

**CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA  
DE GÁS NO ANO GÁS 2023-2024**

Junho 2023

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º  
1400-113 Lisboa  
Tel.: 21 303 32 00  
Fax: 21 303 32 01  
e-mail: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>CENÁRIOS ADOTADOS PARA O CONSUMO DE GÁS POR TIPO DE CONSUMIDORES .....</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2023-2024 .....</b>	<b>11</b>
3.1	Metodologia de previsão do Balanço de Energia do Sistema Nacional de Gás .....	11
3.1.1	Pressupostos utilizados na determinação do balanço de energia do SNG .....	11
3.1.2	Perdas e autoconsumos nas redes .....	14
3.2	Balanço de energia no SNG para o ano gás 2023-2024 .....	15
3.3	Caracterização dos fluxos de energia no SNG .....	19
<b>4</b>	<b>CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2023 E 2024 .....</b>	<b>21</b>
<b>5</b>	<b>UTILIZAÇÃO DAS REDES E INFRAESTRUTURAS .....</b>	<b>33</b>
5.1	Rede de transporte e infraestruturas de Alta Pressão .....	33
5.1.1	Caracterização da utilização das infraestruturas em alta pressão .....	33
5.1.1.1	Terminal de GNL .....	33
5.1.1.2	Armazenamento Subterrâneo .....	37
5.1.1.3	Armazenamento Nacional de Gás .....	38
5.1.1.4	Rede de transporte.....	39
5.1.2	Previsão para a utilização da rede de transporte Nacional de Gás e infraestruturas de alta pressão .....	51
5.2	Redes de distribuição .....	52
5.2.1	Determinação de quantidades na perspetiva tarifária .....	52
5.2.2	Determinação das conversões de quantidades e perfilagem .....	54
5.2.3	Utilização de perfis de consumo nacionais .....	55
5.3	Comercialização de último recurso .....	55
5.4	Comercialização em regime de mercado .....	57
<b>6</b>	<b>CARATERIZAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPETIVA TARIFÁRIA PARA O ANO GÁS 2023-2024.....</b>	<b>59</b>
6.1	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das infraestruturas e da rede de transporte.....	60
6.1.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	60
6.1.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo .....	62
6.1.3	Tarifa de Uso Global do Sistema .....	64
6.1.4	Tarifa de Uso da Rede de Transporte .....	65
6.2	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição .....	71

6.2.1	Tarifa de Uso Global do Sistema .....	71
6.2.2	Tarifa de Uso da Rede de Transporte .....	72
6.2.3	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição.....	72
6.3	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos comercializadores de último recurso .....	73
6.3.1	Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas.....	73
6.3.2	Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas.....	74
6.3.3	Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas.....	74
6.4	Quantidades consideradas nas entregas dos operadores de redes para a aplicação das tarifas de acesso às redes a todos os utilizadores .....	74
6.4.1	Entregas do operador da Rede de Transporte em Alta Pressão .....	74
6.4.2	Entregas do operador da Rede de Distribuição para fornecimentos anuais de gás superiores a 10 000 m <sup>3</sup> .....	75
6.4.3	Entregas do operador da Rede de Distribuição em BP < 10 000 m <sup>3</sup> /ano .....	87
6.4.4	Tarifa Social de Acesso às redes .....	88
6.5	Quantidades consideradas nas Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais .....	89
6.5.1	Tarifa Transitória de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para Clientes ligados à rede de distribuição com consumos anuais de gás inferiores ou iguais 10 000 m <sup>3</sup> .....	89
6.6	Quantidades consideradas nas Tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas, no âmbito do fornecimento supletivo.....	91
6.6.1	Tarifa de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para Clientes ligados à rede de distribuição com consumos anuais de gás superiores ou iguais 10 000 m <sup>3</sup> , no âmbito do fornecimento supletivo.....	91
<b>7</b>	<b>PERÍODO DE VAZIO E DE FORA DE VAZIO.....</b>	<b>93</b>
<b>8</b>	<b>FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS .....</b>	<b>95</b>
8.1	Proposta de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTIAT .....	95
8.2	Proposta de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição.....	96
8.3	Análise da ERSE às propostas.....	96
8.4	Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas Infraestrutura do SNG para o ano gás 2023-2024.....	98

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Evolução da estrutura dos consumos de gás em Portugal por ano civil .....	3
Figura 2-2 - Evolução do consumo de gás em Portugal por ano civil .....	5
Figura 2-3 - Evolução do consumo de gás em Portugal por ano gás.....	7
Figura 2-4 - Quantidades definidas para os comercializadores .....	10
Figura 3-1 - Estrutura de mercado prevista em termos de energia e número de clientes, para o ano gás 2023-2024 no segmento de consumidores com consumo anual de gás inferior ou igual a 10 000 m <sup>3</sup> .....	14
Figura 3-2 - Fluxos de energia no SNG previstos para o ano gás 2023-2024 .....	19
Figura 4-1 - Energia regaseificada pelo Terminal de GNL na RNTG (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos permitidos).....	22
Figura 4-2 - Energia extraída e injetada no Armazenamento Subterrâneo (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos permitidos).....	23
Figura 4-3 - Capacidade utilizada nas saídas da RNTG soma dos máximos diários de 12 meses não simultâneos por GRMS (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos permitidos) .....	24
Figura 4-4 - Energia saída da RNTG (valores ocorridos e previsões) .....	25
Figura 4-5 - Quantidades de energia à saída da RNDG para fornecimento a clientes ocorridas e previstas para definição de proveitos permitidos.....	28
Figura 4-6- Número médio de pontos de abastecimento da RNDG ocorridos e previstos para definição de proveitos permitidos .....	29
Figura 4-7- Energia vendida pelos CUR ocorrida e prevista para definição de proveitos permitidos ....	31
Figura 4-8- Número de clientes do CUR ocorridos e previstos para definição de proveitos permitidos .....	32
Figura 5-1 - Energia média diária armazenada no Terminal de GNL, de 2019 a 2022 .....	34
Figura 5-2 - Energia diária armazenada no Terminal de GNL, de 2019 a 2022 .....	34
Figura 5-3 - Emissão mensal de gás do Terminal de GNL para a RNTG, de 2019 a 2022 .....	35
Figura 5-4 - Emissão diária de gás do Terminal de GNL para a RNTG, de 2019 a 2022.....	36
Figura 5-5 - Carregamento mensal de gás do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2019 a 2022 .....	36
Figura 5-6 - Carregamento diário de gás do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2019 a 2022 .....	37
Figura 5-7 - Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo, de 2019 a 2022 .....	38
Figura 5-8 - Diagrama diário da utilização agregada do armazenamento subterrâneo e do terminal de GNL, de 2019 a 2022.....	39
Figura 5-9 - Entradas e saídas da RNTG, por ponto de entrada e ponto de saída, em 2022.....	40
Figura 5-10 - Injeções na RNTG na semana com o máximo/mínimo consumo diário, em 2022.....	41
Figura 5-11 - Fluxo mensal de gás na interligação de Campo Maior, de 2019 a 2022 .....	42

Figura 5-12 - Fluxo diário de gás na interligação de Campo Maior, de 2019 a 2022 .....	42
Figura 5-13 - Fluxo mensal de gás na interligação em Valença do Minho, de 2019 a 2022.....	43
Figura 5-14 - Fluxo diário de gás na interligação em Valença do Minho, de 2019 a 2022 .....	43
Figura 5-15 - Fluxo mensal de gás no ponto virtual de interligação, de 2019 a 2022 .....	44
Figura 5-16 - Fluxo diário de gás no ponto virtual de interligação, de 2019 a 2022 .....	44
Figura 5-17 - Fluxo mensal de gás na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2019 a 2022 ...	45
Figura 5-18 - Fluxo diário de gás na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2019 a 2022 .....	45
Figura 5-19 - Fluxo mensal de gás na ligação com os centros eletroprodutores, de 2019 a 2022 .....	46
Figura 5-20 - Fluxo diário de gás na ligação com os centros eletroprodutores, de 2019 a 2022.....	46
Figura 5-21 - Fluxo mensal de gás na ligação com os clientes em alta pressão, de 2019 a 2022 .....	47
Figura 5-22 - Fluxo diário de gás na ligação com os clientes em alta pressão, de 2019 a 2022.....	47
Figura 5-23 - Fluxo mensal de gás nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição de Gás, de 2019 a 2022 .....	48
Figura 5-24 - Fluxo diário de gás nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição de Gás, de 2019 a 2022 .....	48
Figura 5-25 - Fluxo mensal de gás do agregado das saídas da RNTG, de 2019 a 2022 .....	49
Figura 5-26 - Fluxo diário de gás do agregado das saídas da RNTG, de 2019 a 2022.....	49
Figura 5-27 - Curva classificada dos fluxos de gás nos pontos de entrada/saída da RNTG, em 2022, em função do valor de energia máximo anual, ocorrido em cada ponto .....	50
Figura 6-1 - Evolução dos produtos de capacidade contratada de armazenamento no Terminal de GNL .....	60
Figura 6-2 - Evolução dos produtos de capacidade contratada de regaseificação no Terminal de GNL .....	61
Figura 6-3 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no armazenamento subterrâneo .....	63
Figura 6-4 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do VIP Ibérico .....	65
Figura 6-5 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do Terminal de GNL .....	66
Figura 6-6 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do Armazenamento Subterrâneo .....	67
Figura 6-7 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de saída para o VIP Ibérico ..	68
Figura 6-8 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de saída para o Armazenamento Subterrâneo .....	69
Figura 8-1 - Perdas totais resultantes de autoconsumos e das purgas na RNTG e o seu peso relativo, para cada ano gás .....	97
Figura 8-2 - Perdas totais resultantes de autoconsumos no Armazenamento Subterrâneo e o seu peso relativo, para cada ano gás.....	98

## ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 - Balanço de gás na RNTG e na RNDG para o ano gás 2023-2024 .....	16
Quadro 3-2 - Balanço do número de clientes no SNG para o ano gás 2023-2024 .....	17
Quadro 3-3 - Balanço comercial de energia no SNG para o ano gás 2023-2024 .....	18
Quadro 3-4 - Grau de liberalização do mercado de gás, previsto para o ano gás 2023-2024 .....	18
Quadro 4-1 - Quantidades de energia à saída da RNDG para fornecimento a clientes previstas para definição dos proveitos permitidos.....	26
Quadro 4-2 - Número médio de pontos de abastecimento previstos para definição dos proveitos permitidos.....	27
Quadro 4-3 - Energia vendida pelos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos .....	30
Quadro 4-4 - Número de clientes dos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos .....	31
Quadro 5-1 - Variáveis de faturação no referencial tarifário de aplicação aos clientes finais .....	53
Quadro 5-2 - Quotas em regime de mercado, para o ano gás 2023-2024 .....	58
Quadro 6-1 - Número de clientes discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2023-2024.....	59
Quadro 6-2 - Fornecimentos de energia discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2023-2024 .....	59
Quadro 6-3 - Quantidades para o ano gás 2023-2024 para a tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL .....	62
Quadro 6-4 - Quantidades para o ano gás 2023-2024 para a Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo .....	64
Quadro 6-5 - Quantidades para o ano gás 2023-2024 para a Parcela I da Tarifa de Uso Global do Sistema .....	64
Quadro 6-6 - Quantidades para o ano gás 2023-2024 para a Parcela II da Tarifa de Uso Global do Sistema .....	64
Quadro 6-7 - Quantidades para o ano gás 2023-2024 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada.....	68
Quadro 6-8 - Quantidades para o ano gás 2023-2024 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (infraestruturas).....	70
Quadro 6-9 - Quantidades para o ano gás 2023-2024 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (clientes) .....	70
Quadro 6-10 - Quantidades para o ano gás 2023-2024 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída, para instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)....	71
Quadro 6-11 - Quantidades para o ano gás 2023-2024 para a Tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores das redes de distribuição.....	71
Quadro 6-12 - Quantidades para o ano gás 2023-2024 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte dos operadores das redes de distribuição .....	72
Quadro 6-13 - Quantidades para o ano gás 2023-2024 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição .....	72

Quadro 6-14 - Quantidades para o ano gás 2023-2024 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível anual) .....	73
Quadro 6-15 - Quantidades para o ano gás 2023-2024 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível mensal) .....	73
Quadro 6-16 - Quantidades para o ano gás 2023-2024 para a Tarifa de Energia do comercializador de último recurso grossista aos comercializadores retalhistas .....	73
Quadro 6-17 - Quantidades para o ano gás 2023-2024 para a tarifa de Energia dos CUR retalhistas...	74
Quadro 6-18 - Quantidades para o ano gás 2023-2024 para a tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas .....	74
Quadro 6-19 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024.....	75
Quadro 6-20 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em BP> - Beiragás .....	76
Quadro 6-21 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em MP - Beiragás.....	76
Quadro 6-22 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em BP> - Dianagás .....	77
Quadro 6-23 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em MP - Dianagás.....	77
Quadro 6-24 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em BP> - Duriensegás.....	78
Quadro 6-25 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em MP – Duriensegás.....	78
Quadro 6-26 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em BP> - Lisboaagás .....	79
Quadro 6-27 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em MP - Lisboaagás.....	79
Quadro 6-28 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em BP> - Lusitaniagás .....	80
Quadro 6-29 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em MP - Lusitaniagás.....	80
Quadro 6-30 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em BP> - Medigás.....	81
Quadro 6-31 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em MP - Medigás.....	81
Quadro 6-32 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em BP> - Paxgás.....	82
Quadro 6-33 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em MP - Paxgás .....	82
Quadro 6-34 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em BP> - REN Portgás .....	83



Quadro 6-35 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em MP - REN Portgás.....	83
Quadro 6-36 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em BP> - Setgás .....	84
Quadro 6-37 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em MP - Setgás.....	84
Quadro 6-38 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em BP> - Sonorgás.....	85
Quadro 6-39 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em MP - Sonorgás.....	85
Quadro 6-40 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em BP> - Tagusgás.....	86
Quadro 6-41 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em MP - Tagusgás.....	86
Quadro 6-42 - Resumo das quantidades para o ano gás 2023-2024 das Tarifas de Acesso às Redes em BP<.....	87
Quadro 6-43 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2023-2024 para as Tarifas de Acesso às Redes em BP< .....	87
Quadro 6-44 - Resumo das quantidades para o ano gás 2023-2024 da Tarifa Social de Acesso às redes BP< .....	88
Quadro 6-45 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2023-2024 para as Tarifas Sociais de Acesso redes em BP< .....	89
Quadro 6-46 - Resumo das quantidades para o ano gás 2023-2024 das Tarifas Transitórias em BP< ..	90
Quadro 6-47 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2023-2024 para as Tarifas Transitórias em BP< .....	90
Quadro 6-48 - Quantidades para o ano gás 2023-2024 das Tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas, no âmbito do fornecimento supletivo em BP>.....	91
Quadro 7-1 - Períodos de vazio e fora de vazio na RNDG para o ano gás 2023-2024 .....	93
Quadro 8-1 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos propostos pela REN Gasodutos ..	96
Quadro 8-2 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas do SNG, para o ano-gás 2023-2024 .....	99



## 1 INTRODUÇÃO

A previsão da procura de gás condiciona os preços das várias tarifas e os proveitos permitidos. Assim, o resultado da análise da procura deve estabelecer um balanço de energia que determine a utilização esperada para o ano gás das diversas infraestruturas do sistema de gás, bem como as quantidades previstas para cada variável de faturação. As quantidades apresentadas neste documento aplicam-se ao ano gás 2023-2024, de 1 de outubro de 2023 a 30 de setembro de 2024.

No capítulo 2 analisam-se os cenários adotados na previsão do consumo de gás por tipo de consumidor, para o ano gás 2023-2024.

No capítulo 3 apresenta-se o balanço de energia para o ano gás 2023-2024, bem como a metodologia e os pressupostos adotados.

No capítulo 4 justificam-se os pressupostos que sustentam as variáveis relacionadas com o consumo de gás que apoiam a definição dos proveitos permitidos das empresas reguladas.

No capítulo 5 é apresentada uma caracterização da utilização das infraestruturas do Sistema Nacional de Gás (SNG).

No capítulo 6 é apresentada a caracterização das quantidades associadas às tarifas reguladas por atividade dos operadores das infraestruturas e da rede de transporte, dos operadores das redes de distribuição e dos comercializadores de último recurso, das quantidades associadas às tarifas transitórias de venda a clientes finais aplicadas pelos comercializadores de último recurso e das quantidades associadas às tarifas de acesso às redes, incluindo as tarifas sociais. É também apresentada a evolução da contratação dos produtos de capacidade nas infraestruturas.

Inclui-se ainda a definição dos períodos de vazio e fora de vazio nas redes de distribuição (capítulo 7) e a definição dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas (capítulo 8).

O presente documento é um anexo do documento “Tarifas e Preços de Gás para o ano gás 2023-2024 e Parâmetros para o período de regulação 2024-2027”.



## 2 CENÁRIOS ADOTADOS PARA O CONSUMO DE GÁS POR TIPO DE CONSUMIDORES

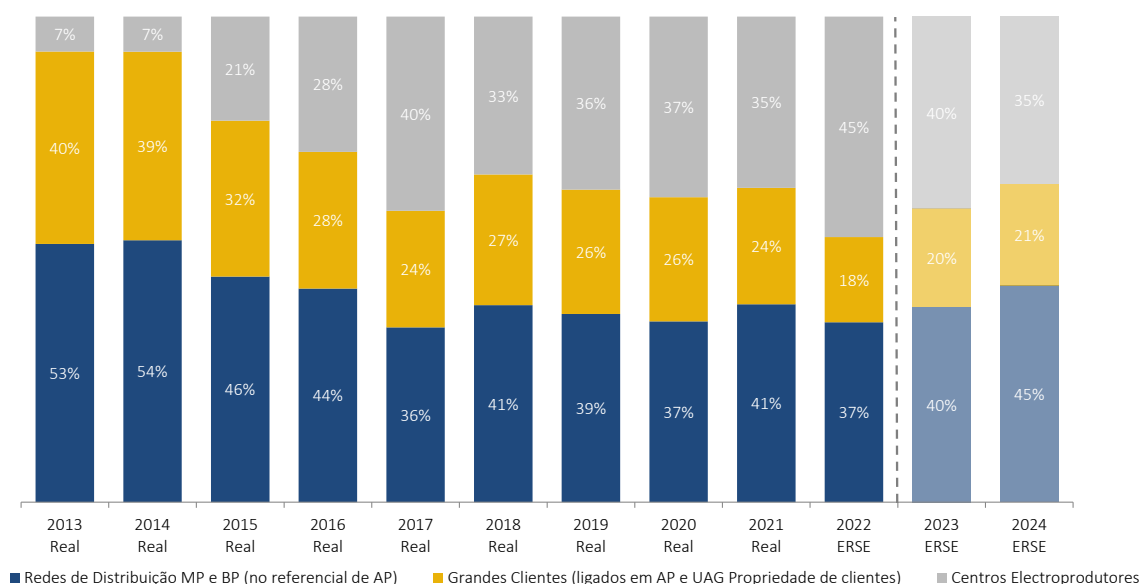
Neste capítulo apresentam-se as linhas gerais adotadas pela ERSE na definição do nível de consumo de gás para os anos 2023 e 2024.

Em Portugal existem três grandes grupos de consumidores de gás: i) centros eletroprodutores de ciclo combinado; ii) grandes consumidores industriais, ligados diretamente às infraestruturas de Alta Pressão (AP) e Unidades Autónomas de Gás propriedade de clientes e; iii) consumidores ligados às redes de distribuição. A tendência da repartição do consumo nacional entre estes três grupos sofreu alterações significativas na última década.

### ESTRUTURA DO CONSUMO NACIONAL DE GÁS

A Figura 2-1 ilustra a alteração da estrutura dos consumos de gás em Portugal, incluindo os dados estimados para 2023 e previstos para 2024 que serão adiante explicitados.

Figura 2-1 - Evolução da estrutura dos consumos de gás em Portugal por ano civil



Nota: A partir de 2020 real passou a incluir-se nas quantidades dos Grandes Clientes os clientes das UAG propriedade de clientes, para além dos ligados em AP.

Desde 2013 que o peso dos centros eletroprodutores no consumo nacional cresceu de apenas 7 % até 40% do consumo nacional de gás em 2017. Depois do pico atingido em 2017, o peso dos consumos dos centros

electroprodutores estabilizou, até atingir um novo máximo histórico durante o ano de 2022, quando representou cerca de 45% do consumo nacional de gás.

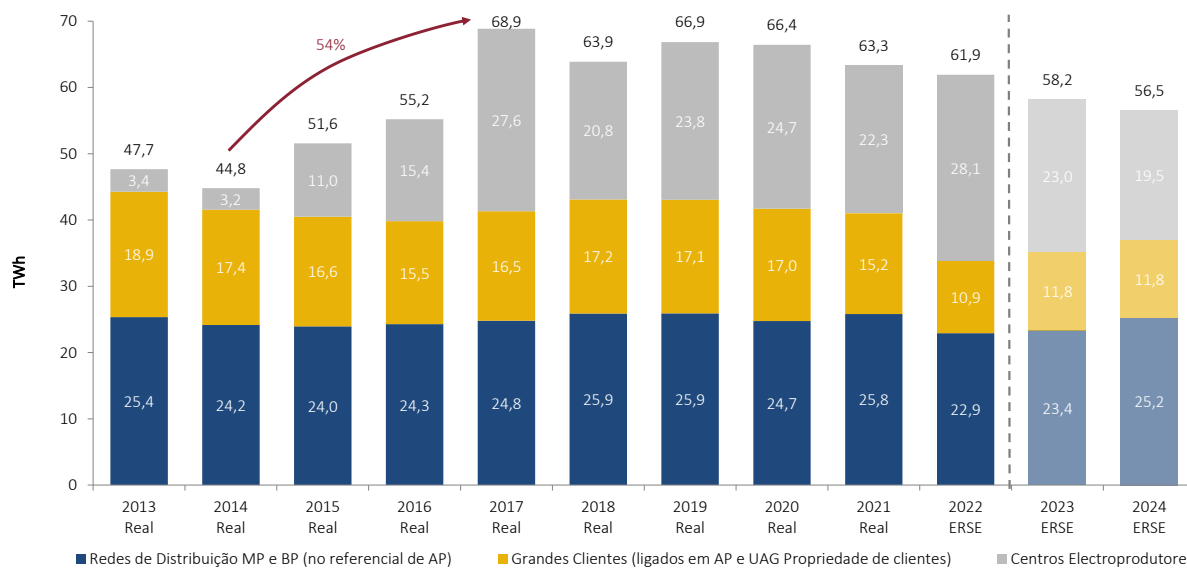
O peso do consumo dos grandes consumidores industriais fornecidos em AP tem vindo a diminuir desde 2014. A redução do peso desse segmento verificada entre 2015 e 2017 é devida ao crescimento significativo do consumo dos centros electroprodutores nesses anos. Já o decréscimo de consumo registado em 2020 e 2021, que coloca o peso do consumo destes clientes no nível de 2017, é explicado pelo efeito das medidas de combate à pandemia COVID-19, que impactaram principalmente estes consumidores devido à redução de atividade e ao encerramento de algumas indústrias. Em 2022, o peso do consumo dos grandes clientes foi o mais reduzido no período em análise devido, em grande parte, ao facto desse segmento de consumidores ser mais sensível ao aumento substancial do preço do gás que se verificou nos mercados grossistas.

No que respeita ao consumo agregado dos consumidores abastecidos pelas redes de distribuição em média e baixa pressão (MP e BP), este atingiu uma quota que se situou acima dos 40% do consumo nacional até 2016. Em 2017, a quota deste segmento de consumidores sofreu uma queda, para 36%, que se deve essencialmente ao pico de consumo dos centros electroprodutores nesse ano, tendo em 2018 e 2019 recuperado parcialmente a quota, por via de um crescimento dos próprios consumos e de um decréscimo do consumo nacional de gás para produção de eletricidade face ao pico verificado em 2017. Comparando com os grandes consumidores fornecidos em AP, verifica-se um efeito mais acentuado da pandemia COVID-19 no ano de 2020 no consumo abastecido pelas redes de distribuição, atingindo uma quota de 37% do consumo nacional. Após uma recuperação em 2021 o seu peso voltou a diminuir para 37% em 2022, sob o efeito da escalada nos preços de gás no mercado do gás.

#### **EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE GÁS POR TIPO DE CONSUMIDOR**

A Figura 2-2 ilustra a evolução dos consumos de gás em Portugal por ano civil, incluindo os dados estimados para 2023 e previstos para 2024. Esta figura ilustra o forte crescimento do consumo nacional entre 2014 e 2017 (53,8%), invertendo a tendência de decréscimo registada nos anos anteriores, devido essencialmente ao crescimento do consumo dos ciclos combinados. Os valores de 2022 da energia saída da rede de transporte refletem o efeito do aumento do preço do gás nos mercados grossistas, que levaram a uma diminuição do consumo dos clientes em AP, MP e BP para níveis abaixo dos verificados em toda a série analisada. Os centros eletroprodutores tiveram um comportamento oposto, atingindo em 2022 o maior consumo no período em análise, 28,1 TWh, superando o pico registado em 2017.

Figura 2-2 - Evolução do consumo de gás em Portugal por ano civil



Nota: A partir de 2020 real passou a incluir-se nas quantidades dos Grandes Clientes os clientes das UAG propriedade de clientes, para além dos ligados em AP.

No caso particular da produção de energia elétrica nas centrais de ciclo combinado a gás e, portanto, do respetivo consumo de gás, esta é fortemente influenciada pela produção de origem renovável, nomeadamente da eólica, grandes centrais hídricas e fotovoltaica. Esta relação baseada essencialmente em fatores climáticos como a eolicidade e a hidraulicidade perdeu, contudo, alguma relevância, pelos motivos explanados de seguida. Em primeiro lugar, desde 2015, os aspetos estruturais e conjunturais<sup>1</sup> nos sistemas elétricos de Espanha e França influenciaram substancialmente as trocas de energia elétrica nas interligações entre Portugal e Espanha e, conseqüentemente, a utilização das centrais de ciclo combinado portuguesas, o que se reflete no seu consumo de gás.

Em segundo, assinala-se também o efeito do descomissionamento das centrais a carvão em Portugal em 2021, em Espanha e noutros países europeus, que, face aos objetivos de descarbonização a nível Europeu, conduziu a uma maior utilização das centrais de ciclo combinado a gás como tecnologia de transição e de *backup* à medida que a integração de produção renovável progride, em substituição da produção a carvão.

É neste novo contexto que se perspetiva uma menor influência das condições climáticas na produção de energia elétrica por parte das centrais de ciclo combinado a gás.

<sup>1</sup> Como por exemplo, o reforço da capacidade das interligações das redes elétricas da Península Ibérica com o resto da Europa e a maior, ou menor, disponibilidade de produção de origem nuclear em França.

Importa ainda sublinhar as indivisibilidades existentes no setor do gás em Portugal, que regista variações relevantes na evolução do consumo nacional quando ocorrem arranques ou paragens de um centro electroprodutor ou de um grande consumidor industrial.

Por fim, não se poderia deixar de referir, naturalmente, o aumento da instabilidade dos preços de gás natural e eletricidade nos mercados grossistas, fortemente agravado pela guerra que ocorre atualmente na Ucrânia que afeta de forma significativa a volatilidade dos consumos de gás.

Numa perspetiva de definição de cenários futuros para a procura de gás, observa-se que o consumo abastecido pelas redes de distribuição é relativamente estável, apesar da redução em 2022, sendo passível de extrapolação para o futuro mediante a utilização de variáveis explicativas ligadas a indicadores económicos e sociais.

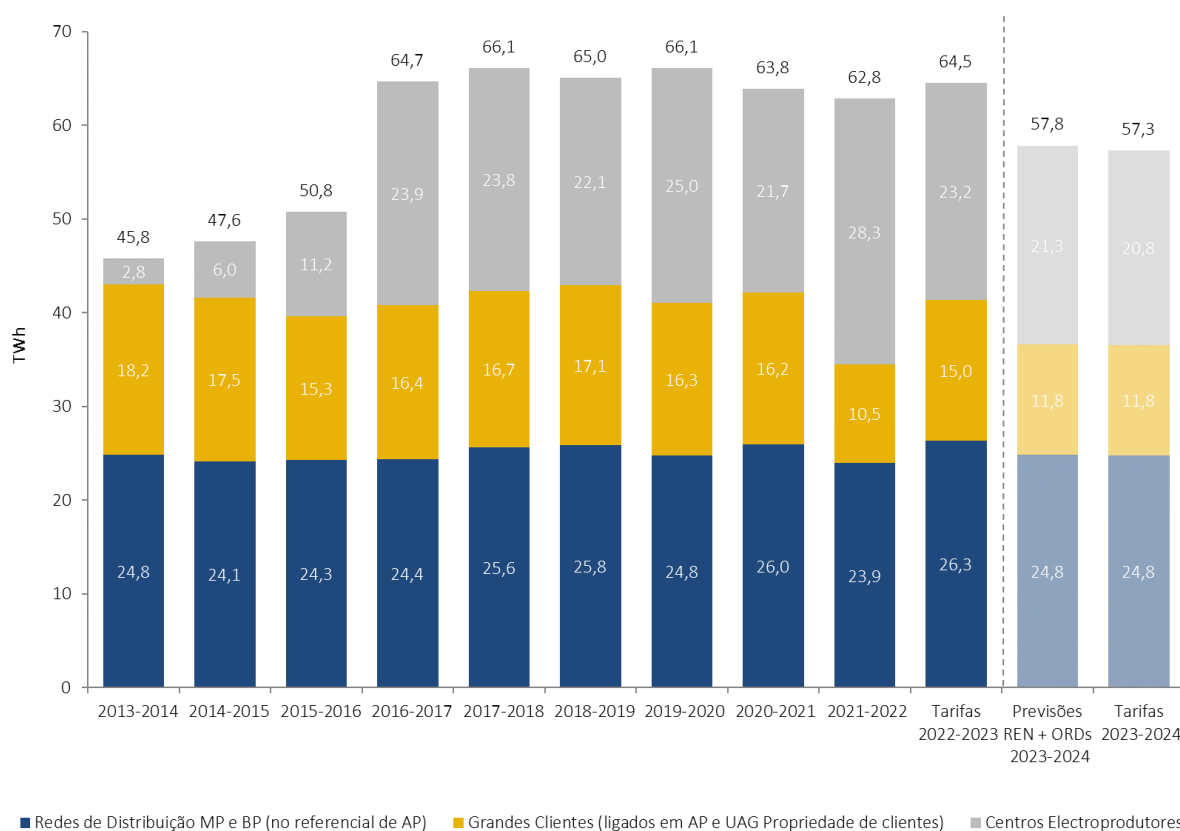
Refira-se que, seguindo a prática desde o ano gás 2012-2013, a ERSE assumiu como valores reais do consumo abastecido pelas redes de distribuição os valores que resultam dos dados provenientes do ORT e do operador do Terminal de GNL.

Neste quadro, as previsões da ERSE para os consumos de gás necessários ao cálculo dos proveitos permitidos e das tarifas tiveram por base várias abordagens que englobam tanto uma avaliação crítica às previsões das empresas, como uma análise de dados físicos mais recentes e do quadro económico e regulatório que se perspetiva.

