47
Figura 5-4 – Número de enchimentos de cisternas no Terminal de GNL	48
Figura 5-5 – Causas de atraso de enchimento de cisternas em 2025	49
Figura 6-1 – Valores mínimo, máximo e a mediana do PCS, registados em 2025, no Terminal de GNL	54
Figura 6-2 – Valores mínimo e máximo do índice de <i>Wobbe</i> e da densidade relativa, registados em 2025, no Terminal de GNL	55
Figura 6-3 – Valores mínimo, mediana e máximo do PCS, registados em 2025 na rede de transporte	57
Figura 6-4 – Valores mínimo e máximo para cada característica do gás e para o conjunto de dez pontos monitorizados em 2025, na rede de transporte	58





ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 – Número de pontos de entrega em 31 de dezembro de 202421

Quadro 2-2 – Extensão das redes de distribuição em 31 de dezembro de 2024.....21

Quadro 4-1– Número de clientes interrompidos em 2024 por ORD e por tipo de interrupção37

Quadro 5-1 – Indicadores do Terminal de GNL.....46

Quadro 7-1 – Número de pontos monitorizados para cada ORD, em 202464

Quadro 8-1 – Supervisão do envio e publicação do relatório da qualidade de serviço das empresas
de 2024.....68

Quadro A-1 – Número médio anual da totalidade das interrupções por 1000 clientes, em Portugal81

Quadro A-2 – Duração média anual das interrupções por cliente (minutos/cliente), em Portugal81

Quadro A-3 – Número médio de interrupções por 1 000 clientes.....82

Quadro A-4 – Duração média das interrupções por cliente (minutos/cliente)83

Quadro A-5 – Duração média das interrupções (minutos/interrupção)84

Quadro B-1 – Valores mínimo, máximo e a mediana do PCS, registados em 2024, no Terminal de
GNL86

Quadro B-2 – Valores mínimo e máximo do índice de *Wobbe* e da densidade relativa, registados
em 2024, no Terminal de GNL86

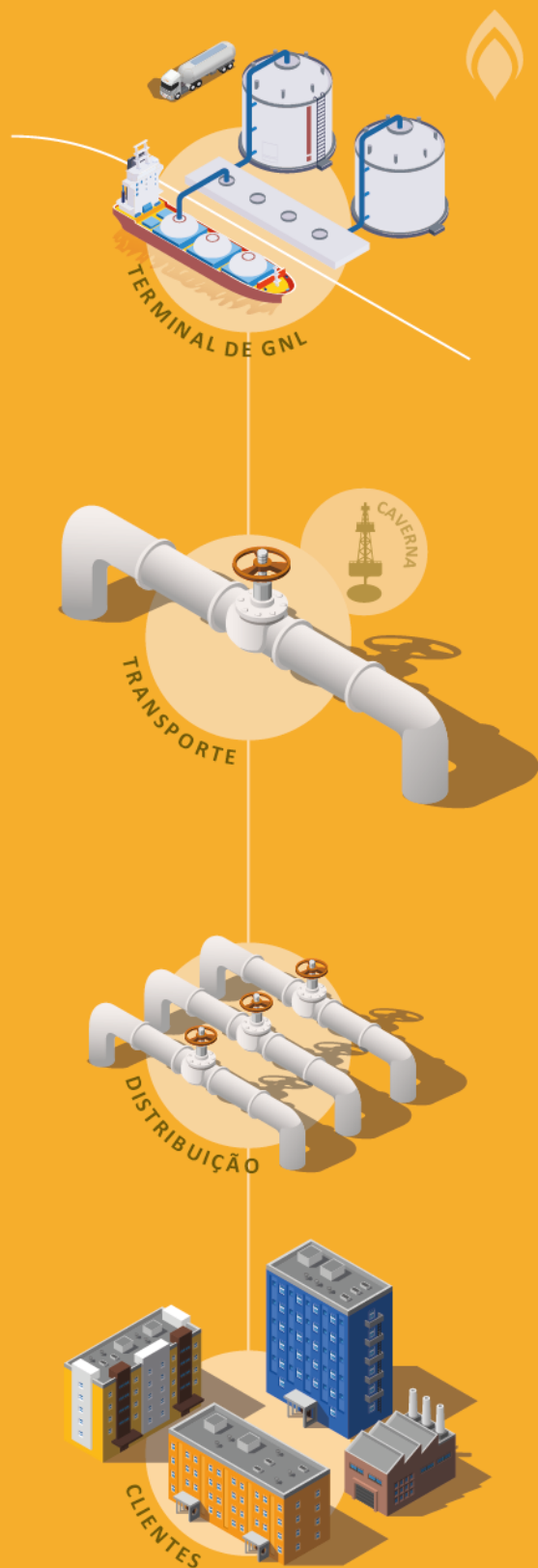
Quadro B-3 – Valores mínimo, mediana e máximo do PCS, registados em 2024, na rede de
transporte87

Quadro B-4 – Valores mínimo e máximo para cada característica do gás e para o conjunto de dez
pontos monitorizados em 2024, na rede de transporte88





CADEIA DE VALOR INFRAESTRUTURAS DE GÁS



TERMINAL DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO

- Número de operações de descarga de navios metaneiros



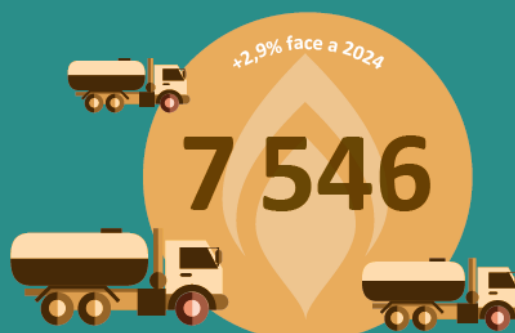
- Tempo médio efetivo de descarga de navios metaneiros



- Tempo médio de enchimento de cisternas



- Número de enchimentos de cisternas





REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS

► Número de pontos de saída

91

valor igual a 2024

► Número de interrupções por ponto de saída

0

valor igual a 2024

1 375 km

de rede

vi



REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS

► Número médio anual de interrupções



6,93

interrupções por 1 000 clientes

- 34,5% face a 2024

► Duração média anual de interrupções

1,35

minutos/cliente

- 50,9 % face a 2024



10 861

clientes afetados



em

1 567 872

clientes totais



22 044 km

de rede



EN





SUMMARY

The Quality of Service Code (RQS) ¹ for the electricity and gas sectors establishes that companies in the gas sector and the Energy Services Regulatory Authority (ERSE) disclose information that characterises and evaluates the quality provided and perceived by customers.

This report addresses continuity of supply, pressure and gas characteristics. In addition to network operators, the Liquefied Natural Gas (LNG) Terminal operator is included in the scope.

GENERAL ASSESSMENT

In 2025, there was an overall improvement in the performance of gas transmission and distribution network operators. In the gas transmission network, as was the case in 2024, no incidents were recorded that caused any interruption of supply at the exit points. Regarding gas characteristics, all the limits established in the RQS were respected.

CONTINUITY OF SUPPLY – TRANSMISSION AND DISTRIBUTION NETWORKS

The National Gas Transmission Network, known as the transmission network, allows the delivery of gas to the distribution networks and to large customers directly connected to this network. The assessment of continuity of supply of the transmission system is carried out through general indicators that consider the number and duration of interruptions to the delivery points.

In 2025, there were no interruptions in the gas transmission network, as in the previous year.

The performance of distribution networks is also assessed through indicators that consider the number and duration of interruptions.

¹ Regulation No. [826/2023](#) of 28 July, which approves the ERSE Quality of Supply Code for the electricity and gas sectors and the corresponding Manual of Procedures.





In 2025, there was an overall improvement in the performance of gas distribution networks in mainland Portugal, as reflected by a reduction in the main general continuity of supply indicators compared with the previous year. This improvement was mainly due to a reduction in the frequency and duration of unplanned interruptions. In that year, around 0.7% of existing customer installations experienced interruptions to their gas supply, and around 75% of the reported interruptions were classified as unplanned uncontrollable interruptions caused by force majeure.

In terms of individual performance, in 2025, the distribution system operators (DSOs) Dianagás, Duriensegás and Sonorgás did not record any interruptions in their networks. On the other hand, the DSOs Medigás and Paxgás saw a deterioration in their continuity of supply indicators compared to 2024, while Beiragás, Lusitaniagás, REN Portgás and Tagusgás showed improvements in the performance of their networks. Setgás, meanwhile, maintained relatively stable levels of interruptions, with no significant variations compared to the previous year.

In 2025, all distribution network operators met the general standard for the “average duration of interruptions” indicator. As regards the general standard for the indicator “average number of interruptions per 1,000 customers”, which applies only to Lisboaagás, this network operator failed to meet it due to the high incidence of scheduled works associated with the refurbishment of buildings; the periodic campaign to detect gas leaks in the low-pressure network; and the process of converting the Lisboaagás distribution network from 22 mbar to pressures of up to 4 bar.

CONTINUITY OF SUPPLY – LNG TERMINAL

At the Sines LNG Terminal, the following processes are evaluated: the reception of LNG from methane tankers, the loading of LNG tanks to supply autonomous gas units, the injection of natural gas into the transport network and the loading of methane tankers.

In 2025, the most significant aspects in terms of the performance of the LNG Terminal were the following:

- ♦ 46 of discharges from LNG ships, corresponding to seven fewer discharges compared to the previous year,
- ♦ an increase of 0.3% in the average effective unloading time of LNG ships compared to the previous year,





- ◆ 7 546 LNG tanker trucks supplied by the terminal, corresponding to 214 more tanker trucks compared to the previous year,
- ◆ the number of delayed loading of tanks for LNG send out through trucks, i.e., with a filling time exceeding two hours, corresponded to 14% of the total number of fillings in 2025, remaining unchanged from 2024. The main causes of delay were the unavailability of the filling bays, the need for cooling of the tanks and the unavailability of operation.

GAS CHARACTERISTICS

The characteristics of the gas are associated with the concentration of its components, which must be included within certain tolerances in order to ensure the safety and proper functioning of the infrastructure and gas appliances. The monitored gas characteristics include also its calorific power and its suitability for use as a raw material.

The monitoring of the gas characteristics must be done at entry points into the transmission system and at internal points in the transmission system where gas from different sources is mixed.

In the last thirteen years, all the limits set out in the RQS, with regard to gas characteristics, both in the LNG Terminal and in the gas transmission network, have been respected. No impurity concentration measurements were taken.

In 2025, the commissioning of a liquefied biomethane (BioLNG) production plant began, intended to supply Autonomous Gas Units. In addition, several projects are underway to assess the technical and operational feasibility of injecting these gases into natural gas networks in a controlled environment.

The RQS already includes specific provisions applicable to the injection of renewable gases or low-carbon gases into network infrastructures. These provisions aim to ensure that the integration of these gases takes place under technical conditions that guarantee the safety, continuity and quality of the service provided to network users.

Among the requirements already established in the regulatory framework are:

- ◆ the obligation to check if renewable gases or low-carbon gases comply with the technical specifications defined for injection into the network,





- ◆ the implementation of systems to monitor the composition and quality of the gas injected,
- ◆ the definition of operators' responsibilities for the safe operation of infrastructures in the presence of gas mixtures.

ERSE's regulatory anticipation reflects its commitment to promoting the energy transition, in line with national and European decarbonisation targets, while ensuring the technical and operational preparation of infrastructure operators.

In 2025, network operators continued to develop preparatory actions for the future reception of renewable or low-carbon gases, including technical studies, adapting facilities and defining internal processes.

ERSE will monitor the evolution of this process, promoting the development of regulatory conditions that enable the safe, efficient and transparent integration of these gases into the National Gas System (SNG).

GAS PRESSURE IN THE DISTRIBUTION NETWORK

DSOs shall monitor pressure in order to ensure that the pressure levels are adequate for the stability and security of supply and for the purpose of controlling the consumption needs of the network.

The DSOs presented information on the monitoring of pressure in their networks. 476 points of the distribution networks were monitored, representing a 1.7% increase compared with 2024, which met the established pressure limits.



PT





SÍNTESE

O Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS)² dos setores elétrico e do gás prevê que as empresas do setor do gás e a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) divulguem informação que caracterize e avalie a qualidade de serviço prestada e percecionada pelos clientes.

Este relatório aborda os temas da continuidade de serviço, da pressão e das características do gás. Para além dos operadores de rede, este relatório incide também sobre o operador de Terminal de Gás Natural Liquefeito (GNL).

APRECIÇÃO GERAL

De uma forma geral, em 2025, verificou-se uma melhoria global do desempenho dos operadores das redes de transporte e de distribuição de gás. Na rede de transporte de gás, à semelhança do verificado em 2024, não foram registados quaisquer incidentes que causassem interrupção do fornecimento nos pontos de saída. Relativamente às características do gás, foram respeitados todos os limites estabelecidos no RQS.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO - REDE DE TRANSPORTE E REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A Rede Nacional de Transporte de Gás, designada por rede de transporte, permite a entrega do gás até às redes de distribuição e aos grandes clientes que se encontram diretamente ligados a esta rede. A avaliação da continuidade de serviço da rede de transporte é efetuada através de indicadores gerais que consideram o número e a duração das interrupções aos pontos de entrega.

No ano de 2025, não se registaram interrupções na rede de transporte de gás, tal como verificado ao longo dos últimos seis anos.

O desempenho das redes de distribuição de gás é também avaliado através de indicadores que consideram o número e a duração das interrupções.

² O Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e do gás e o respetivo Manual de Procedimentos foram aprovados pelo Regulamento n.º [826/2023](#), publicado no Diário da República, 2.ª série, de 28 de julho.





Em 2025, registou-se uma melhoria global do desempenho das redes de distribuição de gás em Portugal continental, traduzida numa evolução positiva dos principais indicadores gerais de continuidade de serviço face ao ano anterior. Esta evolução resultou, sobretudo, da redução da frequência e da duração das interrupções acidentais. Nesse ano, cerca de 0,7% das instalações de clientes existentes foram alvo de interrupções no fornecimento de gás, sendo que cerca de 75% das interrupções foram classificadas como interrupções não controláveis acidentais e motivadas por casos fortuitos ou de força maior.

Ao nível do desempenho individual, os operadores das redes de distribuição (ORD) Dianagás, Duriensegás e Sonorgás não registaram interrupções nas suas redes em 2025. Por outro lado, os operadores Medigás e Paxgás apresentaram uma deterioração dos seus indicadores de continuidade de serviço, enquanto os operadores Beiragás, Lusitaniagás, REN Portgás e Tagusgás apresentaram melhorias face a 2024. A Setgás, por sua vez, manteve níveis relativamente estáveis de interrupções, sem variações significativas face ao ano anterior.

Em 2025, todos os operadores de rede de distribuição cumpriram o padrão geral relativo ao indicador “duração média das interrupções”. Relativamente ao padrão geral para o indicador “número médio das interrupções por 1 000 clientes”, apenas aplicável à Lisboagás, não foi cumprido por este operador de rede devido à elevada incidência de intervenções programadas associadas à requalificação de edifícios; à campanha periódica de pesquisa de fugas de gás na rede de baixa pressão; e ao processo de conversão da rede de distribuição da Lisboagás de 22 mbar para pressões até 4 bar.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO – TERMINAL DE GNL

No Terminal de GNL de Sines são avaliados os seguintes processos: a receção de GNL proveniente dos navios metaneiros, a carga de cisternas com GNL para fornecimento das unidades autónomas de GNL, a injeção de gás natural na rede de transporte e as cargas de navios metaneiros.

Em 2025, os aspetos mais significativos em termos de desempenho do Terminal de GNL foram os seguintes:

- ♦ O número de descargas de navios metaneiros foi de 46, correspondendo a menos sete descargas face ao ano anterior.
- ♦ O tempo médio efetivo de descarga de navios metaneiros aumentou 0,3% comparativamente com o ocorrido no ano anterior.





- ♦ O número de cisternas abastecidas foi de 7 546 cisternas de GNL, correspondendo a mais 214 cisternas face ao ano anterior.
- ♦ O número de enchimentos de cisternas com atraso, i.e., com tempo de enchimento superior a duas horas, correspondeu a aproximadamente 14% do número total de enchimentos em 2025, mantendo-se este valor inalterado face a 2024. As principais causas de atraso foram a indisponibilidade das baías de enchimento, a necessidade de arrefecimento das cisternas e a indisponibilidade de operação.

CARACTERÍSTICAS DO GÁS

As características do gás estão associadas à concentração dos seus componentes, as quais devem estar compreendidas dentro de determinadas tolerâncias por forma a garantir a segurança e o bom funcionamento das infraestruturas e dos aparelhos de gás. As características a monitorizar incluem ainda o poder calorífico do gás e a sua adequação para uso como matéria-prima.

A monitorização das características do gás deve ser assegurada nos pontos de entrada na rede de transporte e em pontos internos da rede de transporte, onde ocorre a mistura de gases provenientes de origens distintas.

