

**CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS
NO ANO GÁS 2026-2027**

Junho 2026

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
www.erse.pt

ÍNDICE

0	SUMÁRIO EXECUTIVO	1
1	INTRODUÇÃO	5
2	BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2026-2027	7
2.1	Balanço de energia na perspetiva física para o ano gás 2026-2027.....	7
2.2	Balanço de energia na perspetiva comercial para o ano gás 2026-2027	9
2.3	Caracterização dos fluxos de energia no SNG	12
2.4	Evolução do consumo nacional de gás.....	13
2.5	Pressupostos utilizados na determinação do balanço de energia do SNG.....	15
2.5.1	Aprovisionamento de Gás.....	15
2.5.2	Centros Eletroprodutores – CEP	16
2.5.3	Clientes AP (Clientes Industriais e UAG Propriedade de clientes)	20
2.5.4	Clientes nas Redes de Distribuição	22
2.5.5	Armazenamento Subterrâneo	25
2.5.6	Exportação.....	25
2.5.7	Estrutura de mercado.....	26
2.5.8	Utilização de perfis de consumo nacionais.....	29
2.5.9	Perdas e autoconsumos nas redes	30
3	CARACTERIZAÇÃO DA UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS DA RNTIAT	31
3.1	Terminal de GNL.....	31
3.2	Armazenamento Subterrâneo.....	35
3.3	Armazenamento Nacional de Gás	35
3.4	Rede Nacional de Transporte	36
4	CARACTERIZAÇÃO DE PROCURA PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2026 E 2027	51
4.1	Desvios da procura.....	51
4.2	Previsões da procura	54
5	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS POR ATIVIDADE DA RNTIAT	63
5.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	63
5.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.....	66
5.3	Tarifa de Uso Global do Sistema	67
5.4	Tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	68
6	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS POR ATIVIDADE DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO	77

6.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	77
6.2	Tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	77
6.3	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	77
7	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS POR ATIVIDADE DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO.....	79
7.1	Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas	79
7.2	Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas	79
7.3	Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas.....	80
8	PROCURA CONSIDERADA NAS ENTREGAS DOS OPERADORES DE REDES PARA A APLICAÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES A TODOS OS UTILIZADORES.....	81
8.1	Entregas do operador da Rede de Transporte em Alta Pressão	81
8.2	Entregas do operador da Rede de Distribuição para fornecimentos anuais de gás superiores a 10 000 m ³	81
8.3	Entregas do operador da Rede de Distribuição em BP < 10 000 m ³ /ano.....	93
8.4	Tarifa Social de Acesso às redes	94
9	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS CURR PARA CLIENTES COM CONSUMOS ANUAIS DE GÁS INFERIORES OU IGUAIS 10 000 M³	97
10	PROCURA CONSIDERADA NAS TVCF DOS CURR, PARA CLIENTES COM CONSUMOS ANUAIS DE GÁS SUPERIORES OU IGUAIS 10 000 M³, NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO.....	99
11	PERÍODO DE VAZIO E DE FORA DE VAZIO	101
12	FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS	103
12.1	Proposta de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTIAT	103
12.2	Proposta de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição.....	104
12.3	Análise da ERSE às propostas	104
12.4	Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas Infraestrutura do SNG para o ano gás 2026-2027.....	110
	ANEXO ANÁLISE DO CONSUMO DE GÁS NATURAL DOS CENTROS ELECTROPRODUTORES ...	113