A Figura 2-3 apresenta os últimos dados ocorridos no passado e explicita as previsões da ERSE para o ano gás 2023-2024, assim como as previsões das empresas, no referencial de saída da rede de transporte.



Figura 2-3 - Evolução do consumo de gás em Portugal por ano gás



Nota: A partir do ano gás 2021-2022, passou a incluir-se nas quantidades dos Grandes Clientes os clientes das UAG propriedade de clientes para além dos ligados em AP

### PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS DOS CENTROS ELETROPRODUTORES

A previsão do consumo de gás dos centros eletroprodutores em Portugal, deverá considerar um conjunto alargado de fatores que refletem a dinâmica do Setor Elétrico Nacional e as particularidades do sistema electroprodutor. Esses fatores são, designadamente:

- o consumo de energia elétrica referido à emissão deduzido da produção em regime especial com regimes de remuneração garantida (*feed-in tariff*), que corresponde à procura efetivamente dirigida aos produtores em regime de mercado e que é indicativo da possibilidade de colocação em mercado da produção das centrais de ciclo combinado a gás e, portanto, do respetivo consumo de gás;
- as particularidades da central da Turbogás, cujo fornecimento de gás é em regime *take-or-pay*, pelo que a evolução do seu consumo depende dos valores mínimos de consumo estabelecidos no Acordo

de Gestão do Consumo (AGC) para evitar uma situação de *pay* – pagamento do gás sem o consumir, e cujo Contrato de Aquisição de Energia (CAE) acaba no primeiro trimestre de 2024;

- a crescente integração dos mercados ibérico e do resto da Europa, que pode levar a alterações significativas do saldo exportador devido a fatores externos, o que aumenta a possibilidade de colocação em mercado dos produtores portugueses;
- a política energética e ambiental a nível ibérico e europeu, que favorece a produção a gás em detrimento do carvão <sup>2</sup>.

Uma vez que o CAE da Turbogás termina no final do primeiro trimestre de 2024, o perfil de utilização desta central a partir do segundo trimestre de 2024 é bastante incerto. Neste sentido, as previsões da ERSE para o consumo desta central consideram um decréscimo na produção no resto de 2024, correspondendo a uma diminuição do fator de utilização, de 37% em 2023, para um valor médio equivalente de 19% em 2024.

Para as restantes centrais, e considerando ainda o contexto de incerteza associado aos fatores anteriormente expostos, o consumo prospetivado pela ERSE para 2023 e 2024 reflete um fator de utilização da capacidade total instalada destas centrais de ciclo combinado a rondar os 33%, em linha com o verificado nos últimos anos. Assim, para o ano gás 2023-2024 prevê-se um consumo total dos centros eletroprodutores de 20,8 TWh, abaixo do valor implícito nas tarifas atualmente em vigor (23,2 TWh).

#### **PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS DOS GRANDES CLIENTES**

No segmento dos grandes consumidores abastecidos pela rede de transporte em alta pressão e nas UAG propriedade de clientes considera-se que o consumo de gás terá um decréscimo acentuado de cerca de -22,7%, face ao ano gás anterior, resultado do acréscimo substancial dos preços do gás nos mercados internacionais, que deu origem a uma diminuição de consumos neste segmento de clientes.

Como tal, para 2023 e para 2024, a ERSE optou por assumir os consumos indicados pela REN para a globalidade dos grandes clientes e das UAG propriedade de clientes. Desta forma, para o ano gás 2023-2024, prevê-se um consumo para os grandes clientes em AP de 10,9 TWh e de 0,9 TWh para UAG propriedade de clientes, perfazendo 11,8 TWh.

---

<sup>2</sup> Registe-se as previsões de redução a curto e médio prazo da produção térmica a carvão na Península Ibérica, devido aos seguintes fatores: i) fim da produção das centrais a carvão em Portugal; ii) o descomissionamento previsto das centrais a carvão em Espanha até 2030.

**PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS ABASTECIDO PELAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

Relativamente às previsões do consumo abastecido pelas redes de distribuição, verifica-se que os valores agregados indicados pelos operadores das redes de distribuição são inferiores à previsão do ORT para 2023 em 2,4 TWh e para 2024 em 0,6 TWh. Numa análise qualitativa, esta diferença poderá atribuir-se ao facto de os ORD terem um maior conhecimento das suas redes e incorporarem nas suas previsões ocorrências específicas, como seja a expansão geográfica da rede, a ligação de novos clientes ou alterações de consumos de clientes existentes. Em 2024, os ORD preveem um total de entregas a clientes na ordem dos 25,3 TWh, cerca de 7,9% acima da sua estimativa para 2023 (23,4 TWh).

A ERSE optou por considerar os valores previsionais dos fornecimentos e número de pontos de abastecimento (PA) previstos pelos ORD para 2023 e 2024, para o agregado de MP e BP, exceto no caso da Sonorgás, que considera nas suas previsões o abastecimento dos novos polos de consumo relativos a licenças de distribuição de gás em novas zonas geográficas. Face aos dados mais recentes à disposição da ERSE, relativos à execução dos investimentos nas redes e infraestruturas dos polos atribuídos à Sonorgás, considerou-se que o desenvolvimento deverá ser mais lento do que o previsto pela empresa, assumindo-se que a procura em 2023 e 2024 atingirá 78% das previsões da empresa, para o consumo, e 81%, para o número de pontos de abastecimento.

Como resultado, o total das entregas a clientes ligados nas redes de distribuição, previsto pela ERSE, apresenta um acréscimo de 10% em dois anos, passando de 22,9 TWh em 2022 para 25,2 TWh em 2024. Para o ano gás 2023-2024 o valor adotado pela ERSE é de 24,8 TWh, o que representa uma diminuição de 4,2% em relação ao ano gás 2022-2023, cujo consumo previsto foi de 26,3 TWh.

**PREVISÕES DO FORNECIMENTO DE GÁS PELOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO**

Na perspetiva comercial, há que considerar outro aspeto determinante na caracterização da procura, o ritmo de saída ou de entrada de clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas (CURr) para/de comercializadores em mercado.

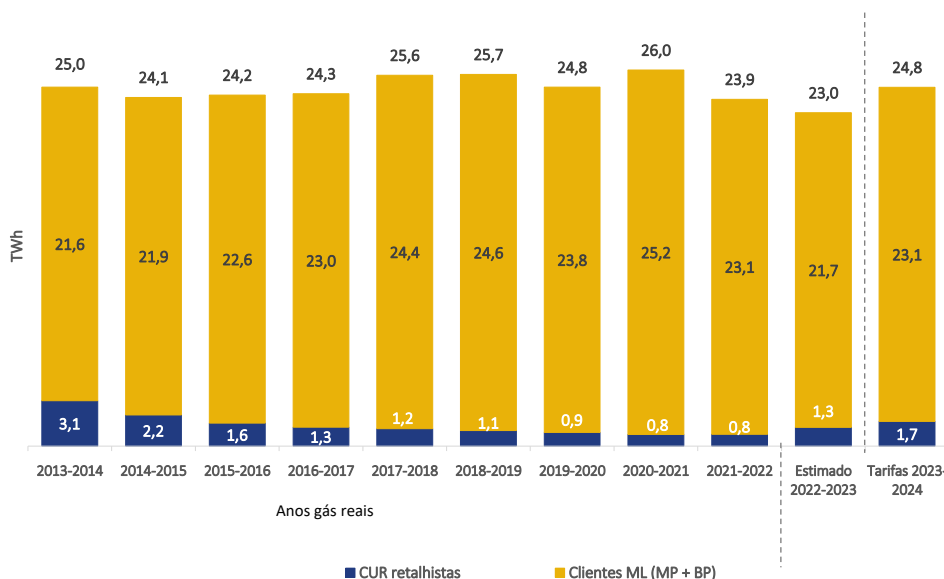
No quadro atual, apenas os clientes em BP< encontram-se num regime transitório de extinção das tarifas de venda a clientes finais. De forma a evitar um encarecimento dos preços finais do gás natural, para as

famílias e os pequenos negócios, foi aprovado um regime excecional e temporário, permitindo a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> o regresso ao regime de tarifas reguladas <sup>3</sup>.

Os dados reais mais recentes partilhados pelas empresas com a ERSE, referentes ao final de 2022, apresentam para o segmento com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup> uma quota de mercado de cerca de 91,4% no número de clientes, enquanto o segmento com consumos anuais inferiores a 10 000 m<sup>3</sup> revelam uma quota de 76,4%. Face a estes dados e por uma questão de prudência, a ERSE assumiu para a evolução do número de clientes, para os anos 2023 e 2024, as taxas de variação trimestral nas previsões das empresas remetidas à ERSE no âmbito do processo tarifário, tendo como ponto inicial os valores reais do número de clientes em dezembro de 2022. O consumo dos anos 2023 e 2024, foi determinado pela relação entre o número de clientes e os respetivos consumos médios, implícitos nas previsões das empresas.

A Figura 2-4 apresenta os dados reais dos últimos anos, bem como as estimativas e previsões para os anos gás 2022-2023 e 2023-2024, desagregados para o conjunto dos CURr e para o conjunto de comercializadores no mercado liberalizado. Os valores de energia apresentam-se no referencial de saída da rede de transporte, isto é, às quantidades fornecidas aos clientes acrescem as perdas e autoconsumos calculados com os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos.

Figura 2-4 - Quantidades definidas para os comercializadores



<sup>3</sup> [Decreto Lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro.](#)

### 3 BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2023-2024

O balanço de energia do Sistema Nacional de Gás (SNG) define as quantidades de gás para as entradas e para as saídas do SNG, nas infraestruturas da rede de transporte em AP e nas redes de distribuição.

O balanço de energia é apresentado de duas perspetivas: a perspetiva física e a perspetiva comercial. Ambas devem ser coerentes entre si, permitindo o cálculo das tarifas reguladas de uso das infraestruturas e das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais.

Este capítulo detalha os pressupostos utilizados na determinação do balanço de energia do SNG para o ano gás 2023-2024.

#### 3.1 METODOLOGIA DE PREVISÃO DO BALANÇO DE ENERGIA DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS

A metodologia de previsão do balanço de energia deve conciliar a determinação global e agregada do consumo nacional (relacionada com indicadores de tendência, macroeconómicos, novos investimentos, etc.) com a informação individual das previsões regionais, elaboradas pelos diversos ORD e comercializadores.

Na previsão do consumo nacional foram consideradas as previsões do operador da rede de transporte para os grandes consumidores industriais em AP e UAG propriedade de clientes, dos ORD (exceto Sonorgás) para os consumidores em MP e BP (residenciais, terciário e indústria), assim como as previsões individuais efetuadas pela ERSE para cada centro electroprodutor ligado à Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG).

Em seguida sumarizam-se os diversos pressupostos utilizados na determinação do balanço de energia do SNG para o ano gás 2023-2024.

##### 3.1.1 PRESSUPOSTOS UTILIZADOS NA DETERMINAÇÃO DO BALANÇO DE ENERGIA DO SNG

###### APROVISIONAMENTO DE GÁS

- Para o ano gás 2023-2024 e com base nas previsões da REN, assume-se uma estrutura no abastecimento dos consumos nacionais, através do Terminal de GNL e das interligações, de 95% e 5%, respetivamente, verificando-se assim um aumento do aprovisionamento através do Terminal de GNL em 3%, em relação ao considerado nas tarifas do ano gás 2022-2023.

- O abastecimento dos consumos de gás em Portugal continental para o ano gás 2023-2024 é determinado considerando as previsões do (i) operador da RNTG e do (ii) operador do Terminal de GNL, assim como a (iii) evolução histórica da estrutura de abastecimento entre o Terminal de GNL e as interligações.
- Dado o histórico recente, considera-se para o ano gás 2023-2024 as quantidades de exportação para Espanha no VIP Ibérico, previstas pelo operador da RNTG para o mesmo período.
- Adicionalmente, assume-se a inexistência de carregamento de navios metaneiros de GNL para exportação (*transshipment*).

#### **CENTROS ELETROPRODUTORES**

- Considerando o facto do CAE da Turbogás terminar no final do primeiro trimestre de 2024, o perfil de utilização desta central para o resto do ano é bastante incerto. Neste sentido, as previsões da ERSE para o consumo desta central consideram um decréscimo na produção no resto de 2024, correspondendo a uma diminuição do fator de utilização de 37% em 2023 para 19% em 2024.
- Para as restantes centrais, e tendo em conta os fatores expostos no capítulo 2, o consumo prospetivado pela ERSE para o ano gás 2023-2024 reflete o valor médio do consumo entre 2016 e 2022 das respetivas centrais, prevendo-se um consumo total dos centros eletroprodutores de 20,8 TWh, abaixo do valor implícito nas tarifas atualmente em vigor (23,2 TWh).

#### **ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO**

- Consideram-se as previsões da REN Armazenagem, para o ano gás 2023-2024, para as injeções e para as extrações do armazenamento subterrâneo.
- A previsão da energia média diária armazenada para o ano gás 2023-2024 tem como base a energia média armazenada real do ano 2022.
- Considera-se que no ano gás 2023-2024 estão em operação as 6 cavernas existentes.

#### **GRANDES CLIENTES AP (CLIENTES INDUSTRIAIS E UAG PROPRIEDADE DE CLIENTES)**

- A ERSE optou por assumir as previsões do operador da RNTG para o ano gás 2023-2024, com um valor de 10,9 TWh para os consumos dos grandes consumidores em AP e um valor de 0,9 TWh para as instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes).

- Estas previsões implicam um decréscimo de 22,7% em relação aos consumos previstos pela ERSE para as tarifas do ano gás 2022-2023.
- A previsão do ORT para o ano gás 2023-2024 representa um decréscimo de 0,3% em relação à sua estimativa de consumo para o ano gás 2022-2023.

#### REDES DE DISTRIBUIÇÃO

- Para a definição da estrutura de quantidades de 2021-2022, foram consideradas as quantidades físicas de gás reportadas pelo ORT para esse ano gás. A estas quantidades físicas das redes interligadas foram adicionadas as entregas de gás liquefeito às redes isoladas (UAG), as quantidades de gás transferidas entre os ORD e as respetivas perdas e autoconsumos.
- Nas previsões de quantidades para o ano gás 2023-2024 foram consideradas as quantidades previstas por cada um dos ORD, exceto para a Sonorgás, correspondendo a um valor total de 24,7 TWh.
- Para a Sonorgás, de acordo com os dados mais recentes à disposição da ERSE, relativos à execução dos investimentos nas redes e infraestruturas, considerou-se que o desenvolvimento será mais lento do que o previsto pela empresa, assumindo-se que a procura atingirá 78% e 81% das previsões da empresa no consumo e no número de pontos de abastecimento, respetivamente, para os anos de 2023 e 2024.

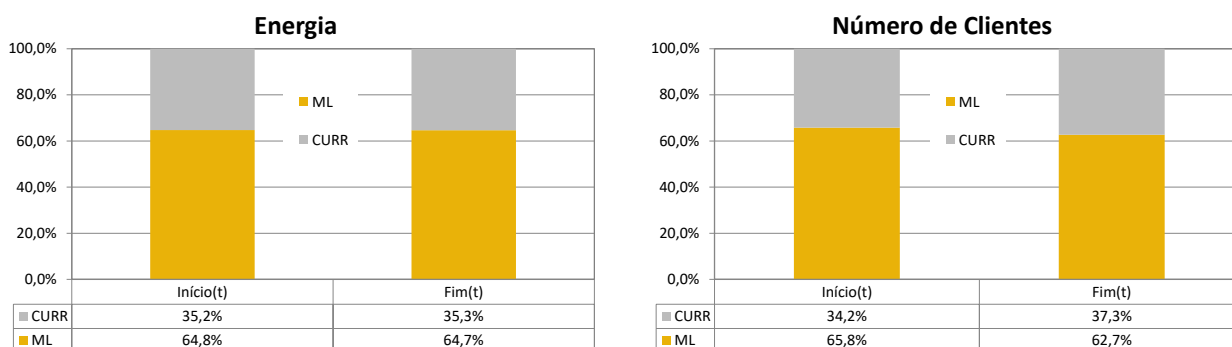
#### COMERCIALIZAÇÃO EM REGIME DE MERCADO

- Prevêem-se consumos e número de clientes no mercado liberalizado em função dos pressupostos efetuados para a comercialização de último recurso.
- No ano gás 2023-2024 a quota de mercado prevista para clientes ligados em MP é de 100%, em energia e em número de clientes.
- No ano gás 2023-2024 a quota de mercado prevista para clientes ligados em BP com consumo anual de gás superior a 10 000 m<sup>3</sup> (BP>) é em média de 96% (energia) e de 92% (número de clientes).
- No ano gás 2023-2024 a quota de mercado prevista para os clientes em BP com consumo anual de gás inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup> (BP<) é em média de 65% em energia e em número de clientes.

### ESTRUTURA DE MERCADO PREVISTA PARA O ANO GÁS 2023-2024

A figura seguinte ilustra a previsão da estrutura de mercado, em termos de energia e número de clientes, para o segmento de consumo de gás abaixo de 10 000 m<sup>3</sup> por ano.

**Figura 3-1 - Estrutura de mercado prevista em termos de energia e número de clientes, para o ano gás 2023-2024 no segmento de consumidores com consumo anual de gás inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup>**



Legenda: ML – mercado liberalizado; CURr – comercialização de último recurso no mercado retalhista

#### 3.1.2 PERDAS E AUTOCONSUMOS NAS REDES

As diferenças de energia entre a entrada e a saída das redes resultam de diversas origens e são agregadas na denominação perdas e autoconsumos. Essas diferenças podem resultar, por exemplo, de gás libertado em válvulas de segurança, fugas nas redes, consumos próprios no aquecimento de gás no processo de redução de pressão ou regaseificação, incidentes nas redes com perfuração de condutas, erros de medição ou avarias nos contadores, etc.

As perdas e autoconsumos são definidos segundo valores padrão, aceites para efeitos de regulação, reconhecendo-se estas realidades nos sistemas de transporte e distribuição de gás. Estes fatores de perdas e autoconsumos são descritos no capítulo 8 deste documento.

O balanço de energia considera ainda o nível de perdas e autoconsumos nas infraestruturas decorrente dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos.



### **3.2 BALANÇO DE ENERGIA NO SNG PARA O ANO GÁS 2023-2024**

Com as previsões recebidas das empresas, com a análise de tendência do consumo agregado e com os pressupostos apresentados, determina-se o balanço de energia do SNG. O quadro seguinte apresenta o balanço ao nível da RNTG e da Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG), para o ano gás 2023-2024.

Quadro 3-1 - Balanço de gás na RNTG e na RNDG para o ano gás 2023-2024

BALANÇO DE GÁS NA RNTG		Unidades: GWh
	ENTRADAS NA RNTG	
1=1.1+1.2	1 Importação (Interligações internacionais)	2 859
	1.1 Campo Maior	2 859
	1.2 Valença do Minho	0
2=2.1+2.2+2.3	2 Terminal GNL	56 828
	2.1 Injeções RNT	54 633
	2.2 Camião cisterna	2 195
	2.3 Variação de existências	0
	3 Extracções do Arm. Subterrâneo	3 339
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNG	63 026
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTG	60 830
	SAÍDAS DA RNTG	
	6 Exportação (Interligações internacionais)	1 870
	7 Injeções no Arm. Subterrâneo	3 339
	8 Centros electroprodutores	20 821
	9 Clientes industriais em AP	10 885
	10 Redes de distribuição (interligadas)	23 859
11=6+7+8+9+10	11 Total das Saídas da RNTG	60 773
	12 Variação das existências (Linepack)	0
	13 Perdas e autoconsumos na RNTG	57
14=8+9+10	14 Total de consumos da RNTG	55 565
15=11+12+13+15.1+15.2+17	15 Total das Saídas no SNG	63 026
	15.1 UAG Propriedade de clientes	874
	15.2 Exportação por camião-cisterna	417
BALANÇO DE GÁS NA RNDG		Unidades: GWh
	ENTRADAS NA RNDG	
16=10	16 Redes interligadas	23 859
	17 Redes abastecidas por UAG	904
18=16+17	18 Total de entradas na RNDG	24 763
	SAÍDAS DA RNDG	
	19 Clientes em MP	16 232
	20 Clientes em BP	8 485
	21 Perdas e autoconsumos na RNDG	46
22=19+20+21	22 Total de saídas da RNDG (inclui perdas)	24 763
	SAÍDAS DA RNDG	
23=22-21	23 Total de saídas na RNDG	24 717
	23.1 Beiragás	966
	23.2 Dianagás	94
	23.3 Sonorgás	192
	23.4 Duriensegás	235
	23.5 Lisboagás	4 302
	23.6 Lusitaniagás	8 662
	23.7 Medigás	108
	23.8 Paxgás	18
	23.9 REN Portgás	7 438
	23.10 Setgás	1 640
	23.11 Tagusgás	1 062

No balanço de energia, as saídas da RNDG referem-se a saídas para clientes finais.

Além do balanço energético, a previsão da procura fornece também ao modelo tarifário dados sobre o número de clientes em cada rede e de cada agente, apresentado no quadro seguinte.

**Quadro 3-2 - Balanço do número de clientes no SNG para o ano gás 2023-2024**

Unidades: n.º clientes

NÚMERO DE CLIENTES	CURr	Comercializadores de mercado	TOTAL
<b>CLIENTES NA REDE DE TRANSPORTE</b>	<b>0</b>	<b>84</b>	<b>84</b>
Centros eletroprodutores		4	4
Clientes Industriais		16	16
UAG Propriedade clientes		64	64
<b>CLIENTES NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>557 813</b>	<b>1 027 279</b>	<b>1 585 092</b>
Beiragás	22 254	37 994	60 248
Dianagás	4 226	6 523	10 749
Sonorgás	5 834	26 744	32 578
Duriensegás	13 086	19 905	32 991
Lisboagás	201 410	332 348	533 758
Lusitaniagás	102 590	142 197	244 787
Medigás	7 129	18 514	25 643
Paxgás	2 613	3 500	6 113
REN Portgás	128 329	289 125	417 455
Setgás	60 119	117 442	177 561
Tagusgás	10 223	32 988	43 211
<b>TOTAL CLIENTES DE GÁS</b>	<b>557 813</b>	<b>1 027 363</b>	<b>1 585 176</b>

Finalmente, a determinação de tarifas reguladas por infraestrutura e por comercializador de último recurso assenta na caracterização de quantidades na perspetiva de cada um destes agentes.

Em resumo, apresentam-se de seguida as quantidades de energia fornecidas pelos comercializadores de último recurso e as quantidades no âmbito do mercado liberalizado (sujeitas ao pagamento das tarifas de acesso e a contratos bilaterais com os comercializadores de mercado). As quantidades apresentadas estão referidas ao ponto de medição.

Quadro 3-3 - Balço comercial de energia no SNG para o ano gás 2023-2024

Unidades: GWh

BALANÇO COMERCIAL DE ENERGIA	CURr	Comercializadores de mercado	TOTAL
<b>CLIENTES NA REDE DE TRANSPORTE</b>	<b>0</b>	<b>32 580</b>	<b>32 580</b>
Centros eletroprodutores		20 821	20 821
Clientes Industriais		10 885	10 885
UAG Propriedade Clientes		874	874
<b>CLIENTES NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>1 699</b>	<b>23 017</b>	<b>24 717</b>
Beiragás	82	884	966
Dianagás	13	81	94
Sonorgás	23	169	192
Duriensegás	58	177	235
Lisboagás	621	3 682	4 302
Lusitaniagás	310	8 352	8 662
Medigás	22	86	108
Paxgás	6	12	18
REN Portgás	373	7 064	7 438
Setgás	149	1 491	1 640
Tagusgás	42	1 020	1 062
<b>TOTAL CLIENTES DE GÁS</b>	<b>1 699</b>	<b>55 597</b>	<b>57 297</b>

Nas previsões do Balço de Energia para o ano gás 2023-2024 o mercado liberalizado de gás tem uma importância assinalável. O quadro seguinte evidencia que, segundo a previsão, cerca de 95% do consumo de gás e 65% dos clientes estará no mercado livre. Importa referir a diminuição da quota do mercado liberalizado face aos valores apresentados no ano gás anterior, situação esta que resulta da possibilidade de regresso ao mercado regulado por parte dos clientes com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>, no contexto do Decreto-Lei n.º 57-B/2022.

Quadro 3-4 - Grau de liberalização do mercado de gás, previsto para o ano gás 2023-2024

Unid.: GWh

		ML	MR	Total
Centros electroprodutores	RNTG	20 821	0	20 821
Clientes > 10 000 m <sup>3</sup>		31 963	166	32 129
	RNTG	11 759	0	11 759
	RNDG	20 204	166	20 370
Clientes BP < 10 000 m <sup>3</sup>		2 814	1 533	4 347
<b>Total clientes</b>		<b>34 777</b>	<b>1 699</b>	<b>36 476</b>
<b>Total clientes + produtores reg ordinário</b>		<b>55 597</b>	<b>1 699</b>	<b>57 297</b>

Unid.: Clientes

		ML	MR	Total
Centros electroprodutores		4	0	4
Clientes > 10 000 m <sup>3</sup>		5 051	401	5 453
	RNTG	80	0	80
	RNDG	4 971	401	5 373
Clientes BP < 10 000 m <sup>3</sup>		1 022 307	557 412	1 579 719
<b>Total clientes</b>		<b>1 027 359</b>	<b>557 813</b>	<b>1 585 172</b>
<b>Total clientes + produtores reg ordinário</b>		<b>1 027 363</b>	<b>557 813</b>	<b>1 585 176</b>

Consumo	ML	MR
Clientes > 10 000 m <sup>3</sup>	99%	1%
	RNTG	100%
	RNDG	99%
Clientes BP < 10 000 m <sup>3</sup>	65%	35%
<b>Total</b>	<b>95%</b>	<b>5%</b>

Obs.: Não inclui centros eletroprodutores

Número de clientes	ML	MR
Clientes > 10 000 m <sup>3</sup>	93%	7%
	RNTG	100%
	RNDG	93%
Clientes BP < 10 000 m <sup>3</sup>	65%	35%
<b>Total</b>	<b>65%</b>	<b>35%</b>

Obs.: Não inclui centros eletroprodutores

Nota: MR – Mercado Regulado; ML – Mercado Livre

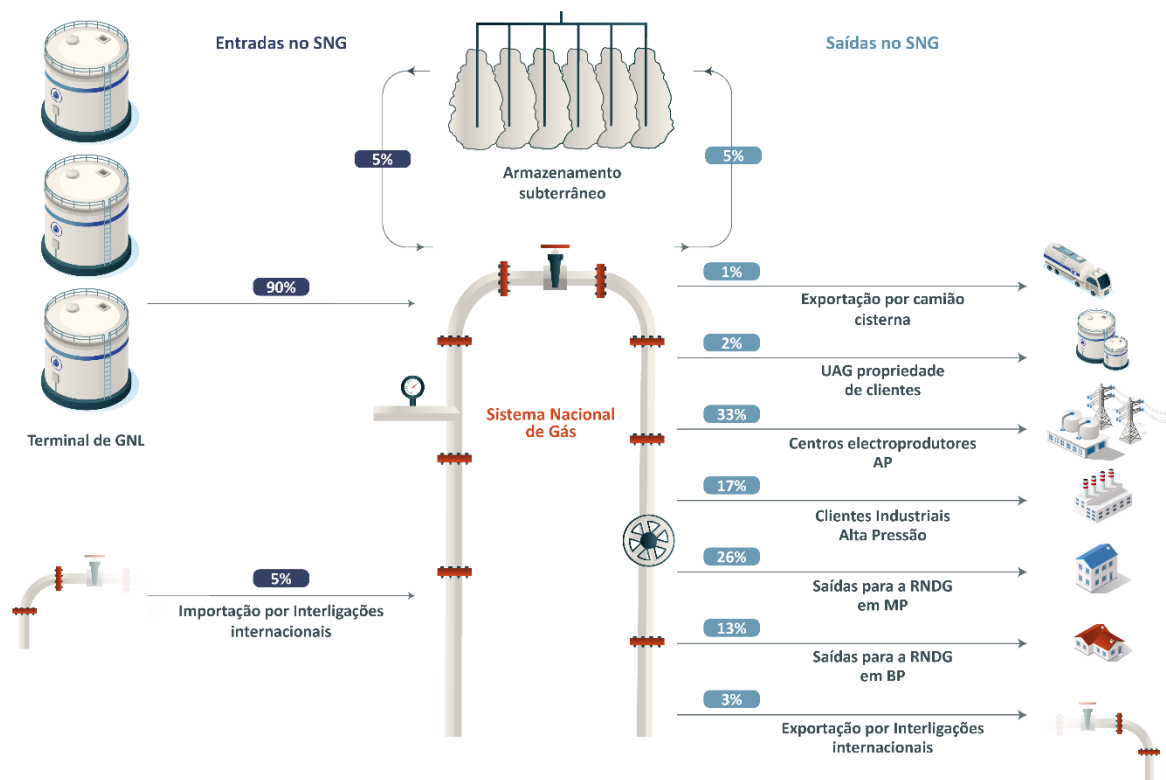
### 3.3 CARACTERIZAÇÃO DOS FLUXOS DE ENERGIA NO SNG

Globalmente importa caracterizar a distribuição dos consumos de gás nas suas diversas categorias. Em particular, regista-se o consumo dos centros eletroprodutores e dos consumidores industriais em alta pressão no conjunto do consumo nacional de gás. Igualmente salienta-se que os consumos verificados nas redes de distribuição correspondem na maioria ao mercado industrial em média pressão. De facto, em Portugal, o mercado residencial é residual do ponto de vista dos consumos.

Outro aspeto relevante, pela sua particularidade na Península Ibérica, é a distribuição de gás a partir de Unidades Autónomas de Gás (UAG), abastecidas a partir de gás liquefeito no Terminal de GNL, por transporte rodoviário. Apesar de um conjunto de regiões do território serem abastecidas nestas condições, a sua expressão no contexto do Sistema Nacional de Gás é reduzida.

A figura seguinte ilustra os fluxos de energia no SNG por pontos de entrada e pontos de saída.