Nos últimos treze anos foram respeitados todos os limites estabelecidos no RQS, no que respeita às características do gás, tanto no Terminal de GNL como na rede de transporte de gás. Não foram efetuadas medições de concentração de impurezas.

No decorrer do ano de 2025, teve início o comissionamento de uma unidade de produção de biometano liquefeito (BioGNL) destinada ao abastecimento de Unidades Autónomas de Gás (UAG). Adicionalmente, encontravam-se em curso diversos projetos com o objetivo de avaliar, em ambiente controlado, a viabilidade técnica e operacional da injeção destes gases nas redes de gás natural.

Paralelamente, o RQS já contempla disposições específicas aplicáveis à injeção de gases renováveis ou gases de baixo teor de carbono nas infraestruturas de rede. Estas disposições visam assegurar que a integração destes gases ocorra em condições técnicas que garantam a segurança, a continuidade e a qualidade do serviço prestado aos utilizadores das redes.





Entre os requisitos já estabelecidos no quadro regulamentar, destacam-se:

- ♦ a obrigatoriedade de verificação da conformidade dos gases renováveis ou gases de baixo teor de carbono com as especificações técnicas definidas para a injeção na rede;
- ♦ a implementação de sistemas de monitorização da composição e da qualidade do gás injetado;
- ♦ a definição de responsabilidades dos operadores quanto à operação segura das infraestruturas em presença de misturas de gases.

A antecipação regulatória por parte da ERSE, reflete o compromisso com a promoção da transição energética, alinhada com as metas nacionais e europeias de descarbonização, garantindo simultaneamente a preparação técnica e operacional dos operadores das infraestruturas.

Em 2025, os operadores de rede continuaram a desenvolver ações preparatórias para a receção de gases renováveis ou gases de baixo teor de carbono, incluindo estudos técnicos, adequação de instalações e definição de processos internos.

A ERSE acompanhará a evolução deste processo, promovendo o desenvolvimento das condições regulatórias que viabilizem a integração segura, eficiente e transparente destes gases no Sistema Nacional de Gás (SNG).

PRESSÃO DE FORNECIMENTO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Os ORD devem proceder à monitorização da pressão de fornecimento, de forma a garantir que os níveis de pressão são os adequados à estabilidade e segurança de fornecimento e para efeitos de controlo das necessidades de consumo da rede.

Os ORD apresentaram informação sobre a monitorização da pressão nas suas redes, tendo sido monitorizados 476 pontos das redes de distribuição, representando um aumento de 1,7% face a 2024, os quais cumpriram os limites de pressão estabelecidos.



1.INTRODUÇÃO





1. INTRODUÇÃO

A qualidade de serviço no setor do gás percebida pelos clientes depende de duas componentes do serviço, sendo habitual distinguir-se a componente comercial e a componente técnica.

A vertente comercial da qualidade de serviço relaciona-se essencialmente com a qualidade do relacionamento comercial com o cliente, abrangendo aspetos de comunicação, de leitura de contadores, de faturação, de atendimento e de prestação de serviços nas instalações do cliente. Na maioria das situações depende do desempenho do comercializador, embora para alguns serviços dependa também do desempenho do operador de rede.

A vertente técnica da qualidade de serviço abarca questões como a continuidade de serviço, ou seja, a disponibilidade do serviço de fornecimento de gás em condições adequadas de segurança e fiabilidade, bem como a pressão de fornecimento e as características físico-químicas do gás.

O presente relatório tem como objeto a qualidade de serviço técnica, avaliando a qualidade percebida pelos clientes e o desempenho técnico dos vários operadores das infraestruturas do setor do gás, designadamente o operador da rede de transporte, o operador das redes de distribuição e o operador do Terminal de GNL.

Este relatório dá corpo à obrigação da ERSE prevista no RQS vigente. Integra ainda o conjunto de atividades de monitorização contínua que a ERSE desenvolve ao longo do ano, no âmbito das suas competências de supervisão e regulação técnica da qualidade de serviço, das quais se destacam as seguintes atividades:

- ◆ reuniões com as empresas,
- ◆ análise da informação enviada pelas empresas,
- ◆ análise dos relatórios de qualidade de serviço das empresas,
- ◆ resposta a pedidos de informação e reclamações dos clientes,
- ◆ realização, sempre que considerado necessário, de ações de inspeção sobre informação de qualidade de serviço às empresas.





O relatório encontra-se estruturado por temas, apresentando-se um enquadramento de cada tema, uma caracterização da situação atual e evolução anual dos indicadores de continuidade de serviço, sistematizando-se as principais conclusões e recomendações.

A informação apresentada neste relatório foi prestada à ERSE pelas empresas reguladas do setor do gás, no âmbito das suas obrigações de reporte trimestral e anual, e constitui a base para a avaliação independente que a ERSE realiza, com vista à promoção da melhoria contínua da qualidade de serviço no setor do gás. Para além deste reporte, os operadores das infraestruturas do setor do gás estão igualmente obrigados a elaborar e publicar o seu Relatório da Qualidade de Serviço, o qual deve incluir uma análise própria, mais detalhada e desagregada da qualidade de serviço verificada nas respetivas redes.



2. CARACTERIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS





2. CARACTERIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS

Em Portugal não existe produção de gás natural. O gás consumido entra no país de duas formas distintas:

- ♦ por gasoduto através das ligações com a rede espanhola, em Campo Maior e Valença do Minho, estando o sistema de transporte espanhol, por sua vez, ligado ao gasoduto Magrebe-Europa;
- ♦ pelo Terminal de GNL, em Sines onde o gás natural é transportado por navios metaneiros até Portugal sob a forma de GNL, i.e., em estado líquido, sendo depois regaseificado e introduzido na rede ou transportado por camião na forma de GNL até às unidades autónomas de gás (UAG).

Em 2025, a entrada de gás foi predominantemente efetuada a partir do Terminal de GNL, cerca de 95%. Os principais países de origem do GNL importado foram a Nigéria, os Estados Unidos da América e a Rússia.

Em Portugal, existe também armazenamento de gás (no estado gasoso) em cavidades subterrâneas de formação salina, situadas no Carriço, no concelho de Pombal. As cavidades recebem e fornecem gás à rede de transporte, sendo esta atividade atualmente desenvolvida pela empresa REN Armazenagem.

A Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG) é constituída pelo sistema de gasodutos em alta pressão (entre 20 e 85 bar) e demais infraestruturas que asseguram o transporte do gás natural, desde os locais de receção e armazenamento de gás natural até às redes de distribuição, centrais de produção elétrica e clientes industriais.

A rede de transporte é composta por 206 estações diferenciadas de acordo com a seguinte tipologia:

- ♦ 45 estações de válvula de seccionamento, cuja função é o seccionamento da linha de transporte em situações de emergência,
- ♦ 66 estações de junção para derivação de ramais e 5 estações de junção para derivação em “T”, destinadas à derivação de linhas de transporte,
- ♦ 86 estações de regulação de pressão e medição (“GRMS”, *Gas Regulation and Metering Station*), destinadas à redução da pressão e medição do gás entregue a consumidores diretamente ligados à RNTG ou a redes de distribuição,
- ♦ 2 estações de medição e 2 estações de transferência de custódia, que permitem a receção e entrega do gás natural nas fronteiras da RNTG com a rede interligada.





A rede de transporte tem 1 375 km de condutas e é constituída por três grandes eixos:

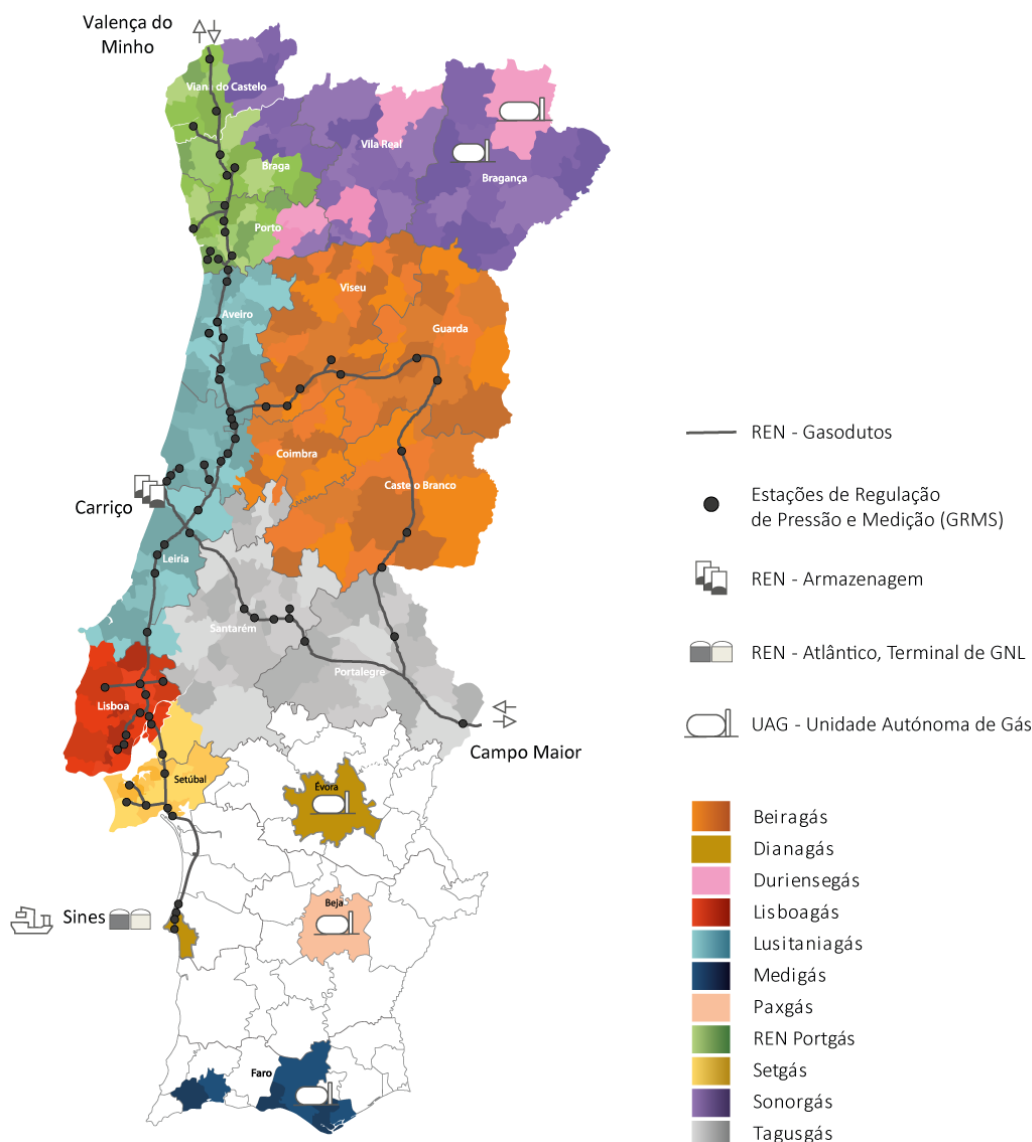
- ♦ um eixo Sul-Norte, desde o Terminal de GNL até à interligação em Valença do Minho, que garante o abastecimento à faixa litoral de Portugal onde se situam as localidades mais densamente povoadas,
- ♦ um eixo entre a interligação em Campo Maior e o armazenamento subterrâneo, no Carriço,
- ♦ um anel entre Monforte e Cantanhede (via Guarda/Viseu) que interseta os eixos referidos anteriormente.

À rede de transporte estão ligadas redes de distribuição e alguns grandes clientes de gás, designadamente as centrais de produção de energia elétrica e clientes industriais ligados à alta pressão. A atividade de transporte é desenvolvida por uma única entidade, a REN Gasodutos, que é também responsável pela operação do sistema, exercendo a função de gestor global do sistema.

Em Portugal, existem 11 redes de distribuição de gás que asseguram o fluxo de gás nas redes em média pressão (entre 4 bar e 20 bar) e baixa pressão (abaixo de 4 bar), até às instalações de consumo (pontos de entrega). Sete redes de distribuição estão ligadas à rede de transporte de alta pressão, através de GRMS, e as restantes são redes isoladas de distribuição local pertencentes a cinco operadores, como pode ser observado na Figura 2-1. As redes isoladas caracterizam-se por incluírem unidades autónomas de GNL (UAG) que permitem receber GNL através de cisternas para armazenamento e, posterior, regaseificação para abastecer os clientes através de uma rede de distribuição local.

Na Figura 2-1 apresenta-se a localização da Rede Nacional de Transporte de Gás, do Terminal de Sines, do armazenamento subterrâneo no Carriço, bem como das várias áreas de distribuição.




Figura 2-1 – Constituição do Sistema Nacional de Gás e localização geográfica das infraestruturas


Existem áreas geográficas do território nacional, onde a ligação dos ORD à rede de transporte de gás não é economicamente viável. Esta limitação verifica-se mesmo em alguns dos ORD que possuem ligação direta ao gasoduto da rede de transporte. Nestes casos, recorre-se à instalação de UAG para abastecimento local às redes de distribuição isoladas.

A Figura 2-2 apresenta a identificação dos ORD que recorrem à utilização de UAG em cada área de concessão ou licença de distribuição.





Figura 2-2 – Operadores da rede de distribuição com UAG





No Quadro 2-1 apresenta-se o número de pontos de entrega em cada área de concessão ou licença de distribuição.

Quadro 2-1 – Número de pontos de entrega em 31 de dezembro de 2025

Operador da rede de distribuição	N.º de pontos de entrega		TOTAL ano 2025	TOTAL ano 2024	Variação percentual
	Baixa pressão	Média pressão			
Paxgás	6 083	0	6 083	6 120	▼ 0,60%
Dianagás	10 631	1	10 632	10 640	▼ 0,08%
Sonorgás	32 869	0	32 869	31 287	▲ 5,06%
Medigás	26 077	0	26 077	25 910	▲ 0,64%
Duriensegás	33 212	0	33 212	33 147	▲ 0,20%
Tagusgás	42 624	11	42 635	42 532	▲ 0,24%
Beiragás	60 789	11	60 800	60 433	▲ 0,61%
Setgás	175 680	7	175 687	176 496	▼ 0,46%
Lusitaniagás	245 271	68	245 339	244 716	▲ 0,25%
REN Portgás	410 406	115	410 521	408 562	▲ 0,48%
Lisboagás	523 994	23	524 017	528 582	▼ 0,86%
TOTAL	1 567 636	236	1 567 872	1 568 425	▼ 0,04%

No Quadro 2-2 apresenta-se a extensão das redes de distribuição, desagregada por nível de pressão.

Quadro 2-2 – Extensão das redes de distribuição em 31 de dezembro de 2025

Operador da rede de distribuição	km de rede		TOTAL ano 2025	TOTAL ano 2024	Variação percentual
	Baixa pressão	Média pressão			
Paxgás	67	0	67	66	▲ 1,52%
Dianagás	219	0	219	217	▲ 0,92%
Sonorgás	1 013	0	1 013	921	▲ 9,99%
Medigás	315	0	315	308	▲ 2,27%
Duriensegás	531	0	531	525	▲ 1,14%
Tagusgás	908	143	1 051	1 039	▲ 1,15%
Beiragás	918	46	964	951	▲ 1,37%
Setgás	2 289	123	2 412	2 365	▲ 1,99%
Lusitaniagás	3 550	333	3 883	3 823	▲ 1,57%
REN Portgás	6 351	410	6 761	6 626	▲ 2,04%
Lisboagás	4 693	135	4 828	4 803	▲ 0,52%
TOTAL	20 854	1 190	22 044	21 644	▲ 1,85%



3.CONTINUIDADE DE SERVIÇO NA REDE DE TRANSPORTE





3. CONTINUIDADE DE SERVIÇO NA REDE DE TRANSPORTE

3.1 ENQUADRAMENTO

O RQS estabelece indicadores de continuidade de serviço que avaliam o número e a duração das interrupções de fornecimento nos pontos de saída da rede de transporte, entendendo-se por interrupção a ausência de fornecimento de gás à infraestrutura de rede ou à instalação do cliente.

Os pontos de saída da rede de transporte são as ligações às redes de distribuição, aos grandes clientes, ao armazenamento subterrâneo e às interligações internacionais.

De acordo com o RQS são definidas as seguintes classes de interrupções:

- ♦ interrupção prevista – aquela em que o operador de rede consegue atribuir previamente uma data para a sua ocorrência e avisar os clientes com a antecedência mínima estabelecida no Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico e do setor do gás,
- ♦ interrupção acidental – aquela em que o operador de rede não consegue atribuir previamente uma data para a sua ocorrência,
- ♦ interrupção controlável – aquela em que a sua ocorrência pode ser evitada pela atuação do operador de rede, nomeadamente através de uma adequada manutenção e gestão das infraestruturas,
- ♦ interrupção não controlável – aquela em que a sua ocorrência não pode ser evitada pela atuação do operador de rede.