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Fluxos de energia no SNG previstos para o ano gás 2026-2027	12
Figura 2-2 - Evolução do consumo de gás em Portugal por ano civil	13
Figura 2-3 - Evolução da estrutura dos consumos de gás em Portugal por ano civil	14
Figura 2-4 - Evolução do aprovisionamento de gás, via Terminal de GNL	16
Figura 2-5 - Número médio de horas de funcionamento das CCG (sem Tapada do Outeiro) e IPH anual	18
Figura 2-6 - Correlação entre o número de horas de funcionamento das CCG (sem Tapada do Outeiro) e o IPH	19
Figura 2-7 - Previsão da ERSE e do ORT para os consumos de gás natural das CCG, para o ano gás 2026-2027.....	20
Figura 2-8 - Evolução do consumo de gás natural dos clientes em AP	21
Figura 2-9 - Previsão das UAG propriedade de clientes.....	22
Figura 2-10 - Evolução dos consumos dos ORD, em ano civil	23
Figura 2-11 - Previsão do consumo e dos pontos de entrega da Sonorgás	24
Figura 2-12 - Evolução dos consumos dos ORD	25
Figura 2-13 - Evolução da exportação de gás VIP para Espanha.....	26
Figura 2-14 - Quantidades definidas para os comercializadores	29
Figura 3-1 - Energia média diária armazenada no Terminal de GNL, de 2022 a 2025	31
Figura 3-2 - Energia diária armazenada no Terminal de GNL, de 2022 a 2025	32
Figura 3-3 - Emissão mensal de gás do Terminal de GNL para a RNTG, de 2022 a 2025	33
Figura 3-4 - Emissão diária de gás do Terminal de GNL para a RNTG, de 2022 a 2025.....	33
Figura 3-5 - Carregamento mensal de gás do Terminal de GNL para cisterna, de 2022 a 2025	34
Figura 3-6 - Carregamento diário de gás do Terminal de GNL para cisterna, de 2022 a 2025	34
Figura 3-7 - Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo, de 2022 a 2025	35
Figura 3-8 - Diagrama diário da utilização agregada do armazenamento subterrâneo e do terminal de GNL, de 2022 a 2025.....	36
Figura 3-9 - Entradas e saídas da RNTG, por ponto de entrada e ponto de saída, em 2025.....	37
Figura 3-10 - Injeções na RNTG na semana com o máximo/mínimo consumo diário, em 2025.....	38
Figura 3-11 - Fluxo mensal de gás na interligação de Campo Maior, de 2022 a 2025	39
Figura 3-12 - Fluxo diário de gás na interligação de Campo Maior, de 2022 a 2025	39
Figura 3-13 - Fluxo mensal de gás na interligação em Valença do Minho, de 2022 a 2025.....	40
Figura 3-14 - Fluxo diário de gás na interligação em Valença do Minho, de 2022 a 2025	41
Figura 3-15 - Fluxo mensal de gás no ponto virtual de interligação, de 2022 a 2025	42
Figura 3-16 - Fluxo diário de gás no ponto virtual de interligação, de 2022 a 2025	42
Figura 3-17 - Fluxo mensal de gás na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2022 a 2025....	43

Figura 3-18 - Fluxo diário de gás na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2022 a 2025	43
Figura 3-19 - Fluxo mensal de gás na ligação com os centros eletroprodutores, de 2022 a 2025	44
Figura 3-20 - Fluxo diário de gás na ligação com os centros eletroprodutores, de 2022 a 2025.....	44
Figura 3-21 - Fluxo mensal de gás na ligação com os clientes em alta pressão, de 2022 a 2025	45
Figura 3-22 - Fluxo diário de gás na ligação com os clientes em alta pressão, de 2022 a 2025.....	45
Figura 3-23 - Fluxo mensal de gás nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição de Gás, de 2022 a 2025	46
Figura 3-24 - Fluxo diário de gás nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição de Gás, de 2022 a 2025	47
Figura 3-25 - Fluxo mensal de gás do agregado das saídas da RNTG, de 2022 a 2025	47
Figura 3-26 - Fluxo diário de gás do agregado das saídas da RNTG, de 2022 a 2025.....	48
Figura 3-27 - Curva classificada dos fluxos de gás nos pontos de entrada/saída da RNTG, em 2025, em função do valor de energia máximo anual, ocorrido em cada ponto	49
Figura 4-1 - Energia regaseificada pelo Terminal de GNL na RNTG (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos permitidos).....	55
Figura 4-2 - Energia extraída e injetada no Armazenamento Subterrâneo (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos permitidos).....	55
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)	56
Figura 4-4 - Quantidades de energia à saída da RNDG para fornecimento a clientes ocorridas e previstas para definição de proveitos permitidos.....	58
Figura 4-5- Número médio de pontos de abastecimento da RNDG ocorridos e previstos para definição de proveitos permitidos	59
Figura 4-6- Energia vendida pelos CURr ocorrida e prevista para definição de proveitos permitidos....	61
Figura 4-7- Número de clientes do CURr ocorridos e previstos para definição de proveitos permitidos.....	61
Figura 5-1 - Evolução dos produtos de capacidade contratada de armazenamento no Terminal de GNL	63
Figura 5-2 - Evolução dos produtos de capacidade contratada de regaseificação no Terminal de GNL	64
Figura 5-3 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no armazenamento subterrâneo	66
Figura 5-4 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do VIP Ibérico	69
Figura 5-5 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do Terminal de GNL	70
Figura 5-6 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do Armazenamento Subterrâneo	70
Figura 5-7 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de saída para o VIP Ibérico ...	72