Figura 3-2 - Fluxos de energia no SNG previstos para o ano gás 2023-2024





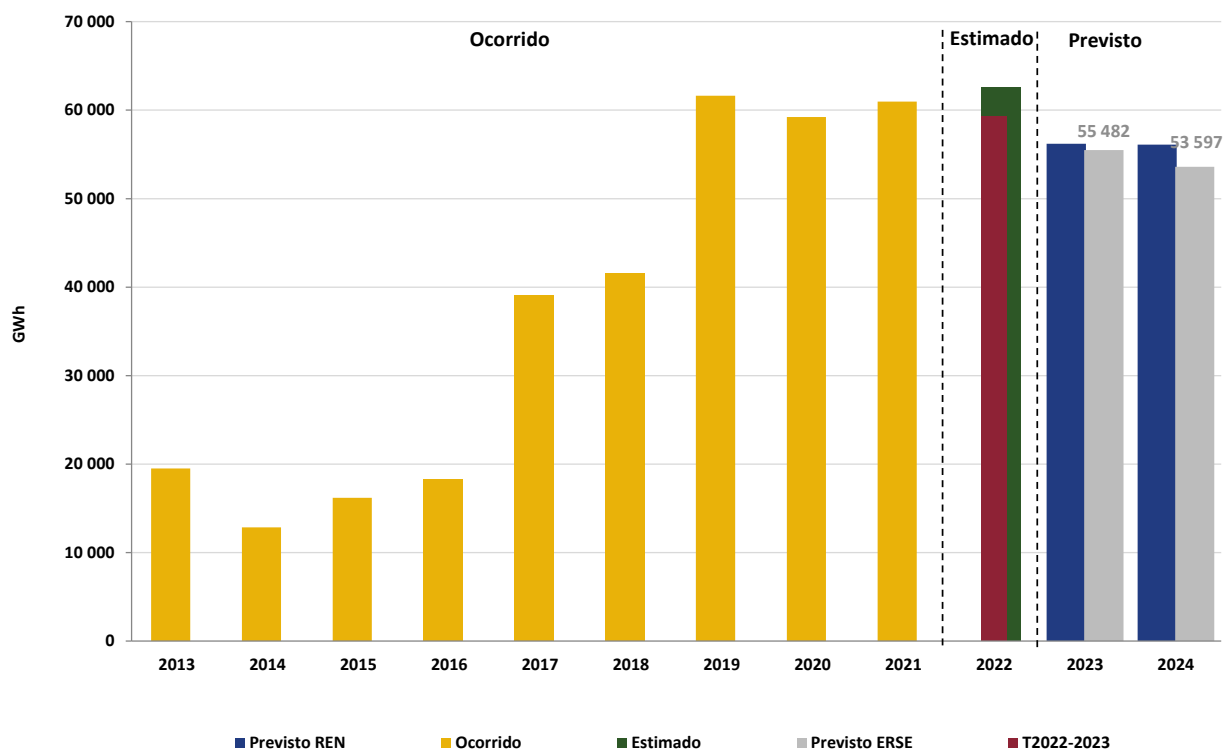
#### 4 CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2023 E 2024

Tendo em conta a crise económica devida à pandemia da COVID-19, que teve impacto no nível de procura de gás, principalmente durante o ano de 2020, e a guerra na Ucrânia, com consequências imprevisíveis no horizonte temporal a curto e médio prazo, particularmente no nível de preços das *commodities*, os valores relativos às previsões para 2023 e 2024 pressupõem o retorno a alguma normalidade do nível de procura, embora num contexto de elevada incerteza.

##### QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS

A Figura 4-1 ilustra a evolução das quantidades de gás saídas do Terminal de GNL desde o ano 2013, bem como os valores previstos para os anos 2023 e 2024. Desde 2019 que a estrutura de aprovisionamento do SNG se alterou, com o Terminal de GNL a tornar-se a principal entrada de gás no território nacional. As quantidades previstas à saída do Terminal de GNL, pela ERSE e pelo ORT, são muito semelhantes quer para 2023, quer para 2024, existindo ligeiras diferenças na estrutura de aprovisionamento e nas previsões dos consumos da ERSE para o SNG, que são inferiores às do ORT, principalmente devido a uma menor previsão da procura de gás comparativamente à deste operador e não tanto a diferenças na estrutura de aprovisionamento do SNG.

**Figura 4-1 - Energia regaseificada pelo Terminal de GNL na RNTG**  
(valores ocorridos e previsões para definição de proveitos permitidos)

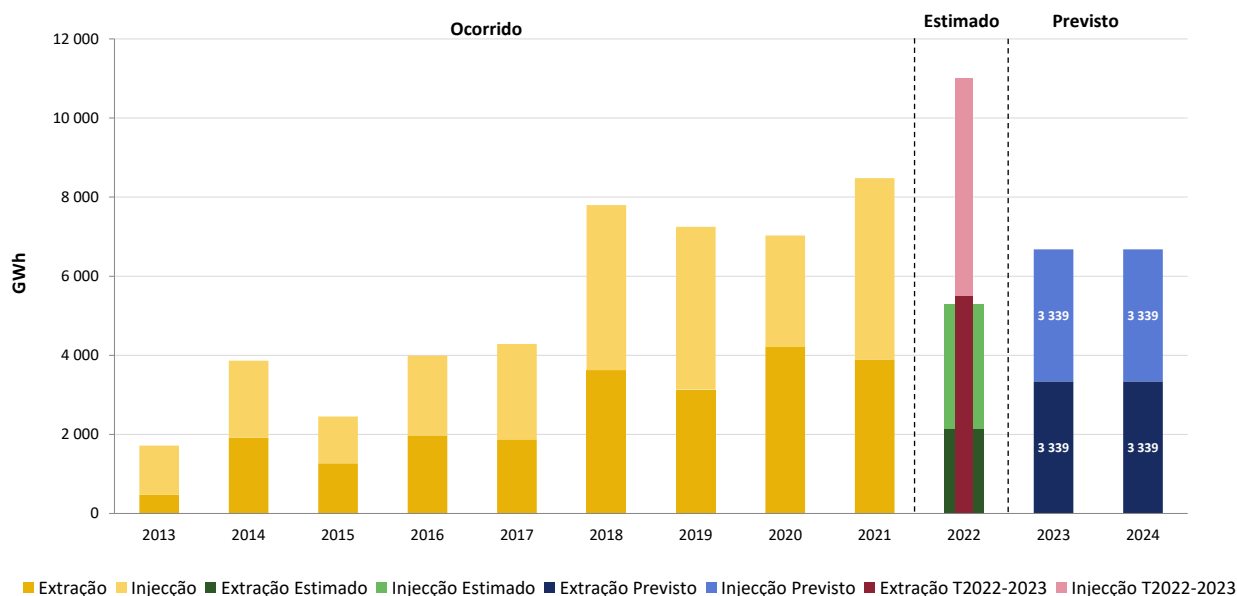


**QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS**

A evolução anual da energia injetada e extraída no Armazenamento Subterrâneo (AS) é apresentada na Figura 4-2, incluindo os valores reais de 2013 a 2021, a melhor estimativa para 2022 e os valores previstos pela empresa para 2023 e 2024, os quais foram assumidos pela ERSE na definição dos proveitos permitidos.



**Figura 4-2 - Energia extraída e injetada no Armazenamento Subterrâneo**  
(valores ocorridos e previsões para definição de proveitos permitidos)



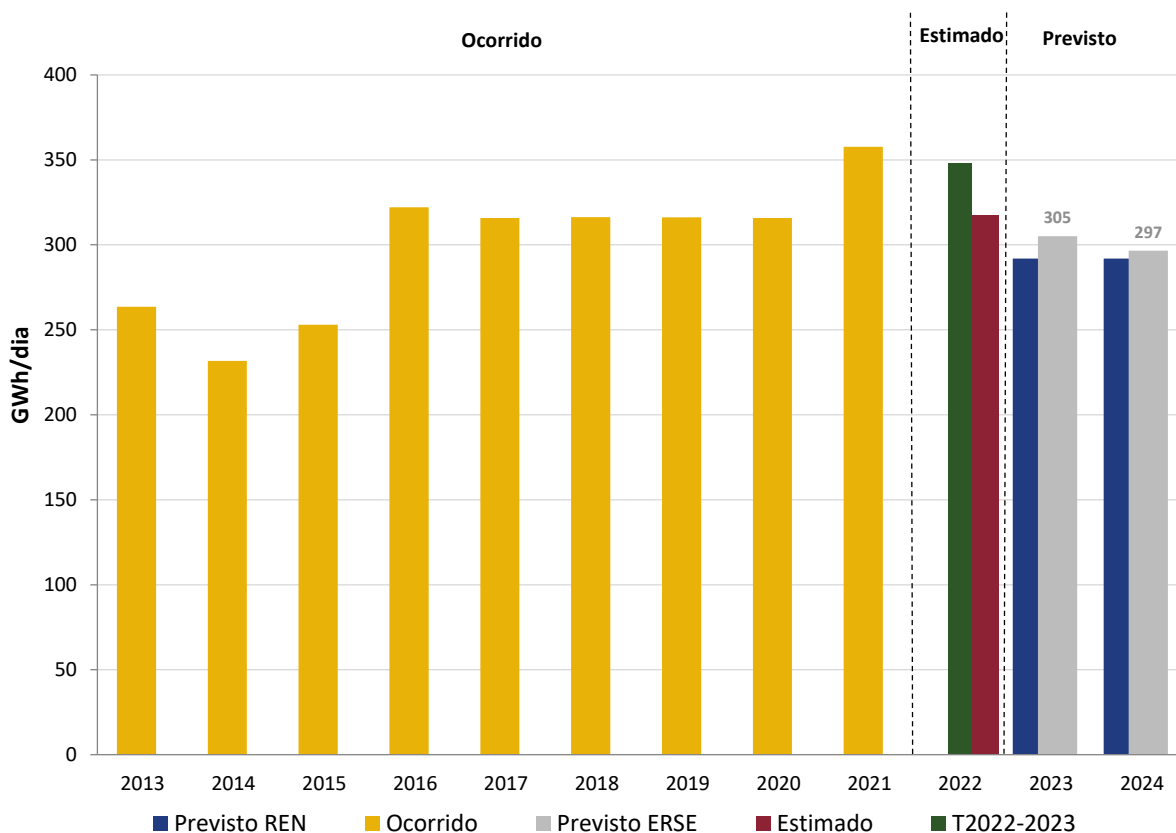
Nota: Os valores deste indutor de custo são obtidos no referencial de faturação e são diferentes dos valores físicos.

**QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS**

Atualmente existe apenas um indutor de custo do *price cap* aplicado aos custos de exploração da atividade de Transporte de gás, que é a capacidade utilizada nas saídas da RNTG. Este indutor de custo foi definido como a soma dos máximos de capacidade diária, registada em cada saída da rede de transporte<sup>4</sup>, que se observou nos últimos 12 meses. Em termos físicos, este indutor corresponde ao máximo de utilização diária, não simultânea, da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG). Na figura seguinte apresentam-se os valores ocorridos entre 2013 e 2021, a melhor estimativa para 2022, bem como as previsões da ERSE e do ORT para 2023 e 2024.

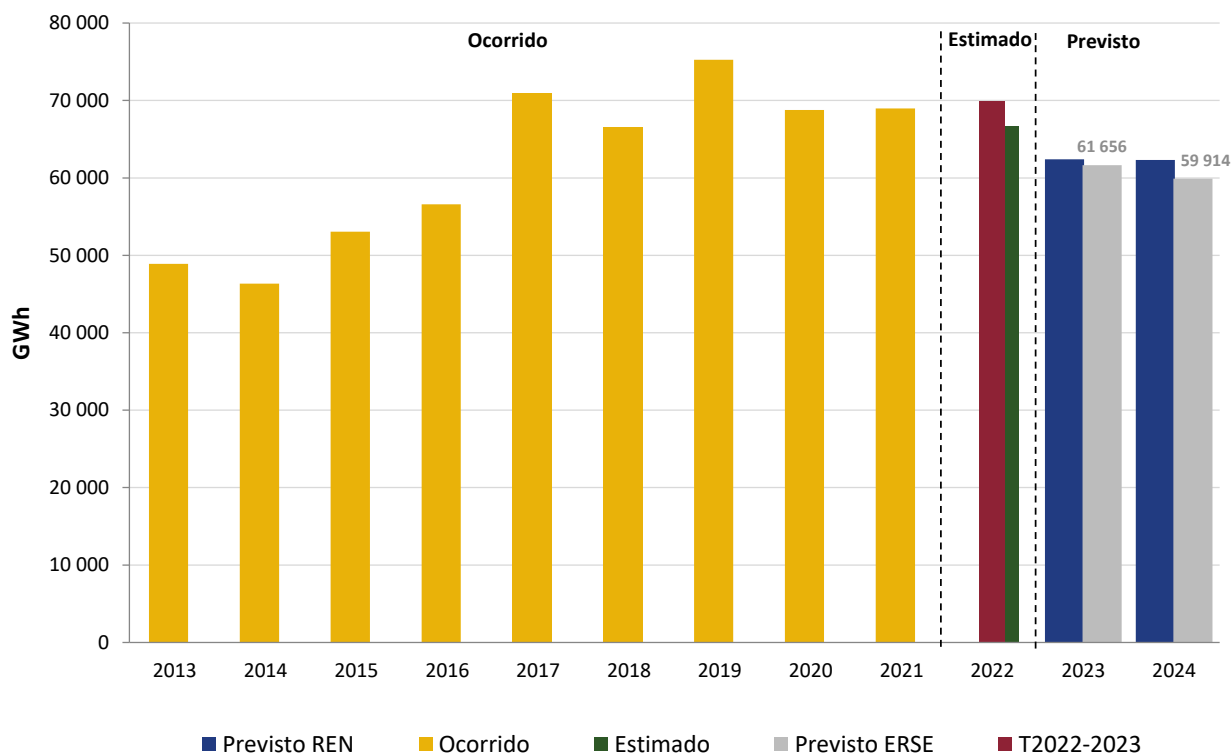
<sup>4</sup> Excluindo pontos de interligação com Espanha, pontos de ligação ao Terminal e ao Armazenamento Subterrâneo.

Figura 4-3 - Capacidade utilizada nas saídas da RNTG soma dos máximos diários de 12 meses não simultâneos por GRMS (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos permitidos)



Apesar de a energia anual de gás saída da RNTG não ser atualmente indutor de custo da atividade de transporte de gás, esta é apresentada na Figura 4-4 é apresentada a evolução desta variável pela sua correlação com a capacidade utilizada nas saídas da RNTG. As previsões da ERSE são inferiores às do ORT para a energia saída da rede de transporte pelos motivos anteriormente assinalados para a previsão do consumo.

**Figura 4-4 - Energia saída da RNTG**  
(valores ocorridos e previsões)



**QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS**

A fórmula de regulação da atividade de Distribuição de gás inclui uma metodologia do tipo *price cap* para os custos de exploração. Neste quadro, assume-se que os custos de exploração variam parcialmente com o nível de atividade das empresas, que, por sua vez, dependerá das quantidades de gás distribuídas e da evolução dos pontos de abastecimento. As previsões da ERSE, que correspondem às previsões das empresas com a exceção da Sonorgás, cuja previsão foi revista pela ERSE de acordo com os pressupostos apresentados no capítulo 2 deste documento, são apresentadas nos quadros seguintes.

**Quadro 4-1 - Quantidades de energia à saída da RNDG para fornecimento a clientes previstas para definição dos proveitos permitidos<sup>5</sup>**

	Unidade: GWh	
	2023	2024
<b>Beiragás</b>	951	968
<b>Dianagás</b>	92	94
<b>Sonorgás</b>	162	203
<b>Duriensegás</b>	233	235
<b>Lisboagás</b>	4 276	4 306
<b>Lusitaniagás</b>	8 579	8 673
<b>Medigás</b>	108	109
<b>Paxgás</b>	18	18
<b>Portgás</b>	6 218	7 863
<b>Setgás</b>	1 638	1 641
<b>Tagusgás</b>	1 053	1 064
<b>TOTAL</b>	<b>23 329</b>	<b>25 174</b>

A determinação do indutor de custo “energia veiculada” pelas redes de distribuição tem a particularidade de excluir a energia recebida e de incluir a energia fornecida a outras redes de distribuição. Atualmente, ocorrem transferências de gás entre os operadores Tagusgás, Lusitaniagás e Setgás, cujos valores para 2023 e 2024 se preveem nulos, conforme a previsão das empresas.

O Quadro 4-2 apresenta o número médio de pontos de abastecimento utilizado para definição de proveitos, que corresponde à média entre o número de pontos de abastecimento no início e no final do ano. Tal como referido anteriormente, os valores do número de pontos de abastecimento são os previstos pelos ORD para 2023 e 2024, com a exceção da Sonorgás.

<sup>5</sup> Os fornecimentos a clientes dos operadores Tagusgás, Lusitaniagás e Setgás indicados neste quadro têm um valor diferente do indutor “energia veiculada”, que surge no cálculo dos custos de exploração aceites destes operadores, devido às transferências de energia entre eles. Este indutor exclui a energia recebida e inclui a energia fornecida entre redes de distribuição.

Quadro 4-2 - Número médio de pontos de abastecimento previstos para definição dos proveitos permitidos

	Unidade: N.º médio Pts Entrega	
	2023	2024
Beiragás	59 292	60 587
Dianagás	10 647	10 789
Sonorgás	28 124	32 578
Duriensegás	32 780	33 051
Lisboagás	535 241	534 035
Lusitaniagás	242 785	245 477
Medigás	25 421	25 705
Paxgás	6 153	6 103
Portgás	409 930	420 291
Setgás	177 265	177 804
Tagusgás	42 534	43 467
<b>TOTAL</b>	<b>1 570 169</b>	<b>1 589 885</b>

Na Figura 4-5 e na apresentam-se as previsões das quantidades fornecidas e dos pontos de abastecimento, bem como os valores ocorridos.

Figura 4-5 - Quantidades de energia à saída da RNDG para fornecimento a clientes ocorridas e previstas para definição de proveitos permitidos

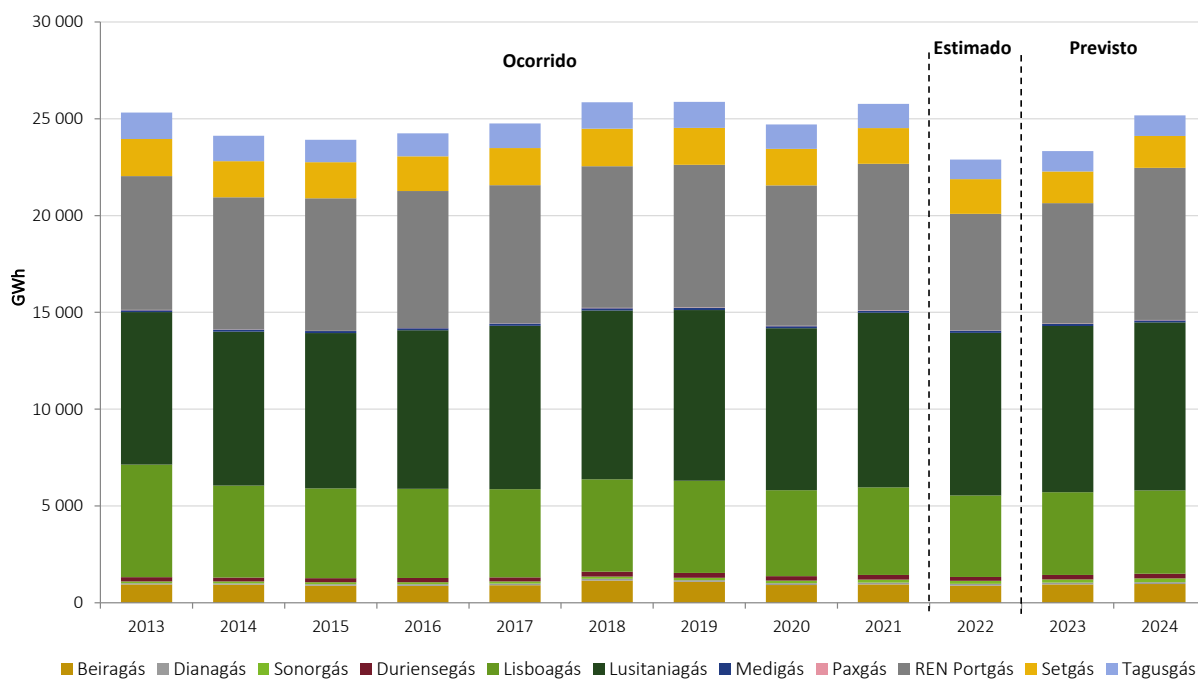
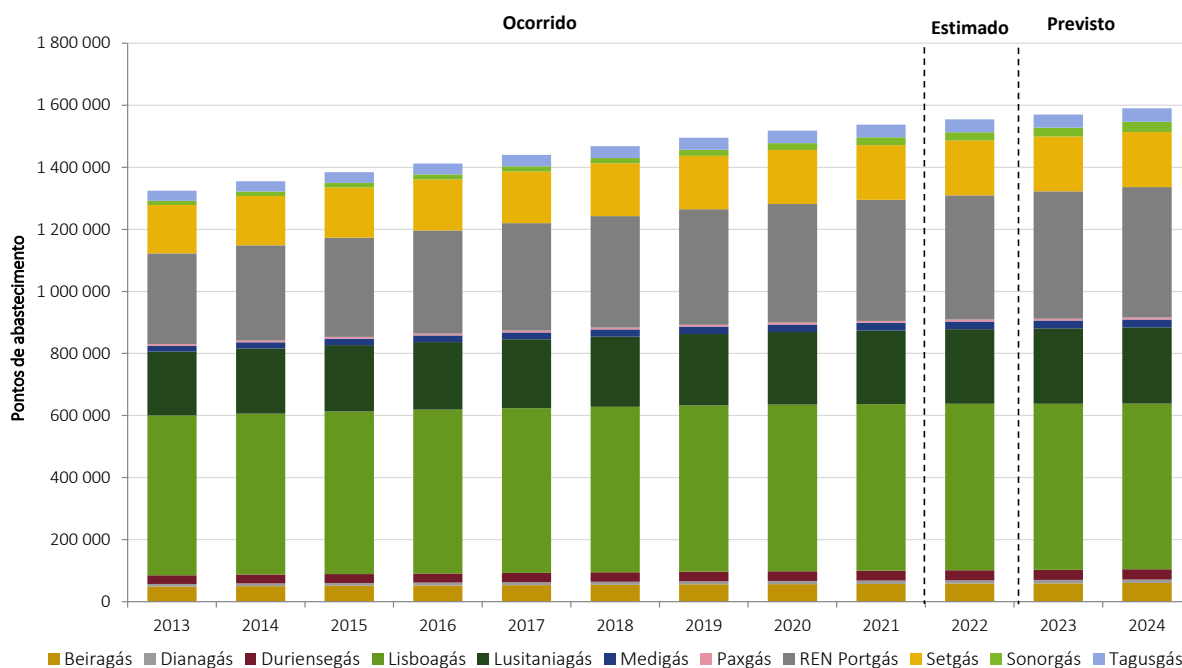


Figura 4-6- Número médio de pontos de abastecimento da RNDG ocorridos e previstos para definição de proveitos permitidos



#### QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

A função de comercialização de gás dos CUR está sujeita a uma fórmula de regulação que contempla metas de eficiência sobre os custos de exploração. Neste caso também se considera que estes custos variam parcialmente com a atividade da empresa, sendo o indutor de custos o número médio de clientes. Adicionalmente, os custos incorridos pelos CUR com a função de compra e venda de gás decorrem da quantidade de energia fornecida.

O Quadro 4-3 e o Quadro 4-4 apresentam os valores considerados para a energia vendida e para o número de clientes por segmento (determinado a partir das médias trimestrais), por escalão, para cada CUR, que correspondem às taxas de variação e consumo médio implícitos nas previsões das empresas alterando o valor final de 2022 para coincidir com os dados reais fechados mais recentes. Na Figura 4-7 e na Figura 4-8 apresentam-se os valores totais por comercializador de último recurso da energia e do número médio de clientes ocorridos e previstos para 2023 e 2024.

De acordo com o estabelecido na Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, o prazo para prolongamento das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> (BP<) é de 31 de dezembro de 2025.

Neste contexto para os níveis de pressão AP, MP e BP> as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais já se encontram totalmente extintas. Os clientes destes níveis de pressão que ainda permaneçam no CUR são fornecidos através da tarifa de fornecimento supletivo.

**Quadro 4-3 - Energia vendida pelos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos**

Unidade: GWh

	2023			2024		
	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total
Beiragás	65	11	76	72	11	83
Dianagás	11	1	12	12	1	13
Sonorgás	24	1	24	19	0	19
Duriensegás	44	9	54	49	9	59
Lisboagás	461	42	503	608	42	650
Lusitaniagás	216	28	243	298	28	326
Medigás	14	7	21	15	7	23
Paxgás	5	1	5	5	1	6
EDP Gás	272	43	315	355	43	398
Setgás	107	15	121	142	15	157
Tagusgás	29	12	40	31	11	43
<b>TOTAL</b>	<b>1 247</b>	<b>168</b>	<b>1 416</b>	<b>1 607</b>	<b>168</b>	<b>1 775</b>



Quadro 4-4 - Número de clientes dos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos

Unidade: Média trimestral dos N.º médio de clientes

	2023			2024		
	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total
Beiragás	20 920	27	20 947	22 596	27	22 623
Dianagás	3 976	4	3 980	4 292	4	4 296
Sonorgás	6 652	3	6 655	5 374	1	5 375
Duriensegás	12 303	19	12 322	13 283	19	13 302
Lisboagás	163 402	133	163 535	213 905	133	214 038
Lusitaniagás	80 552	50	80 602	109 872	50	109 922
Medigás	6 720	6	6 726	7 241	6	7 247
Paxgás	2 461	2	2 463	2 654	2	2 656
EDP Gás	116 697	108	116 805	128 221	108	128 329
Setgás	48 330	31	48 361	64 013	31	64 044
Tagusgás	9 606	20	9 626	10 373	20	10 393
<b>TOTAL</b>	<b>471 619</b>	<b>403</b>	<b>472 022</b>	<b>581 823</b>	<b>401</b>	<b>582 224</b>

Figura 4-7- Energia vendida pelos CUR ocorrida e prevista para definição de proveitos permitidos

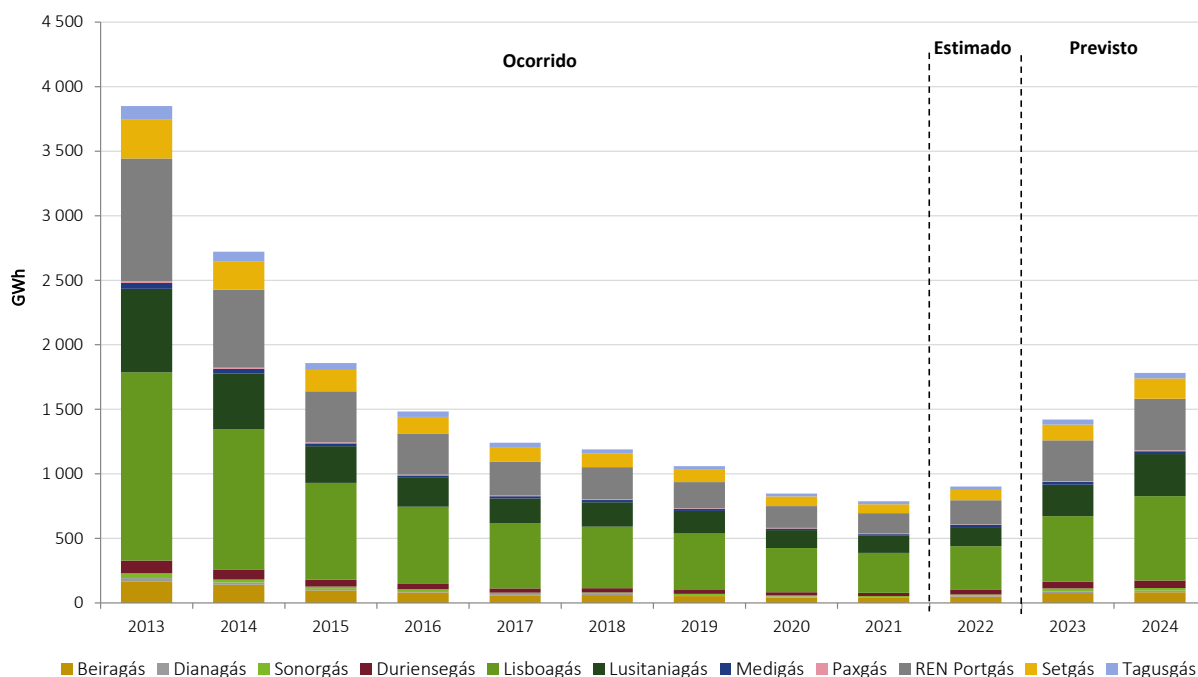
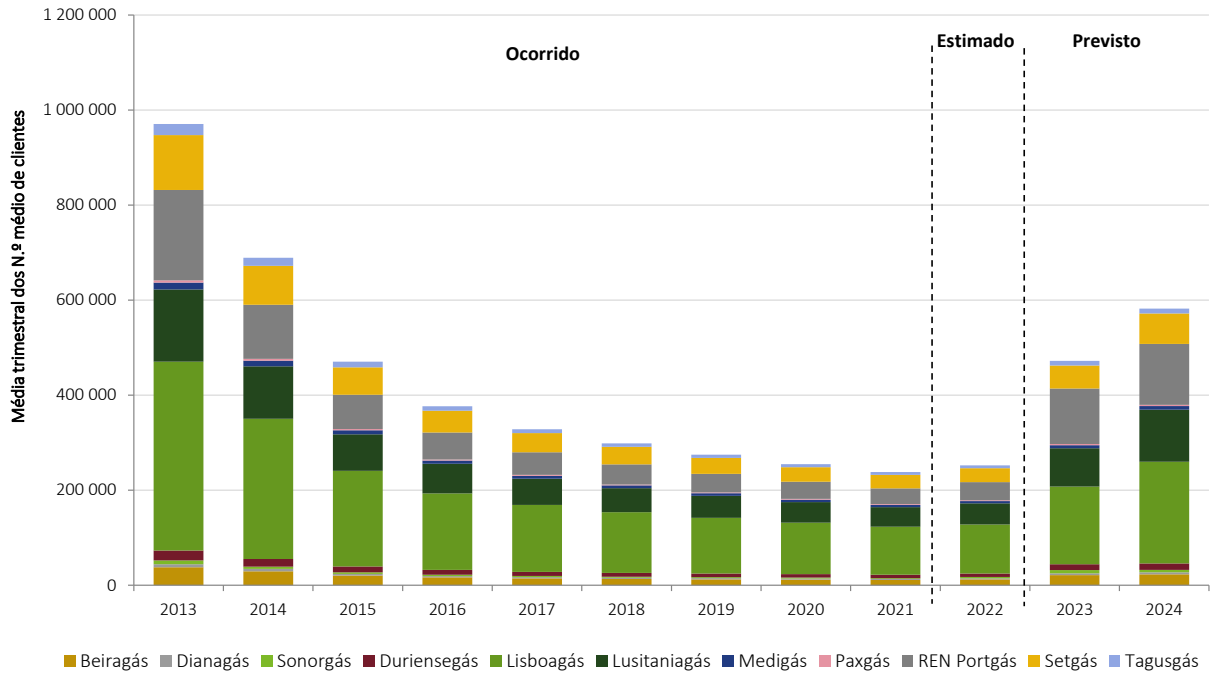


Figura 4-8- Número de clientes do CUR ocorridos e previstos para definição de proveitos permitidos



---

## 5 UTILIZAÇÃO DAS REDES E INFRAESTRUTURAS

O Sistema Nacional de Gás (SNG) inclui diversas infraestruturas que asseguram, através de uma gestão integrada e coordenada, a receção, transporte e entrega aos consumidores. As principais infraestruturas<sup>6</sup> da rede de alta pressão recebem o gás proveniente dos produtores (Terminal de GNL) e de outros mercados internacionais (interligações), garantindo a gestão operacional (Rede Nacional de Transporte) e a segurança de abastecimento e flexibilidade comercial (Armazenamento Subterrâneo).

Neste capítulo são apresentados os pressupostos utilizados na definição das quantidades consideradas (i) na rede de transporte e infraestruturas de alta pressão, (ii) na rede de distribuição, (iii) nos comercializadores de último recurso retalhistas e (iv) nos comercializadores a atuar em regime de mercado.

De seguida é apresentada uma análise histórica de algumas variáveis relevantes para a rede de transporte e infraestruturas de alta pressão, com base na informação enviada pelos operadores destas infraestruturas.