Para efeitos do cálculo de indicadores de continuidade de serviço, as interrupções são identificadas consoante as causas que as originam, estando previstas as seguintes classificações: controlável prevista, não controlável prevista, controlável acidental e não controlável acidental.

A continuidade de serviço da RNTG é avaliada através dos seguintes indicadores gerais:

- ♦ número médio de interrupções por ponto de saída,
- ♦ duração média das interrupções por pontos de saída (minutos/pontos de saída),
- ♦ duração média das interrupções (minutos/interrupção).

Não existem padrões para os indicadores associados ao transporte de gás.





3.2 CARACTERIZAÇÃO

No final de dezembro de 2025, a rede de transporte abastecia 91 pontos de saída, mantendo o mesmo número de pontos registrado no final de 2024.

Durante o ano de 2025, a rede de transporte de gás continuou a apresentar elevados níveis de continuidade de serviço, não se tendo registrado qualquer interrupção de fornecimento nos pontos de saída. Assim, todos os indicadores de continuidade de serviço da RNTG apresentaram valores nulos nesse ano. Esta situação verifica-se de forma contínua desde de 2019 e evidencia a fiabilidade da RNTG, contribuindo para a segurança do abastecimento e para a estabilidade do sistema energético.



3.3 CONCLUSÕES

Em 2025, não se registaram interrupções de fornecimento na rede de transporte de gás, tal como verificado ao longo dos seis anos anteriores.



4. CONTINUIDADE DE SERVIÇO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO





4. CONTINUIDADE DE SERVIÇO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

4.1 ENQUADRAMENTO

Entende-se por interrupção a ausência de fornecimento de gás nos pontos de entrega, os quais, no caso das redes de distribuição, são as instalações de clientes. Uma ocorrência numa rede pode originar várias interrupções, isto é, a interrupção de fornecimento a vários clientes.

Estão definidos tipos de interrupção nas redes de distribuição, de acordo com os seguintes critérios:

- ♦ interrupção prevista ou interrupção accidental – em função da possibilidade de avisar previamente os clientes da ocorrência de interrupção,
- ♦ interrupção controlável ou interrupção não controlável – em função da capacidade de intervenção do operador da rede para evitar a ocorrência de interrupção.

Classe		Causa
Não controlável	Prevista	Razões de interesse público
	Accidental	Caso fortuito ou de força maior Razões de segurança
Controlável	Prevista	Razões de serviço, outras causas
	Accidental	Outras causas, onde se incluem as avarias

O restabelecimento do fornecimento de gás, após uma interrupção é efetuado cliente a cliente. A duração das interrupções é um parâmetro essencial para a avaliação da continuidade de serviço. Neste sentido, os ORD consideram uma duração média de interrupção que se baseia no tempo médio de reposição de fornecimento entre o primeiro e o último cliente a ter o seu fornecimento de gás reposto.

A caracterização geral da continuidade de serviço tem como objetivo avaliar de uma forma global o desempenho dos operadores das redes para a totalidade dos clientes ou para o conjunto de clientes com iguais características. Esta avaliação é efetuada através dos seguintes indicadores gerais:

- ♦ número médio de interrupções por 1 000 clientes,
- ♦ duração média das interrupções por cliente (minutos/cliente),
- ♦ duração média das interrupções (minutos/interrupção).





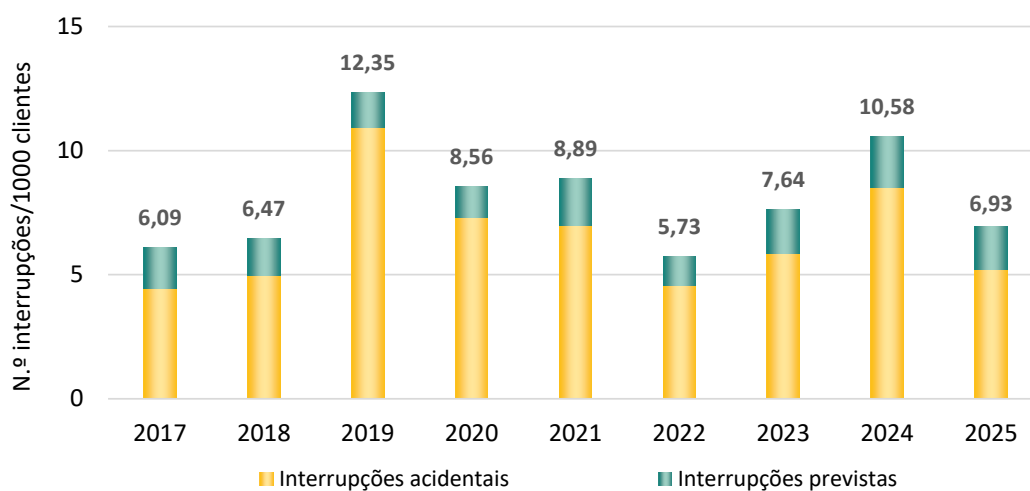
Em relação aos dois primeiros indicadores referidos anteriormente estão associados padrões, definidos por tipo de interrupção e que se aplicam apenas aos operadores com mais de 100 000 clientes.

A caracterização individual da continuidade de serviço tem associados indicadores que contabilizam o número e a duração das interrupções que afetaram cada cliente, por tipo de interrupção. Não estão estabelecidos padrões para os indicadores individuais.

4.2 CARACTERIZAÇÃO

Em Portugal, a caracterização geral da continuidade de serviço da rede de distribuição de gás é avaliada através de indicadores gerais que medem o número médio anual da totalidade das interrupções sentidas pelos clientes e a duração média anual das interrupções por cliente. A evolução anual destes indicadores é apresentada respetivamente na Figura 4-1 ³ e na Figura 4-2 ⁴.

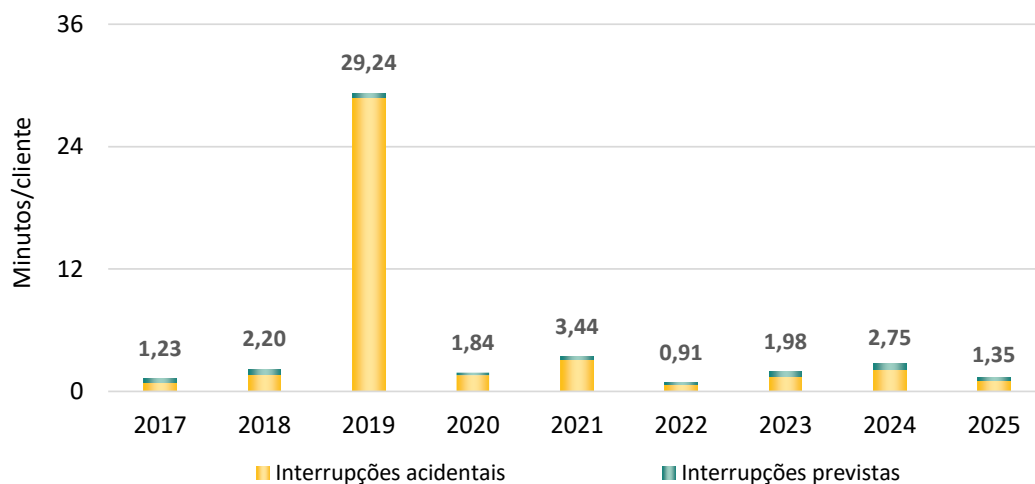
Figura 4-1 – Número médio anual de interrupções por 1 000 clientes, em Portugal



³ Dados detalhados disponíveis no Quadro A-1.

⁴ Dados detalhados disponíveis no Quadro A-2.



**Figura 4-2 – Duração média anual das interrupções por cliente, em Portugal**

Em 2025, verificou-se uma melhoria global do desempenho das redes de distribuição de gás em Portugal, refletida pela redução dos indicadores gerais de continuidade de serviço face ao anterior. O número médio de interrupções diminuiu 34,5%, enquanto a duração média registou uma redução de 50,9% face a 2024. Esta evolução resultou, sobretudo, da diminuição das interrupções acidentais, maioritariamente associadas a danos provocados por terceiros nas infraestruturas das redes de gás durante a realização de obras na via pública.

Em seguida é avaliado o desempenho dos ORD, tendo em conta os indicadores gerais previstos no RQS.

Indicadores Gerais

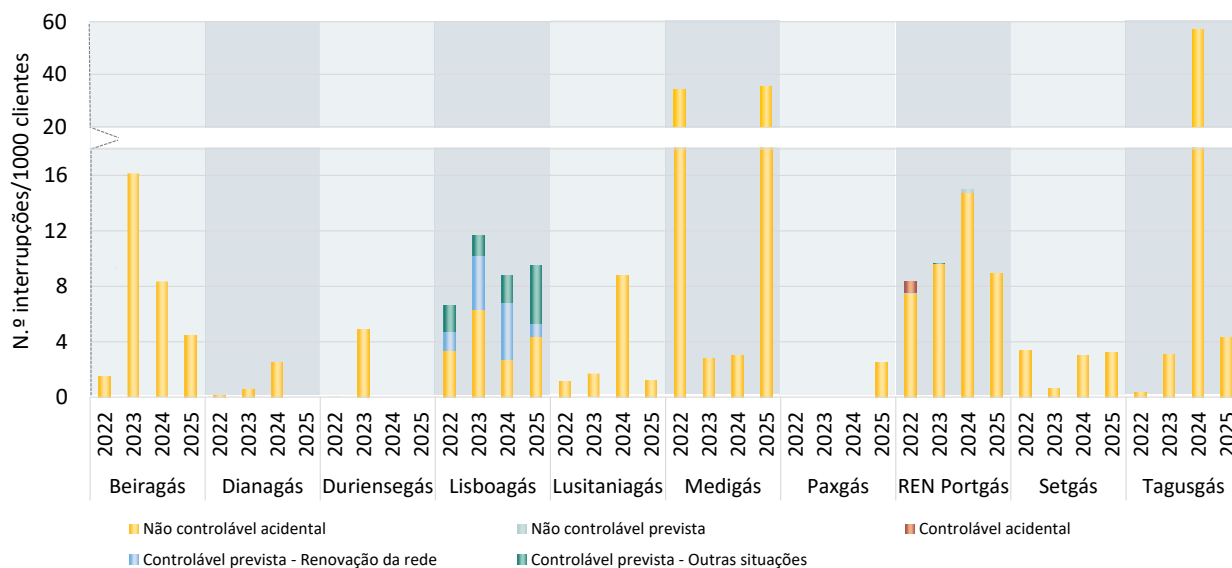
A Figura 4-3⁵ apresenta o indicador geral “número médio de interrupções por 1 000 clientes”, desagregando os valores do indicador por tipo de interrupção.



⁵ Dados detalhados disponíveis no Quadro A-3.

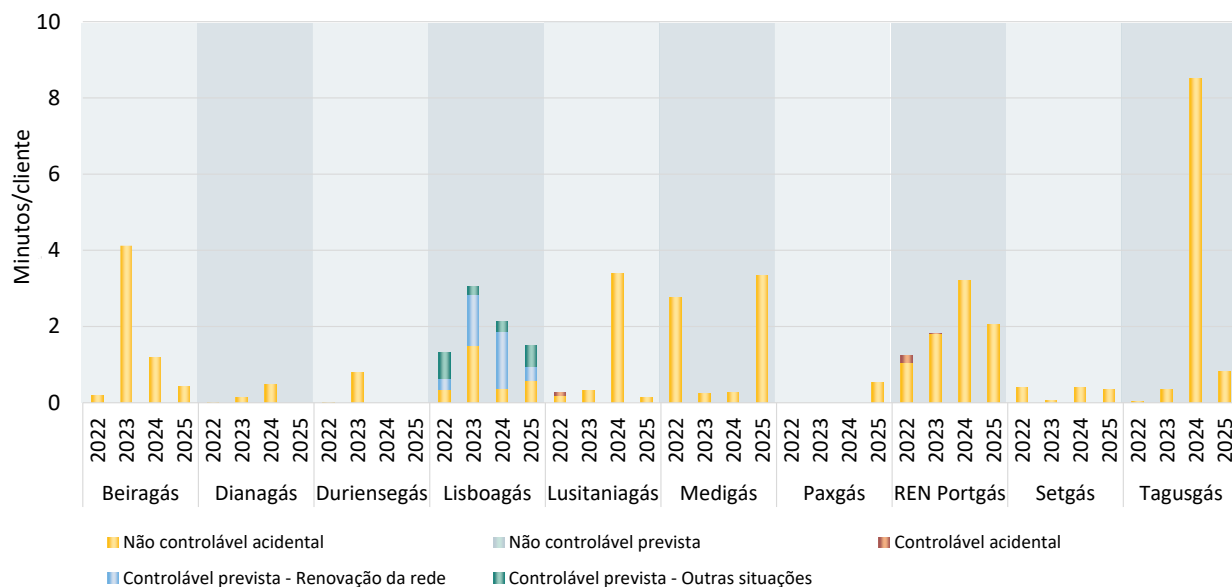


Figura 4-3 – Número médio de interrupções por 1 000 clientes, em Portugal



A Figura 4-4 ⁶ apresenta o indicador geral “duração média das interrupções por cliente (minutos/cliente)”, desagregando os valores do indicador por tipo de interrupção.

Figura 4-4 – Duração média das interrupções por cliente, em Portugal



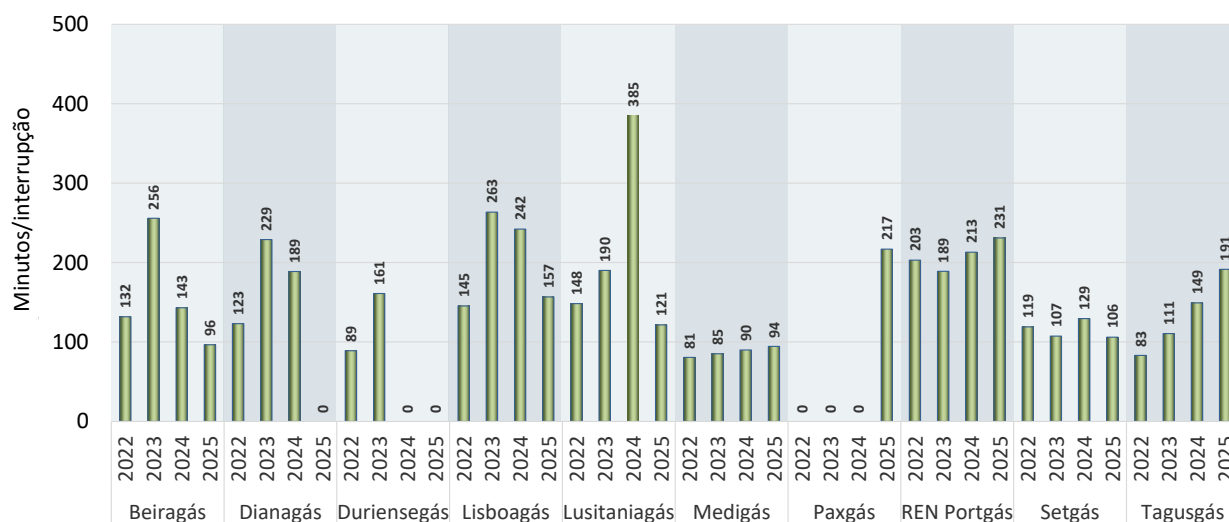
⁶ Dados detalhados disponíveis no Quadro A-4.





A Figura 4-5 ⁷ apresenta o indicador geral “duração média das interrupções (minutos/interrupção)”.

Figura 4-5 – Duração média das interrupções, em Portugal



O ORD Sonorgás não é apresentado nas figuras, visto que não registou interrupções nas suas redes no horizonte temporal considerado (últimos 12 anos).

De acordo com as Figura 4-3 e Figura 4-4, o desempenho dos ORD no que respeita à continuidade de serviço em 2025 revelou-se heterogéneo.

A generalidade dos operadores registou uma melhoria dos indicadores gerais de continuidade de serviço, refletida na redução do número médio de interrupções por 1 000 clientes e da duração média de interrupções por cliente. Esta evolução foi particularmente evidente na Beiragás, Dianagás, Duriensegás, Lusitaniagás, REN Portgás e Tagusgás devido à diminuição das interrupções não controláveis acidentais, que constituem a principal causa de interrupções nas redes de distribuição de gás. Estas interrupções resultam, maioritariamente, de danos provocados por terceiros nas infraestruturas das redes de gás durante a realização de obras na via pública. Destaca-se, ainda, o desempenho dos ORD Dianagás, Duriensegás e Sonorgás, que não registaram interrupções nas suas redes em 2025.

⁷ Dados detalhados disponíveis no Quadro A-5.