Figura 5-8 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de saída para o Armazenamento Subterrâneo	73
Figura 12-1 - Perdas totais resultantes de autoconsumos e das purgas na RNTG e o seu peso relativo, para cada ano gás	105
Figura 12-2 - Quantidade total de gás entregue nos pontos de saída da RNTG	106
Figura 12-3 - Perdas totais resultantes das purgas e fugas no terminal de GNL e o seu peso relativo, para cada ano gás	107
Figura 12-4 - Quantidades de gás natural entregue nos pontos de saída do terminal de GNL.....	108
Figura 12-5 - Perdas totais resultantes de autoconsumos no Armazenamento Subterrâneo e o seu peso relativo, para cada ano gás.....	109

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Balanço de gás na RNTG e na RNDG para o ano gás 2026-2027	8
Quadro 2-2 - Fornecimentos de energia discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2026-2027	9
Quadro 2-3 - Número de clientes discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2026-2027.....	9
Quadro 2-4 - Balanço comercial de energia no SNG para o ano gás 2026-2027	10
Quadro 2-5 - Balanço do número de clientes no SNG para o ano gás 2026-2027	11
Quadro 2-6 - Grau de liberalização do mercado de gás, previsto para o ano gás 2026-2027	11
Quadro 2-7 - Quotas em regime de mercado, para o ano gás 2026-2027	28
Quadro 4-1 - Balanço de gás na rede de transporte.....	52
Quadro 4-2 - Balanço de gás na rede de distribuição	53
Quadro 4-3 - Quantidades de energia à saída da RNDG para fornecimento a clientes previstas para definição dos proveitos permitidos	57
Quadro 4-4 - Transferências de energia previstas entre as redes da Tagusgás, LisboaGás, Lusitaniagás e Setgás	57
Quadro 4-5 - Número médio de pontos de abastecimento previstos para definição dos proveitos permitidos.....	58
Quadro 4-6 - Energia vendida pelos CURr previstos para definição dos proveitos permitidos.....	60
Quadro 4-7 - Número de clientes dos CURr previstos para definição dos proveitos permitidos.....	60
Quadro 5-1 - Quantidades para o ano gás 2026-2027 para a tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	65
Quadro 5-2 - Quantidades para o ano gás 2026-2027 para a tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	67
Quadro 5-3 - Quantidades para o ano gás 2026-2027 para a parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	67
Quadro 5-4 - Quantidades para o ano gás 2026-2027 para a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema	68
Quadro 5-5 - Quantidades para o ano gás 2026-2027 para a tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada.....	71
Quadro 5-6 - Quantidades para o ano gás 2026-2027 para a tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (infraestruturas da RNTIAT)	74
Quadro 5-7 - Quantidades para o ano gás 2026-2027 para a tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (clientes e ORD)	74
Quadro 5-8 - Quantidades para o ano gás 2026-2027 para a tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída, para instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes).....	76
Quadro 6-1 - Quantidades para o ano gás 2026-2027 para a Tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores das redes de distribuição.....	77