### 5.1 REDE DE TRANSPORTE E INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

#### 5.1.1 CARACTERIZAÇÃO DA UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS EM ALTA PRESSÃO

##### 5.1.1.1 TERMINAL DE GNL

Na Figura 5-1 apresenta-se a energia média diária no armazenamento de GNL no Terminal de Sines, de 2019 a 2022. Na Figura 5-2 apresenta-se a variação diária da energia armazenada, para o mesmo período.

---

<sup>6</sup> Consulte o [dashboard](#) sobre as infraestruturas de gás apresenta dados de operação das infraestruturas do SNG.

Figura 5-1 - Energia média diária armazenada no Terminal de GNL, de 2019 a 2022

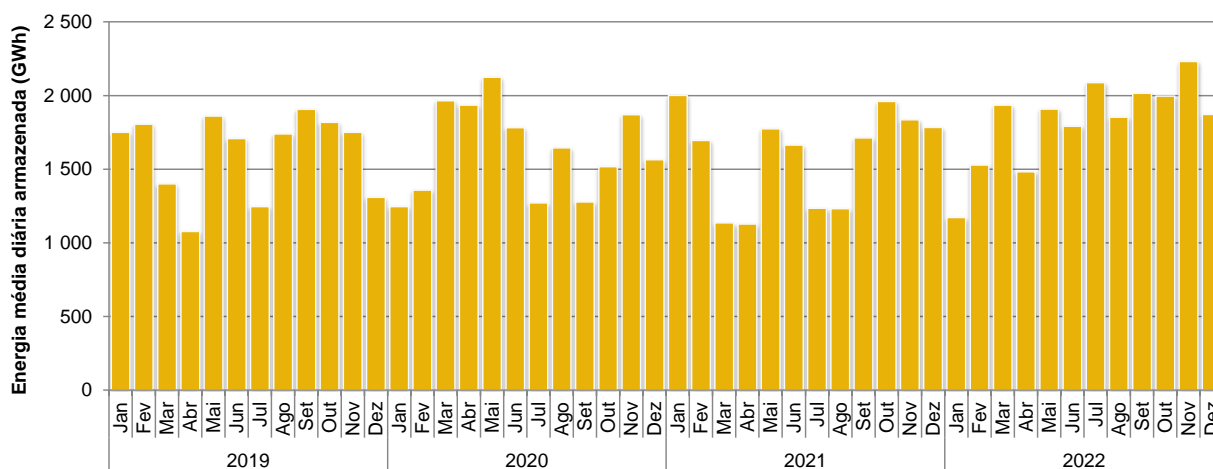
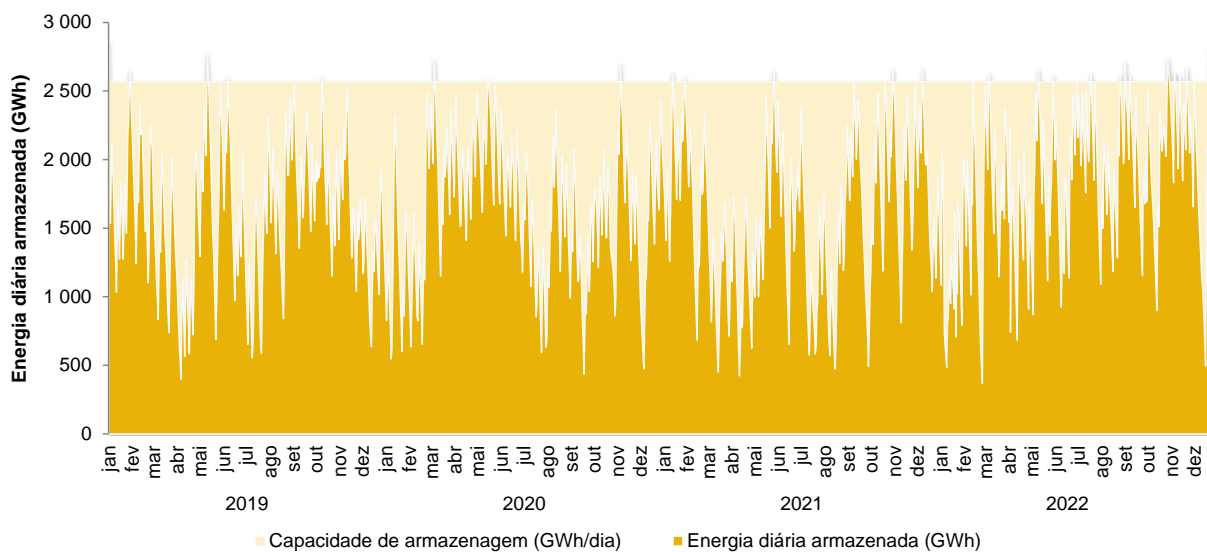


Figura 5-2 - Energia diária armazenada no Terminal de GNL, de 2019 a 2022



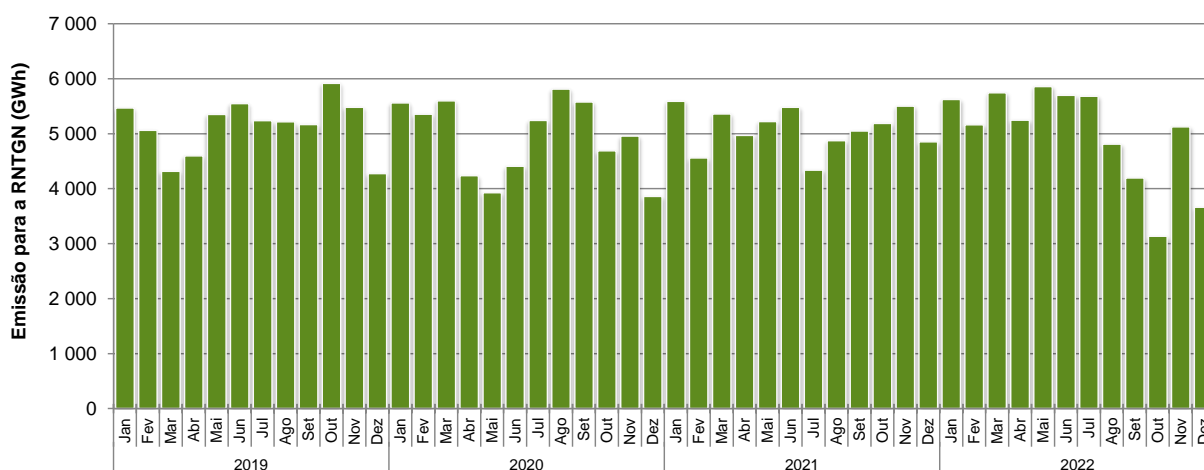
Verifica-se que o valor diário máximo de energia armazenada durante o ano de 2022 atingiu valores acima da capacidade de armazenamento nos tanques de GNL <sup>7</sup> no mês de dezembro, cerca de 2 798 GWh.

<sup>7</sup> [Proposta de PDIRG 2021](#)

O valor médio da energia armazenada no Terminal de GNL em 2022 é equivalente a aproximadamente 11 dias<sup>8</sup> do consumo médio nacional.

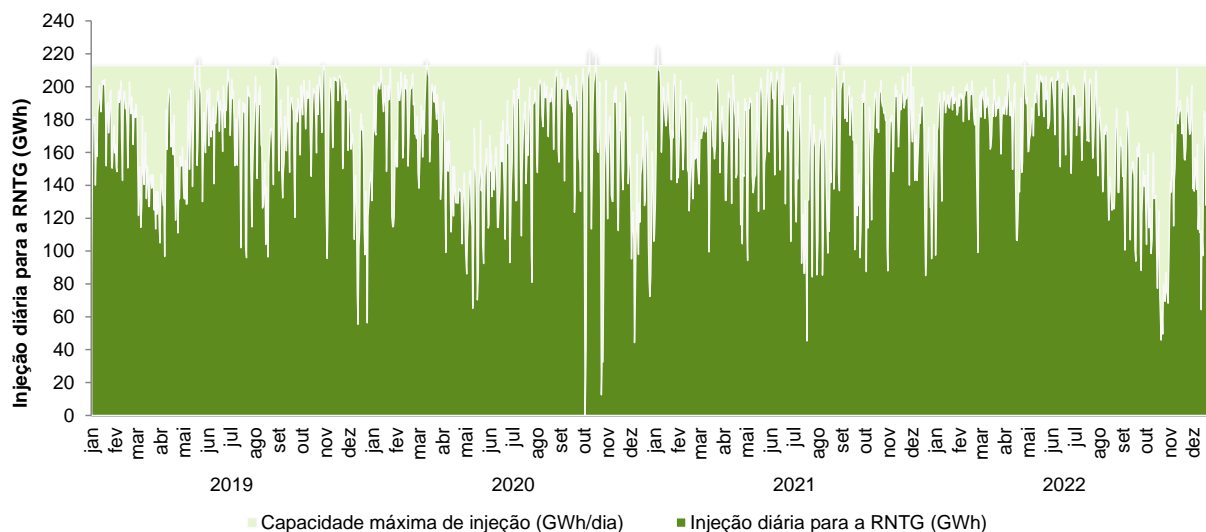
Na Figura 5-3 e Figura 5-4 observa-se a evolução da emissão mensal e diária de gás do Terminal de GNL para a RNTG, no período de 2019 a 2022.

Figura 5-3 - Emissão mensal de gás do Terminal de GNL para a RNTG, de 2019 a 2022



<sup>8</sup> Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual em 2022 na RNTG de 59,9 TWh, excluindo o consumo nas UAG.

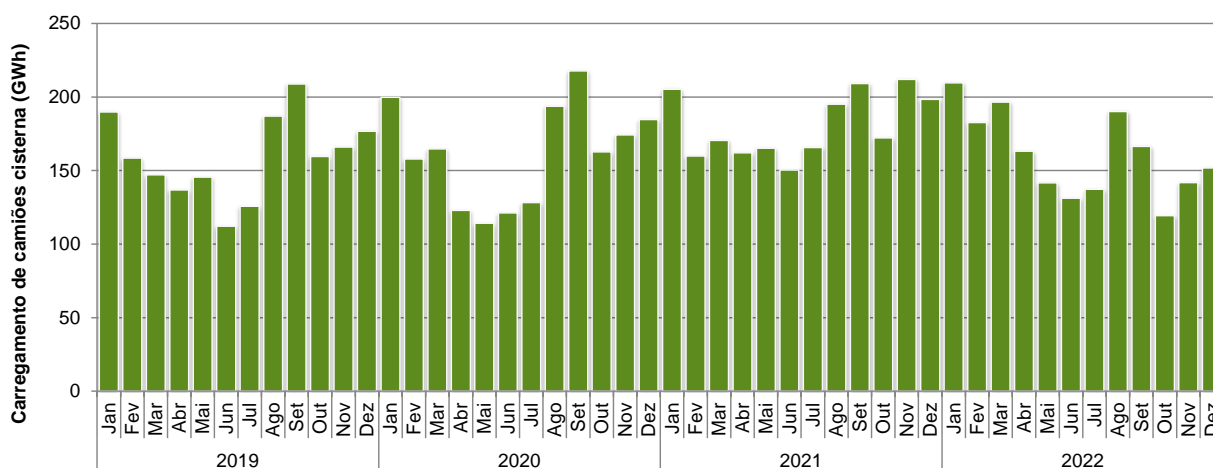
Figura 5-4 - Emissão diária de gás do Terminal de GNL para a RNTG, de 2019 a 2022



Em 2022, a emissão de gás para a RNTG correspondeu a uma modulação<sup>9</sup> de cerca de 277 dias (utilização de 76%), valor bastante elevado.

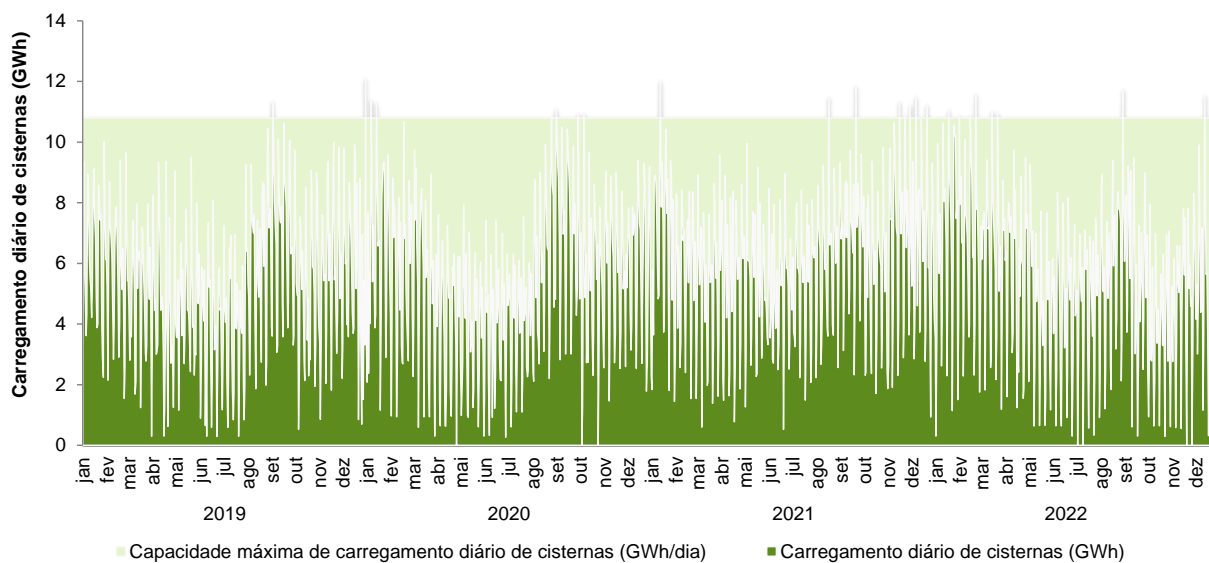
Na Figura 5-5 e Figura 5-6 observa-se a evolução do carregamento mensal e diário de gás para os camiões cisterna, de 2019 a 2022.

Figura 5-5 - Carregamento mensal de gás do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2019 a 2022



<sup>9</sup> A modulação é obtida pelo rácio entre a energia total regaseificada em 2022 e a capacidade máxima verificada em 2022.

Figura 5-6 - Carregamento diário de gás do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2019 a 2022

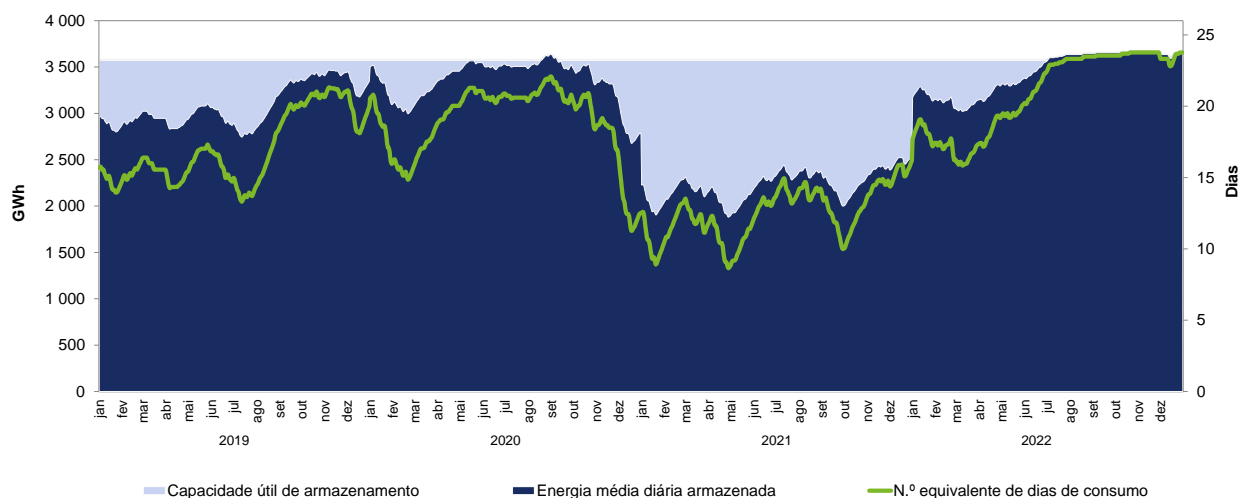


Em 2022, a emissão de gás para o carregamento dos camiões cisterna correspondeu a uma modulação de cerca de 164 dias (utilização de 45%).

#### 5.1.1.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Na Figura 5-7 apresenta-se a evolução da energia diária armazenada no armazenamento subterrâneo do Carriço, de 2019 a 2022. Verifica-se que a energia armazenada ao longo do ano de 2022 oscilou entre os 16 e os 24 dias de consumo médio nacional diário.

Figura 5-7 - Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo, de 2019 a 2022



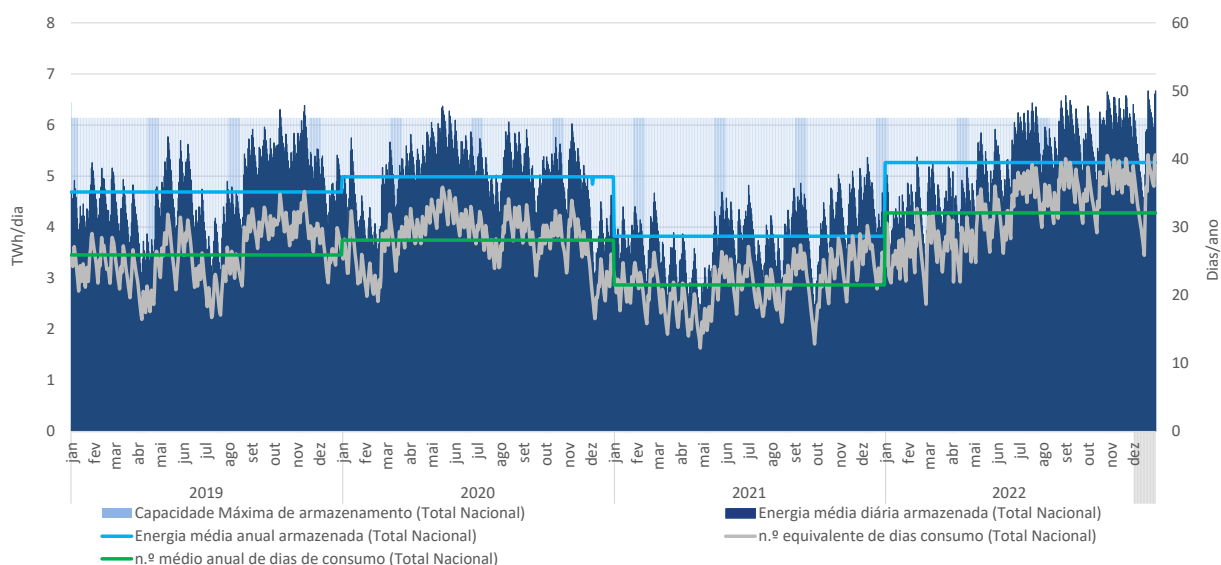
Nota: Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual na RNTG (excluindo o consumo nas UAG): ano 2019 (66,1 TWh), ano 2020 (64,96 TWh), ano 2021 (61,7 TWh) e ano 2022 (59,9 TWh).

### 5.1.1.3 ARMAZENAMENTO NACIONAL DE GÁS

Na Figura 5-7 apresenta-se a evolução da energia diária armazenada resultante da agregação das energias armazenadas, quer na infraestrutura do armazenamento subterrâneo do Carriço, quer na infraestrutura do Terminal de GNL, de 2019 a 2022.



Figura 5-8 - Diagrama diário da utilização agregada do armazenamento subterrâneo e do terminal de GNL, de 2019 a 2022



Nota: Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual na RNTG (excluindo o consumo nas UAG): ano 2019 (66,1 TWh) e ano 2020 (64,96 TWh), ano 2021 (61,7 TWh) e ano 2022 (59,9 TWh).

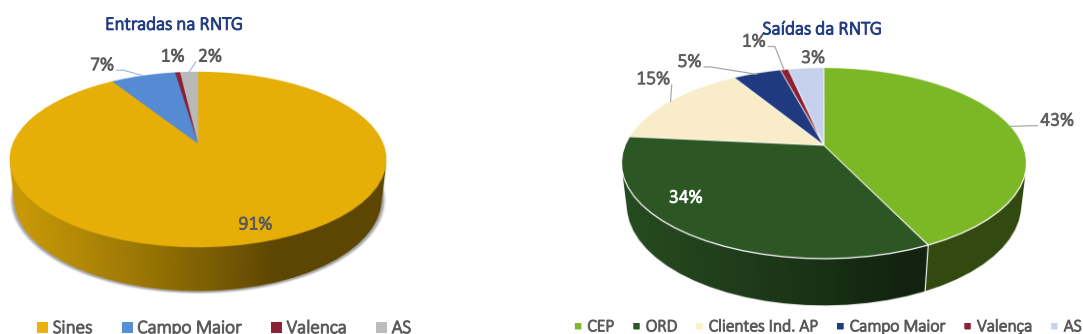
Em 2022, verifica-se que a energia armazenada, considerando o gás armazenado no armazenamento subterrâneo e no Terminal de GNL, foi em média, de 32 dias do consumo médio diário nacional, verificando-se um acréscimo de 10 dias face ao ano de 2021.

#### 5.1.1.4 REDE DE TRANSPORTE

A figura seguinte apresenta as entradas e saídas da RNTG em 2022, discriminadas por ponto de entrada e por ponto de saída da RNTG. Em termos de entradas, o Terminal de GNL e o VIP <sup>10</sup> representaram 91% e 7%, respetivamente, e o Armazenamento Subterrâneo (AS) representou 2%, em relação ao total de entradas na RNTG. Em termos de saídas, os consumos dos centros electroprodutores (CEP), dos clientes industriais em AP, dos consumos nas redes de distribuição (ORD) e do Armazenamento Subterrâneo (AS) representaram em 2022, 43%, 15%, 34% e 3%, respetivamente, do total das saídas da RNTG. Verificou-se que em 2022 a exportação por Campo Maior, representou aproximadamente 5% do total das saídas.

<sup>10</sup> Define-se o VIP como a agregação das interligações de Campo Maior e Valença do Minho.

Figura 5-9 - Entradas e saídas da RNTG, por ponto de entrada e ponto de saída, em 2022



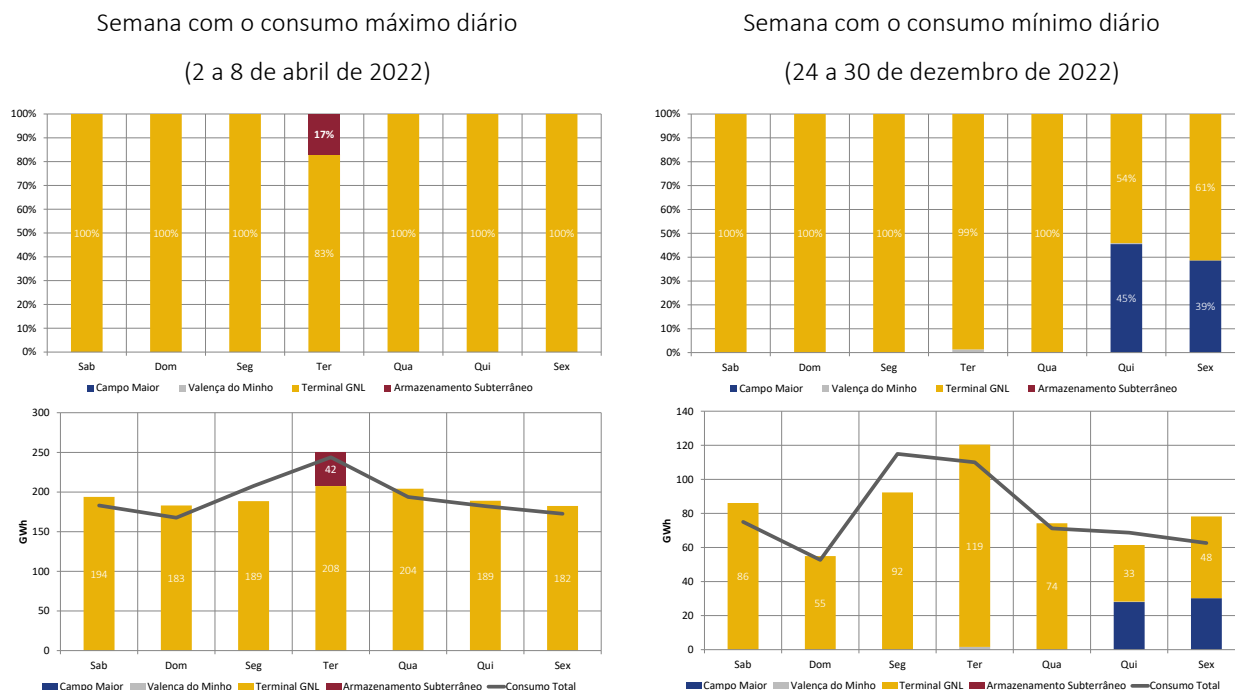
Na Figura 5-10 caracterizam-se as entradas na RNTG (Campo Maior, Terminal de GNL, Valença do Minho e Armazenamento Subterrâneo) nas semanas onde ocorreram quer o consumo máximo, quer o consumo mínimo de gás, durante o ano de 2022.

O consumo máximo de gás (244 GWh/dia) na RNTG ocorreu no dia 5 de abril de 2022 (terça-feira) e o consumo mínimo de gás (52,7 GWh/dia) ocorreu no dia 25 de dezembro de 2022 (domingo). No entanto, o dia de maior consumo <sup>11</sup> pode não corresponder ao dia onde se verifica o máximo de entradas na RNTG. A capacidade máxima nas entradas (274 GWh/dia) ocorreu no dia 30 de novembro de 2022 (quarta-feira) e a capacidade mínima (55 GWh/dia) nas entradas ocorreu no mesmo dia, 25 de dezembro 2022.

A existência de *linepack* na RNTG e de injeções do armazenamento subterrâneo justifica a diferença entre os valores na entrada e na saída da RNTG. Entre as duas semanas com o mínimo consumo diário, o armazenamento subterrâneo e o terminal são utilizados para ajustar a oferta à procura de gás na RNTG.

<sup>11</sup> O consumo para este efeito é definido como a saída da RNTG para clientes em alta pressão e para as redes de distribuição.

Figura 5-10 - Injeções na RNTG na semana com o máximo/mínimo consumo diário, em 2022



De seguida caracterizam-se os diferentes pontos de ligação da RNTG de 2019 a 2022. Esta análise é feita no referencial da RNTG. Ou seja, valores positivos representam entradas na RNTG e valores negativos representam saídas da RNTG. Esta caracterização é realizada para a interligação de Campo Maior, para a interligação de Valença do Minho, para a ligação com o Armazenamento Subterrâneo, para o agregado dos pontos de consumo dos centros eletroprodutores e clientes em alta pressão e, finalmente, para o agregado dos pontos de entrega às redes de distribuição.

### INTERLIGAÇÃO DE CAMPO MAIOR

A Figura 5-11 caracteriza a interligação em Campo Maior em termos de energia mensal injetada/extraída da RNTG. A Figura 5-12 caracteriza a interligação em Campo Maior em termos de energia diária injetada/extraída da RNTG e de capacidade máxima de injeção na mesma.

Em 2022, verifica-se que esta interligação teve uma modulação de 42 dias/ano, representando uma utilização de 11% da sua capacidade máxima de injeção na RNTG. Esta utilização é historicamente a mais baixa. Face a 2021 (57 dias/ano, representando uma utilização de 16% da sua capacidade máxima de injeção na RNTG), verificamos uma modulação inferior. Como a figura mostra, houve fluxo de exportação

de gás para Espanha, por esta interligação, durante o ano 2022, com uma modulação de injeção na RNTG de 50 dias/ano, representando uma utilização de 14% da sua capacidade máxima de injeção. De salientar que esta utilização é historicamente a mais alta e que face ao ano 2021, o fluxo de exportação de gás para Espanha foi mais elevado (modulação de 46 dias/ano, representando uma utilização de 13% da sua capacidade máxima de injeção).

Figura 5-11 - Fluxo mensal de gás na interligação de Campo Maior, de 2019 a 2022

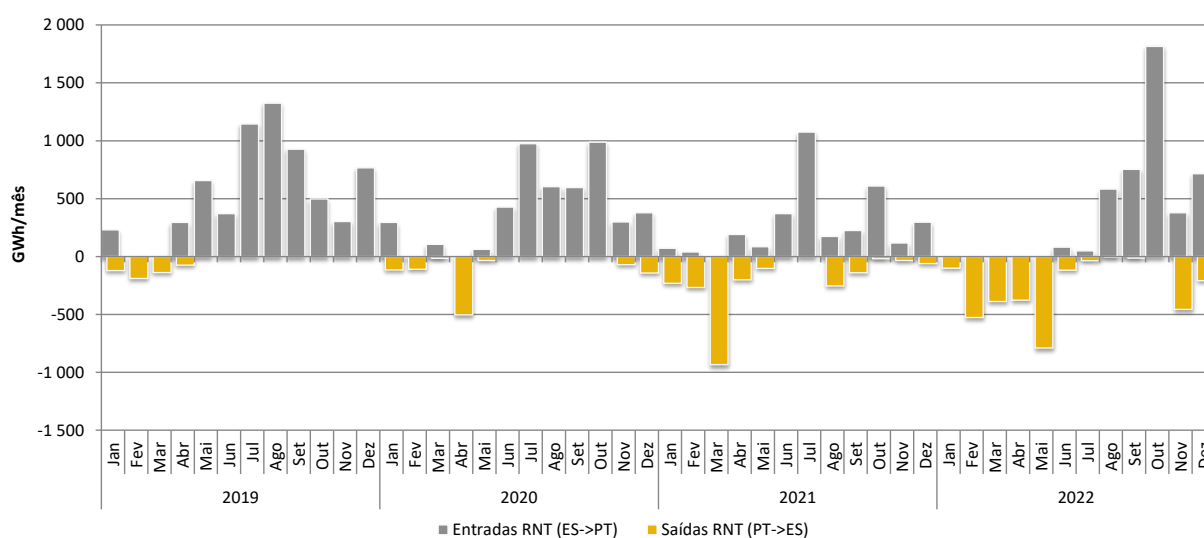
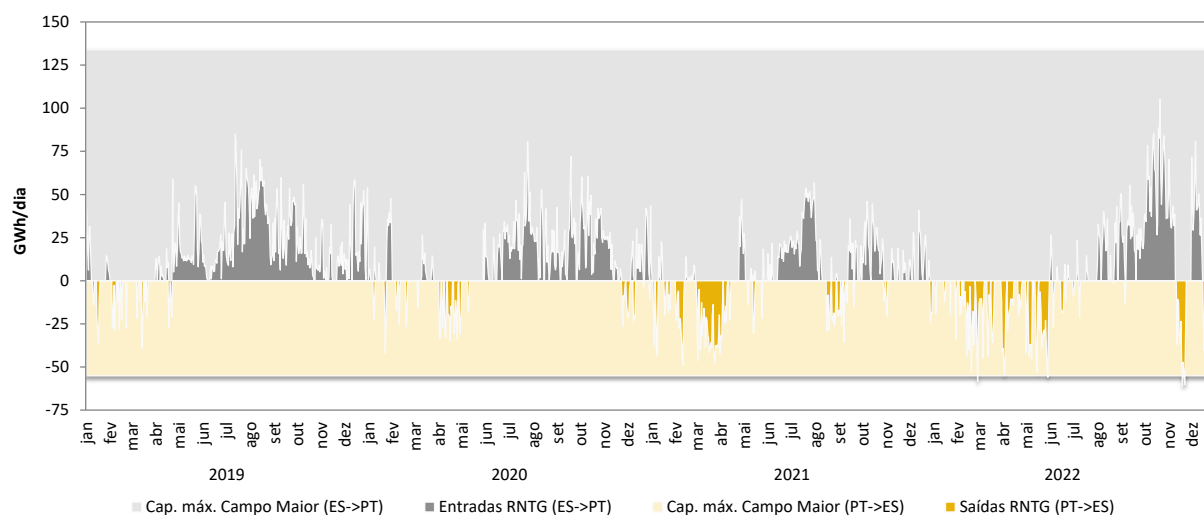


Figura 5-12 - Fluxo diário de gás na interligação de Campo Maior, de 2019 a 2022



### INTERLIGAÇÃO DE VALENÇA DO MINHO

A Figura 5-13 caracteriza a interligação em Valença do Minho de 2019 a 2022 em termos de energia mensal injetada/extraída na RNTG. A Figura 5-14 caracteriza a interligação em Valença do Minho em termos de energia diária injetada/extraída na RNTG e de capacidade máxima de injeção na mesma. Em 2022, verifica-se que esta interligação teve uma modulação de injeção na RNTG de 22 dias/ano, representando uma utilização de 6% da sua capacidade máxima de injeção.