No caso da REN Portgás, destaca-se o incidente mais significativo do ano, ocorrido em 22 de outubro de 2025, na freguesia de Paranhos, concelho do Porto, que afetou 1 339 clientes de baixa pressão e teve uma duração de 472 minutos. O incidente foi causado por uma retroescavadora que danificou uma tubagem de polietileno da rede de distribuição durante a realização de obras de saneamento. A reposição do fornecimento de gás foi ainda condicionada pelos danos simultaneamente provocados em cabos da rede elétrica, o que exigiu a intervenção prévia da E-Redes – Distribuição de Eletricidade, S.A. por razões de segurança, contribuindo para o prolongamento da duração da interrupção.



Fonte: Relatório de cffm da REN Portgás.

Por outro lado, a Medigás e a Paxgás apresentaram uma degradação dos indicadores gerais de continuidade de serviço face a 2024, devido ao aumento de interrupções não controláveis acidentais, motivadas por fatores externos ao âmbito de intervenção dos operadores. A principal causa identificada foi a ocorrência de danos causados por equipamentos de escavação durante obras de terceiros. Em algumas situações, a complexidade das intervenções de reparação dificultou o restabelecimento célere do fornecimento de gás, contribuindo para uma maior duração das interrupções e agravando o impacto junto dos clientes afetados. Em 2025, a Medigás foi o ORD que registou os valores mais elevados dos indicadores relativos ao número e duração média de interrupções por cliente, ultrapassando, inclusivamente, os valores verificados em 2022.

No caso específico do ORD LisboaGás, em 2025, as interrupções previstas representaram o principal contributo para os indicadores de continuidade de serviço, estando maioritariamente associadas a intervenções programadas de renovação da rede e a outras ações de manutenção da infraestrutura. Estas interrupções representaram cerca de 54% do valor apurado para o indicador “número médio de interrupções por 1 000 clientes” e cerca de 61% do valor do indicador “duração média de interrupções por cliente”, evidenciando o impacto das intervenções programadas na continuidade de serviço, no contexto do processo de reabilitação e modernização da infraestrutura. Apesar do número médio de interrupções ter aumentado em 2025, a duração média de interrupções reduziu cerca de 29,7% face a 2024.

O ORD Setgás apresentou, em 2025, níveis baixos e relativamente estáveis de interrupções, em linha com os valores verificados no período homólogo de 2024.



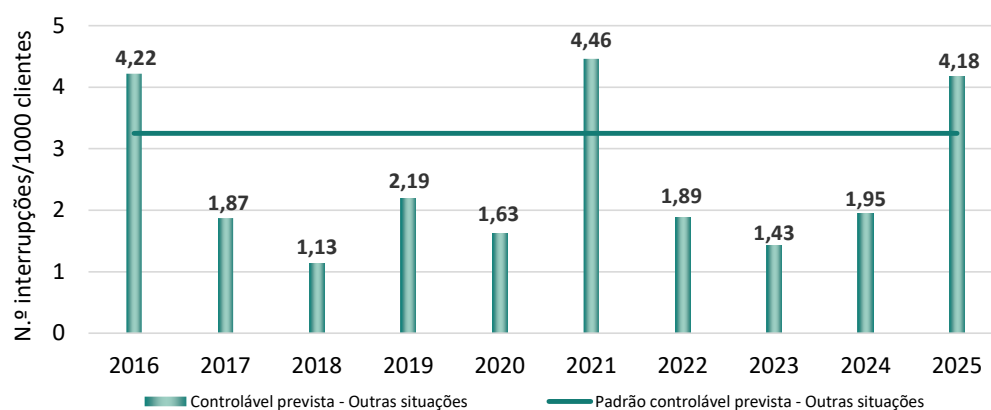


Na Figura 4-5, verifica-se que a REN Portgás e a Tagusgás apresentaram, em 2025, os valores mais elevados do indicador “duração média das interrupções”. Em comparação com o período homólogo de 2024, estes operadores registaram um aumento de cerca de 8,5% e 28,2%, respetivamente.

Padrões Gerais

A Figura 4-6 apresenta o indicador “número médio das interrupções por 1 000 clientes” e o respetivo padrão para a LisboaGás.

Figura 4-6 – Padrão geral para o número médio das interrupções por 1 000 clientes



Apenas para o ORD LisboaGás está definido um padrão para o número médio de interrupções controláveis previstas (outras situações) de 3,25 interrupções por 1000 clientes.

Em 2025, a LisboaGás não cumpriu o padrão relativo ao número médio de interrupções controláveis previstas (outras situações). Segundo a LisboaGás, este incumprimento resultou da conjugação de vários fatores, tais como:

- ♦ da realização de intervenções associadas à requalificação de edifícios no concelho de Lisboa;
- ♦ da campanha periódica de pesquisa de fugas de gás na rede de baixa pressão (22 mbar) no concelho de Lisboa;
- ♦ do processo de *upgrade* da pressão na rede de distribuição da LisboaGás de 22 mbar para até 4 bar.

Padrão geral
para o número médio
das interrupções
não foi cumprido
pela LisboaGás

Relativamente à campanha de pesquisa de fugas, a LisboaGás refere que esta é realizada ciclicamente, com uma periodicidade de quatro a cinco anos, tendo originado aumentos semelhantes no número de





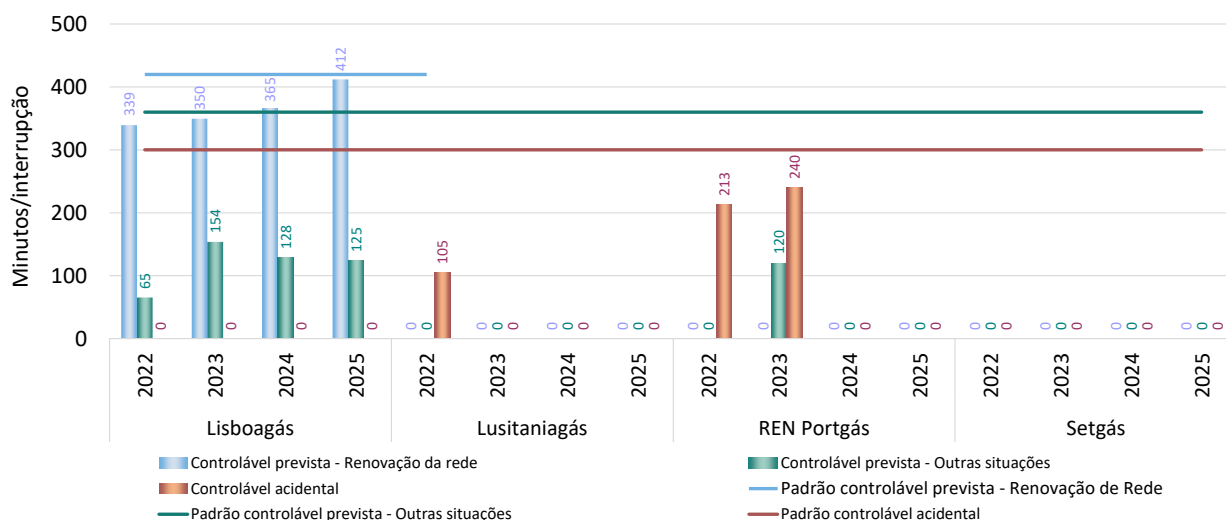
interrupções em 2016, 2021 e 2025. Acrescenta ainda que, na sequência da entrada em vigor da legislação ⁸ relativa à redução das emissões de metano, a pesquisa de fugas de gás passará a ser realizada de três em três anos, podendo conduzir a uma maior frequência deste tipo de intervenções.

No âmbito do *upgrade* da pressão da rede, o ORD LisboaGás salienta que existem ramais da rede de baixa pressão equipados com válvulas de corte geral do tipo «Cora», cuja ligação à instalação de utilização é efetuada através de acessórios com soldadura em chumbo ou em aço galvanizado, uma configuração que apresenta maior suscetibilidade à ocorrência de fugas ou anomalias. Para mitigar a ocorrência destas situações, este ORD tem em curso um programa de renovação das redes e ramais.



A Figura 4-7 apresenta os padrões gerais para a “duração média das interrupções”, desagregando os valores dos indicadores por tipo de interrupção.

Figura 4-7 – Padrões gerais para a duração média das interrupções



⁸ Regulamento (UE) [2024/1787](#) do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de junho de 2024, relativo à redução das emissões de metano no setor da energia, e o Despacho n.º [2791/2025](#), de 28 de fevereiro, que aprova o Regulamento da Rede Nacional de Distribuição de Gás.





A verificação dos padrões apenas se aplica aos ORD com mais de 100 000 clientes (Lisboagás, Lusitaniagás, REN Portgás e Setgás), por esse motivo não se verifica para a Beiragás, Dianagás, Duriensegás, Medigás, Paxgás, Sonorgás e Tagusgás. Note-se que a Lisboagás é o único ORD para o qual se encontra estabelecido regulamentarmente um padrão geral aplicado às interrupções controláveis previstas devidas a renovação da rede ⁹.

Padrões gerais
para a duração média
das interrupções
foram cumpridos

Os padrões relativos à duração média das interrupções foram cumpridos.

Indicadores Individuais

O Quadro 4-1 apresenta o número de clientes interrompidos, em 2025, por ORD e por tipo de interrupção.

Quadro 4-1– Número de clientes interrompidos em 2025 por ORD e por tipo de interrupção

Operador das redes	Interrupções não controláveis acidentais	Interrupções não controláveis previstas	Interrupções controláveis				Total
			Acidentais		Previstas		
			Renovação da rede	Outras	Renovação da rede	Outras	
Beiragás	269						269
Dianagás							0
Duriensegás							0
Lisboagás	2 297				476	2 192	4 965
Lusitaniagás	289						289
Medigás	923						923
Paxgás	15						15
REN Portgás	3 650						3 650
Setgás	566						566
Sonorgás							0
Tagusgás	184						184
Total	8 193	0	0	0	476	2 192	10 861

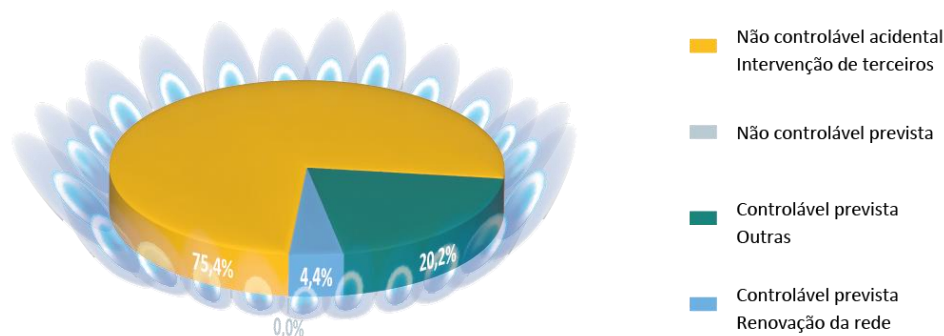
⁹ Renovação da rede consiste na substituição de troços de tubagem que, pela sua antiguidade, características ou estado de conservação se consideram como obsoletos ou próximos do final do seu período de vida útil.



Em 2025, aproximadamente 0,7% das instalações de clientes foram interrompidas. Em comparação com 2024, registou-se uma redução em cerca de 35% do número de clientes interrompidos.

A Figura 4-8 apresenta a estrutura do número de interrupções para 2025, por tipo.

Figura 4-8 – Número de interrupções por tipo, em 2025



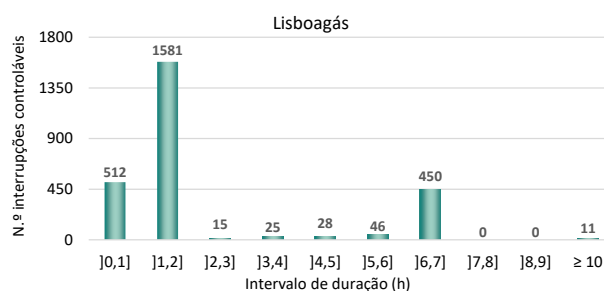
Em 2025, cerca de 75,4% das interrupções nas redes de distribuição foram classificadas como interrupções não controláveis acidentais, tendo a totalidade dessas interrupções sido motivadas por casos fortuitos ou de força maior. As restantes interrupções que ocorreram foram do tipo controláveis previstas, correspondendo a cerca de 24,6% do total de interrupções registadas no ano de 2025. Estas interrupções foram motivadas por renovação da rede e outras situações.

Desde 2014 que os ORD enviam à ERSE e à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) relatórios relativos aos casos fortuitos ou de força maior, tendo assim a ERSE mais informação sobre este tipo de interrupções. Em 2025, os ORD enviaram à ERSE 211 relatórios relativos a casos fortuitos ou de força maior.

A Lisboagás é o único ORD com interrupções controláveis previstas, devidas a renovação da rede.

A Figura 4-9 apresenta o número de interrupções controláveis por intervalo de duração registado para cada ORD no ano de 2025. De acordo com a figura, verifica-se que só a Lisboagás teve este tipo de interrupção.

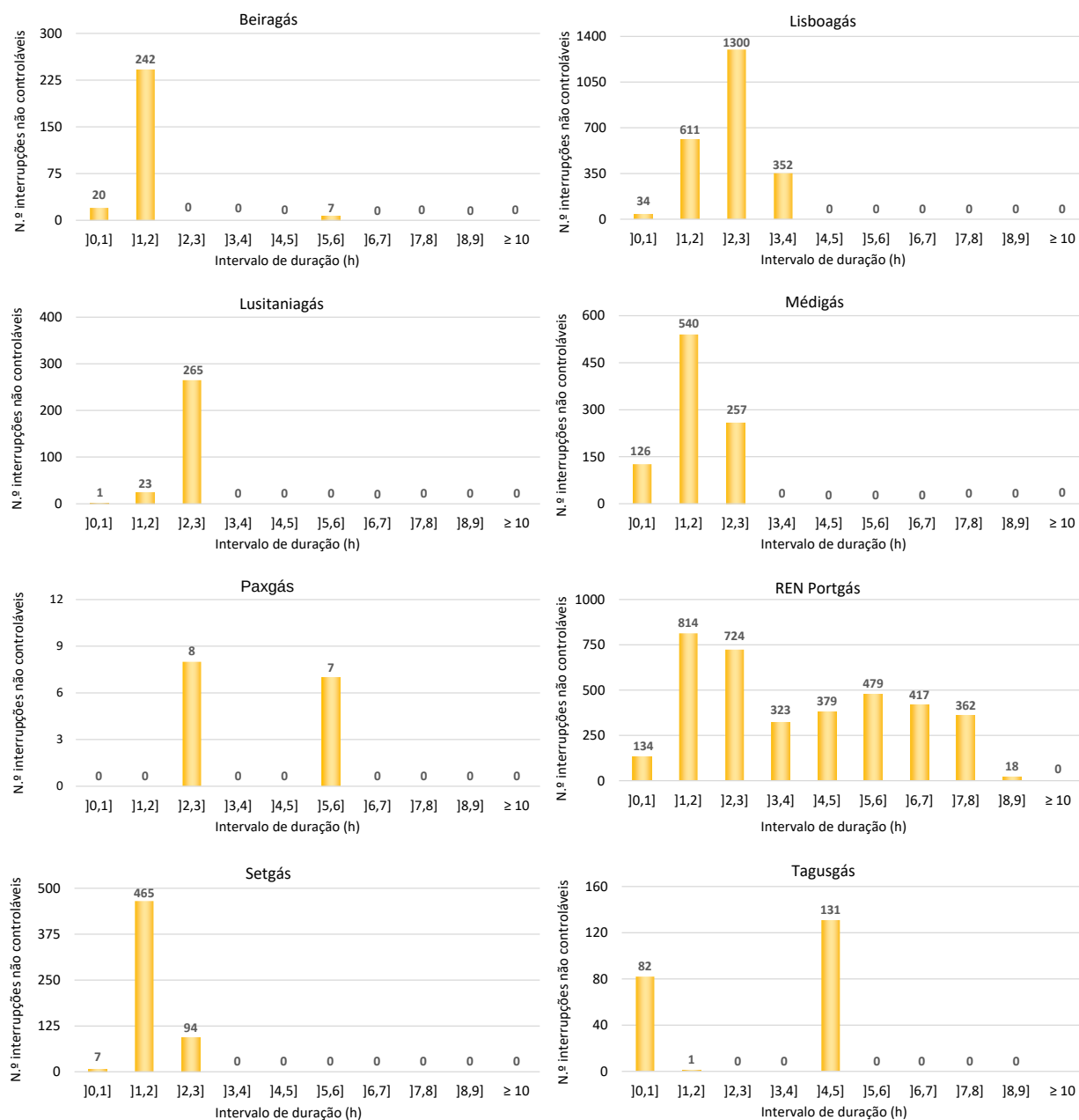
Figura 4-9 – Número de interrupções controláveis por intervalo de duração, em 2025





A Figura 4-10 apresenta o número de interrupções não controláveis, por intervalo de duração, registado para cada ORD no ano de 2025.