Quadro 6-2 - Quantidades para o ano gás 2026-2027 para a tarifa de Uso da Rede de Transporte dos operadores das redes de distribuição	77
Quadro 6-3 - Quantidades para o ano gás 2026-2027 para as tarifas de Uso da Rede de Distribuição	78
Quadro 6-4 - Quantidades para o ano gás 2026-2027 para as tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível anual)	78
Quadro 6-5 - Quantidades para o ano gás 2026-2027 para as tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível mensal)	78
Quadro 7-1 - Quantidades para o ano gás 2026-2027 para a tarifa de Energia do comercializador de último recurso grossista aos comercializadores retalhistas	79
Quadro 7-2 - Quantidades para o ano gás 2026-2027 para a tarifa de Energia dos CUR retalhistas (referencial à saída da rede de transporte)	79
Quadro 7-3 - Quantidades para o ano gás 2026-2027 para a tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas	80
Quadro 8-1 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027	81
Quadro 8-2 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 em BP> - Beiragás	82
Quadro 8-3 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 em MP – Beiragás	82
Quadro 8-4 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 em BP> - Dianagás	83
Quadro 8-5 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 em MP – Dianagás	83
Quadro 8-6 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 em BP> - Duriensegás	84
Quadro 8-7 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 em MP – Duriensegás	84
Quadro 8-8 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 em BP> - Lisboaagás	85
Quadro 8-9 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 em MP – Lisboaagás	85
Quadro 8-10 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 em BP> - Lusitaniagás	86
Quadro 8-11 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 em MP – Lusitaniagás	86
Quadro 8-12 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 em BP> - Medigás	87
Quadro 8-13 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 em MP – Medigás	87

Quadro 8-14 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 em BP> - Paxgás	88
Quadro 8-15 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 em MP – Paxgás	88
Quadro 8-16 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 em BP> - REN Portgás	89
Quadro 8-17 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 em MP - REN Portgás	89
Quadro 8-18 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 em BP> - Setgás	90
Quadro 8-19 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 em MP – Setgás	90
Quadro 8-20 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 em BP> - Sonorgás	91
Quadro 8-21 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 em MP – Sonorgás	91
Quadro 8-22 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 em BP> - Tagusgás	92
Quadro 8-23 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 em MP – Tagusgás	92
Quadro 8-24 - Resumo das quantidades para o ano gás 2026-2027 das tarifas de Acesso às Redes em BP<	93
Quadro 8-25 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2026-2027 para as tarifas de Acesso às Redes em BP<	94
Quadro 8-26 - Resumo das quantidades para o ano gás 2026-2027 da tarifa social de Acesso às redes BP<	95
Quadro 8-27 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2026-2027 para as tarifas Sociais de Acesso redes em BP<	95
Quadro 9-1 - Resumo das quantidades para o ano gás 2026-2027 das tarifas Transitórias em BP<	97
Quadro 9-2 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2026-2027 para as tarifas Transitórias em BP<	98
Quadro 10-1 - Quantidades para o ano gás 2026-2027 das tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas, no âmbito do fornecimento supletivo em BP>	99
Quadro 11-1 - Períodos de vazio e fora de vazio na RNDG para o ano gás 2026-2027	101
Quadro 12-1 – Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos propostos pela REN Gasodutos	104
Quadro 12-2 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas do SNG, para o ano gás 2026-2027	111

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

A previsão da procura de gás condiciona os preços das várias tarifas reguladas e dos proveitos permitidos para as empresas. 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 Nacional de Gás (SNG), bem como as quantidades previstas para cada variável de faturação.