Figura 5-13 - Fluxo mensal de gás na interligação em Valença do Minho, de 2019 a 2022

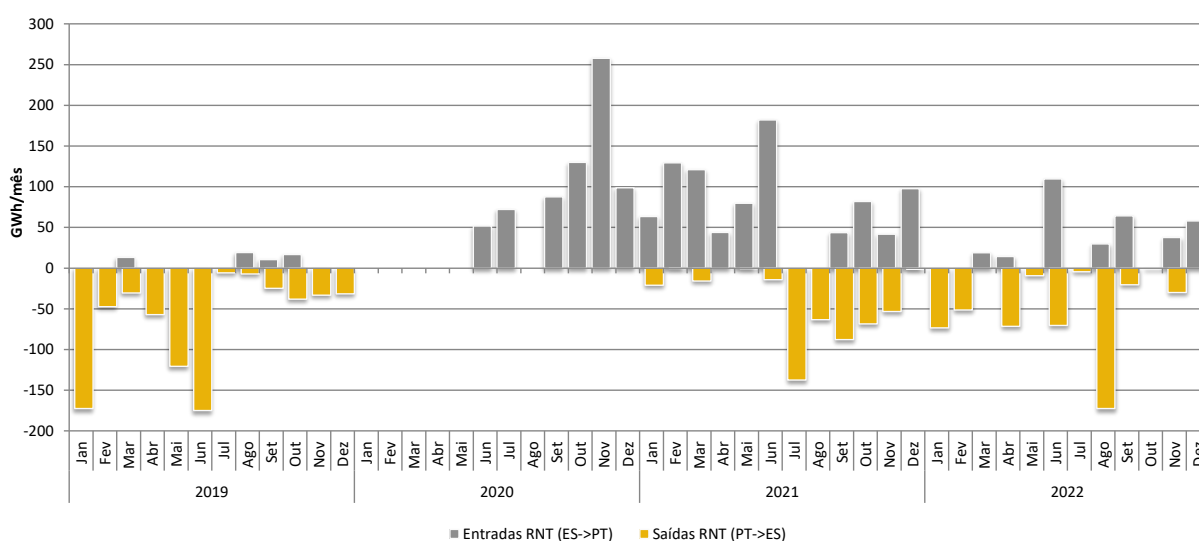
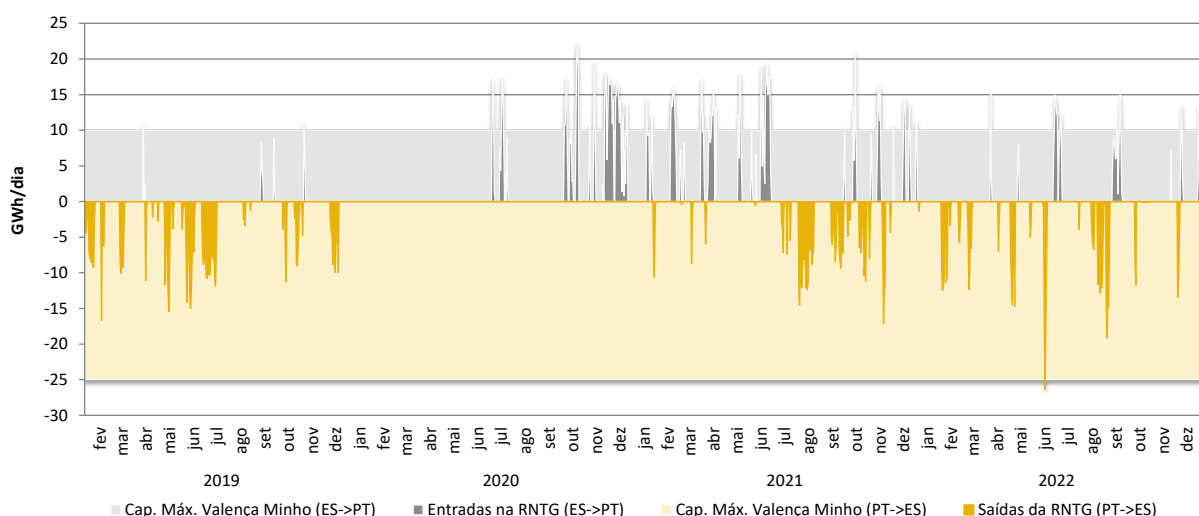


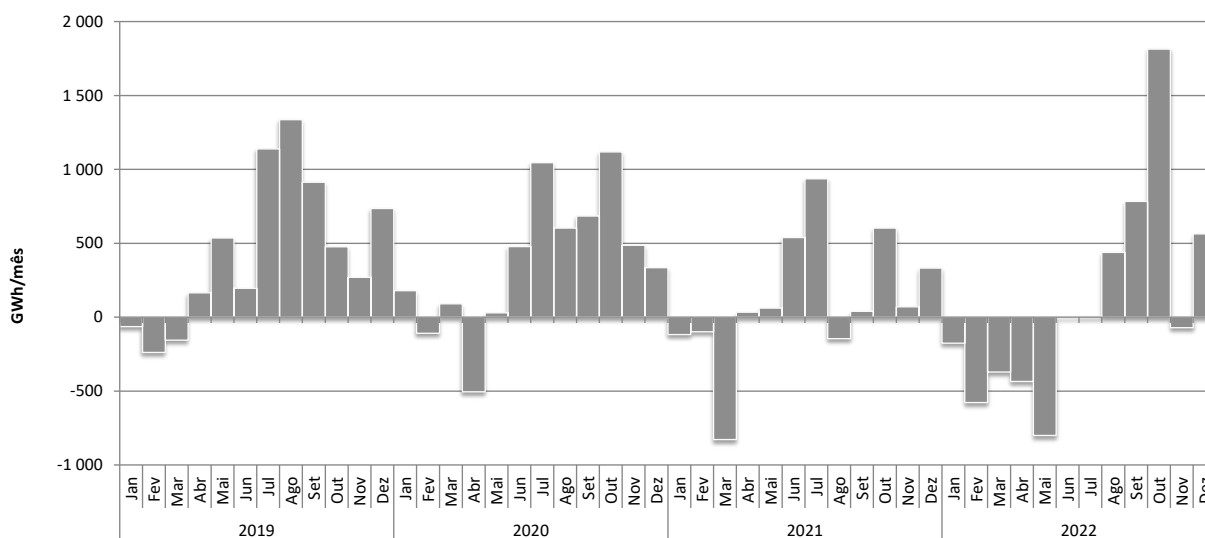
Figura 5-14 - Fluxo diário de gás na interligação em Valença do Minho, de 2019 a 2022



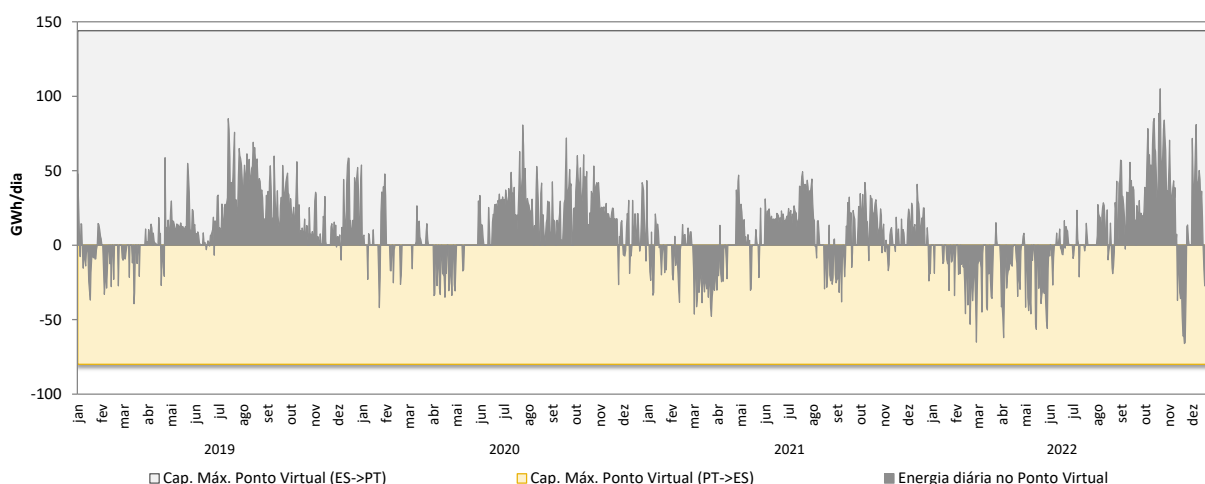
**PONTO VIRTUAL DE INTERLIGAÇÃO (VIP)**

A Figura 5-15 e Figura 5-16 caracterizam o fluxo no ponto de interligação virtual (VIP) que resulta do somatório das entradas e saídas de gás das interligações de Valença do Minho e Campo Maior, de 2019 a 2022. Em maio de 2022 verificou-se exportação líquida para Espanha no VIP no valor de 799,2 GWh, sendo 2022 o ano que apresenta a exportação líquida para Espanha historicamente mais elevada.

**Figura 5-15 - Fluxo mensal de gás no ponto virtual de interligação, de 2019 a 2022**



**Figura 5-16 - Fluxo diário de gás no ponto virtual de interligação, de 2019 a 2022**



Nota: os valores de capacidades máximas no ponto virtual de interligação (quer de entrada, quer de saída da RNTG) resultam da soma das capacidades nas interligações de Campo Maior e de Valença do Minho.

### ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A Figura 5-17 caracteriza a fronteira entre a RNTG com o Armazenamento Subterrâneo em termos de energia mensal injetada/extraída da RNTG de 2019 a 2022. A Figura 5-18 caracteriza a fronteira entre a RNTG com o Armazenamento Subterrâneo em termos de energia diária injetada/extraída na RNTG e de capacidade máxima de injeção/extração da mesma, de 2019 a 2022.

Figura 5-17 - Fluxo mensal de gás na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2019 a 2022

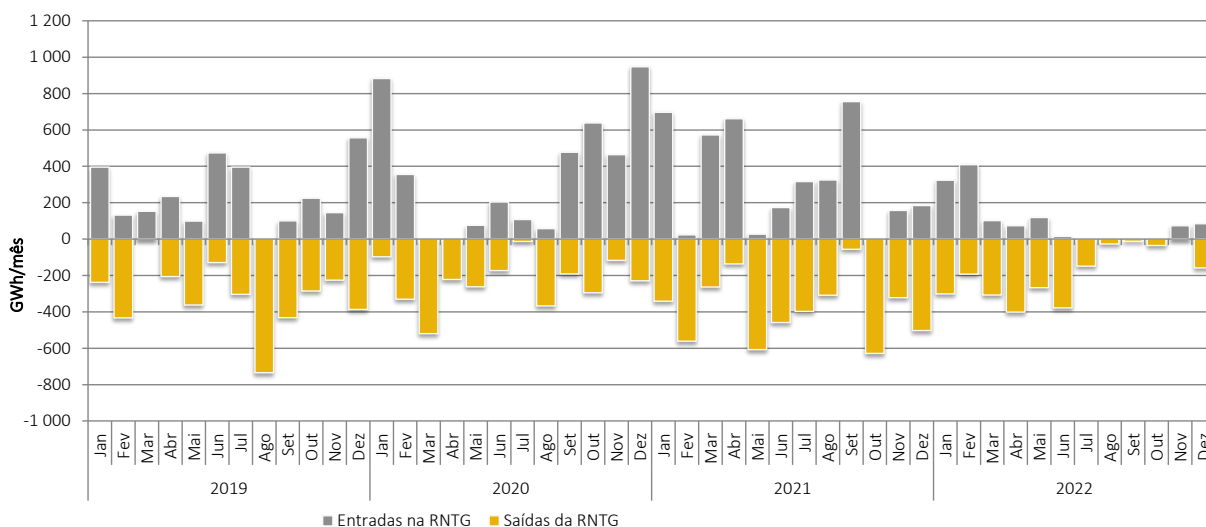
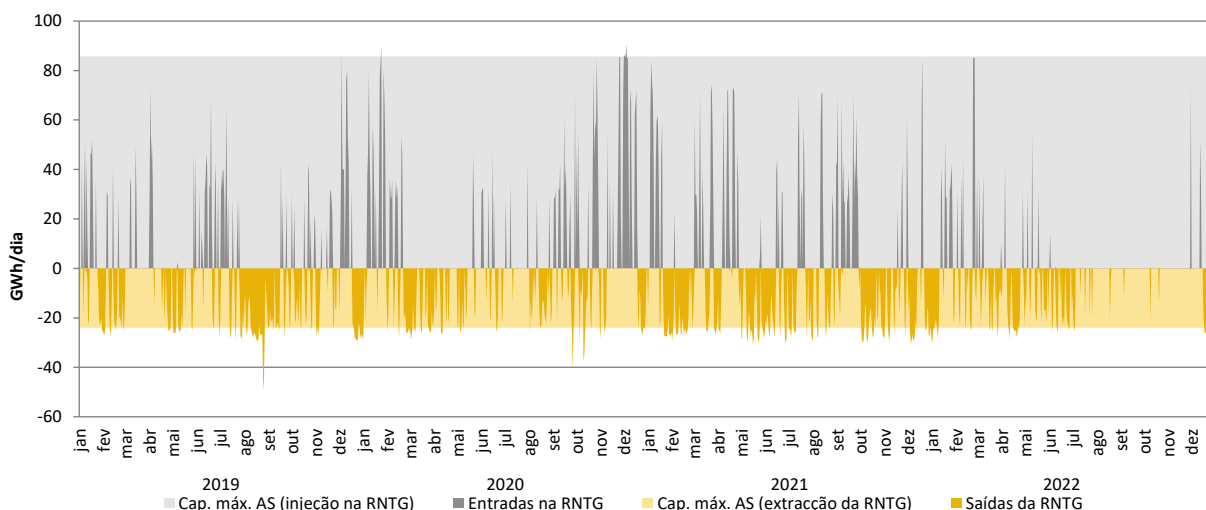


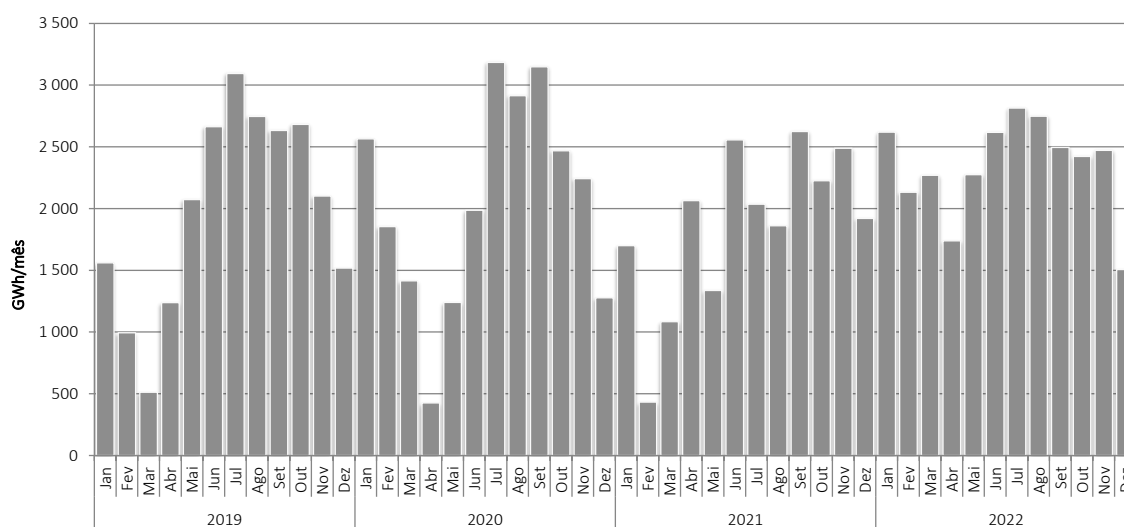
Figura 5-18 - Fluxo diário de gás na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2019 a 2022



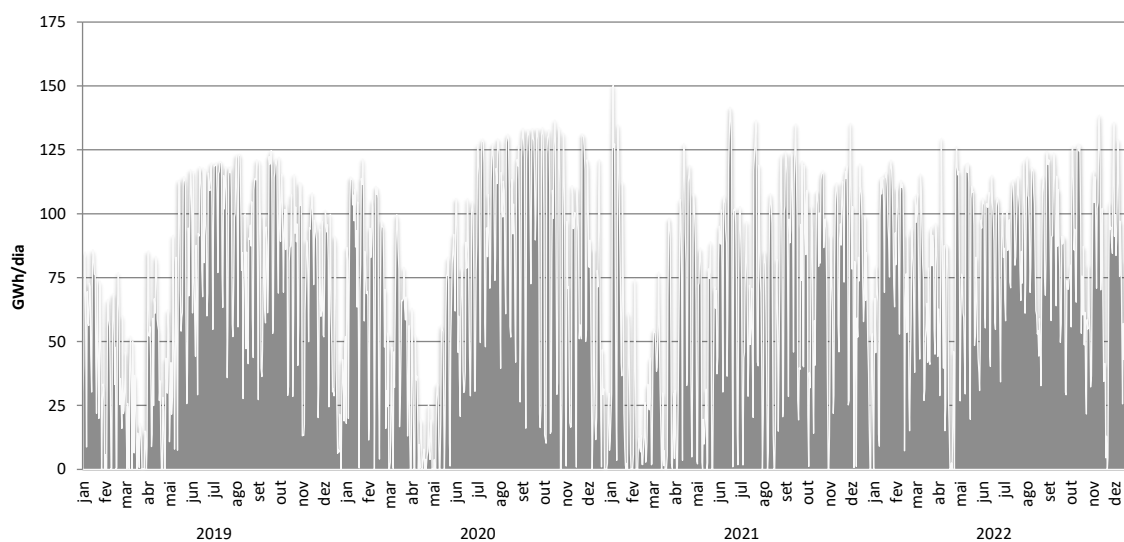
**CENTROS ELETROPRODUTORES**

As figuras seguintes caracterizam o agregado de ligações da RNTG com os centros eletroprodutores, em termos de energia mensal e diária extraída da rede de 2019 a 2022. Em 2022, verifica-se que os centros eletroprodutores são responsáveis por uma modulação de extração da RNTG de 203 dias/ano, representando uma utilização de 56% das suas capacidades máximas utilizadas em 2022. Verifica-se que face a 2021 (149 dias/ano) a modulação de extração da RNTG teve um acréscimo significativo.

**Figura 5-19 - Fluxo mensal de gás na ligação com os centros eletroprodutores, de 2019 a 2022**



**Figura 5-20 - Fluxo diário de gás na ligação com os centros eletroprodutores, de 2019 a 2022**

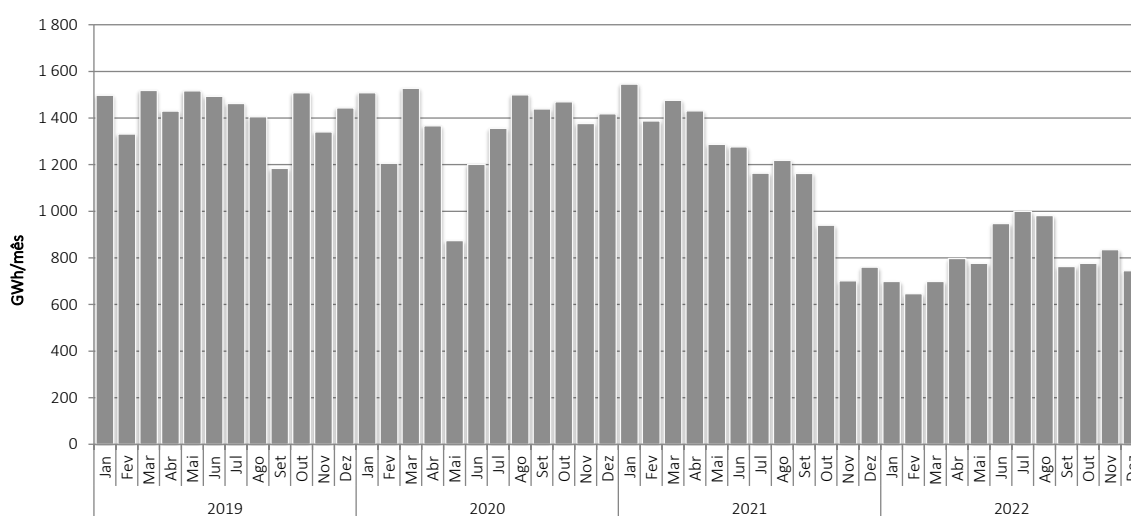




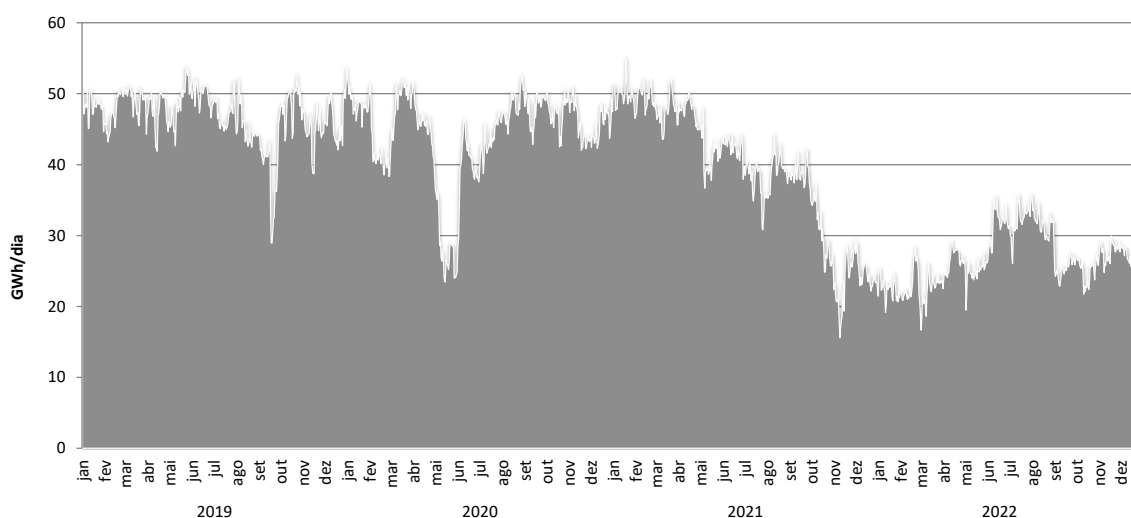
**CLIENTES INDUSTRIAIS EM ALTA PRESSÃO**

As figuras seguintes caracterizam o agregado de ligações da RNTG com os clientes em AP, em termos de energia mensal e diária extraída da rede. Em 2022, verifica-se que os clientes em AP são responsáveis por uma modulação de extração na RNTG de 267 dias/ano, representando uma utilização de 73% das capacidades máximas verificadas em 2022. Verifica-se, à semelhança dos CEP, um acréscimo da modulação, face a 2021 (260 dias/ano, representando uma utilização de 71% das capacidades máximas).

**Figura 5-21 - Fluxo mensal de gás na ligação com os clientes em alta pressão, de 2019 a 2022**



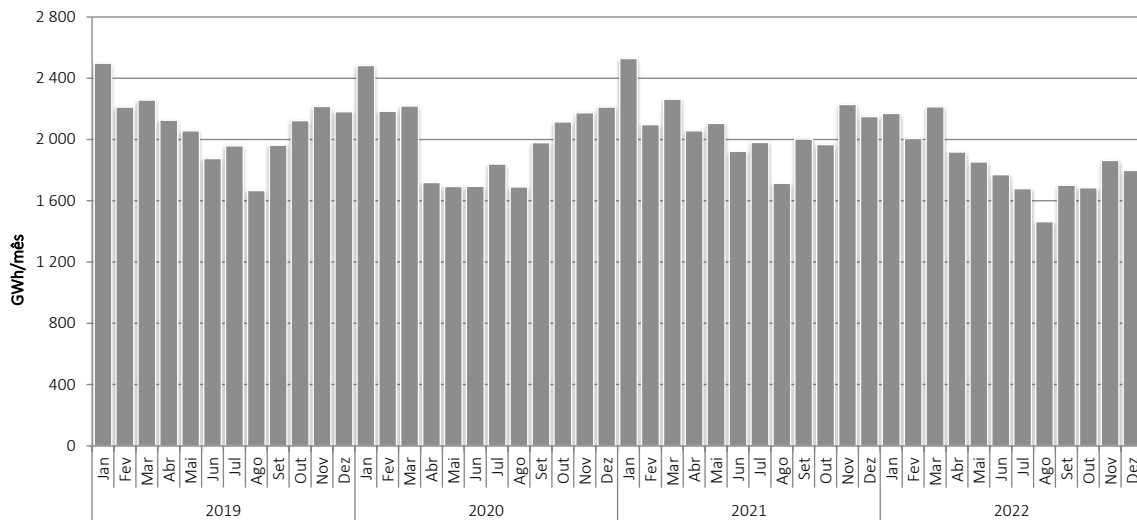
**Figura 5-22 - Fluxo diário de gás na ligação com os clientes em alta pressão, de 2019 a 2022**



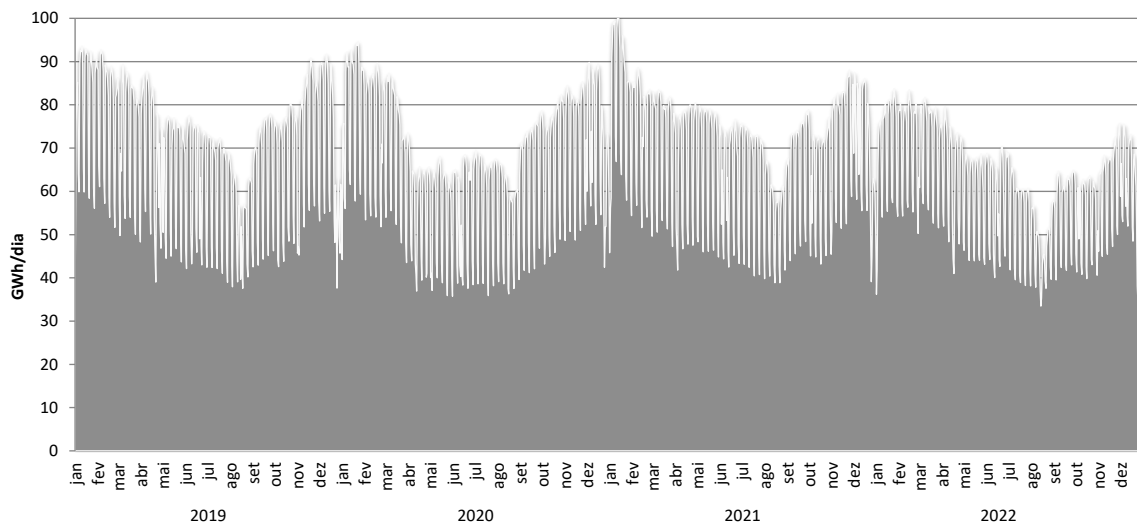
**REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

As figuras seguintes caracterizam o agregado de ligações da RNTG com a RNDG em termos de energia mensal e diária extraída da rede, de 2019 a 2022. Em 2022, verifica-se que as entregas à RNDG correspondem a uma modulação de extração na RNTG de 264 dias/ano, representando uma utilização de 72% da sua capacidade máxima total de extração verificada em 2022.

**Figura 5-23 - Fluxo mensal de gás nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição de Gás, de 2019 a 2022**



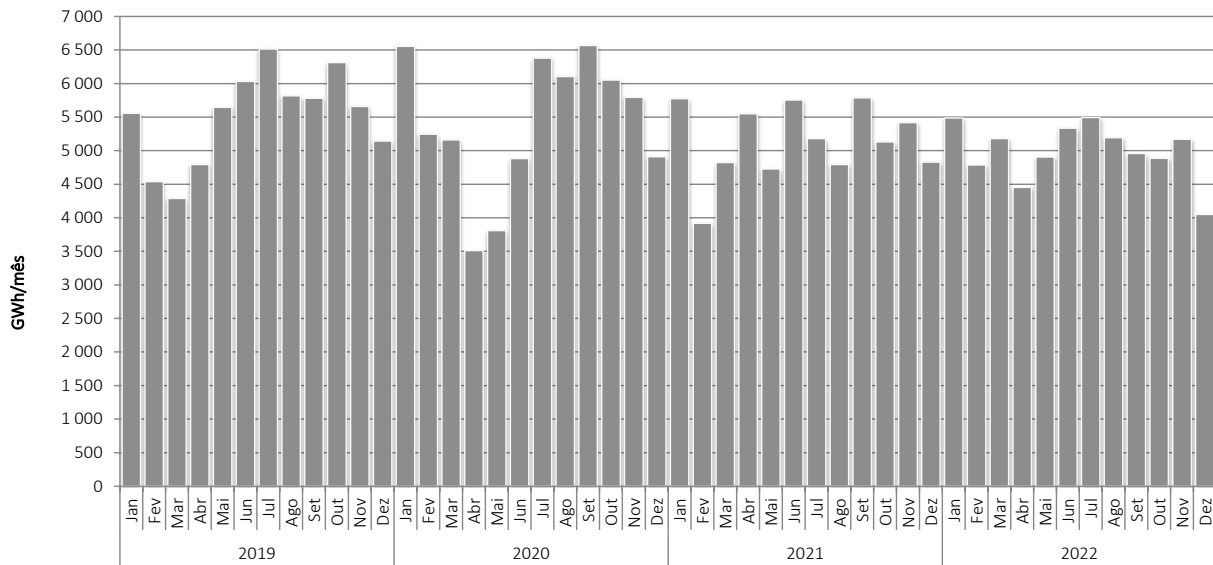
**Figura 5-24 - Fluxo diário de gás nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição de Gás, de 2019 a 2022**



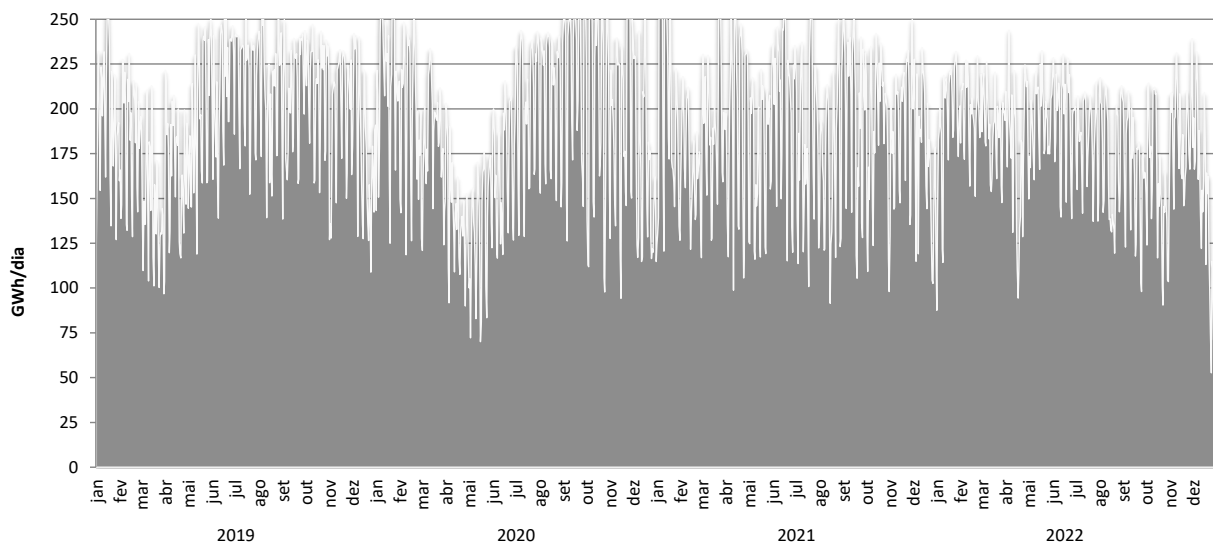
**SAÍDAS AGREGADAS DA REDE DE TRANSPORTE NACIONAL DE GÁS**

As figuras seguintes caracterizam as saídas da RNTG para clientes em AP (incluindo os centros eletroprodutores) e para a RNDG, em termos de energia mensal e diária saída da rede RNTG, de 2019 a 2022.