Figura 4-10 – Número de interrupções não controláveis por intervalo de duração, em 2025





4.4 CONCLUSÕES

Em 2025, registou-se uma melhoria do desempenho das redes de distribuição de gás em Portugal continental, traduzida numa evolução positiva dos indicadores gerais de continuidade de serviço face ao ano anterior. Esta evolução resultou, sobretudo, da redução da frequência e da duração das interrupções acidentais, maioritariamente motivadas por danos em infraestruturas das redes de gás causados por terceiros durante a realização de obras na via pública.

Nesse ano, cerca de 0,7% das instalações de clientes existentes foram alvo de interrupções no fornecimento de gás. Do total registado, cerca de 75% das interrupções foram classificadas como interrupções não controláveis acidentais, tendo a totalidade dessas interrupções sido motivadas por casos fortuitos ou de força maior.

Este contexto evidencia a importância do reforço de medidas preventivas e da articulação entre os ORD e os diversos agentes envolvidos na realização de intervenções no subsolo urbano, com vista à redução da probabilidade de ocorrência de danos nas infraestruturas de gás e à mitigação dos impactos na qualidade do serviço prestado aos clientes.

Ao nível do desempenho individual, os ORD Dianagás, Duriensegás e Sonorgás não registaram interrupções nas suas redes em 2025. Por outro lado, os operadores Medigás e Paxgás apresentaram uma deterioração dos seus indicadores de continuidade de serviço, enquanto os operadores Beiragás, Lusitaniagás, REN Portgás e Tagusgás apresentaram melhorias face a 2024.

Todos os ORD cumpriram, em 2025, o padrão geral relativo ao indicador “duração média das interrupções”. Relativamente ao padrão geral para o indicador “número médio das interrupções por 1 000 clientes”, apenas aplicável à Lisboagás, não foi cumprido por este ORD devido à elevada incidência de intervenções programadas associadas à requalificação de edifícios; à campanha periódica de pesquisa de fugas de gás na rede de baixa pressão; e ao processo de conversão da rede de distribuição da Lisboagás de 22 mbar para pressões até 4 bar.



5.CONTINUIDADE DE SERVIÇO NO TERMINAL DE GNL





5. TERMINAL DE GNL

5.1 ENQUADRAMENTO

A avaliação da continuidade de serviço prestada pelo operador do Terminal de GNL, a REN Atlântico, contempla os seguintes três processos, com os respectivos indicadores estabelecidos no RQS:

- ◆ Receção de GNL, através de navios metaneiros:
 - tempo médio efetivo de descarga de navios metaneiros,
 - tempo médio de atraso de descarga de navios metaneiros (consideram-se atrasos sempre que a duração da descarga for superior a 24 horas).
- ◆ Injeção de gás natural na rede de transporte:
 - cumprimento das nomeações de injeção de gás natural,
 - cumprimento das nomeações energéticas de injeção de gás natural.
- ◆ Carga de cisternas com GNL para fornecimento das UAG:
 - tempo médio efetivo de enchimento de cisterna,
 - tempo médio de atraso de enchimento de cisterna (consideram-se atrasos sempre que a duração do enchimento for igual ou superior a duas horas).

Não estão estabelecidos padrões para estes indicadores.

O Despacho n.º 1113/2022, de 27 de janeiro, aprova o Regulamento do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL), tendo a ERSE obrigações de monitorização e supervisão das atividades de receção, armazenamento e regaseificação de GNL. Nesse sentido, o operador do Terminal de GNL reporta a informação à ERSE sobre as cargas de navios.

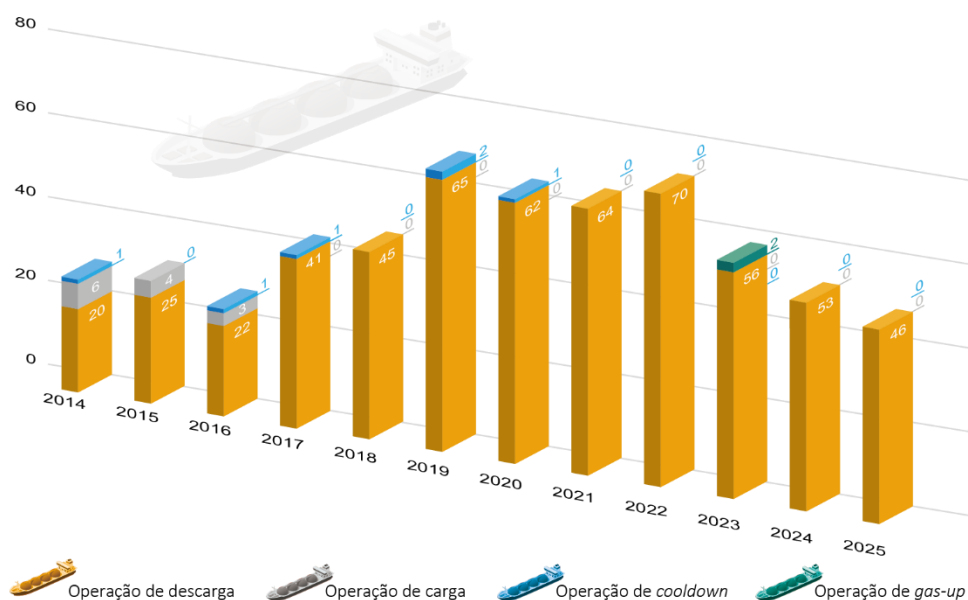


5.2 CARACTERIZAÇÃO

Em seguida é avaliada a continuidade de serviço prestada pelo operador do Terminal de GNL ¹⁰, tendo em consideração não só o número de navios metaneiros que o terminal recebeu, mas também o número de enchimentos de cisternas realizados.

A Figura 5-1 apresenta o número de navios metaneiros recebidos no Terminal de GNL para os 11 últimos anos.

Figura 5-1 – Número de navios metaneiros recebidos no Terminal de GNL



Em 2025, o Terminal de GNL de Sines 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. O valor total de energia descarregada correspondeu a aproximadamente 47,7 TWh, uma redução de 1,5% face a 2024, tendo o Terminal de GNL emitido para a Rede Nacional de Transporte de Gás cerca de 44,6 TWh.

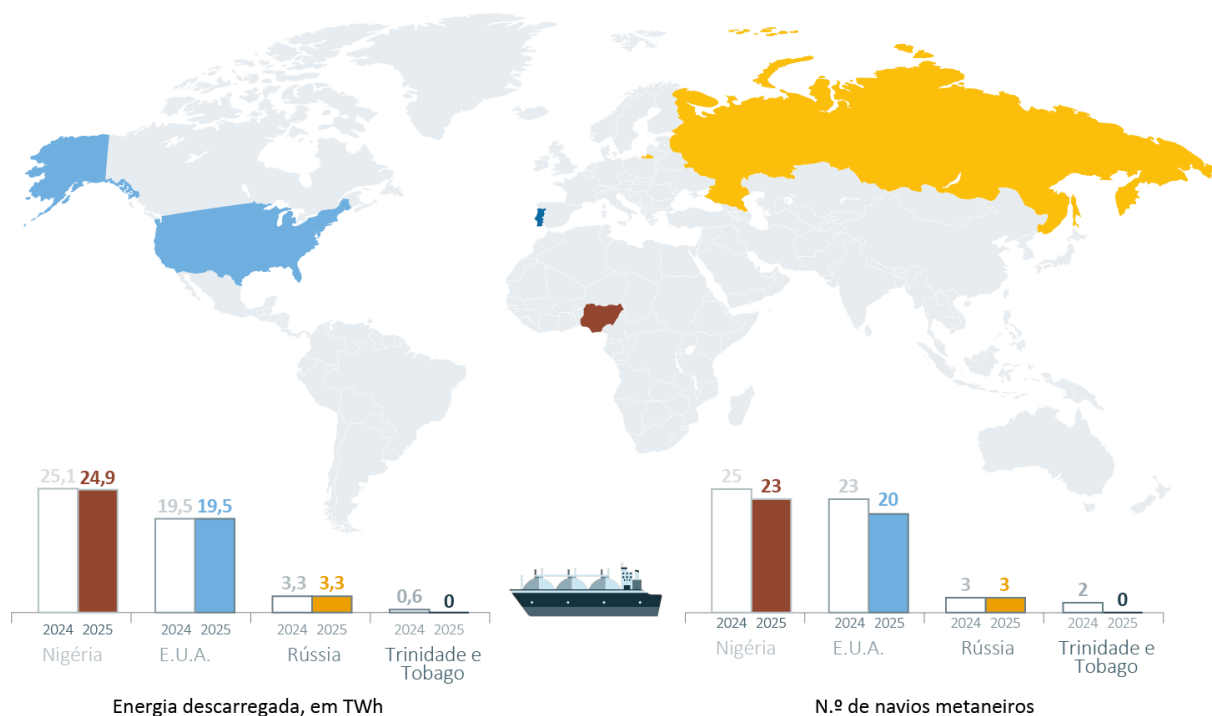


¹⁰ Mais informação sobre a operação do Terminal de GNL está disponível no [dashboard](#) sobre o acesso e operação de infraestruturas de gás e respetivo [boletim](#) referente ao 4.º trimestre de 2025.



A Figura 5-2 apresenta a origem dos navios metaneiros que realizaram operações de descarga no Terminal de GNL em 2025.

Figura 5-2 – Países de origem dos navios metaneiros recebidos no Terminal de GNL em 2025



Em 2025, o volume total de GNL descarregado no Terminal de GNL atingiu 7 083 533 m³ (GNL). A Nigéria foi o principal país de origem do total de navios metaneiros recebidos, representando 50% das operações de descarga, seguida dos Estados Unidos da América (EUA), com 43%. Os restantes 7% das operações de descarga tiveram origem na Rússia.

O Quadro 5-1 apresenta os indicadores de qualidade de serviço técnico do Terminal de GNL.





Quadro 5-1 – Indicadores do Terminal de GNL

Indicador	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Tempo médio efetivo de descarga de navios metaneiros (hh:mm:ss)	19:41:12	19:30:52	19:06:00	20:06:42	20:35:45	20:38:53
Tempo médio de atraso de descarga de navios metaneiros (hh:mm:ss)	1:15:00	0:57:43	0:48:40	04:22:00	04:03:30	03:43:00
Tempo médio efetivo de enchimento de cisternas (hh:mm:ss)	1:25:59	1:27:59	1:23:33	1:24:11	1:27:18	1:27:44
Tempo médio de atraso de enchimento de cisternas (hh:mm:ss)	0:26:07	0:27:19	0:27:33	0:23:15	0:23:28	0:23:36

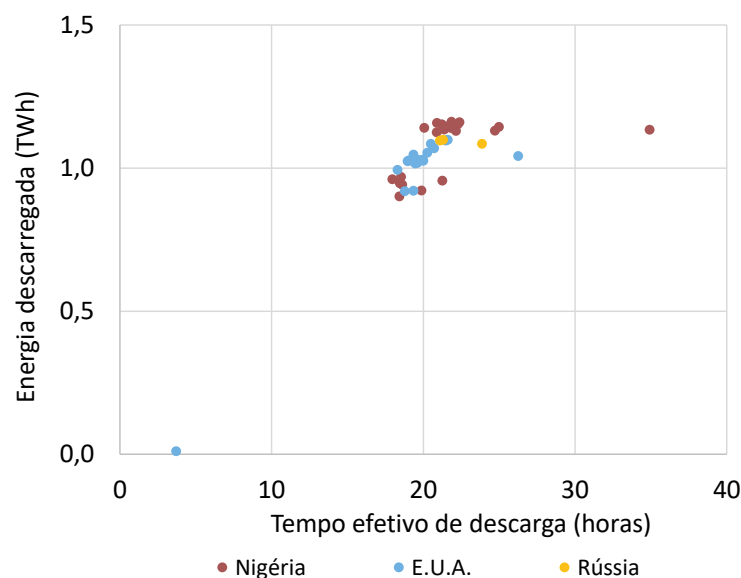
Apesar de, em 2025, a quantidade total descarregada de GNL ter reduzido 1,5% face ao valor registado no ano anterior, verificou-se um ligeiro aumento de cerca 0,3% no indicador “tempo médio efetivo de descarga de navios metaneiros” comparativamente ao valor registado em 2024.

A Figura 5-3 apresenta a relação entre o tempo efetivo de descarga e a energia descarregada por cada um dos 46 navios metaneiro recebidos no Terminal de Sines em 2024, discriminados por país de origem do carregamento de GNL.





Figura 5-3 – Relação entre o tempo efetivo de descarga e a energia descarregada por navio metaneiro em 2025



A análise da figura permite identificar padrões operacionais em função da origem geográfica dos navios metaneiros, avaliar a eficiência das operações de descarga e detetar eventuais situações atípicas, nomeadamente quando o tempo efetivo de descarga não se revela proporcional à quantidade de energia descarregada. Verifica-se que a maioria das operações de descarga se concentra num intervalo temporal entre 18 e 26 horas, com quantidades de energia descarregada, predominantemente, entre 0,90 e 1,16 TWh, refletindo um desempenho operacional estável.

Os navios provenientes da Nigéria e dos EUA constituem a principal origem das descargas de GNL no Terminal de Sines, sendo igualmente os que apresentam maior dispersão no tempo de operação. Destaca-se uma operação de descarga com duração superior a 34 horas, associada a um navio proveniente da Nigéria, cuja quantidade total de energia descarregada foi comparável à dos restantes navios. Esta situação traduziu-se num prolongamento do tempo de operação, condicionando temporariamente o desempenho do terminal. A situação verificada está associada à interrupção do fornecimento de energia elétrica ocorrida no dia 28 de abril de 2025 (Apagão Ibérico ¹¹), que afetou os sistemas auxiliares de suporte à operação contínua do terminal, originando um atraso na operação de descarga de cerca de 11 horas.

¹¹ Apagão Ibérico: Relatório sobre o pedido da REN para classificação como evento excecional do incidente de grande impacto de 28 de abril de 2025, disponível no [link](#).

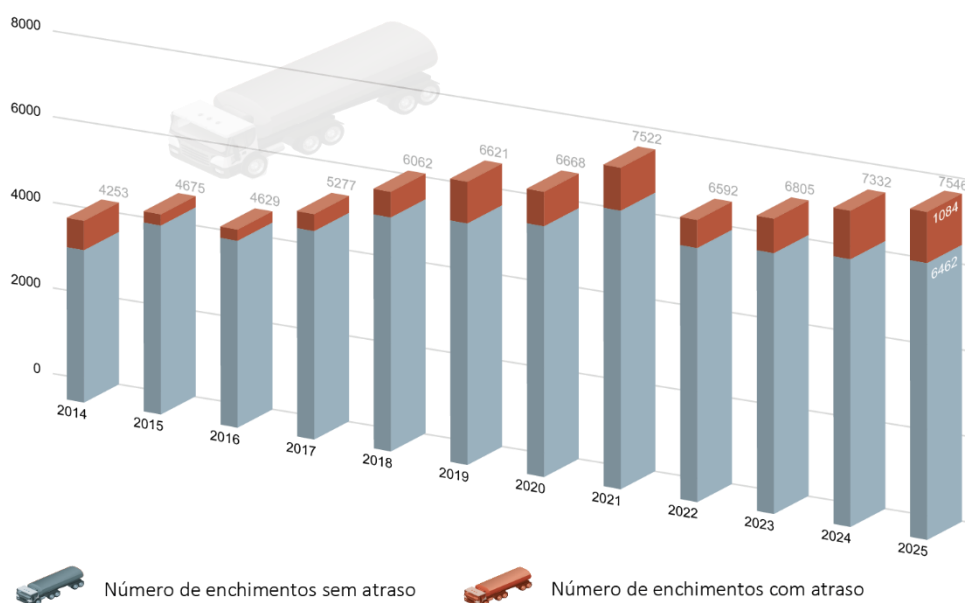




Relativamente ao indicador “tempo médio de atraso de descarga de navios metaneiros”, registou-se uma redução de 8,4% em comparação com o valor registado em 2024. Este resultado deveu-se, em grande parte, a três navios metaneiros provenientes da Nigéria (com atrasos entre 0,72 e 10,92 horas) e a um proveniente dos EUA (2,25 horas).

A Figura 5-4 apresenta o número de enchimentos de cisternas de GNL.

Figura 5-4 – Número de enchimentos de cisternas no Terminal de GNL



Verificou-se que, em 2025, o Terminal de GNL abasteceu 7 546 cisternas, correspondentes a cerca de 2,2 TWh. O número de enchimentos de cisternas de GNL aumentou 2,9% face a 2024. No que diz respeito ao indicador relativo ao tempo médio efetivo de enchimento, registou-se um aumento de 0,5%, face ao ano 2024. Por sua vez, o indicador tempo médio de atraso de enchimento registou um aumento de 0,6%, face ao ano 2024.