No presente documento apresentam-se as linhas gerais adotadas pela ERSE na previsão do nível de consumo de gás para 2026 e 2027, assim como as quantidades previstas para o ano gás 2026-2027 (1 de outubro de 2026 a 30 de setembro de 2027). Em seguida, sumarizam-se os diversos pressupostos utilizados na determinação do balanço de energia do SNG para o ano gás 2026-2027.

APROVISIONAMENTO DE GÁS

Para o ano gás 2026-2027 e com base nas previsões da REN Gasodutos, S.A. (doravante REN Gasodutos), assume-se uma estrutura no abastecimento dos consumos nacionais, através do Terminal de gás natural liquefeito (GNL) e das interligações, de 96% e 4%, respetivamente.

CENTROS ELETROPRODUTORES (CEP)

O consumo de gás das centrais de ciclo combinado a gás natural (CCG) está intrinsecamente ligado ao funcionamento do mercado elétrico, nomeadamente ao *mix* de produção que satisfaz o consumo de energia elétrica. Verifica-se uma tendência estrutural de redução do funcionamento das CCG, devido à maior incorporação de fontes de energia renovável no *mix* de produção, em particular a produção solar fotovoltaica. No entanto, esta tendência deverá estar condicionada, pelo menos no médio prazo, por uma operação reforçada na gestão do sistema elétrico, na sequência do apagão ibérico, ocorrido a 28 de abril de 2025, que consiste em ter sempre em funcionamento as CCG.

O ano gás 2026-2027 continuará a ser influenciado pelo funcionamento da Tapada do Outeiro circunscrito à salvaguarda de segurança de abastecimento, uma vez que, de acordo com o Despacho n.º 18/2026/MAEN, de 27 de janeiro, da Senhora Ministra do Ambiente e Energia, este CEP continuará a funcionar em regime transitório até 31 de dezembro de 2026. O Despacho menciona, ainda, a abertura de um procedimento concorrencial para contratação de serviços de sistema pelo gestor global do SEN, através da exploração da referida central, até 31 de dezembro de 2029.

Neste contexto, a previsão da ERSE para o consumo de gás das CCG, no ano gás 2026-2027, exceto a Tapada do Outeiro, pressupõe um funcionamento médio próximo de 2 300 horas. O consumo da Tapada do Outeiro continua condicionado pelo regime de salvaguarda de segurança de abastecimento.

Neste sentido, a previsão da ERSE para o consumo de gás das CCG no ano gás 2026-2027 é de 13,860 TWh, 4,7% superior ao valor previsto pelo Operador da Rede de Transporte (13,240 TWh). Em relação ao valor considerado nas tarifas para o ano gás 2025-2026 (8,855 TWh), o valor estimado agora pela ERSE para t-1 é 54,9% superior (13,713 TWh). No anexo a este documento é apresentada uma análise do consumo dos CEP e dos fatores que condicionam o seu funcionamento.

CLIENTES EM ALTA PRESSÃO E UAG PROPRIEDADE DE CLIENTES

No segmento dos grandes consumidores abastecidos pela rede de transporte em alta pressão e nas unidades autónomas de gás (UAG) propriedade de clientes, a ERSE optou por assumir os consumos indicados pela REN Gasodutos para a globalidade dos grandes clientes e das UAG propriedade de clientes.

Como tal, para o ano gás 2026-2027, prevê-se um consumo de 9,2 TWh para os grandes clientes em AP e de 1,0 TWh para UAG propriedade de clientes, perfazendo 10,2 TWh. O consumo de gás terá um decréscimo de -9,2% face ao previsto no ano gás 2025-2026.

CLIENTES NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Face ao consumo real do ano gás 2024-2025, a previsão dos vários operadores de rede de distribuição (ORD) para o ano gás 2026-2027 apresenta uma tendência de decréscimo ou manutenção dos consumos, excetuando as previsões da Duriensegás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A. (doravante Duriensegás), da Setgás - Sociedade de Distribuição de Gás Natural, S.A. (doravante Setgás) e da Sonorgás - Sociedade de Gás do Norte, S.A (doravante Sonorgás). A ERSE analisou as previsões destes três ORD para o ano gás 2026-2027 e optou por considerar os valores previsionais dos fornecimentos e do número de pontos de abastecimento previstos pelos ORD para 2026 e 2027, para o agregado de média pressão (MP) e baixa pressão (BP), excetuando as previsões da Sonorgás, que são consideradas demasiado otimistas, pelo que foram revistas em baixa.