**Figura 5-25 - Fluxo mensal de gás do agregado das saídas da RNTG, de 2019 a 2022**



**Figura 5-26 - Fluxo diário de gás do agregado das saídas da RNTG, de 2019 a 2022**



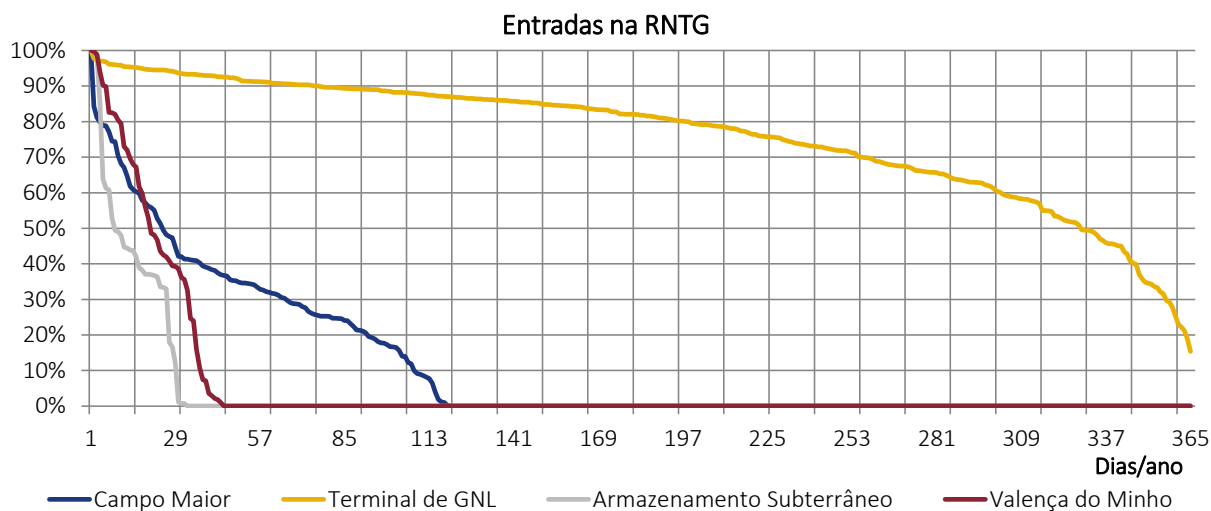
**CARACTERIZAÇÃO DOS PONTOS DE ENTRADA/SAÍDA DA RNTG EM FUNÇÃO DO RESPECTIVO VALOR MÁXIMO ANUAL**

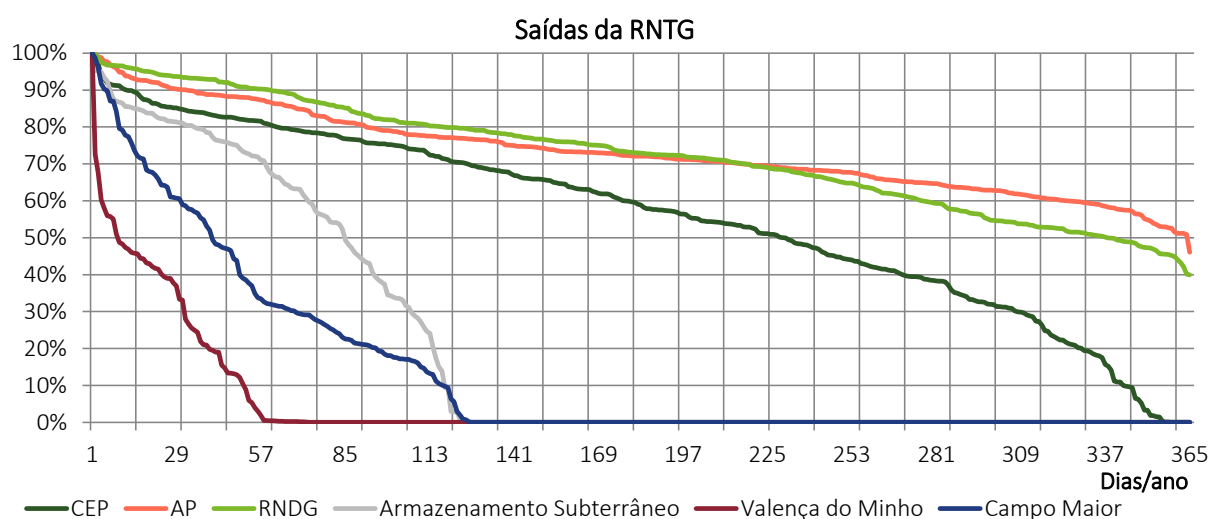
Nas figuras seguintes caracteriza-se a utilização dos diferentes pontos de entrada/saída da RNTG em função do respetivo valor máximo diário de energia, ocorrido durante o ano de 2022.

A título de exemplo, e no que respeita à entrada na RNTG com maior utilização, a fronteira da RNTG com o Terminal de GNL, verificou durante 328 dias/ano valores de energia diários superiores a 50% do valor máximo anual. Os pontos de entrada com a utilização anual mais reduzida são o Armazenamento Subterrâneo e a interligação de Valença do Minho.

No que respeita às saídas, verifica-se que os clientes industriais em AP apresentaram valores de energia diários superiores a 80% do valor máximo anual durante 91 dias, observando-se um decréscimo face a 2021 que apresentava 123 dias. No que respeita ao agregado das saídas para as RNDG, estes apresentam utilizações anuais superiores a 40% do valor máximo anual. Em 2022, o ponto de saída com menor utilização é Valença do Minho.

**Figura 5-27 - Curva classificada dos fluxos de gás nos pontos de entrada/saída da RNTG, em 2022, em função do valor de energia máximo anual, ocorrido em cada ponto**





### 5.1.2 PREVISÃO PARA A UTILIZAÇÃO DA REDE DE TRANSPORTE NACIONAL DE GÁS E INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

A utilização da RNTG e das infraestruturas em AP é especialmente afetada pela dinâmica no mercado grossista, no que diz respeito aos preços da energia nos mercados internacionais, e na existência de contratos de aprovisionamento de longo prazo. De facto, não apenas a origem do gás que entra na RNTG, oscila entre a interligação com Espanha e o terminal de GNL (com origem em países mais longínquos como a Nigéria, EUA, entre outros), como ainda o consumo depende do preço do gás, na medida em que os clientes industriais são especialmente sensíveis a esta variável. Devido ao mecanismo ibérico de controlo de preços do mercado grossista de eletricidade, enquadrado pelo Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, os preços do gás nos mercados grossistas perderam peso como condicionante à entrada dos centros eletroprodutores a gás natural no sistema elétrico nacional.

De seguida identificam-se os factos mais relevantes com incidência na utilização da RNTG e das infraestruturas em AP, que se preveem para o ano gás 2023-2024, e cuja fundamentação se baseou na análise histórica apresentada anteriormente.

- A conjuntura do setor elétrico condiciona as centrais a gás na estrutura de produção elétrica. Além da imprevisibilidade em termos de energia, também a capacidade máxima atingida, ligada à potência nominal das centrais, apresenta instabilidade enquanto variável de faturação. Neste caso, foi considerado um cenário ERSE, que prevê um decréscimo do consumo destes produtores, tendo em conta todos os fatores explicitados anteriormente neste documento (ver Capítulo 2).

- Na utilização da RNTG assume-se que existe injeção de gás através dos seguintes pontos de entrada: VIP (Campo Maior e Valença do Minho), Terminal de GNL e Armazenamento Subterrâneo no Carriço. Não se prevê qualquer injeção de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono nos pontos de entrada na rede. Assumem-se como pontos de saída os clientes ligados diretamente à rede de AP, as redes de distribuição, o Terminal de GNL (contra fluxo), as interligações internacionais de Campo Maior e Valença do Minho e o Armazenamento Subterrâneo.
- São previstas quantidades, por ponto de entrada e por ponto de saída, associadas aos produtos de capacidade contratada nas diferentes infraestruturas (VIP, Terminal de GNL e Armazenamento Subterrâneo), com os horizontes temporais anual, trimestral, mensal, diário e intradiário (quando aplicável), como estabelecido no Regulamento Tarifário.
- São previstas quantidades para as opções tarifárias adequadas aos consumidores com consumos concentrados no tempo, designadamente nas opções flexíveis.
- As quantidades de energia previstas para o Terminal de GNL resultam do balanço de energia apresentado no Capítulo 0, com a seguinte estrutura de aprovisionamento: (i) 95% da energia entra pelo Terminal de GNL<sup>12</sup>; (ii) 5% da energia entra pelas interligações. Considera-se que as quantidades rececionadas pelo Terminal de GNL são iguais à soma das quantidades regaseificadas com as quantidades carregadas em cisterna, tendo como pressuposto a inexistência de carregamentos de navios metaneiros de GNL para exportação (transhipment), para o ano gás 2023-2024.
- Considera-se que existe exportação de gás do VIP para Espanha.
- No armazenamento subterrâneo considera-se a existência de 6 cavernas no ano gás 2023-2024, como descrito no capítulo 3.1.1.

## 5.2 REDES DE DISTRIBUIÇÃO

### 5.2.1 DETERMINAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPETIVA TARIFÁRIA

A análise de quantidades de gás na rede de distribuição foi determinada a partir da informação desagregada sobre a caracterização das quantidades no SNG em 2021-2022, enviada pelos vários agentes

---

<sup>12</sup> Considera-se que 1% das quantidades recebidas pelo terminal de GNL são destinadas a carregamento de camiões cisterna e não regaseificadas.

de mercado (ORT, ORD e CUR). Esta caracterização inclui as quantidades numa perspetiva global do consumo, bem como as quantidades associadas às variáveis de faturação do sistema tarifário.

#### REFERENCIAL DE APLICAÇÃO DAS TARIFAS AOS CONSUMIDORES FINAIS

Devido a restrições dos equipamentos de medida instalados em cada ponto de entrega e para simplificar o sistema tarifário aplicável em segmentos de consumidores com menos informação, algumas das variáveis de faturação definidas não são aplicadas aos consumos na sua forma primária. Em vez disso, o conjunto de preços é simplificado procedendo-se a conversões de preços. Assim, caracterizam-se no quadro seguinte as variáveis de faturação em função da opção tarifária e da periodicidade da leitura.

**Quadro 5-1 - Variáveis de faturação no referencial tarifário de aplicação aos clientes finais**

Variável de faturação	Longas Utilizações	Curtas Utilizações	Leitura Mensal	Flexível Anual	Flexível Mensal	Flexível Diária
<b>Termo Tarifário Fixo</b>	EUR/dia	EUR/dia	EUR/dia	EUR/dia	EUR/dia	n.a.
<b>Energia</b>	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/kWh
<b>Capacidade Utilizada</b>	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
<b>Capacidade Base Anual</b>	n.a.	n.a.	n.a.	EUR/(kWh/dia)/dia	n.a.	n.a.
<b>Capacidade Mensal Adicional</b>	n.a.	n.a.	n.a.	EUR/(kWh/dia)/dia	n.a.	n.a.
<b>Capacidade Mensal</b>	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	EUR/(kWh/dia)/dia	n.a.
<b>Capacidade Diária</b>	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	EUR/(kWh/dia)/dia

#### FATURACÃO EM UNIDADES DE ENERGIA (KWH)

Para garantir uma maior comparabilidade entre preços dos diferentes vetores energéticos, a ERSE definiu a publicação dos preços em unidades de energia (kWh) em vez de unidade de volume (m<sup>3</sup>). Esta comparabilidade é importante quer entre formas de energia diferentes, como a eletricidade, quer entre fornecimentos de gás em diferentes níveis de pressão e condições de fornecimento. Assim, o preço de fornecimento de gás (em €/kWh) em AP é diretamente comparável com o preço de fornecimento de gás nos pequenos consumidores domésticos.

A compatibilização entre preços publicados em unidades de energia e quantidades de gás medido em unidades de volume é enquadrada em detalhe pelo Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de Consumo. Em cada fatura, o comercializador deve demonstrar como se realiza a conversão entre volume medido nas condições particulares de cada ponto de entrega e energia.

Para o cálculo tarifário todas as quantidades são consideradas em unidades de energia.

### 5.2.2 DETERMINAÇÃO DAS CONVERSÕES DE QUANTIDADES E PERFILAGEM

Como referido, os equipamentos de medida e a periodicidade de leitura condicionam a informação disponível sobre as quantidades características do fornecimento de gás em cada ponto de entrega.

Uma vez que os contadores com capacidade de leitura diária estão disponíveis para os fornecimentos anuais superiores a 100 000 m<sup>3</sup>, considera-se que todos os clientes ligados às redes de distribuição com fornecimentos anuais superiores a 100 000 m<sup>3</sup> estão nas respetivas opções tarifárias com leitura diária.

Nos consumidores domésticos apenas está disponível informação de consumo sobre a energia anual e o número de clientes, em cada escalão de consumo. Assim, é necessário estimar as restantes variáveis de faturação, para aplicação das tarifas por atividade no modelo tarifário. Em particular:

- A decomposição da energia nos períodos de fora de vazio e de vazio é estimada a partir da caracterização dos perfis diários das entregas agregadas nas redes de distribuição.
- A capacidade utilizada é estimada a partir da relação característica entre o consumo médio diário e o seu valor máximo durante o ano (modulação).

Relativamente à conversão de energia anual para energia em fora de vazio e vazio, utilizou-se uma relação de 96% para fora de vazio nos fornecimentos de BP<. Nos fornecimentos em BP> e MP foi utilizada a estrutura real implícita em cada ORD no ano gás 2021-2022. Desta forma a relação implícita para fora de vazio nos fornecimentos em BP> é de 93% e nos fornecimentos em MP é de 92%.

A modulação da capacidade utilizada, medida em dias, define-se como o quociente entre o consumo anual e o consumo diário máximo. Na ausência de informação o consumo diário nos fornecimentos em BP< e nas opções tarifárias BP> e MP com leitura mensal, estima-se a capacidade utilizada a partir do seu consumo anual, através do parâmetro de modulação. Nas restantes opções tarifárias foi utilizada a estrutura real implícita em cada ORD no ano gás 2021-2022. As modulações teóricas definidas foram as seguintes:

- Consumos  $\leq 10$  mil m<sup>3</sup>/ano – modulação entre 28 e 37 dias
- $10$  mil m<sup>3</sup>/ano < Consumos  $\leq 100$  mil m<sup>3</sup>/ano – modulação de 51 dias
- Consumos > 100 mil m<sup>3</sup>/ano – modulação de 65 dias



Outro parâmetro utilizado na conversão de quantidades é o fator de simultaneidade referido no Regulamento Tarifário na metodologia de cálculo da tarifa de uso da rede de distribuição em MP. Este fator relaciona o consumo médio no período fora de vazio, dos consumidores ligados na rede de BP, com o valor máximo diário desse perfil agregado. É este valor máximo diário do perfil agregado de BP que é utilizado para determinar o montante de pagamentos da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP, imputável às redes de jusante. Considerou-se um valor de 1,5 para este fator.

### 5.2.3 UTILIZAÇÃO DE PERFIS DE CONSUMO NACIONAIS

Além da caracterização da procura, discriminada por infraestrutura, por nível de pressão e opção tarifária, o tratamento das quantidades no contexto do sistema tarifário considerou ainda a definição de perfis de consumo nacionais.

De facto, os consumidores de cada segmento de consumo apresentam semelhanças entre regiões diferentes do país. No entanto, também apresentam diferenças que tanto podem ser circunstanciais (devido a um desvio aleatório do consumo de um conjunto de consumidores face à média nacional) como estruturais (devido, por exemplo, a estarem em regiões com clima mais frio).

O princípio da uniformidade tarifária das tarifas reguladas de gás, ainda que aplicado de forma gradual nas tarifas de venda a clientes finais, obriga à definição de preços uniformes nas tarifas por atividade. Só assim se promove uma convergência tarifária para uma tarifa única no território nacional.

Por esta razão, a conversão dos preços das tarifas por atividade utiliza um perfil de consumo nacional garantindo que também as tarifas por atividade, convertidas no referencial de aplicação dos preços aos consumidores, apresentam preços uniformes em todo o país.

Estes perfis de consumo nacionais foram definidos através da caracterização global de quantidades apresentada anteriormente e utilizando os mesmos pressupostos relativamente à modulação da capacidade utilizada ou à distribuição da energia entre os períodos de vazio e fora de vazio.

## 5.3 COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

A caracterização da procura no âmbito das tarifas transitórias de venda a clientes finais resulta da procura para efeitos da tarifa de acesso às redes. De facto, a procura na perspetiva dos operadores de rede resulta

da soma da caracterização desagregada da procura dos clientes em mercado com a procura dos clientes dos comercializadores de último recurso.

Para a determinação da quota de mercado entre os fornecimentos à tarifa pelos CUR e os fornecimentos em mercado foi utilizada, como ponto de partida, a informação real mais recente sobre o número de clientes de cada comercializador de último recurso (dezembro de 2022), o que permitiu determinar as quotas de mercado do número de clientes, no final do ano de 2022, para os diferentes níveis de pressão (MP, BP> e BP<). Para determinar a energia, manteve-se o consumo médio por cliente implícito nas previsões iniciais das empresas, enviadas no âmbito tarifário, em outubro de 2022.

Para os restantes trimestres previsionais, a partir do 1.º trimestre de 2023, determinou-se o número de clientes estimado por cada CUR tendo como base o valor real de dezembro de 2022 e as taxas de crescimento do número de clientes para cada trimestre, por parte de cada CUR, com base na informação enviada no âmbito das quantidades para tarifas 2023-2024.

Por fim, e à semelhança do efetuado para os dados reais de 2022, com o número de clientes previsto para cada trimestre e para cada CUR, previu-se o valor da energia com base nesse número de clientes e no consumo médio previsto por cada CUR.

Desta forma, para o ano gás 2023-2024, as quantidades de energia de cada ORD e cada CUR resultam da soma da energia prevista para os 12 meses do ano gás. O número de clientes de cada ORD e de cada CUR, para o ano gás 2023-2024, resulta de uma média anual do número de clientes entre o último trimestre do ano gás 2023-2024 e o último trimestre do ano gás 2022-2023.

Resultam as seguintes quotas de mercado:

- A quota de mercado prevista para clientes ligados em MP é de 100%, em energia e em número de clientes.
- A quota de mercado prevista para clientes ligados em BP> é em média de 96% (energia) e de 92% (número de clientes).
- A quota de mercado prevista para os clientes em BP< é em média de 65%, em energia e em número de clientes.

Os CUR aplicam as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais. Assim, a caracterização da sua procura deve corresponder ao referencial de aplicação dos preços dessas tarifas, sendo estas fixadas separadamente para cada CUR. Os ORD aplicam aos CUR as tarifas de acesso às redes nacionais.

## 5.4 COMERCIALIZAÇÃO EM REGIME DE MERCADO

O processo de extinção das tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais de gás iniciou-se com a aprovação do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 77/2011, de 20 de junho, n.º 74/2012, de 26 de março, n.º 15/2013, de 28 de janeiro, e n.º 15/2015, de 30 de janeiro, que estabelece o procedimento aplicável à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup> e determinou, a título transitório, que os comercializadores de último recurso devem continuar a fornecer gás aos clientes finais que não tenham contratado o respetivo fornecimento no mercado livre. A Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, determinou o prazo para prolongamento das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes de Baixa Pressão com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m<sup>3</sup> (BP<) até 31 de dezembro de 2022.

No mesmo sentido, e em cumprimento dos objetivos de liberalização do mercado interno de gás, adotou-se, através do Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, um regime semelhante, destinado a permitir a extinção, de forma gradual, de todas as tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>, que prevê ainda a obrigação, aplicável aos comercializadores de último recurso, de fornecimento de gás a estes clientes finais que não tenham contratado o respetivo fornecimento no mercado livre. De acordo com o estabelecido na Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, o prazo para prolongamento das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> (BP<) é de 31 de dezembro de 2025.

Neste contexto para os níveis de pressão AP, MP e BP> as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais já se encontram totalmente extintas. Os clientes destes níveis de pressão que ainda permaneçam no CUR são fornecidos através da tarifa de fornecimento supletivo.

A caracterização da procura, do ponto de vista das variáveis de faturação, para os consumidores em mercado seguiu os mesmos princípios que a caracterização de quantidades na comercialização de último recurso.

No quadro seguinte apresentam-se as quotas de mercado adotadas nas tarifas para o ano gás 2023-2024, para os fornecimentos em regime de mercado.

Quadro 5-2 - Quotas em regime de mercado, para o ano gás 2023-2024

ML	Energia			Nº Clientes		
	BP< 10k m3	BP> 10k m3	MP	BP< 10k m3	BP> 10k m3	MP
Beiragás	59%	95%	100%	63%	90%	100%
Dianagás	56%	96%	100%	61%	90%	100%
Duriensegás	58%	91%	100%	60%	90%	100%
Lisboagás	59%	95%	100%	62%	89%	100%
Lusitaniagás	57%	98%	100%	58%	94%	100%
Medigás	69%	81%	100%	72%	90%	100%
Paxgás	55%	91%	n.a.	57%	75%	n.a.
EDPgás	75%	97%	100%	69%	94%	100%
Setgás	63%	93%	100%	66%	86%	100%
Sonorgás	78%	100%	n.a.	82%	99%	n.a.
Tagusgás	72%	93%	100%	76%	90%	100%
<b>Total</b>	<b>65%</b>	<b>96%</b>	<b>100%</b>	<b>65%</b>	<b>92%</b>	<b>100%</b>

## 6 CARATERIZAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPETIVA TARIFÁRIA PARA O ANO GÁS 2023-2024

Neste capítulo apresentam-se as quantidades consideradas no cálculo das diversas tarifas reguladas por atividade, no cálculo das tarifas transitórias de venda a clientes finais e no cálculo das tarifas de acesso às redes, incluindo as tarifas sociais de acesso às redes.

Nos quadros seguintes sumariza-se o número de clientes e energia, discriminados por nível de pressão e consumo, na perspetiva das redes, previstos para o ano gás 2023-2024.

Quadro 6-1 - Número de clientes discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2023-2024

Fornecimentos (Tarifas 2023-24)	BP<			BP>	BP	MP	AP			Total
	≤ 500 m <sup>3</sup>	> 500 m <sup>3</sup>	≤ 10 000 m <sup>3</sup>	>10 000 m <sup>3</sup>	Total	>1 000 000 m <sup>3</sup>	Clientes Industriais	UAG Prop. Clientes	CEP*	
Beiragás	107	67	174	203	378	589				966
Dianagás	20	7	27	28	55	39				94
Sonorgás	66	37	103	89	192	0				192
Duriensegás	60	57	117	105	222	13				235
Lisboagás	972	432	1 403	797	2 200	2 102				4 302
Lusitaniagás	444	218	662	1 130	1 792	6 869				8 662
Medigás	37	13	50	39	88	20				108
Paxgás	11	2	12	6	18	0				18
REN Portgás	807	520	1 327	1 382	2 710	4 728				7 438
Setgás	301	59	359	200	560	1 080				1 640
Tagusgás	81	31	111	159	270	792				1 062
ORD	2 906	1 441	4 347	4 138	8 485	16 232				24 717
ORT							10 885	874	20 821	32 580
<b>Total</b>	<b>2 906</b>	<b>1 441</b>	<b>4 347</b>	<b>4 138</b>	<b>8 485</b>	<b>16 232</b>	<b>10 885</b>	<b>874</b>	<b>20 821</b>	<b>57 297</b>

\* Centros eletroprodutores

Quadro 6-2 - Fornecimentos de energia discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2023-2024

Fornecimentos (Tarifas 2023-24)	BP<			BP>	BP	MP	AP			Total
	≤ 500 m <sup>3</sup>	> 500 m <sup>3</sup>	≤ 10 000 m <sup>3</sup>	>10 000 m <sup>3</sup>	Total	>1 000 000 m <sup>3</sup>	Clientes Industriais	UAG Prop. Clientes	CEP*	
Beiragás	54 619	5 331	59 950	277	60 227	21				60 248
Dianagás	10 308	400	10 707	39	10 746	3				10 749
Sonorgás	29 876	2 487	32 364	214	32 578	0				32 578
Duriensegás	27 939	4 861	32 800	189	32 989	2				32 991
Lisboagás	498 929	33 575	532 504	1 203	533 707	52				533 758
Lusitaniagás	225 525	18 237	243 762	891	244 653	134				244 787
Medigás	24 974	608	25 582	58	25 641	2				25 643
Paxgás	6 003	103	6 105	8	6 113	0				6 113
REN Portgás	371 436	44 206	415 642	1 670	417 312	143				417 455
Setgás	172 773	4 550	177 323	219	177 542	19				177 561
Tagusgás	41 015	1 966	42 981	208	43 189	22				43 211
ORD	1 463 396	116 323	1 579 719	4 975	1 584 695	398				1 585 092
ORT							16	64	4	84
<b>Total</b>	<b>1 463 396</b>	<b>116 323</b>	<b>1 579 719</b>	<b>4 975</b>	<b>1 584 695</b>	<b>398</b>	<b>16</b>	<b>64</b>	<b>4</b>	<b>1 585 176</b>

\* Centros eletroprodutores

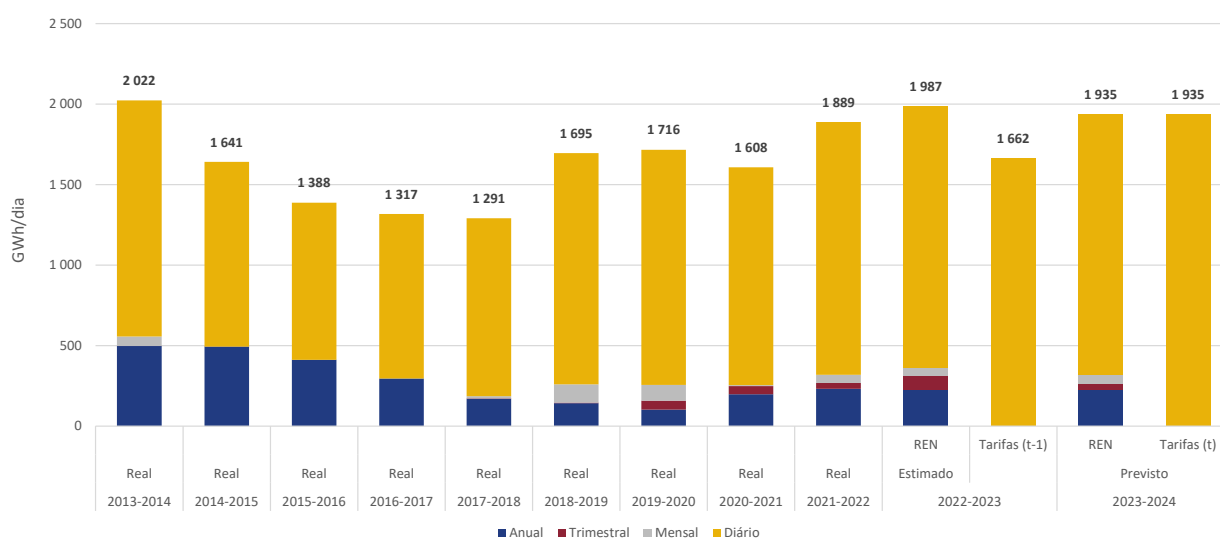
## 6.1 QUANTIDADES CONSIDERADAS NO CÁLCULO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE DOS OPERADORES DAS INFRAESTRUTURAS E DA REDE DE TRANSPORTE

### 6.1.1 TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

Nesta secção apresentam-se as previsões de quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL. Apresenta-se também a evolução da contratação dos produtos de capacidade contratada no armazenamento e na regaseificação do Terminal de GNL.

A Figura 6-1 ilustra a evolução dos produtos de capacidade contratada de armazenamento no Terminal de GNL.

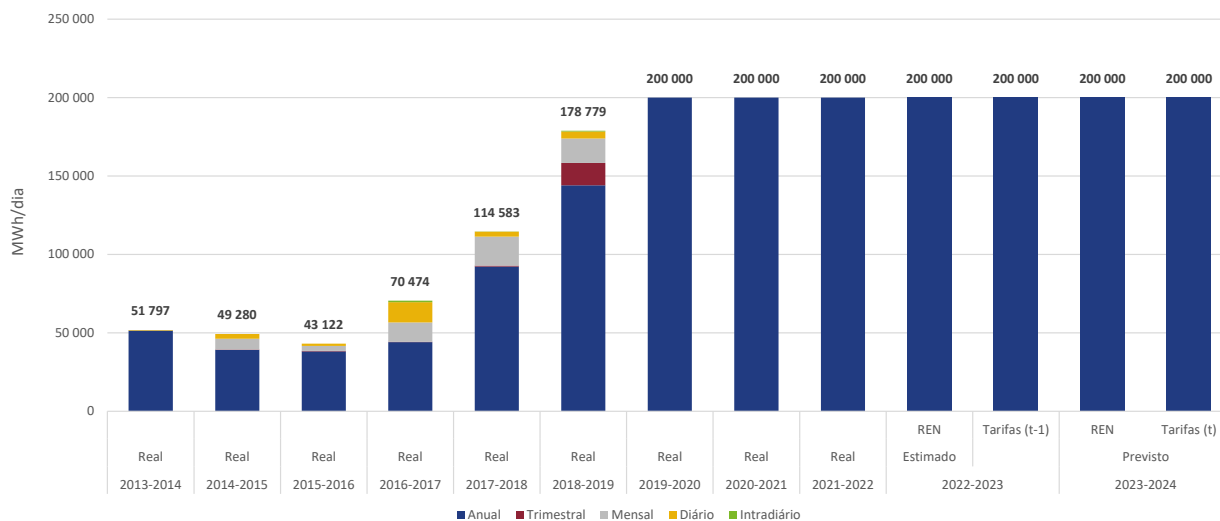
Figura 6-1 - Evolução dos produtos de capacidade contratada de armazenamento no Terminal de GNL



Para a previsão de contratação de capacidade de armazenamento foi considerada a previsão da REN, tendo sido alocada a totalidade de capacidade ao produto diário, uma vez que os multiplicadores, para os produtos de capacidade com maior duração, são iguais a 1.