Refira-se que os indicadores de qualidade de serviço reportados em relação ao Terminal de GNL de Sines estão em linha com os dos anos anteriores, detetando-se algumas variações e refletindo a evolução do funcionamento do próprio terminal, quer em termos de número de navios metaneiros descarregados e carregados, bem como o número de enchimentos de cisternas.

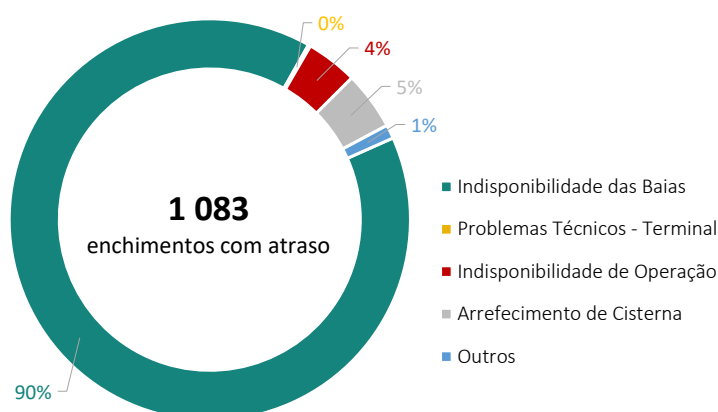




Por sua vez, verificou-se que o número de enchimentos de cisternas com atraso, isto é, com tempo de enchimento superior a duas horas, correspondeu no ano 2025 a aproximadamente 14% do número total de enchimentos, mantendo-se este valor percentual inalterado face a 2024.

No ano de 2025, em termos ponderados, as principais causas de atraso de enchimento de cisternas são apresentadas na Figura 5-5. Destaca-se a indisponibilidade das baías de enchimento (90% dos casos), a necessidade de arrefecimento das cisternas (5% dos casos) e a indisponibilidade de operação (4% dos casos).

Figura 5-5 – Causas de atraso de enchimento de cisternas em 2025

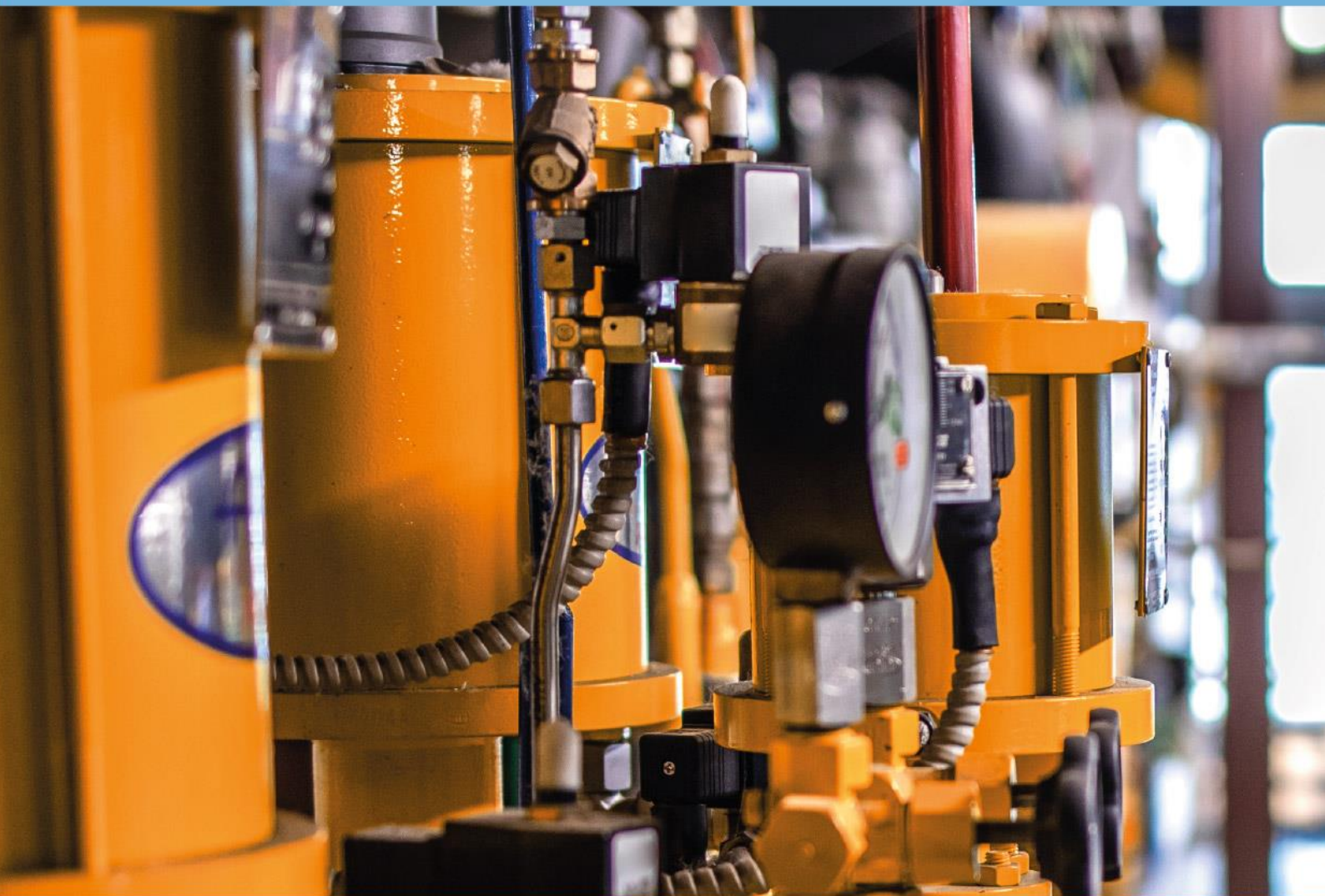


5.3 CONCLUSÕES

Os indicadores de continuidade de serviço reportados em relação ao Terminal de GNL de Sines mantiveram-se globalmente estáveis comparativamente ao verificado no ano anterior. Destaca-se a redução de 8,4% do tempo médio de atraso de descarga de navios metaneiros comparativamente ao valor registado em 2024. Quanto aos tempos médios efetivos de operação registaram variações marginais, incluindo um ligeiro aumento de 0,3% no tempo médio efetivo de descarga de navios, refletindo a evolução do funcionamento do próprio terminal.



6. CARACTERÍSTICAS DE GÁS





6. CARACTERÍSTICAS DO GÁS

6.1 ENQUADRAMENTO

Com vista ao correto funcionamento das infraestruturas e equipamentos, bem como à garantia da segurança na sua utilização, importa monitorizar as características do gás natural. Neste sentido, o RQS estabelece o conjunto de pontos das infraestruturas do Sistema Nacional de Gás (SNG), bem como as características a monitorizar.

No Terminal de GNL são avaliados os pontos associados aos processos de descarga dos navios metaneiros e de enchimento de cisternas. As características do gás nestes processos são monitorizadas com recurso ao cromatógrafo do cais de acostagem, no primeiro caso durante a descarga do navio e, no segundo caso, durante a carga da cisterna.

Relativamente à rede de transporte de gás são definidos os seguintes pontos de monitorização:

- ◆ entradas de gás na rede, nomeadamente as interligações com a rede espanhola, a ligação com o Terminal de GNL e a ligação ao armazenamento subterrâneo,
- ◆ pontos específicos da rede de transporte, tendo em vista a determinação de zonas de mistura de gás natural com proveniências distintas,
- ◆ pontos de ligação de grandes consumidores, correspondentes a centrais termoelétricas.

As características monitorizadas são: o índice de *Wobbe*, a densidade relativa, o ponto de orvalho da água, a concentração de sulfureto de hidrogénio, a concentração de enxofre total, a concentração de oxigénio, o ponto de orvalho de hidrocarbonetos para pressões até à pressão máxima de serviço, a concentração de sulfureto de carbonilo, a concentração de impurezas e a concentração mínima de metano. Para as primeiras cinco características encontram-se estabelecidos limites regulamentares.

A monitorização das características do gás no SNG tem como pressuposto a otimização e rentabilização na instalação dos equipamentos de análise, em particular nos pontos de interface das infraestruturas, evitando a sua duplicação, razão pela qual se dispensou da instalação de cromatógrafos nas redes de distribuição.





É neste contexto que se encontra a interface entre o Terminal de GNL e a rede de transporte, com equipamentos de monitorização diferentes, cujos registos são complementares. Em particular, no Terminal de GNL, é monitorizado o índice de *Wobbe*, a densidade e a concentração mínima de metano, enquanto na rede de transporte a monitorização abrange a concentração de sulfureto de hidrogénio, a concentração de enxofre total e a concentração de sulfureto de carbonilo. O ponto de orvalho de hidrocarbonetos é monitorizado com base nos certificados de carga dos navios.

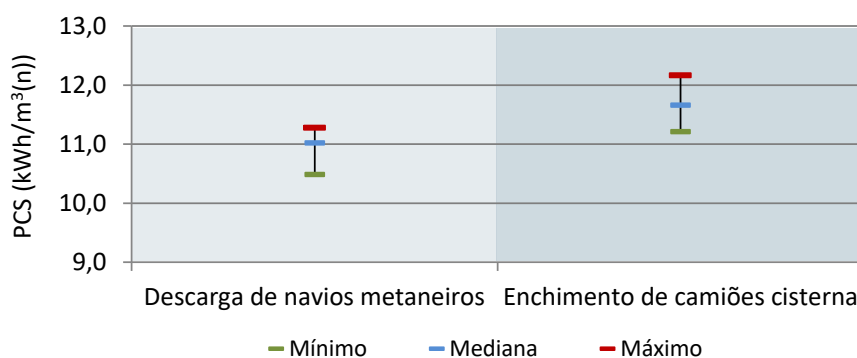
6.2 CARACTERIZAÇÃO

6.2.1 TERMINAL DE GNL

Duas das características monitorizadas (índice de *Wobbe* e densidade) possibilitam a determinação do Poder Calorífico Superior (PCS), que representa a quantidade de energia inerente a um determinado volume de gás, sendo, por isso, uma característica importante para a faturação de gás, uma vez que é utilizada na conversão dos volumes medidos nos contadores em energia fornecida.

A Figura 6-1 ¹² apresenta os valores mínimo e máximo e a mediana do PCS, determinados com base nos valores médios diários do índice de *Wobbe* e da densidade, para os dois processos identificados.

Figura 6-1 – Valores mínimo, máximo e a mediana do PCS, registados em 2025, no Terminal de GNL



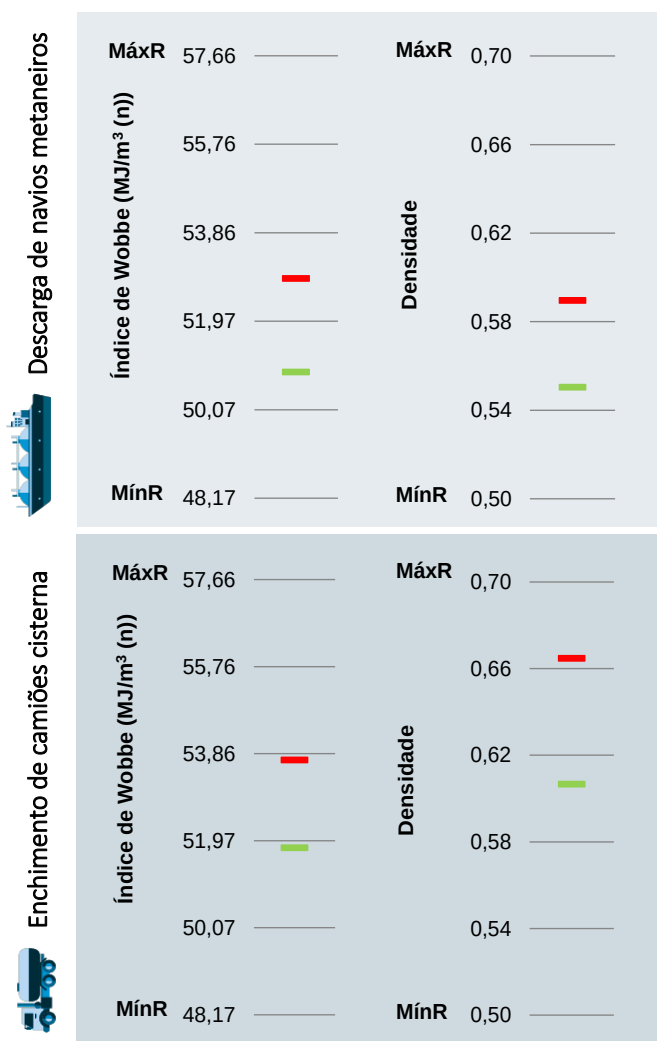
¹² Dados detalhados disponíveis no Quadro B-1





A Figura 6-2¹³ apresenta os valores mínimo e máximo do índice de *Wobbe* e da densidade relativa em 2025, identificando-se ainda os limites regulamentares mínimo (MínR) e máximo (MáxR). Verifica-se que foram respeitados os limites estabelecidos no RQS para estas duas características do gás natural.

Figura 6-2 – Valores mínimo e máximo do índice de *Wobbe* e da densidade relativa, registados em 2025, no Terminal de GNL



¹³ Dados detalhados disponíveis no Quadro B-2.





Quanto às restantes características estabelecidas no RQS, para 2025, e referentes à emissão de gás para a RNTG, há a referir o seguinte:

- ◆ concentração de água (MáxR=88 ppm_v): o valor máximo registado foi de 0 ppm_v,
- ◆ concentração de sulfureto de hidrogénio (MáxR=5 mg/m³(n)): o valor máximo registado foi de 0 mg/m³(n),
- ◆ concentração de enxofre total (MáxR=50 mg/m³(n)): o valor máximo registado foi de 0 mg/m³(n),
- ◆ ponto de orvalho dos hidrocarbonetos: é uma característica não monitorizada diretamente pelo operador do Terminal de GNL. No entanto, os certificados de carga dos navios registaram valores compreendidos entre -37,38 e -30,62 °C,
- ◆ concentração de sulfureto de carbonilo: Valor registado foi de 0 mg/m³,
- ◆ concentração mínima de metano: Valores de percentagem molar registados entre 90,39% e 97,65%.

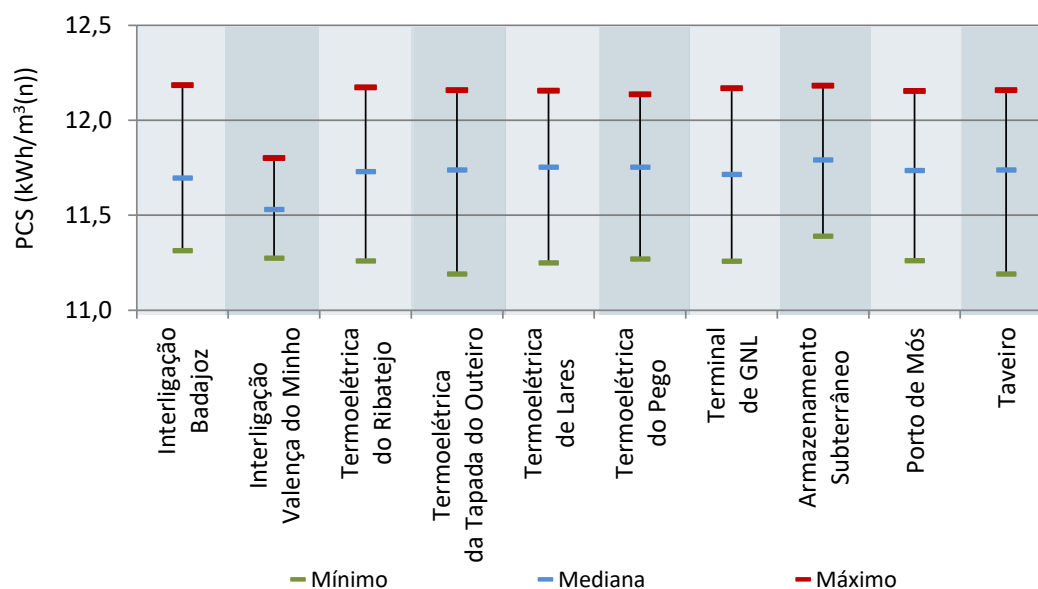
6.2.2 REDE DE TRANSPORTE

Duas das características monitorizadas (índice de *Wobbe* e densidade) possibilitam a determinação do Poder Calorífico Superior (PCS).

A Figura 6-3¹⁴ apresenta os valores mínimo, mediana e máximo do PCS, determinados com base nos valores médios diários do índice de *Wobbe* e da densidade, para os pontos monitorizados da rede de transporte.

¹⁴ Dados detalhados disponíveis no Quadro B-3.




Figura 6-3 – Valores mínimo, mediana e máximo do PCS, registados em 2025 na rede de transporte


A Figura 6-4 ¹⁵ apresenta os valores mínimo e máximo registados para cada característica do gás e para o conjunto de dez pontos monitorizados na rede de transporte, identificando os limites regulamentares mínimo (MínR) e/ou máximo (MáxR).