Para a Sonorgás, e face aos dados mais recentes à disposição da ERSE relativos à execução dos investimentos nas redes e infraestruturas dos polos atribuídos a esta empresa, considerou-se que o

desenvolvimento deverá ser mais lento do que esta prevê. A análise que suporta estas previsões encontra-se detalhada no subcapítulo 2.5.4.

Para o ano gás 2026-2027 o valor previsto pela ERSE é de 20,35 TWh, o que representa um decréscimo de -4,8% em relação ao ano gás 2025-2026, cujo consumo previsto em tarifas foi de 21,38 TWh. A previsão da ERSE representa um decréscimo de -1,9% face ao último ano gás real (2024-2025).

ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Consideram-se as previsões da REN Armazenagem, S.A. (doravante REN Armazenagem), para o ano gás 2026-2027, para as injeções e para as extrações do armazenamento subterrâneo.

Tanto para as injeções como para as extrações do armazenamento subterrâneo, verifica-se um decréscimo de -25% face ao valor previsto em tarifas no ano gás 2025-2026, 1,8 TWh face a 2,4 TWh.

A previsão da energia média diária armazenada para o ano gás 2026-2027 tem como base a energia média armazenada real do último ano gás real 2024-2025.

Considera-se que, no ano gás 2026-2027, estão em operação as seis cavernas existentes.

EXPORTAÇÃO

Considera-se, para o ano gás 2026-2027, as quantidades de exportação para Espanha no VIP Ibérico previstas pela REN Gasodutos, 2 598 GWh, em linha com o valor estimado pela empresa para 2025-2026 (2 591 GWh).

Para o ano gás 2026-2027, o valor adotado pela ERSE representa um decréscimo de -60% face ao previsto em tarifas no ano gás 2025-2026 (6 458 GWh).

Adicionalmente, tal como previsto pela REN Atlântico Terminal de GNL, S.A. (adiante designada REN Atlântico), assume-se a inexistência de carregamento de navios metaneiros de GNL para exportação (trasfega ou *transshipment*).

A estimativa da ERSE para 2025-2026 representa um decréscimo de -60% face ao previsto em tarifas no ano gás 2025-2026 (6 458 GWh).

ESTRUTURA DE MERCADO

No quadro atual, apenas os clientes em BP com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m³ (BP<) se encontram num regime transitório de extinção das tarifas de venda a clientes finais reguladas. De acordo com o estabelecido na [Portaria n.º 121-B/2025/1](#), de 20 de março, as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes em BP< vigoram até 31 de dezembro de 2027.

Os fornecimentos em Alta Pressão (AP), Média Pressão (MP) e Baixa Pressão com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m³ (BP>) que ainda permaneçam no comercializador de último recurso retalhista (CURr) são fornecidos no âmbito do fornecimento supletivo. Para os níveis de pressão MP e BP>, a determinação da quota de mercado entre os fornecimentos pelos CURr e os fornecimentos em mercado teve como base a informação real e previsional enviada pelas empresas.

Para o nível de pressão BP<, a determinação das quotas de mercado teve como ponto de partida a informação real mais recente sobre o número de clientes de cada CURr, a junho de 2025 ¹, o que permitiu determinar as quotas de mercado em número de clientes, no 2.º trimestre de 2025.

Para os restantes trimestres, a partir do 3.º trimestre de 2025, determinou-se o número de clientes tendo como base o valor real de junho de 2025 e as taxas de crescimento previstas para o número de clientes para cada trimestre.

Para determinar a energia, manteve-se o consumo médio por cliente implícito nas previsões das empresas, enviadas no âmbito tarifário.