A Figura 6-2 ilustra a evolução dos produtos de capacidade contratada de regaseificação no Terminal de GNL.

Figura 6-2 - Evolução dos produtos de capacidade contratada de regaseificação no Terminal de GNL



Denota-se que a capacidade contratada de regaseificação verifica um acréscimo significativo desde o ano gás 2015-2016 até ao ano gás 2019-2020, ano a partir do qual foi sempre contratado o valor máximo de capacidade do produto anual no leilão de atribuição de capacidade anual.

Deste modo, considerando a utilização do Terminal de GNL e os resultados dos leilões de atribuição de capacidade anual nos últimos anos, a previsão de procura para as tarifas do ano gás 2023-2024 é idêntica à previsão apresentada pela REN, tanto em valor total como em estrutura, assumindo-se a contratação plena da capacidade comercial de 200 GWh/dia através do produto firme de capacidade anual. A energia rececionada e a energia entregue à RNTG é a prevista no balanço de energia para o ano gás 2023-2024, conforme apresentado no capítulo 3.

São previstas quantidades nulas para a opção tarifária do serviço agregado, o qual engloba os serviços de receção, armazenamento e regaseificação de GNL.

O quadro seguinte apresenta as quantidades consideradas no cálculo das tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

**Quadro 6-3 - Quantidades para o ano gás 2023-2024 para a tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL**

TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL		
<b>Receção GNL</b>	Energia Receção	
	(MWh)	
Entregas à RNTGN	54 632 601	
Entregas a camiões cisterna	2 195 327	
<b>Armazenamento GNL</b> Produtos de capacidade firme	Capacidade contratada de armazenamento	
	(kWh/dia)	
Produto de capacidade anual	1 934 659 036	
Produto de capacidade trimestral		
Produto de capacidade mensal		
Produto de capacidade diário		
<b>Regaseificação GNL</b> Produtos de capacidade firme	Capacidade contratada de regaseificação	Energia
	(kWh/dia)	(MWh)
Produto de capacidade anual	200 000 000	54 632 601
Produto de capacidade trimestral	0	
Produto de capacidade mensal	0	
Produto de capacidade diário	0	
Produto de capacidade intradiário	0	
<b>Entrega a camiões cisterna</b>	Número de carregamentos	
Carregamento de camiões cisterna	7 579	

A previsão da procura considera ainda quantidades nulas para os produtos de capacidade interruptível na regaseificação, designadamente no horizonte intradiário. Esta estimativa decorre do carácter residual e de maior volatilidade que a contratação destes produtos implica.

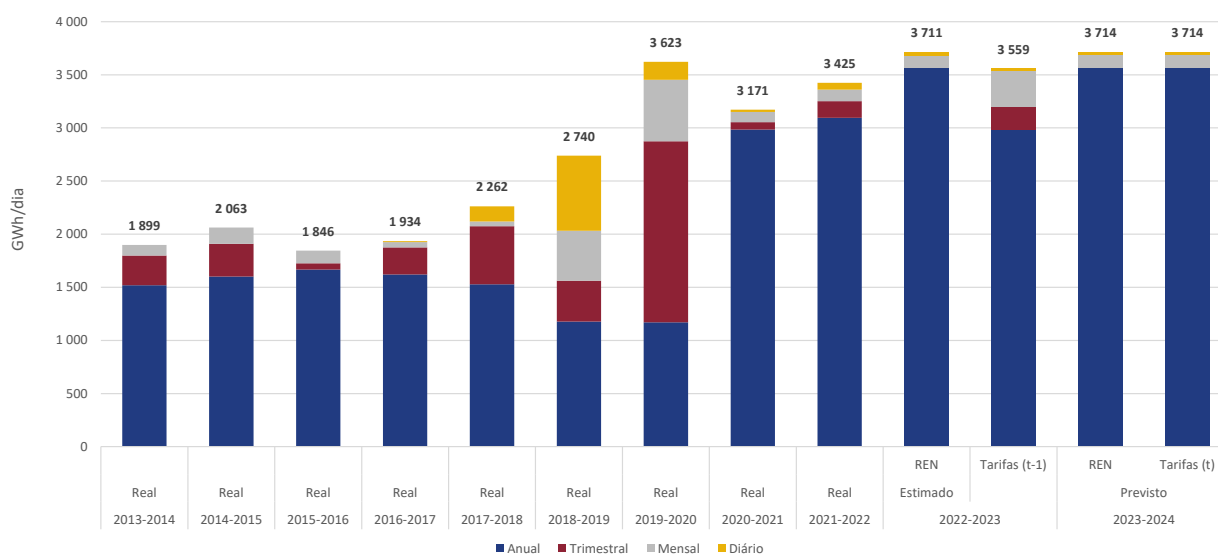
### 6.1.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Nesta secção apresentam-se as previsões de quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo. Apresenta-se também a evolução da contratação dos produtos de capacidade contratada no armazenamento subterrâneo.

Na Figura 6-3 ilustra-se a evolução dos produtos de capacidade contratada no armazenamento subterrâneo.



Figura 6-3 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no armazenamento subterrâneo



Verifica-se que a contratação do produto anual foi perdendo relevância do ano gás 2016-2017 ao ano gás 2019-2020, com os agentes a efetuar uma maior contratação em produtos de curto prazo. No entanto, nos últimos anos gás reais, 2020-2021 e 2021-2022, assistiu-se a uma inversão desta tendência, tendo sido contratada cerca de 94% e 91% da capacidade no produto anual, respetivamente.

A previsão da REN Armazenagem para o ano gás 2023-2024 está alinhada com os produtos de capacidade considerados para a estimativa mais recente para o ano gás 2022-2023, mantendo o pressuposto de contratação da quase totalidade da capacidade através do produto anual.

O valor para a contratação de capacidade de armazenamento nas tarifas do ano gás 2023-2024, apresentado na Figura 6-3, é igual ao valor previsto pela REN para o mesmo ano gás. Apesar deste valor ser superior aos valores reais apresentados nos últimos anos gás, considera-se ser um nível de utilização adequado, tendo em conta as estratégias definidas a nível comunitário para o aumento da segurança de abastecimento, em particular o regulamento relativo ao armazenamento de gás <sup>13</sup>.

A energia injetada e a energia extraída é a prevista no balanço de energia para o ano gás 2023-2024, conforme apresentado no capítulo 3.

<sup>13</sup> Regulamento (UE) 2022/1032 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 29 de junho de 2022, que altera os Regulamentos (UE) 2017/1938 e (CE) n.º 715/2009 no que respeita ao armazenamento de gás.

O Quadro 6-4 apresenta as quantidades para o cálculo da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.

**Quadro 6-4 - Quantidades para o ano gás 2023-2024 para a Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo**

TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO			
Produto de Capacidade	Capacidade contratada de armazenamento	Energia injetada	Energia extraída
	(kWh/dia)	(kWh)	(kWh)
Produto anual	3 570 000 060	3 338 730 954	3 338 730 954
Produto trimestral	0		
Produto mensal	116 538 116		
Produto diário	27 223 030		

### 6.1.3 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

Os quadros seguintes apresentam as quantidades para o cálculo da Tarifa de Uso Global do Sistema.

**Quadro 6-5 - Quantidades para o ano gás 2023-2024 para a Parcela I da Tarifa de Uso Global do Sistema**

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - Parcela I	Energia
	(MWh)
Entregas a produtores de electricidade em regime ordinário	20 820 539
Entregas a clientes em AP	10 885 243
Entregas aos operadores de redes de distribuição	24 762 847
Entregas às instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)	874 179

**Quadro 6-6 - Quantidades para o ano gás 2023-2024 para a Parcela II da Tarifa de Uso Global do Sistema**

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - Parcela II	Energia
	(MWh)
Entregas a produtores de electricidade em regime ordinário	n.a.
Entregas a clientes em AP	10 885 243
Entregas aos operadores de redes de distribuição	24 762 847
Entregas às instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)	874 179

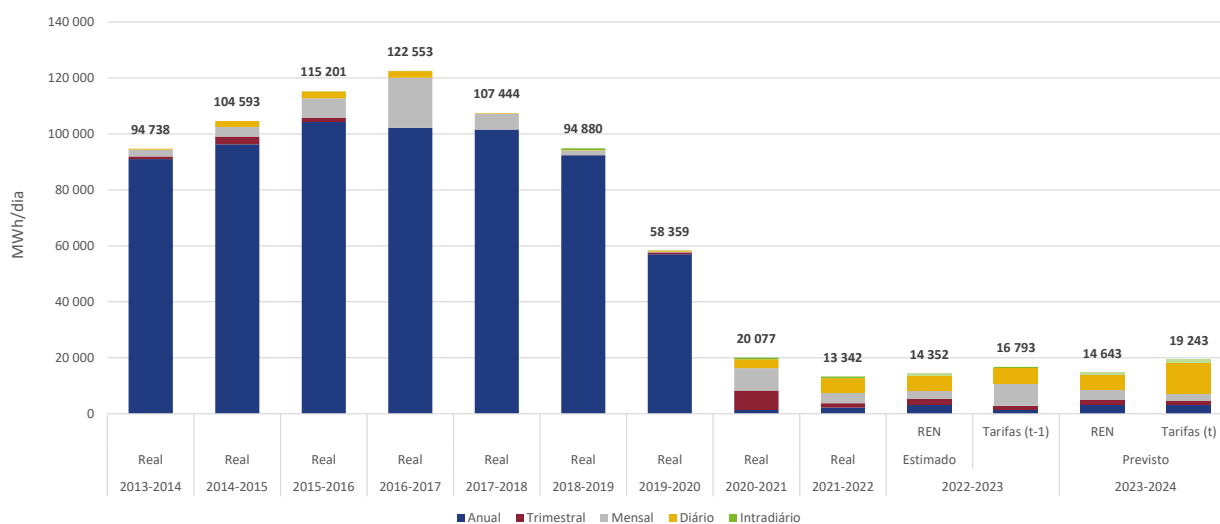
n.a.- Não aplicável

### 6.1.4 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

Nesta secção apresentam-se as previsões de quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Uso da Rede de Transporte. Apresenta-se também a evolução da contratação dos produtos de capacidade nos pontos de entrada na RNTG a partir do VIP Ibérico, do Terminal de GNL e do Armazenamento Subterrâneo e nos pontos de saída para o VIP Ibérico e o Armazenamento Subterrâneo.

Na Figura 6-4 ilustra-se a evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada na RNTG a partir do VIP Ibérico (Campo Maior e Valença do Minho).

**Figura 6-4 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do VIP Ibérico**

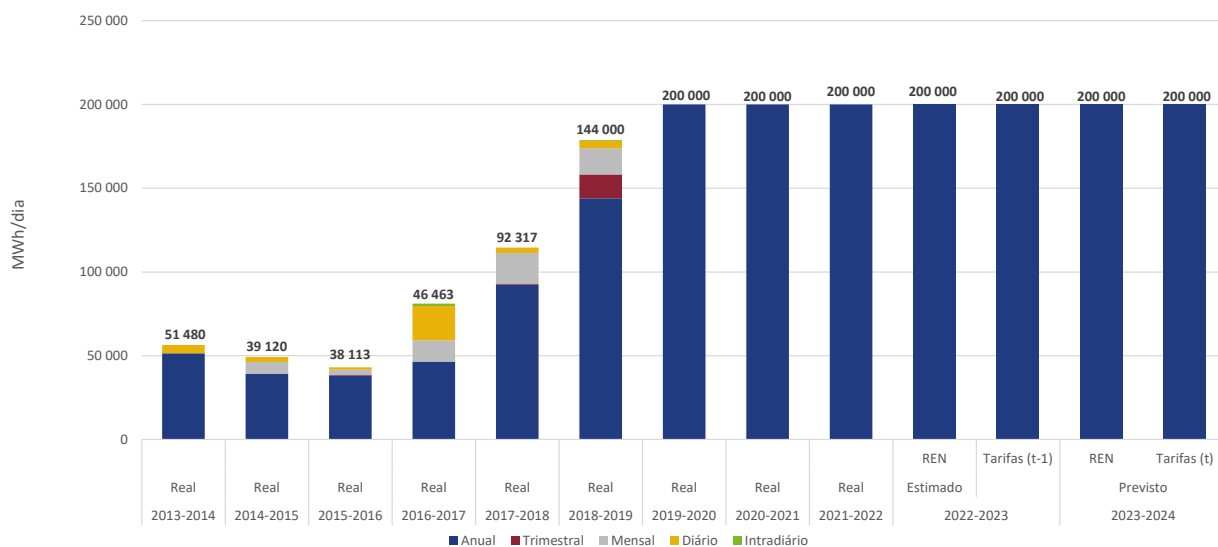


Verifica-se que até ao ano gás 2019-2020 a capacidade contratada no VIP Ibérico era efetuada essencialmente através do produto anual. Desde o ano gás 2017-2018, que se verifica um decréscimo significativo da contratação total de capacidade no VIP Ibérico, devido a uma menor utilização deste ponto de entrada da RNTG. A capacidade contratada no ano gás 2021-2022, último ano gás real, atingiu um valor mínimo, sendo cerca de 11% da capacidade contratada no ano gás 2016-2017, ano em que a capacidade contratada foi a mais elevada de sempre.

A REN estima um ligeiro acréscimo da capacidade contratada no ano gás 2022-2023, prevendo um valor idêntico para o ano gás 2023-2024. Tendo por base a informação real da plataforma da REN <sup>14</sup> relativa ao ano civil de 2022, a previsão da ERSE para a capacidade contratada no ano gás 2023-2024 é superior em 31%, face ao valor previsto pela REN. Para o produto anual considera-se uma média ponderada das capacidades contratadas no ano gás 2021-2022 (3/4) e no ano gás 2022-2023 (1/4) e para os restantes produtos de capacidade consideram-se os valores reais do ano civil de 2022.

Para o produto de capacidade do ponto de entrada a partir do Terminal de GNL, considera-se que no ano gás 2023-2024 os agentes contratam toda a capacidade em produto anual e que não existe contratação de produtos de capacidade de curto prazo, conforme descrito no ponto 6.1.1. A Figura 6-5 ilustra a evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do Terminal de GNL.

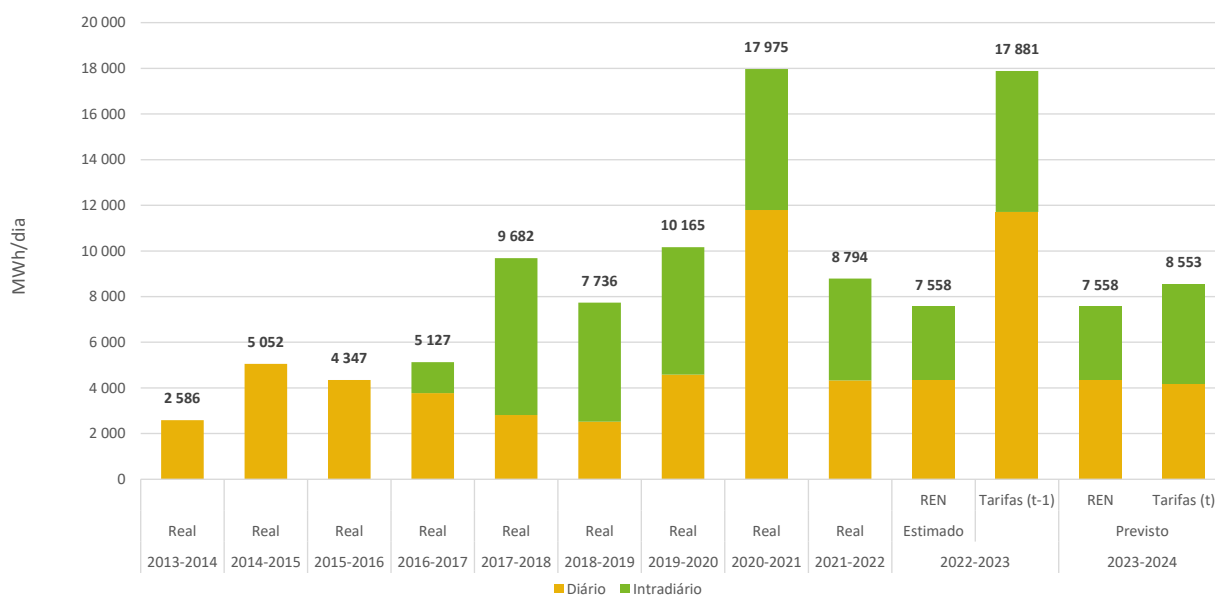
**Figura 6-5 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do Terminal de GNL**



Na Figura 6-6 ilustra-se a evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do Armazenamento Subterrâneo.

<sup>14</sup> Plataforma «[Sistema de Informação de Mercado de Energia](#)».

**Figura 6-6 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do Armazenamento Subterrâneo**



No que se refere à contratação de capacidade no ponto de entrada a partir do Armazenamento Subterrâneo, verifica-se que nos três primeiros anos gás em análise, os agentes efetuaram a sua contratação apenas no produto diário. A partir do ano gás 2016-2017 a estrutura de contratação alterou-se, tendo os agentes contratado maioritariamente o produto intradiário do ano gás 2017-2018 ao ano gás 2019-2020. No ano gás 2020-2021 verificou-se uma inversão desta tendência, com um aumento significativo da contratação do produto diário. Verifica-se que no ano gás 2021-2022 a capacidade contratada foi bastante inferior ao ano gás anterior, o que se reflete igualmente nos valores apresentados pela REN Gasodutos, quer para a estimativa para o ano gás 2022-2023, quer para a previsão para o ano gás 2023-2024.

Para o ano gás 2023-2024, a previsão da ERSE para a capacidade contratada tem por base a informação real da plataforma da REN <sup>15</sup> relativa ao ano civil de 2022, sendo superior em 13% ao valor previsto pela REN.

O quadro seguinte apresenta as quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa de Uso da Rede de Transporte, para os diferentes pontos de entrada da RNTG.

<sup>15</sup> Plataforma «[Sistema de Informação de Mercado de Energia](#)».

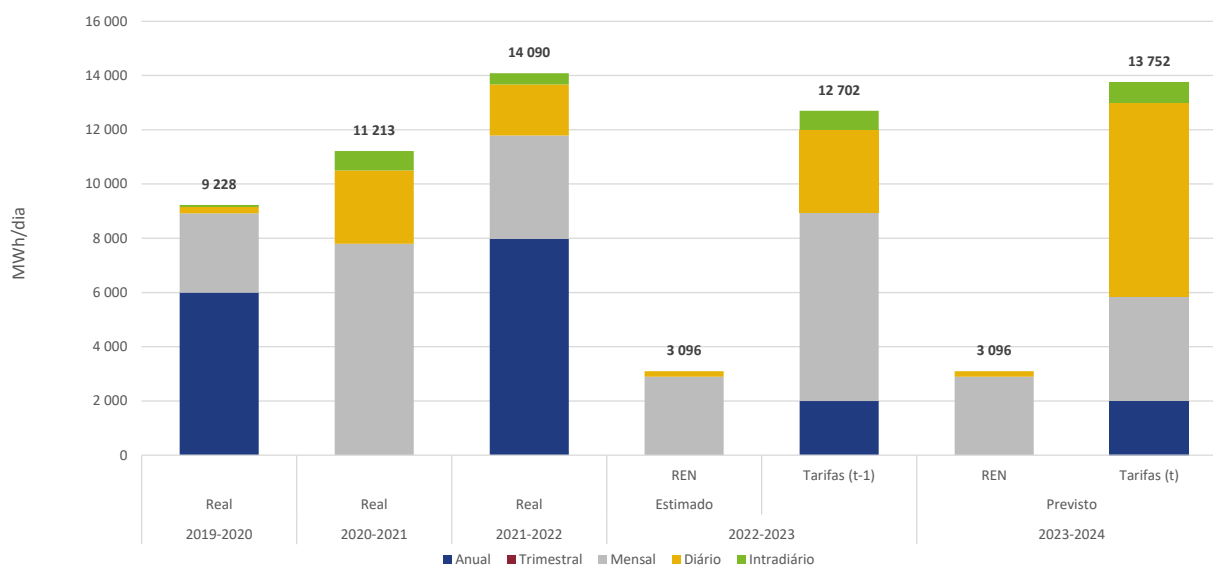
**Quadro 6-7 - Quantidades para o ano gás 2023-2024 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada**

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de entrada)		
Produto de Capacidade	Capacidade Contratada	
	(kWh/dia)	(kWh/h)
<b>Interligações internacionais - Campo Maior e Valença do Minho</b>	<b>18 137 529</b>	<b>46 057</b>
Produto de capacidade anual	3 052 986	
Produto de capacidade trimestral	1 427 388	
Produto de capacidade mensal	2 830 358	
Produto de capacidade diário	10 826 797	
Produto de capacidade intradiário		46 057
<b>Terminal GNL em Sines</b>	<b>200 000 000</b>	<b>0</b>
Produto de capacidade anual	200 000 000	
Produto de capacidade trimestral	0	
Produto de capacidade mensal	0	
Produto de capacidade diário	0	
Produto de capacidade intradiário		0
<b>Armazenamento Subterrâneo</b>	<b>4 185 611</b>	<b>181 995</b>
Produto de capacidade diário	4 185 611	
Produto de capacidade intradiário		181 995

A previsão da procura considera quantidades nulas para a oferta de produtos de capacidade interruptível.

Na Figura 6-7 ilustra-se a evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de saída da RNTG do VIP Ibérico (Campo Maior e Valença do Minho).

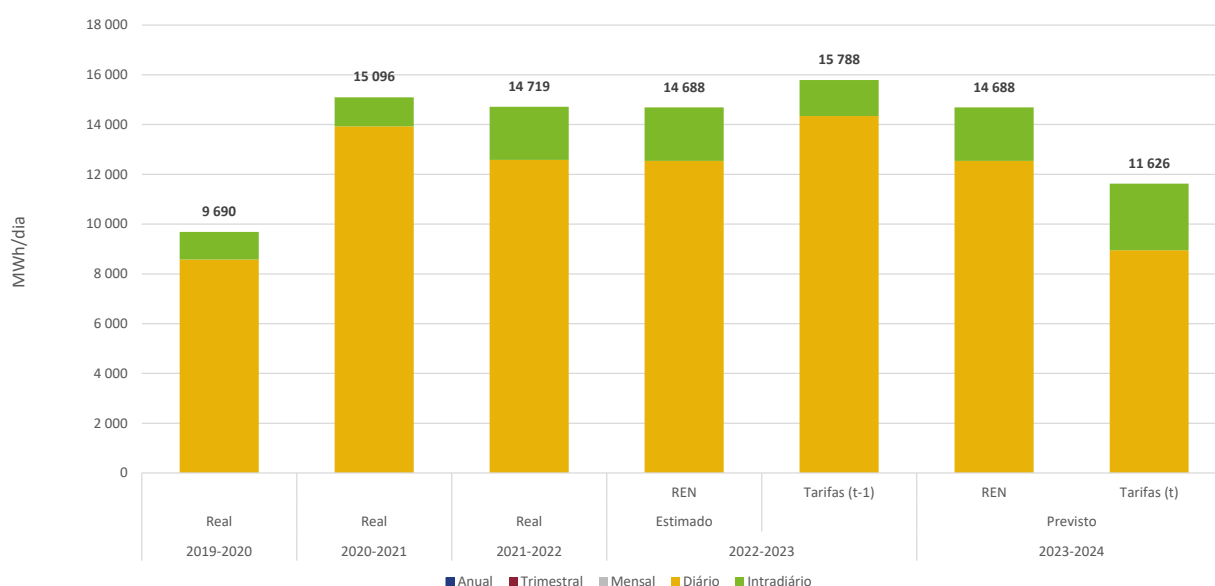
**Figura 6-7 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de saída para o VIP Ibérico**



Para a previsão da contratação de capacidade firme, para o ano gás 2023-2024 considera-se a informação real da plataforma da REN <sup>16</sup> relativa ao ano civil de 2022, refletindo a capacidade contratada nos últimos dois anos gás reais, 2020-2021 e 2021-2022.

Na Figura 6-7 ilustra-se a evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de saída da RNTG para o Armazenamento Subterrâneo.

**Figura 6-8 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de saída para o Armazenamento Subterrâneo**



No que respeita à saída do transporte para o Armazenamento Subterrâneo, à semelhança dos pressupostos utilizados para a previsão da capacidade contratada no ponto de saída para o VIP Ibérico, considera-se para o ano gás 2023-2024 a informação real da plataforma da REN <sup>17</sup>, relativa ao ano civil de 2022.

O quadro seguinte apresenta as quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa de Uso da Rede de Transporte, para os pontos de saída da RNTG para as infraestruturas (VIP Ibérico, Terminal de GNL e Armazenamento Subterrâneo).

<sup>16</sup> Plataforma «[Sistema de Informação de Mercado de Energia](#)».

<sup>17</sup> Plataforma «[Sistema de Informação de Mercado de Energia](#)».

**Quadro 6-8 - Quantidades para o ano gás 2023-2024 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (infraestruturas)**

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de saída)		
Produto de Capacidade	Capacidade Contratada	
	(kWh/dia)	(kWh/h)
<b>Interligações internacionais - Campo Maior e Valença do Minho</b>	<b>13 003 900</b>	<b>31 153</b>
Produto de capacidade anual	1 994 814	
Produto de capacidade trimestral	0	
Produto de capacidade mensal	3 844 404	
Produto de capacidade diário	7 164 682	
Produto de capacidade intradiário		31 153
<b>Terminal GNL em Sines</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Produto de capacidade anual	0	
Produto de capacidade trimestral	0	
Produto de capacidade mensal	0	
Produto de capacidade diário	0	
Produto de capacidade intradiário		0
<b>Armazenamento Subterrâneo</b>	<b>8 951 694</b>	<b>111 428</b>
Produto de capacidade diário	8 951 694	
Produto de capacidade intradiário		111 428

O Quadro 6-9 apresenta as quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa de Uso da Rede de Transporte, para os restantes pontos de saída da RNTG: entregas a clientes em AP (CEP e clientes industriais), por opção tarifária, e entregas aos ORD.

**Quadro 6-9 - Quantidades para o ano gás 2023-2024 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (clientes)**

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de saída)			
	Capacidade Utilizada/Base anual	Capacidade Mensal (Abr-Set)	Capacidade Mensal (Out-Mar)
	(kWh/dia)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Entregas a Clientes em AP (Longas utilizações)	50 813 146		
Entregas a Clientes em AP (opção flexível anual)	132 905 217	5 625 066	
Entregas a Clientes em AP (opção flexível mensal)		363 144	2 323 118
Entregas a Clientes em AP (opção flexível diária)		0	0
Entregas aos operadores de rede de distribuição	118 808 760		

No que respeita à saída da rede de transporte para entregas a clientes em AP e a ORD considera-se:

- Para os clientes CEP a capacidade foi calculada tendo em conta a média dos últimos três anos gás (2020-2021 a 2022-2023).



- Para os clientes industriais em AP, foi utilizado o mesmo pressuposto dos clientes CEP, a capacidade foi calculada com base na média dos últimos três anos gás (2020-2021 a 2022-2023).
- Para os operadores de rede de distribuição a capacidade utilizada foi determinada através da energia prevista pelos ORD para o ano gás 2023-2024, considerando a modulação real dos ORD no ano gás 2021-2022.

**Quadro 6-10 - Quantidades para o ano gás 2023-2024 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída, para instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)**

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de saída)	
	Energia (MWh)
Entregas às Instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)	874 179

Para as instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes), a energia prevista é igual à previsão da REN Gasodutos para o ano gás 2023-2024.

## 6.2 QUANTIDADES CONSIDERADAS NO CÁLCULO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

### 6.2.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo das tarifas de Uso Global do Sistema.

**Quadro 6-11 - Quantidades para o ano gás 2023-2024 para a Tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores das redes de distribuição**

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA	QUANTIDADES (MWh)
Energia (Parcela I)	24 762 847
Energia (Parcela II >)	20 398 225
Energia (Parcela II <)	4 364 622

### 6.2.2 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte.

**Quadro 6-12 - Quantidades para o ano gás 2023-2024 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte dos operadores das redes de distribuição**

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE DOS ORD	QUANTIDADES (MWh)
Energia	24 762 847

### 6.2.3 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

**Quadro 6-13 - Quantidades para o ano gás 2023-2024 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição**

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO					
Tarifas	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
	Leitura		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
	Diária	Mensal			
	(nº clientes)		(MWh)	(MWh)	
URD <sub>MP</sub> - Longas utilizações >	202		20 137 861	1 552 109	92 727 986
URD <sub>MP</sub> - Longas utilizações <	166	4	1 844 144	135 358	11 163 076
URD <sub>MP</sub> - Curtas utilizações >	1		29 641	391	818 325
URD <sub>MP</sub> - Curtas utilizações <	6		13 944	2 396	1 043 512
URD <sub>BP&gt;</sub> - Longas utilizações >	91		779 574	60 963	4 935 212
URD <sub>BP&gt;</sub> - Longas utilizações <	940	3 910	2 965 152	218 079	37 493 509
URD <sub>BP&gt;</sub> - Curtas utilizações >	0		0	0	0
URD <sub>BP&gt;</sub> - Curtas utilizações <	9		14 084	1 098	235 207
URD <sub>BP&lt;</sub>	1 579 719		4 160 185	186 606	144 426 211

**Quadro 6-14 - Quantidades para o ano gás 2023-2024 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível anual)**

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO (opção flexível anual)					
Tarifas	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
URD <sub>MP</sub> - Flexível anual	10	627 511	58 181	4 194 015	87 088
URD <sub>BP&gt;</sub> - Flexível anual	5	48 841	3 153	337 179	15 592

**Quadro 6-15 - Quantidades para o ano gás 2023-2024 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível mensal)**

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO (opção flexível mensal)					
Tarifas	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
URD <sub>MP</sub> - Flexível mensal	9	333 069	10 919	1 504 911	1 918 363
URD <sub>BP&gt;</sub> - Flexível mensal	20	45 753	1 621	167 963	546 364

### 6.3 QUANTIDADES CONSIDERADAS NO CÁLCULO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

#### 6.3.1 TARIFA DE ENERGIA DO COMERCIALIZADOR GROSSISTA AOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da Tarifa de Energia do comercializador de último recurso grossista aos comercializadores de último recurso retalhistas.