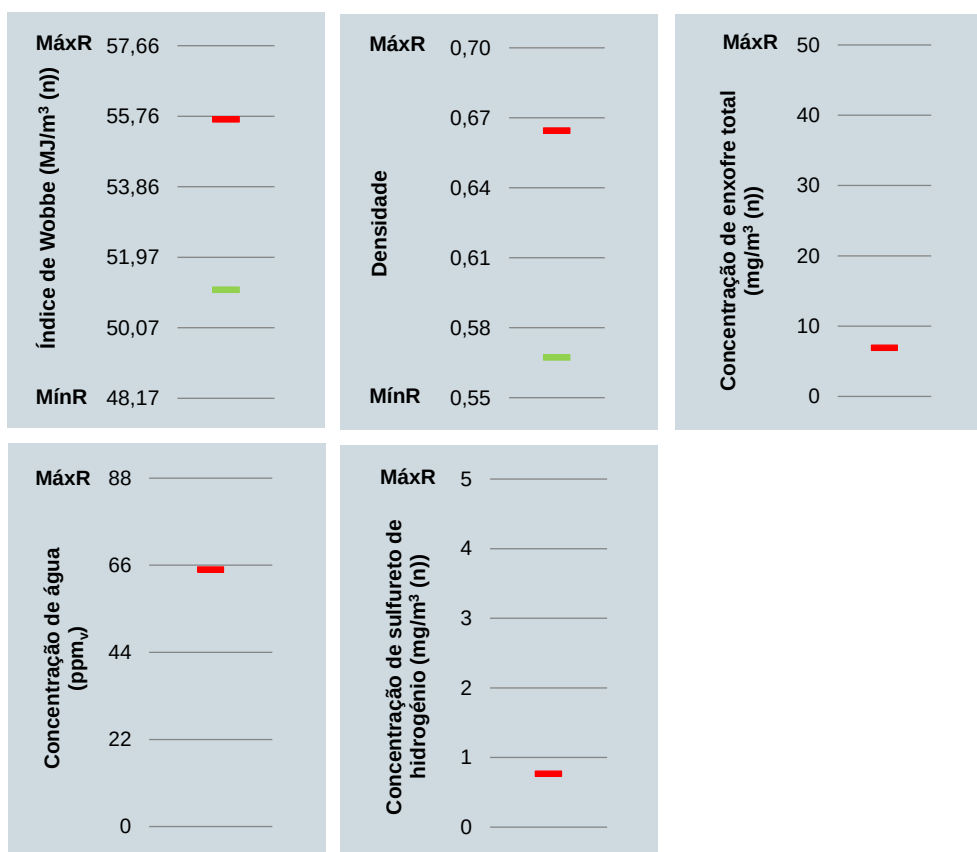
Apesar de o RQS definir que a característica a monitorizar é o ponto de orvalho da água, a REN Gasodutos disponibiliza a informação registada pelo seu equipamento, que é a concentração de água.

¹⁵ Dados detalhados disponíveis no Quadro B-4.





Figura 6-4 – Valores mínimo e máximo para cada característica do gás e para o conjunto de dez pontos monitorizados em 2025, na rede de transporte



Verifica-se que, em 2025, à semelhança do ocorrido nos anos anteriores, foram respeitados todos os limites estabelecidos no RQS para as características do gás, nos pontos monitorizados.

Em relação às monitorizações realizadas no período em análise para as características do gás sem limites estabelecidos no RQS, há a referir o seguinte:

- ◆ concentração de sulfureto de carbonilo: monitorizado nas interligações, no Terminal de GNL e no armazenamento subterrâneo, com valores registados entre 0 e $1,42 \text{ mg/m}^3 \text{ (n)}$,
- ◆ concentração de oxigénio: monitorizada nas interligações, no Terminal de GNL, no armazenamento subterrâneo e nos pontos de mistura, com valores registados entre 0 e $99,81 \text{ ppm}_v$,





- ◆ concentração mínima de metano: monitorizada em todos os pontos, com valores de percentagem molar registados entre 83,76 e 97,67 ¹⁶,
- ◆ concentração de impurezas: não monitorizada. O operador da rede de transporte tem referido como justificação para a não realização de monitorização, a inexistência de uma definição concreta do conceito de impurezas no RQS. No entanto, o operador da rede transporte refere que, através das suas unidades de filtragem instaladas nos pontos de saída da rede de transporte, garante que o gás entregue aos clientes não contém partículas ou outras impurezas que possam causar danos às respetivas instalações.

6.3 CONCLUSÕES

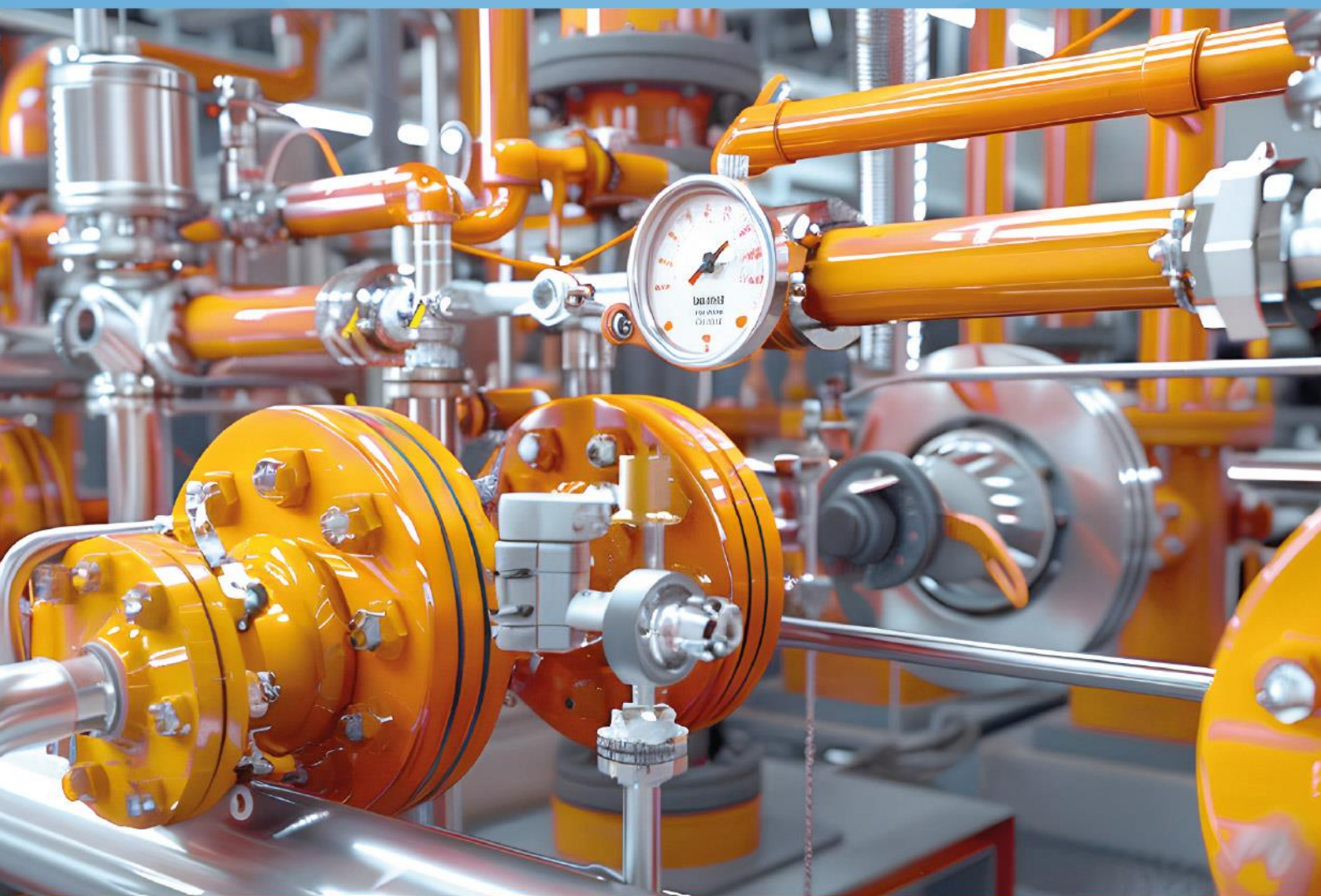
Em 2025, foram respeitados todos os limites regulamentares estabelecidos para as características do gás natural no Terminal de GNL, tal como em todos os anos anteriores.

De igual forma, em 2025 foram respeitados os limites estabelecidos no RQS para as características do gás na rede de transporte, tal como nos anos anteriores.

¹⁶ A composição do gás natural pode variar consoante o campo em que o gás é produzido, o processo de produção, o condicionamento, o processamento e o transporte, no entanto a característica comum do gás, independente destas especificidades, é o teor de metano que por norma é superior a 70% da sua composição.



7. PRESSÃO DE FORNECIMENTO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO





7. PRESSÃO DE FORNECIMENTO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

7.1 ENQUADRAMENTO

Os ORD devem assegurar os níveis de pressão necessários ao contínuo funcionamento das redes respectivas, atendendo aos limites da pressão de funcionamento das redes e dos equipamentos dos clientes.

A monitorização da pressão é uma forma de caracterizar o sistema de gás, garantindo a sua estabilidade e segurança, permitindo também controlar as variações das necessidades de consumo da rede.

7.2 CARACTERIZAÇÃO

A verificação dos valores da pressão de fornecimento nas redes de distribuição é feita com base em pontos de monitorização permanente e em pontos de monitorização não permanente.

O Quadro 7-1 apresenta o número de pontos monitorizados para cada ORD, bem como a sua representatividade relativamente à extensão da rede e ao número de pontos de entrega de cada ORD, no final de 2025.





Quadro 7-1 – Número de pontos monitorizados para cada ORD, em 2025

Operador das redes	N.º clientes/km	N.º de pontos monitorizados não permanentemente	N.º de pontos monitorizados permanentemente	N.º de pontos monitorizados permanentemente/100 km rede	N.º de pontos monitorizados permanentemente/1000 clientes
Beiragás	63	0	36	3,7	0,6
Dianagás	49	0	6	2,7	0,6
Duriensegás	63	0	14	2,6	0,4
Lisboagás	109	0	79	1,6	0,2
Lusitaniagás	63	0	84	2,2	0,3
Medigás	83	0	4	1,3	0,2
Paxgás	91	0	2	3,0	0,3
REN Portgás	61	0	127	1,9	0,3
Setgás	73	0	44	1,8	0,3
Sonorgás	32	0	39	3,8	1,2
Tagusgás	41	0	41	3,9	1,0
GLOBAL	71	0	476	2,2	0,3

Em 2025, verificou-se um reforço da monitorização da pressão de fornecimento de gás nas redes de distribuição, com a maioria dos ORD a aumentar o número de pontos com monitorização permanente. O total destes pontos ascendeu a 476, representando um aumento de 1,7% face a 2024. Esta evolução reflete uma intensificação das atividades de acompanhamento e controlo da operação do sistema de gás. As exceções a esta tendência foram a Dianagás, a Duriensegás, a Medigás, a Paxgás e a Sonorgás, que mantiveram o mesmo número de pontos relativamente a 2024.

**Maior
controlo
da pressão**
nas redes de
distribuição de gás

Relativamente às monitorizações não permanentes, à semelhança do verificado em 2024, não existiram pontos ativos com este tipo de monitorização em 2025.

7.3 CONCLUSÕES

Em 2025, todos os ORD apresentaram informação sobre a monitorização da pressão nas suas redes. A pressão de fornecimento foi monitorizada em 476 pontos distintos das redes de distribuição.



8. RELATÓRIOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO DAS EMPRESAS





8. RELATÓRIOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO DAS EMPRESAS

8.1 ENQUADRAMENTO

O RQS estabelece um conjunto mínimo de matérias que deve constar nos relatórios, a publicar anualmente pelas empresas, com o objetivo de comunicar eficazmente às partes interessadas o seu desempenho. Assim, os relatórios devem ser adequados ao público a que se destinam, podendo as empresas adotar versões com conteúdos e formas distintas. As empresas devem enviar à ERSE e tornar públicos os seus relatórios da qualidade de serviço até 31 de maio de cada ano.

8.2 CARACTERIZAÇÃO

As entidades publicaram o respetivo relatório anual da qualidade de serviço nas suas páginas na Internet até 31 de maio de 2026, em cumprimento do disposto no RQS. Relativamente ao envio dos relatórios à ERSE, 11 dos 12 operadores cumpriram o prazo regulamentar de 31 de maio, tendo apenas a REN Gasodutos submetido o relatório com um dia de atraso, em 1 de junho de 2026, conforme indicado no Quadro 8-1.

Os relatórios da qualidade de serviço publicados pelas entidades referidas contêm a informação prevista, estão bem organizados e são de fácil leitura.



**Quadro 8-1 – Supervisão do envio e publicação do relatório da qualidade de serviço das empresas de 2025**

Operador das redes	Enviou o relatório QS à ERSE até 31 de maio?	Publicou o relatório QS no site até 31 maio?	Link do relatório QS
Beiragás	Sim (29/05/2026)	Sim	 www
Dianagás	Sim (29/05/2026)	Sim	 www
Duriensegás	Sim (29/05/2026)	Sim	 www
Lisboagás	Sim (29/05/2026)	Sim	 www
Lusitaniagás	Sim (29/05/2026)	Sim	 www
Medigás	Sim (29/05/2026)	Sim	 www
Paxgás	Sim (29/05/2026)	Sim	 www
REN Gasodutos	Sim (01/06/2026)	Sim	 www
REN Portgás	Sim (29/05/2026)	Sim	 www
Setgás	Sim (29/05/2026)	Sim	 www
Sonorgás	Sim (29/05/2026)	Sim	 www
Tagusgás	Sim (29/05/2026)	Sim	 www

8.3 CONCLUSÕES

A avaliação da ERSE quanto ao conteúdo e à forma dos relatórios de qualidade de serviço dos operadores de redes é, em termos gerais, positiva, tendo em consideração que o principal objetivo destes documentos é o de comunicar de forma eficaz as matérias relativas à qualidade de serviço, em especial a qualidade de serviço técnica, tendo em conta a diversidade de públicos a que se destinam.

A ERSE destaca o cumprimento integral, por todos os operadores de rede, do prazo regulamentarmente estabelecido para o envio à ERSE e para a publicação dos respetivos relatórios de qualidade de serviço nas páginas na internet. Este desempenho reflete o compromisso dos operadores de rede com as suas obrigações regulamentares e contribui para a transparência, a comparabilidade e a supervisão da qualidade de serviço prestada aos clientes.

A ERSE continuará a acompanhar de forma sistemática o cumprimento destas obrigações, promovendo uma cultura de responsabilidade, transparência e rigor no reporte da informação.



9. OUTRAS PUBLICAÇÕES DA ERSE SOBRE O SETOR DO GÁS





9. OUTRAS PUBLICAÇÕES DA ERSE SOBRE O SETOR DO GÁS

9.1 BOLETINS

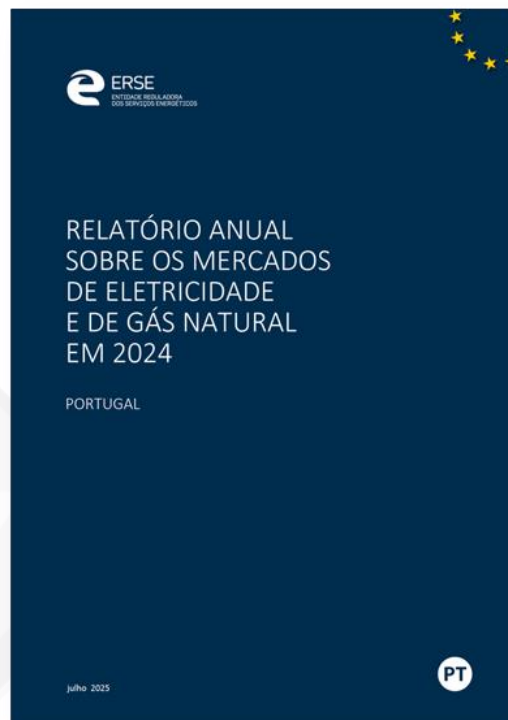
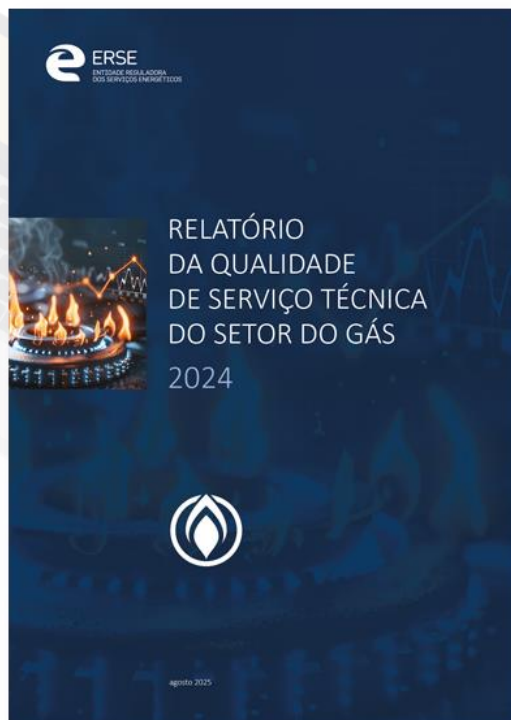


9.2 DASHBOARDS





9.3 RELATÓRIOS



10. PRINCIPAL LEGISLAÇÃO DO SETOR DO GÁS





10. PRINCIPAL LEGISLAÇÃO DO SETOR DO GÁS

10.1 LEGISLAÇÃO

DGEG publicou o Regulamento da Rede Nacional de Distribuição de Gás

A Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) publicou o Despacho n.º [2791/2025](#), de 28 de fevereiro, que aprova o Regulamento da Rede Nacional de Distribuição de Gás (RRNDG).