Preveem-se as seguintes quotas do mercado livre, para o ano gás 2026-2027:

- 100% para clientes ligados em MP, em energia e em número de clientes.
- 97,1% (energia) e 92,1% (número de clientes), para clientes ligados em BP> em termos globais.
- 64,6% (energia) e 72,6% (número de clientes), para os clientes em BP< em termos globais.

¹ Dada a atualização dos sistemas por parte de alguns ORD, verificaram-se inconsistências nos dados rececionados pela ERSE.

1 INTRODUÇÃO

A previsão da procura de gás condiciona os preços das várias tarifas reguladas e dos proveitos permitidos para as empresas. 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 SNG, bem como as quantidades previstas para cada variável de faturação. As quantidades apresentadas neste documento aplicam-se ao ano gás 2026-2027, de 1 de outubro de 2026 a 30 de setembro de 2027.

No capítulo 2 apresenta-se o balanço de energia para o ano gás 2026-2027, bem como a metodologia e os pressupostos adotados.

No capítulo 3 é apresentada uma caracterização da utilização das infraestruturas de Alta Pressão do SNG.

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 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas por atividade dos operadores das infraestruturas e da rede nacional de transporte. É também apresentada a evolução da contratação dos produtos de capacidade nessas infraestruturas.

No capítulo 6 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição.

No capítulo 7 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas por atividade dos Comercializadores de Último Recurso retalhistas (CURr).

No capítulo 8 apresentam-se as quantidades consideradas nas entregas dos operadores de redes para efeito de cálculo da aplicação das tarifas de Acesso às Redes a todos os utilizadores, e, ainda, da tarifa Social de Acesso às Redes.

No capítulo 9 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos CURr para clientes com consumos anuais de gás inferiores ou iguais 10 000 m³.

No capítulo 10 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais dos CURr, para clientes com consumos anuais de gás superiores ou iguais 10 000 m³, no âmbito do fornecimento supletivo.

Inclui-se ainda a definição dos períodos de vazio e fora de vazio nas redes de distribuição (capítulo 11) e a definição dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas (capítulo 12).

O presente documento é um anexo do documento «Tarifas e Preços de Gás para o ano gás 2026-2027».

2 BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2026-2027

O balanço de energia do Sistema Nacional de Gás define as quantidades de gás para as entradas e para as saídas do SNG, nas infraestruturas da rede de transporte em alta pressão e nas infraestruturas das 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.

2.1 BALANÇO DE ENERGIA NA PERSPETIVA FÍSICA PARA O ANO GÁS 2026-2027

Com as previsões recebidas das empresas, a análise de tendência do consumo agregado e com os pressupostos apresentados no capítulo 2.5, determina-se o balanço de energia do SNG.

O quadro seguinte apresenta o balanço de energia, na perspetiva física, ao nível da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG) e da Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG), para o ano gás 2026-2027.