**Quadro 6-16 - Quantidades para o ano gás 2023-2024 para a Tarifa de Energia do comercializador de último recurso grossista aos comercializadores retalhistas**

TARIFA DE ENERGIA DO CUR GROSSISTA	QUANTIDADES (MWh)
Fornecimentos CUR Grossista	1 706 309

### 6.3.2 TARIFA DE ENERGIA DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da tarifa de Energia a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas.

**Quadro 6-17 - Quantidades para o ano gás 2023-2024 para a tarifa de Energia dos CUR retalhistas**

TARIFA DE ENERGIA DOS CUR RETALHISTAS	QUANTIDADES (MWh)
Fornecimentos CUR	1 706 309

### 6.3.3 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da tarifa de Comercialização a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas.

**Quadro 6-18 - Quantidades para o ano gás 2023-2024 para a tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas**

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	QUANTIDADES
Termo Fixo (nº de clientes)	557 813
Termo de Energia (MWh)	1 699 338

## 6.4 QUANTIDADES CONSIDERADAS NAS ENTREGAS DOS OPERADORES DE REDES PARA A APLICAÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES A TODOS OS UTILIZADORES

Os quadros seguintes apresentam as quantidades implícitas no cálculo das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas dos operadores de rede.

### 6.4.1 ENTREGAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE EM ALTA PRESSÃO

O quadro seguinte apresenta as quantidades implícitas no cálculo das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis pelo operador da rede de transporte em Alta Pressão.

**Quadro 6-19 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO				
Opção tarifária	Energia	Capacidade Utilizada / Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional / Mensal (Abr-Set)	Capacidade Mensal Adicional / Mensal (Out-Mar)
	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
<b>Longas Utilizações</b>	11 572 095	56 641 007	0	0
<b>Flexível Anual</b>	20 820 539	132 905 217	5 625 066	0
<b>Flexível Mensal</b>	187 327	0	363 144	2 323 118

**6.4.2 ENTREGAS DO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS SUPERIORES A 10 000 m<sup>3</sup>**

Nos quadros seguintes apresentam-se as quantidades implícitas no cálculo das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas dos operadores das redes de distribuição para entregas a clientes finais com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m<sup>3</sup>.

BEIRAGÁS

Quadro 6-20 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em BP> - Beiragás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m <sup>3</sup> POR ANO				BEIRAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	5	41 741	2 715	243 192	
Longas Utilizações <	36	65 992	4 541	494 006	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	235	82 663	3 582	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m <sup>3</sup> POR ANO (opção flexível mensal)					BEIRAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	2	2 265	0	3 264	15 580

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m <sup>3</sup> POR ANO (opção flexível anual)					BEIRAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

Quadro 6-21 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em MP - Beiragás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				BEIRAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	10	424 469	35 111	3 290 443	
Longas Utilizações <	10	117 000	10 060	653 821	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	1	1 741	165	220 290	
Mensal (10 000 - 100 000)	0	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					BEIRAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	0	0	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)					BEIRAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

DIANAGÁS

Quadro 6-22 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em BP> - Dianagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m <sup>3</sup> POR ANO				DIANAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	7	16 061	1 188	156 701	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	32	9 535	1 026	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m <sup>3</sup> POR ANO (opção flexível mensal)					DIANAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	0	0	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m <sup>3</sup> POR ANO (opção flexível anual)					DIANAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

Quadro 6-23 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em MP - Dianagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				DIANAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	0	8 605	2 019	39 136	
Longas Utilizações <	3	26 843	1 353	113 856	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal (10 00 10000 - 100000)	0	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					DIANAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	0	0	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)					DIANAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

DURIENSEGÁS

Quadro 6-24 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em BP> - Duriensegás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m <sup>3</sup> POR ANO				DURIENSEGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	21	39 056	1 849	297 538	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	167	58 099	2 408	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m <sup>3</sup> POR ANO (opção flexível mensal)				DURIENSEGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	1	3 022	385	45 802	30 646

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m <sup>3</sup> POR ANO (opção flexível anual)				DURIENSEGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

Quadro 6-25 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em MP – Duriensegás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				DURIENSEGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	2	12 105	998	62 694	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal (10 000 - 100 000)	0	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)				DURIENSEGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	0	0	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)				DURIENSEGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0



LISBOAGÁS

Quadro 6-26 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em BP> - Lisboagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m <sup>3</sup> POR ANO				LISBOAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	12	108 660	8 866	688 097	
Longas Utilizações <	175	354 457	26 395	2 476 109	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	3	3 151	314	33 221	
Mensal	10 000 - 100 000	1 012	261 141	32 917	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m <sup>3</sup> POR ANO (opção flexível mensal)				LISBOAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	1	825	67	3 781	4 156

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m <sup>3</sup> POR ANO (opção flexível anual)				LISBOAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

Quadro 6-27 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em MP - Lisboagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				LISBOAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	24	1 448 610	139 823	6 904 507	
Longas Utilizações <	18	192 828	13 055	1 172 160	
Curtas Utilizações>	1	29 641	391	818 325	
Curtas Utilizações<	2	3 940	444	70 250	
Mensal (10 000 - 100 000)	2	590	77		

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)				LISBOAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	3	136 027	4 742	597 562	758 585

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)				LISBOAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	3	120 867	11 175	553 466	347

LUSITANIAGÁS

Quadro 6-28 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em BP> - Lusitaniagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m <sup>3</sup> POR ANO				LUSITANIAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	37	313 501	31 159	1 981 794	
Longas Utilizações <	206	476 208	42 484	3 502 017	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	644	221 378	16 144	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m <sup>3</sup> POR ANO (opção flexível mensal)				LUSITANIAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	2	4 791	551	56 038	55 127

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m <sup>3</sup> POR ANO (opção flexível anual)				LUSITANIAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	2	21 888	2 214	143 086	0

Quadro 6-29 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em MP - Lusitaniagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				LUSITANIAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	72	5 309 623	511 303	22 618 644	
Longas Utilizações <	58	626 192	59 848	3 899 837	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	1	2 246	274	340 137	
Mensal (10 000 - 100 000)	0	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)				LUSITANIAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	1	17 720	1 648	58 727	62 090

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)				LUSITANIAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	2	310 012	30 379	2 662 483	63 987

MEDIGÁS

Quadro 6-30 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em BP> - Medigás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m <sup>3</sup> POR ANO				MEDIGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	0	0	0	0
Longas Utilizações <	18	21 899	2 137	160 739
Curtas Utilizações>	0	0	0	0
Curtas Utilizações<	0	46	0	231
Mensal	10 000 - 100 000	40	12 439	2 117
	≥ 100 001	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m <sup>3</sup> POR ANO (opção flexível mensal)					MEDIGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	0	0	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m <sup>3</sup> POR ANO (opção flexível anual)					MEDIGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

Quadro 6-31 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em MP - Medigás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				MEDIGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	2	18 724	1 464	94 389
Longas Utilizações <	0	0	0	0
Curtas Utilizações>	0	0	0	0
Curtas Utilizações<	0	0	0	0
Mensal (10 000 - 100 000)	0	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					MEDIGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	0	0	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)					MEDIGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

PAGÁS

Quadro 6-32 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em BP> - Paxgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m <sup>3</sup> POR ANO				PAXGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	0	0	0	0
Longas Utilizações <	2	3 408	424	34 330
Curtas Utilizações>	0	0	0	0
Curtas Utilizações<	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	6	1 786	170
	≥ 100 001	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m <sup>3</sup> POR ANO (opção flexível mensal)				PAXGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	0	0	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m <sup>3</sup> POR ANO (opção flexível anual)				PAXGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

Quadro 6-33 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em MP - Paxgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				PAXGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	0	0	0	0
Longas Utilizações <	0	0	0	0
Curtas Utilizações>	0	0	0	0
Curtas Utilizações<	0	0	0	0
Mensal (10 000 - 100 000)	0	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)				PAXGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	0	0	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)				PAXGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

REN PORTGÁS

Quadro 6-34 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em BP> - REN Portgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m <sup>3</sup> POR ANO				REN PORTGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	31	267 073	13 520	1 733 314	
Longas Utilizações <	392	664 337	35 237	4 852 241	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	1	426	48	4 667	
Mensal	10 000 - 100 000	1 236	332 954	18 509	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m <sup>3</sup> POR ANO (opção flexível mensal)					REN PORTGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)	
		Fora de Vazio	Vazio			
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)	
Flexível Mensal	6	21 879	618	53 058	209 966	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m <sup>3</sup> POR ANO (opção flexível anual)					REN PORTGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	
		Fora de Vazio	Vazio			
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)	
Flexível Anual	3	26 953	939	194 093	15 592	

Quadro 6-35 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em MP - REN Portgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				REN PORTGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	77	3 521 730	257 567	17 417 507	
Longas Utilizações <	57	701 129	33 220	4 189 865	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	2	6 017	1 514	412 835	
Mensal (10 000 - 100 000)	2	220	17		

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					REN PORTGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)	
		Fora de Vazio	Vazio			
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)	
Flexível Mensal	1	12 509	902	76 999	72 170	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)					REN PORTGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	
		Fora de Vazio	Vazio			
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)	
Flexível Anual	5	178 557	14 590	870 150	9 889	

SETGÁS

**Quadro 6-36 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em BP> - Setgás**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m <sup>3</sup> POR ANO					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
<b>Longas Utilizações &gt;</b>	5	42 616	4 296	244 767	
<b>Longas Utilizações &lt;</b>	30	67 171	4 998	539 957	
<b>Curtas Utilizações&gt;</b>	0	0	0	0	
<b>Curtas Utilizações&lt;</b>	4	9 686	553	151 697	
<b>Mensal</b>	10 000 - 100 000	178	60 510	7 348	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m <sup>3</sup> POR ANO (opção flexível mensal)					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
<b>Flexível Mensal</b>	3	3 209	0	3 935	51 028

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m <sup>3</sup> POR ANO (opção flexível anual)					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
<b>Flexível Anual</b>	0	0	0	0	0

**Quadro 6-37 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em MP - Setgás**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
<b>Longas Utilizações &gt;</b>	10	774 493	74 692	3 965 957	
<b>Longas Utilizações &lt;</b>	6	63 540	5 381	343 821	
<b>Curtas Utilizações&gt;</b>	0	0	0	0	
<b>Curtas Utilizações&lt;</b>	0	0	0	0	
<b>Mensal (10 000 - 100 000)</b>	0	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
<b>Flexível Mensal</b>	3	158 458	3 234	577 962	784 457

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
<b>Flexível Anual</b>	0	0	0	0	0

SONORGÁS

Quadro 6-38 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em BP> - Sonorgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m <sup>3</sup> POR ANO					Sonorgás
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	10	33 426	1 348	222 923	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	204	52 378	1 773	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m <sup>3</sup> POR ANO (opção flexível mensal)					Sonorgás
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	0	0	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m <sup>3</sup> POR ANO (opção flexível anual)					Sonorgás
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

Quadro 6-39 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em MP - Sonorgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					Sonorgás
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	0	0	0	0	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal (10 000 - 100 000)	0	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					Sonorgás
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	0	0	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)					Sonorgás
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

TAGUSGÁS

**Quadro 6-40 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em BP> - Tagusgás**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m <sup>3</sup> POR ANO					TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	1	5 984	407	44 047	
Longas Utilizações <	44	89 818	6 568	892 760	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	1	775	183	45 391	
Mensal	10 000 - 100 000	157	40 438	4 918	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m <sup>3</sup> POR ANO (opção flexível mensal)					TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	6	9 762	0	2 084	179 862

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m <sup>3</sup> POR ANO (opção flexível anual)					TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

**Quadro 6-41 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2023-2024 em MP - Tagusgás**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	7	589 963	56 913	2 376 044	
Longas Utilizações <	13	104 508	11 442	727 023	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal (10 000 - 100 000)	0	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	1	8 355	393	193 661	241 061

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)					TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	1	18 074	2 037	107 916	12 864



### 6.4.3 ENTREGAS DO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP < 10 000 m<sup>3</sup>/ANO

Os quadros seguintes apresentam as quantidades implícitas no cálculo das Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores da rede de distribuição, para entregas a clientes finais com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>, sendo as quantidades apresentadas por escalão de consumo.

**Quadro 6-42 - Resumo das quantidades para o ano gás 2023-2024 das Tarifas de Acesso às Redes em BP<**

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP< POR ORD		
ORD	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	174 153	59 950
Dianagás	27 053	10 707
Duriensegás	117 105	32 800
Lisboagás	1 403 395	532 504
Lusitaniagás	662 165	243 762
Medigás	49 602	25 582
Paxgás	12 065	6 105
REN Portgás	1 327 175	415 642
Setgás	359 398	177 323
Sonorgás	103 181	32 364
Tagusgás	111 497	42 981
<b>Total BP&lt;</b>	<b>4 346 790</b>	<b>1 579 719</b>

**Quadro 6-43 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2023-2024 para as Tarifas de Acesso às Redes em BP<**

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP< POR ORD								
ORD	Energia (MWh)				Termo Tarifário Fixo (n.º de Clientes)			
	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4
	(m <sup>3</sup> /ano) 0 - 220	(m <sup>3</sup> /ano) 221 - 500	(m <sup>3</sup> /ano) 501 - 1 000	(m <sup>3</sup> /ano) 1 001 - 10 000	(m <sup>3</sup> /ano) 0 - 220	(m <sup>3</sup> /ano) 221 - 500	(m <sup>3</sup> /ano) 501 - 1 000	(m <sup>3</sup> /ano) 1 001 - 10 000
Beiragás	51 228	55 671	26 310	40 945	38 801	15 818	3 568	1 763
Dianagás	10 095	10 283	1 736	4 939	7 210	3 098	252	147
Duriensegás	26 597	33 508	25 794	31 207	19 120	8 819	3 381	1 480
Lisboagás	467 866	503 795	162 566	269 169	354 301	144 628	22 928	10 646
Lusitaniagás	206 470	237 808	90 942	126 945	157 705	67 820	13 117	5 120
Medigás	22 250	14 788	2 225	10 339	20 149	4 825	317	292
Paxgás	6 012	4 494	452	1 107	4 591	1 412	70	33
REN Portgás	348 456	458 666	224 240	295 813	241 523	129 912	31 446	12 760
Setgás	166 843	134 044	20 449	38 062	130 877	41 896	3 123	1 426
Sonorgás	47 890	18 242	12 513	24 536	25 430	4 446	1 465	1 022
Tagusgás	44 131	36 752	8 300	22 314	29 699	11 316	1 285	682
<b>Total BP&lt;</b>	<b>1 397 837</b>	<b>1 508 050</b>	<b>575 526</b>	<b>865 376</b>	<b>1 029 405</b>	<b>433 990</b>	<b>80 952</b>	<b>35 372</b>

#### 6.4.4 TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES

Os quadros seguintes apresentam as quantidades implícitas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores da rede de distribuição, sendo as quantidades apresentadas por escalão de consumo.

O valor total do número de clientes com tarifa social de gás previsto para o ano gás 2023-2024 tem como base os dados enviados pelos comercializadores de gás para a ERSE, no âmbito da monitorização de preços no mercado retalhista de gás, correspondendo o valor de 50 644 clientes ao número máximo de clientes registado durante o primeiro trimestre de 2023.

**Quadro 6-44 - Resumo das quantidades para o ano gás 2023-2024 da Tarifa Social de Acesso às redes BP<**

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES EM BP< POR ORD		
ORD	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	3 531	1 629
Dianagás	601	274
Duriensegás	2 284	1 057
Lisboagás	31 451	15 356
Lusitaniagás	13 806	6 794
Medigás	1 384	766
Paxgás	312	150
REN Portgás	31 238	15 404
Setgás	12 908	6 932
Sonorgás	1 898	820
Tagusgás	2 930	1 460
<b>Total BP&lt;</b>	<b>102 343</b>	<b>50 644</b>

**Quadro 6-45 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2023-2024 para as Tarifas Sociais de Acesso redes em BP<**

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES EM BP< POR ORD								
ORD	Energia (MWh)				Termo Tarifário Fixo (n.º de Clientes)			
	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4
	(m <sup>3</sup> /ano) 0 - 220	(m <sup>3</sup> /ano) 221 - 500	(m <sup>3</sup> /ano) 501 - 1 000	(m <sup>3</sup> /ano) 1 001 - 10 000	(m <sup>3</sup> /ano) 0 - 220	(m <sup>3</sup> /ano) 221 - 500	(m <sup>3</sup> /ano) 501 - 1 000	(m <sup>3</sup> /ano) 1 001 - 10 000
Beiragás	1 511	2 020			1 012	617		
Dianagás	250	351			174	100		
Duriensegás	986	1 298			689	368		
Lisboagás	12 529	18 921			9 450	5 906		
Lusitaniagás	5 718	8 088			4 283	2 510		
Medigás	701	683			535	231		
Paxgás	140	172			97	53		
REN Portgás	13 477	17 761			9 760	5 644		
Setgás	5 919	6 989			4 684	2 248		
Sonorgás	1 597	300			731	89		
Tagusgás	1 432	1 497			960	500		
<b>Total BP&lt;</b>	<b>44 262</b>	<b>58 081</b>			<b>32 376</b>	<b>18 268</b>		

## 6.5 QUANTIDADES CONSIDERADAS NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

### 6.5.1 TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS PARA CLIENTES LIGADOS À REDE DE DISTRIBUIÇÃO COM CONSUMOS ANUAIS DE GÁS INFERIORES OU IGUAIS 10 000 m<sup>3</sup>

Os quadros seguintes apresentam as quantidades implícitas no cálculo das Tarifas Transitórias dos comercializadores retalhistas para entregas a clientes com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>.

Quadro 6-46 - Resumo das quantidades para o ano gás 2023-2024 das Tarifas Transitórias em BP<

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA BP< POR CUR		
CUR	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	71 770	22 227
Dianagás	11 834	4 222
Duriensegás	49 096	13 066
Lisboagás	578 463	201 277
Lusitaniagás	282 167	102 540
Medigás	15 335	7 123
Paxgás	5 372	2 611
EDPGás	331 451	128 221
Setgás	134 101	60 088
Sonorgás	22 219	5 833
Tagusgás	31 285	10 204
<b>Total BP&lt;</b>	<b>1 533 092</b>	<b>557 412</b>

Quadro 6-47 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2023-2024 para as Tarifas Transitórias em BP<

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA BP< POR CUR								
CUR	Energia (MWh)				Termo Tarifário Fixo (n.º de Clientes)			
	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4
	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)
	0 - 220	221 - 500	501 - 1 000	1 001 - 10 000	0 - 220	221 - 500	501 - 1 000	1 001 - 10 000
Beiragás	21 111	22 943	10 842	16 874	14 386	5 865	1 323	654
Dianagás	4 416	4 498	759	2 160	2 843	1 221	100	58
Duriensegás	11 151	14 048	10 814	13 083	7 617	3 513	1 347	590
Lisboagás	192 849	207 658	67 008	110 948	133 920	54 667	8 666	4 024
Lusitaniagás	87 982	101 337	38 753	54 095	66 339	28 529	5 518	2 154
Medigás	6 879	4 572	688	3 196	5 610	1 343	88	81
Paxgás	2 677	2 001	201	493	1 963	604	30	14
EDPGás	87 024	114 548	56 002	73 877	74 507	40 229	9 549	3 936
Setgás	62 253	50 015	7 630	14 202	44 349	14 197	1 058	483
Sonorgás	10 313	3 928	2 694	5 284	4 583	801	264	184
Tagusgás	12 383	10 312	2 329	6 261	7 050	2 686	305	162
<b>Total BP&lt;</b>	<b>499 037</b>	<b>535 860</b>	<b>197 721</b>	<b>300 473</b>	<b>363 168</b>	<b>153 656</b>	<b>28 247</b>	<b>12 340</b>

## 6.6 QUANTIDADES CONSIDERADAS NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS, NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO

### 6.6.1 TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS PARA CLIENTES LIGADOS À REDE DE DISTRIBUIÇÃO COM CONSUMOS ANUAIS DE GÁS SUPERIORES OU IGUAIS 10 000 M<sup>3</sup>, NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO

O quadro seguinte apresenta as quantidades implícitas no cálculo das Tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores retalhistas para entregas a clientes com consumos anuais de gás superiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>.

**Quadro 6-48 - Quantidades para o ano gás 2023-2024 das Tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas, no âmbito do fornecimento supletivo em BP>**

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA BP> POR CUR		
CUR	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	10 611	27
Dianagás	1 108	4
Duriensegás	9 337	19
Lisboagás	42 082	133
Lusitaniagás	27 589	50
Medigás	7 160	6
Paxgás	540	2
EDPGás	41 708	108
Setgás	14 526	31
Sonorgás	400	1
Tagusgás	11 184	20
<b>Total BP&gt;</b>	<b>166 246</b>	<b>401</b>



## 7 PERÍODO DE VAZIO E DE FORA DE VAZIO

Os preços de energia na RNDG apresentam diferenciação entre períodos de vazio e fora de vazio, estabelecendo o RT que os períodos são definidos em cada ano gás.

Para o ano gás 2023-2024 mantêm-se os períodos do ano gás 2022-2023 na RNDG: o **período de vazio** corresponde a todos os dias do **mês de agosto** e os restantes dias do ano gás correspondem ao período de fora de vazio (Quadro 7-1).

Quadro 7-1 - Períodos de vazio e fora de vazio na RNDG para o ano gás 2023-2024

Período de Fora de Vazio	Período de Vazio
outubro a julho setembro	agosto

Na RNTG não existe diferenciação entre período de fora de vazio e período de vazio.





## 8 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS

Nos termos do Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARII), o operador da rede de transporte, na sua atividade de Gestão Técnica Global do SNG, em coordenação com os operadores das diferentes infraestruturas, deve apresentar à ERSE uma proposta de valores dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos relativos às infraestruturas do SNG, devidamente justificada.

Os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos são diferenciados por infraestrutura, nomeadamente terminal de GNL, armazenamento subterrâneo de gás, RNTG, UAG e redes de distribuição em MP e em BP.

Os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos são aplicados para efeito da determinação das quantidades de gás que os agentes de mercado devem colocar à entrada das infraestruturas da RNTG, de modo a garantir a entrega do gás necessário ao abastecimento dos consumos previstos para os respetivos clientes, de acordo com o estabelecido no RARII.

Os ajustamentos para perdas e autoconsumos também são aplicados aos valores dos preços das tarifas relativas a cada infraestrutura, nos termos do Regulamento Tarifário.

### 8.1 PROPOSTA DE FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NA RNTIAT

A REN Gasodutos enviou uma proposta de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos relativamente à RNTIAT (terminal de GNL<sup>18</sup>, armazenamento subterrâneo e rede de transporte) para vigorar no ano gás 2023-2024. No quadro seguinte apresenta-se a referida proposta.

---

<sup>18</sup> As eventuais purgas e queimas de gás resultantes diretamente das atividades comerciais de arrefecimento e enchimento de navios metaneiros são deduzidas na totalidade das existências do respetivo agente de mercado que realiza esta operação.

**Quadro 8-1 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos propostos pela REN Gasodutos**

Infraestrutura	Fator de ajustamento (%)
Rede de transporte (RNTG)	0,10 %
Terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL	0,00 %
Armazenamento subterrâneo	0,65 %

A proposta do ORT representa a manutenção dos valores em vigor no ano gás 2022-2023 para a RNTG, para o Terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL e para o armazenamento subterrâneo.

A proposta da REN Gasodutos encontra-se justificada e tem por base o histórico de purgas, fugas e autoconsumos de gás nas infraestruturas nos últimos três anos-gás.

## 8.2 PROPOSTA DE FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A REN Gasodutos realizou uma consulta a todos os operadores das redes de distribuição, tendo comunicado à ERSE a posição desses operadores que propõem a manutenção dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos para as infraestruturas de distribuição aprovados para o ano gás 2022-2023, designadamente para as redes em MP e BP e para as UAG.

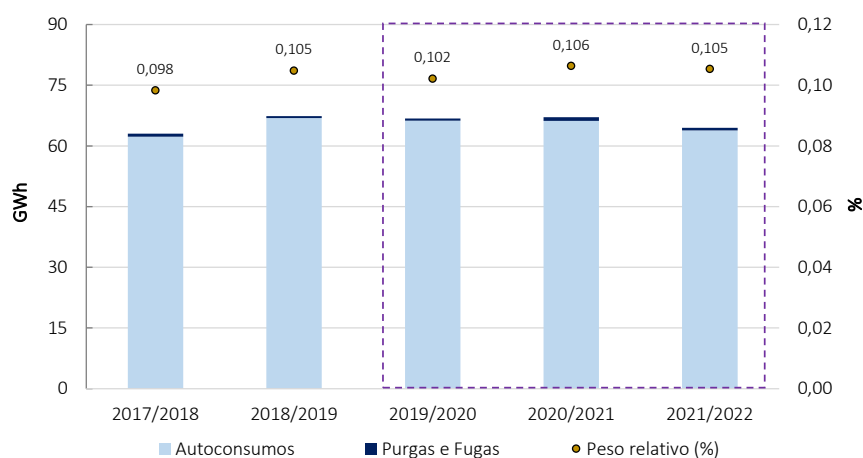
## 8.3 ANÁLISE DA ERSE ÀS PROPOSTAS

Tendo por base a informação prestada nos anos anteriores, as perdas e autoconsumos na RNTG são compostas por duas parcelas: os “autoconsumos<sup>19</sup>” e as “purgas e fugas<sup>20</sup>”, sendo de salientar que a contribuição da parcela relativa às “purgas e fugas” é pouco expressiva face aos “autoconsumos”. Na Figura 8-1 é apresentada a evolução das perdas totais resultantes de autoconsumos e das purgas na RNTG e o seu peso relativo face à quantidade total de gás entregue nos pontos de saída da RNTG, para cada ano gás.

<sup>19</sup> Consumos próprios do processo de transporte de gás em alta pressão, contabilizados através de unidades de medida dedicadas.

<sup>20</sup> Gás libertado para a atmosfera de forma controlada para realização de intervenções de operação e manutenção, ou de forma resultante de incidentes que afetam a infraestrutura.

**Figura 8-1 - Perdas totais resultantes de autoconsumos e das purgas na RNTG e o seu peso relativo, para cada ano gás**



No período compreendido entre 1 de outubro de 2019 e 30 de setembro de 2022 verificou-se que os autoconsumos representaram a quase totalidade (99,0%) das perdas e autoconsumos verificados na RNTG. A proposta da REN Gasodutos corresponde à manutenção do valor vigente, que por sua vez era idêntico ao dos anos anteriores.

No que respeita ao terminal de GNL, as perdas resultam de purgas e queima de gás natural. Contrariamente ao verificado nos anos gás 2019/2020 e 2020/2021, em que não se registaram perdas no terminal de GNL, no ano gás 2021/2022 as perdas no terminal de GNL totalizaram um valor de 267 251 kWh. O peso relativo das perdas é pouco expressivo face à quantidade total de gás natural entregue nos pontos de saída do terminal de GNL, pelo que a proposta da REN Gasodutos corresponde à manutenção do valor nulo para o fator de ajustamento para perdas e autoconsumos.

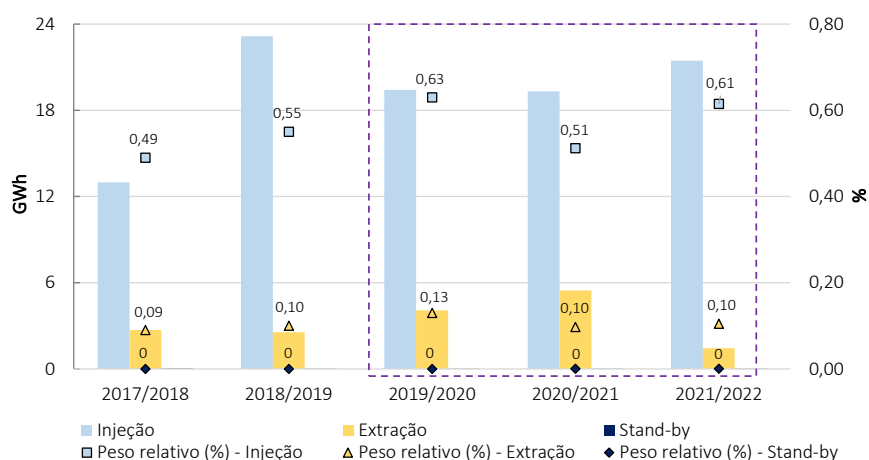
Relativamente à infraestrutura de armazenamento subterrâneo, as perdas de gás resultam do efeito conjugado de quatro parcelas: os “autoconsumos no processo de injeção”, os “autoconsumos no processo de extração”, os “autoconsumos em *stand-by*<sup>21</sup>” e as “purgas e fugas<sup>22</sup>”. Na Figura 8-2 é apresentada a evolução das perdas resultantes de autoconsumos no armazenamento subterrâneo e o peso relativo face à quantidades de gás movimentadas, para cada ano gás.

<sup>21</sup> Consumos próprios da infraestrutura de armazenamento subterrâneo em regime de *stand-by*.

O peso relativo dos autoconsumos em *stand-by* é dado pela relação entre os autoconsumos registados em *stand-by* e a média de gás movimentado na infraestrutura de armazenamento subterrâneo.

<sup>22</sup> Nos períodos em análise não houve registo de purgas de gás efetuadas na infraestrutura do Armazenamento Subterrâneo.

**Figura 8-2 - Perdas totais resultantes de autoconsumos no Armazenamento Subterrâneo e o seu peso relativo, para cada ano gás**



A Figura 8-2 mostra que no ano gás 2021/2022 o peso relativo das perdas e autoconsumos do processo de injeção aumentou no comparativamente com o ano anterior. Este aumento é justificado pelo facto de a infraestrutura do armazenamento subterrâneo ter apresentado um nível médio de existências mais elevado durante o último ano gás, e conseqüentemente um nível médio de pressões também mais elevado, obrigando a cargas mais elevadas aplicadas ao processo de injeção de gás nas cavernas. Também contribuiu para este aumento de perdas nesta infraestrutura, em regime de injeção de gás, as frequentes solicitações de arranques e paragens devido a instruções de operação emitidas pelo Gestor Técnico do Sistema e a atividades de manutenção do operador da infraestrutura. O peso relativo das perdas e autoconsumos no processo de extração manteve-se, comparativamente com o ano anterior.

Relativamente à proposta dos operadores das redes de distribuição, a ERSE concorda com a manutenção dos valores dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos em vigor para as redes de distribuição em MP e BP. Porém, reforça a necessidade de esta matéria requerer uma maior atenção por parte dos operadores das redes de distribuição, no sentido de efetuarem estudos de acompanhamento das perdas e autoconsumos das suas redes.

#### 8.4 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NAS INFRAESTRUTURA DO SNG PARA O ANO GÁS 2023-2024

O quadro seguinte apresenta os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas do SNG para o ano-gás de 2023-2024.

**Quadro 8-2 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas do SNG,  
para o ano-gás 2023-2024**

<b>Infraestrutura</b>	<b>Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos para o ano-gás de 2023-2024 (%)</b>
RNTG	0,10 %
Terminal de GNL de Sines	0,00 %
Armazenamento subterrâneo	0,65 %
Rede de Distribuição em média pressão	0,07 %
Rede de Distribuição em baixa pressão	0,34 %
Unidades Autónomas de Gás (UAG)	1,00 %