DGEG publicou o Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás

A DGEG publicou o Despacho n.º [3264/2025](#), de 13 de março, que aprova o Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás (RRNTG).

Governo aprovou o diploma que determina o desconto a aplicar na fixação da tarifa social de fornecimento de gás natural no ano gás 2025-2026

O Governo publicou o Despacho n.º [3566-A/2025](#), de 20 de março, que determina o desconto a aplicar na fixação da tarifa social de fornecimento de gás natural no ano gás 2025-2026.

Governo aprovou o diploma sobre a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás

O Governo aprovou o Decreto-Lei n.º [79/2025](#), de 21 de maio, que altera o Decreto-Lei n.º [62/2020](#), de 28 de agosto, sobre a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás, e o Decreto-Lei n.º [70/2022](#), de 14 de outubro, que cria uma reserva estratégica de gás natural e estabelece medidas extraordinárias e temporárias de reporte de informação e de garantia da segurança de abastecimento de gás.

Governo aprovou o diploma que nomeia, a título transitório, a entidade responsável pelo planeamento, desenvolvimento e gestão da infraestrutura de rede dedicada a hidrogénio

O Governo publicou o Despacho n.º [6750-C/2025](#), de 23 de junho, que nomeia, a título transitório, a REN Gás, S.A. como entidade responsável pelo planeamento, desenvolvimento e gestão da infraestrutura de rede dedicada a hidrogénio.

DGEG emitiu o guia de depósito de caução por conta do bloqueio da capacidade de injeção, a prestar pelo produtor para os projetos que envolvam injeção na rede

A DGEG publicou o Despacho n.º [8030/2025](#), de 14 de julho, que aprova o guia de depósito de caução por conta do bloqueio da capacidade de injeção, a prestar pelo produtor de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono.





10.2 ATOS da ERSE

ERSE aprovou a lista de pontos relevantes da Rede Pública de Gás para o ano gás 2025-2026

Deliberação do Conselho de Administração da ERSE de abril de 2025 | [Link](#)

ERSE aprovou as tarifas e preços de gás natural para o ano-gás 2025-2026

Deliberação do Conselho de Administração da ERSE junho de 2025 | [Link](#)

ERSE aprovou projeto-piloto de injeção de hidrogénio para testes na rede de transporte de gás

Deliberação do Conselho de Administração da ERSE de junho de 2025 | [Link](#)

ERSE aprovou as regras e parâmetros relativos à oferta e subscrição do Serviço de Flexibilidade de *Linepack* para o ano-gás 2025/2026

Deliberação do Conselho de Administração da ERSE de junho de 2025 | [Link](#)

ERSE aprovou os parâmetros de operação da RNTG para o ano-gás 2025-2026

Deliberação do Conselho de Administração da ERSE de julho de 2025

ERSE criou o Grupo de Trabalho para o Biometano e lançou um questionário aos interessados

Deliberação do Conselho de Administração da ERSE de julho de 2025 | [Link](#)

ERSE emitiu parecer sobre as propostas de planos de desenvolvimento e investimento na RNTIAT para o período de 2026-2035

Deliberação do Conselho de Administração da ERSE de julho de 2025 | [Link](#)

ERSE publicou o Relatório da Qualidade de Serviço Comercial - 2024 - Parte I: Atendimento, Pedidos de informação e Reclamações

Deliberação do Conselho de Administração da ERSE de agosto de 2025 | [Link](#)

ERSE publicou o Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do setor do gás -2024

Deliberação do Conselho de Administração da ERSE de agosto de 2025 | [Link](#)

ERSE publicou o Relatório da Qualidade de Serviço Comercial - 2024 - Parte II: Deslocações à Instalação do Cliente e Operações Remotas

Deliberação do Conselho de Administração da ERSE de outubro de 2025 | [Link](#)



ANEXOS





A. ANEXO AO CAPÍTULO 4

Quadro A-1 - Número médio anual da totalidade das interrupções por 1000 clientes, em Portugal

Ano	Interrupções previstas	Interrupções acidentais	Total
2017	1,63	4,46	6,09
2018	1,49	4,98	6,47
2019	1,40	10,94	12,34
2020	1,23	7,33	8,56
2021	1,90	6,99	8,89
2022	1,15	4,58	5,73
2023	1,80	5,84	7,64
2024	2,08	8,50	10,58
2025	1,70	5,23	6,93

Quadro A-2 - Duração média anual das interrupções por cliente (minutos/cliente), em Portugal

Ano	Interrupções previstas	Interrupções acidentais	Total
2017	0,33	0,91	1,24
2018	0,54	1,66	2,20
2019	0,45	28,78	29,23
2020	0,24	1,59	1,83
2021	0,30	3,14	3,43
2022	0,21	0,70	0,91
2023	0,53	1,44	1,97
2024	0,59	2,16	2,75
2025	0,30	1,05	1,35




Quadro A-3 - Número médio de interrupções por 1 000 clientes

ORD	Ano	Não controlável acidental	Não controlável prevista	Controlável acidental	Controlável prevista - Renovação da rede	Controlável prevista - Outras situações
Beiragás	2022	1,48	0	0	0	0
	2023	16,14	0	0	0	0
	2024	8,34	0	0	0	0
	2025	4,42	0	0	0	0
Dianagás	2022	0,09	0	0	0	0
	2023	0,56	0	0	0	0
	2024	2,54	0	0	0	0
	2025	0	0	0	0	0
Duriensegás	2022	0,03	0	0	0	0
	2023	4,85	0	0	0	0
	2024	0	0	0	0	0
	2025	0	0	0	0	0
Lisboagás	2022	3,33	0	0	1,42	1,89
	2023	6,35	0	0	3,85	1,43
	2024	2,72	0	0	4,08	1,95
	2025	4,38	0	0	0,91	4,18
Lusitaniagás	2022	1,13	0	0	0	0
	2023	1,70	0	0	0	0
	2024	8,77	0	0	0	0
	2025	1,18	0	0	0	0
Medigás	2022	34,19	0	0	0	0
	2023	2,77	0	0	0	0
	2024	3,01	0	0	0	0
	2025	35,40	0	0	0	0
Paxgás	2022	0	0	0	0	0
	2023	0	0	0	0	0
	2024	0	0	0	0	0
	2025	2,47	0	0	0	0
REN Portgás	2022	7,48	0,04	0,84	0	0
	2023	9,62	0	0,002	0	0,03
	2024	14,80	0,20	0	0	0
	2025	8,89	0	0	0	0
Setgás	2022	3,35	0	0	0	0
	2023	0,62	0	0	0	0
	2024	2,99	0	0	0	0
	2025	3,22	0	0	0	0





ORD	Ano	Não controlável acidental	Não controlável prevista	Controlável acidental	Controlável prevista - Renovação da rede	Controlável prevista - Outras situações
Tagusgás	2022	0,33	0	0	0	0
	2023	3,09	0	0	0	0
	2024	57,09	0	0	0	0
	2025	4,32	0	0	0	0

Quadro A-4 - Duração média das interrupções por cliente (minutos/cliente)

ORD	Ano	Não controlável acidental	Não controlável prevista	Controlável acidental	Controlável prevista - Renovação da rede	Controlável prevista - Outras situações
Beiragás	2022	0,19	0	0	0	0
	2023	4,12	0	0	0	0
	2024	1,19	0	0	0	0
	2025	0,43	0	0	0	0
Dianagás	2022	0,01	0	0	0	0
	2023	0,13	0	0	0	0
	2024	0,48	0	0	0	0
	2025	0	0	0	0	0
Duriensegás	2022	0	0	0	0	0
	2023	0,78	0	0	0	0
	2024	0	0	0	0	0
	2025	0	0	0	0	0
Lisboagás	2022	0,35	0	0	0,28	0,69
	2023	1,50	0	0	1,35	0,22
	2024	0,38	0	0	1,49	0,25
	2025	0,59	0	0	0,37	0,53
Lusitaniagás	2022	0,20	0	0,07	0	0
	2023	0,32	0	0	0	0
	2024	3,38	0	0	0	0
	2025	0,14	0	0	0	0
Medigás	2022	2,75	0	0	0	0
	2023	0,24	0	0	0	0
	2024	0,27	0	0	0	0
	2025	3,34	0	0	0	0
Paxgás	2022	0	0	0	0	0
	2023	0	0	0	0	0
	2024	0	0	0	0	0
	2025	0,54	0	0	0	0





ORD	Ano	Não controlável acidental	Não controlável prevista	Controlável acidental	Controlável prevista - Renovação da rede	Controlável prevista - Outras situações
REN Portgás	2022	1,05	0	0,18	0	0
	2023	1,82	0	0	0	0
	2024	3,20	0,02	0	0	0
	2025	2,05	0	0	0	0
Setgás	2022	0,40	0	0	0	0
	2023	0,07	0	0	0	0
	2024	0,39	0	0	0	0
	2025	0,34	0	0	0	0
Tagusgás	2022	0,03	0	0	0	0
	2023	0,34	0	0	0	0
	2024	8,51	0	0	0	0
	2025	0,83	0	0	0	0

Quadro A-5 - Duração média das interrupções (minutos/interrupção)

ORD	Ano	Não controlável acidental	Não controlável prevista	Controlável acidental	Controlável prevista - Renovação da rede	Controlável prevista - Outras situações
Beiragás	2022	131,57	0	0	0	0
	2023	255,72	0	0	0	0
	2024	142,94	0	0	0	0
	2025	96,37	0	0	0	0
Dianagás	2022	123,00	0	0	0	0
	2023	229,00	0	0	0	0
	2024	188,60	0	0	0	0
	2025	0	0	0	0	0
Duriensegás	2022	89,00	0	0	0	0
	2023	161,01	0	0	0	0
	2024	0	0	0	0	0
	2025	0	0	0	0	0
Lisboagás	2022	104,97	0	0	339,46	65,29
	2023	235,72	0	0	349,67	153,70
	2024	138,87	0	0	365,15	128,48
	2025	134,27	0	0	411,93	124,50
Lusitaniagás	2022	173,71	0	105,00	0	0
	2023	189,99	0	0	0	0
	2024	385,26	0	0	0	0
	2025	121,48	0	0	0	0





ORD	Ano	Não controlável acidental	Não controlável prevista	Controlável acidental	Controlável prevista - Renovação da rede	Controlável prevista - Outras situações
Medigás	2022	80,55	0	0	0	0
	2023	85,07	0	0	0	0
	2024	90,00	0	0	0	0
	2025	94,41	0	0	0	0
Paxgás	2022	0	0	0	0	0
	2023	0	0	0	0	0
	2024	0	0	0	0	0
	2025	216,87	0	0	0	0
REN Portgás	2022	140,74	90,21	212,50	0	0
	2023	189,21	0	240,00	0	120,00
	2024	213,90	142,00	0	0	0
	2025	230,88	0	0	0	0
Setgás	2022	118,92	0	0	0	0
	2023	107,44	0	0	0	0
	2024	129,41	0	0	0	0
	2025	106,13	0	0	0	0
Tagusgás	2022	83,00	0	0	0	0
	2023	110,65	0	0	0	0
	2024	149,09	0	0	0	0
	2025	191,43	0	0	0	0





B. ANEXO AO CAPÍTULO 6

Quadro B-1 - Valores mínimo, máximo e a mediana do PCS, registrados em 2025, no Terminal de GNL

	PCS (kWh/m³(n))		
	Mínimo	Mediana	Máximo
Descarga de navios metaneiros	10,49	11,02	11,28
Enchimento de camiões-cisterna	11,21	11,66	12,17

Quadro B-2 - Valores mínimo e máximo do índice de Wobbe e da densidade relativa, registrados em 2025, no Terminal de GNL

Ponto de Monitorização	Valores	Característica observada	
		Índice de Wobbe (MJ/m³ (n))	Densidade
		Mín: 48,17	Mín: 0,5549
		Máx: 57,66	Máx: 0,7001
Descarga de navios metaneiros	Mínimo	50,88	0,55
	Percentil	52,19	0,58
	Máximo	52,88	0,59
Enchimento de camiões-cisterna	Mínimo	51,81	0,61
	Percentil	52,74	0,63
	Máximo	53,72	0,66





**Quadro B-3 - Valores mínimo, mediana e máximo do PCS, registados em 2025,
na rede de transporte**

Ponto de Monitorização	PCS (kWh/m ³ (n))		
	Mínimo	Mediana	Máximo
Interligação Badajoz	11,31	11,69	12,19
Interligação Valença do Minho	11,27	11,53	11,80
Termoelétrica do Ribatejo	11,26	11,73	12,17
Termoelétrica da Tapada do Outeiro	11,19	11,74	12,16
Termoelétrica de Lares	11,25	11,75	12,15
Termoelétrica de Pego	11,27	11,75	12,14
Terminal de GNL	11,26	11,741	12,17
Armazenamento Subterrâneo	11,39	11,79	12,18
Porto de Mós	11,26	11,73	12,15
Taveiro	11,19	11,74	12,16





Quadro B-4 - Valores mínimo e máximo para cada característica do gás e para o conjunto de dez pontos monitorizados em 2025, na rede de transporte

Ponto de Monitorização	Valores	Característica observada				
		Índice de Wobbe (MJ/m³ (n))	Densidade	Concentração de água (ppm _v)	Sulfureto de hidrogénio (mg/m³ (n))	Enxofre total (mg/m³ (n))
		Mín: 48,17 Máx: 57,66	Mín: 0,5549 Máx: 0,7001	Máx: 88 ppm _v	Máx: 5	Máx: 50
Interligação Badajoz	Mínimo	52,51	0,57	1,76	0	0
	Percentil	54,57	0,60	6,98	0	0
	Máximo	55,60	0,64	38,23	0,77	3,02
Interligação Valença do Minho	Mínimo	53,84	0,57	0,04	0	0
	Percentil	54,37	0,58	0,05	0	0
	Máximo	54,88	0,60	0,61	0	6,90
Termoelétrica do Ribatejo	Mínimo	53,78	0,57			
	Percentil	54,76	0,59			
	Máximo	55,65	0,62			
Termoelétrica da Tapada do Outeiro	Mínimo	51,09	0,57			
	Percentil	54,76	0,60			
	Máximo	55,62	0,64			
Termoelétrica de Lares	Mínimo	52,75	0,57			
	Percentil	54,71	0,60			
	Máximo	55,58	0,64			
Termoelétrica do Pego	Mínimo	52,61	0,57			
	Percentil	54,72	0,60			
	Máximo	55,58	0,64			
Terminal Atlântico	Mínimo	53,80	0,57			
	Percentil	54,72	0,59			
	Máximo	55,64	0,62			
Armazenamento Subterrâneo	Mínimo	52,25	0,57	0,02	0	0
	Percentil	54,74	0,60	1,33	0	0
	Máximo	55,68	0,66	64,90	0	0
Porto de Mós	Mínimo	52,66	0,57	0,03		
	Percentil	54,74	0,60	0,04		
	Máximo	55,61	0,64	46,31		
Taveiro	Mínimo	51,09	0,57	0,06		
	Percentil	54,76	0,60	0,06		
	Máximo	55,62	0,64	31,66		





C. LISTA DE SIGLAS E ACRÓNIMOS

DGEG – Direção-Geral de Energia e Geologia

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

GNL – Gás Natural Liquefeito

GRMS - Estação de Regulação de Pressão e Medição

ORD – Operador da Rede de Distribuição

PCS – Poder Calorífico Superior

RNTG – Rede Nacional de Transporte de Gás

RQS – Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e do gás

SAIDI – Duração média das interrupções

SAIFI – Número médio de interrupções

UAG – Unidade Autónoma de Gás





ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Rua Dom Cristóvão da Gama, 1 – 3.º
1400 - 113 Lisboa

+351 213 033 200
erse@erse.pt
www.erse.pt