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

Quadro 2-1 - Balanço de gás na RNTG e na RNDG para o ano gás 2026-2027 ²

BALANÇO DE GÁS NA RNTG			Unidades: GWh
ENTRADAS NA RNTG			
1=1.1+1.2	1	Importação (Interligações internacionais)	1 789
	1.1	Campo Maior	1 789
	1.2	Valença do Minho	0
2=2.1+2.2+2.3	2	Terminal GNL	45 627
	2.1	Injeções RNT	43 532
	2.2	Cisterna	2 094
	2.3	Variação de existências	0
	3	Extrações do Arm. Subterrâneo	1 793
4=1+2+3	4	Total das Entradas no SNG	49 208
5=1+2.1+3	5	Entradas na RNTG	47 114
SAÍDAS DA RNTG			
	6	Exportação (Interligações internacionais)	2 598
	7	Injeções no Arm. Subterrâneo	1 793
	8	Centros eletroprodutores	13 860
	9	Clientes industriais em AP	9 233
	10	Redes de distribuição (interligadas)	19 587
11=6+7+8+9+10	11	Total das Saídas da RNTG	47 071
	12	Variação das existências (Linepack)	0
	13	Perdas e autoconsumos na RNTG	43
14=8+9+10	14	Total de consumos da RNTG	42 680
15=11+12+13+15.1+15.2+17	15	Total das Saídas no SNG	49 208
	15	UAG Prop.clientes+Exportação	976
	15.2	Exportação por cisterna	311
BALANÇO DE GÁS NA RNDG			Unidades: GWh
ENTRADAS NA RNDG			
16=10	16	Redes interligadas	19 587
	17	Redes abastecidas por UAG	807
18=16+17	18	Total de entradas na RNDG	20 393
SAÍDAS DA RNDG			
	19	Clientes em MP	12 797
	20	Clientes em BP	7 557
	21	Perdas e autoconsumos na RNDG	40
22=19+20+21	22	Total de saídas da RNDG (inclui perdas)	20 393
SAÍDAS DA RNDG			
23=22-21	23	Total de saídas na RNDG	20 353
	23.1	Beiragás	840
	23.2	Dianagás	78
	23.3	Duriensegás	207
	23.4	Lisboagás	3 738
	23.5	Lusitaniagás	7 615
	23.6	Medigás	102
	23.7	Paxgás	17
	23.8	REN Portgás	4 910
	23.9	Setgás	1 659
	23.10	Sonorgás	186
	23.11	Tagusgás	1 002

Nota: Os volumes de Gases de Origem Renovável (GOR) previstos para o ano gás 2026-2027 não estão detalhados neste balanço.

Nos quadros seguintes sumarizam-se a energia e o número de clientes, discriminados por nível de pressão e consumo, na perspetiva das redes, previstos para o ano gás 2026-2027.

Quadro 2-2 - Fornecimentos de energia discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2026-2027

Fornecimentos (Tarifas 2026-27)	BP<		BP>	BP	MP	AP			Total	
	≤ 500 m ³	> 500 m ³	≤ 10 000 m ³	>10 000 m ³	Total	>1 000 000 m ³	Clientes industriais	UAG Prop. Clientes		CEP*
	Beiragás	97	58	155	184	339	501			
Dianagás	17	7	24	25	49	29				78
Duriensegás	56	46	102	92	194	12				207
Lisboagás	853	375	1 229	758	1 987	1 751				3 738
Lusitaniagás	400	180	580	999	1 580	6 035				7 615
Medigás	34	14	48	41	89	13				102
Paxgás	9	2	10	6	17	0				17
REN Portgás	686	382	1 068	1 287	2 355	2 555				4 910
Setgás	267	54	321	185	507	1 152				1 659
Sonorgás	49	44	93	93	186	0				186
Tagusgás	67	27	94	160	254	748				1 002
ORD	2 535	1 190	3 725	3 832	7 557	12 797				20 353
ORT							9 233	976	13 860	24 069
Total	2 535	1 190	3 725	3 832	7 557	12 797	9 233	976	13 860	44 422

* Centros eletroprodutores

Quadro 2-3 - Número de clientes discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2026-2027

Fornecimentos (Tarifas 2026-27)	BP<		BP>	BP	MP	AP			Total	
	≤ 500 m ³	> 500 m ³	≤ 10 000 m ³	>10 000 m ³	Total	>1 000 000 m ³	Clientes industriais	UAG Prop. Clientes		CEP*
	Beiragás	56 700	3 804	60 504	267	60 771	19			
Dianagás	10 330	295	10 625	38	10 663	3				10 666
Duriensegás	29 281	3 822	33 102	182	33 284	2				33 286
Lisboagás	499 098	24 772	523 870	1 273	525 143	51				525 194
Lusitaniagás	231 890	12 643	244 533	869	245 402	136				245 538
Medigás	25 499	548	26 048	52	26 100	1				26 101
Paxgás	6 017	77	6 095	10	6 105	0				6 105
REN Portgás	386 318	29 883	416 201	1 773	417 974	119				418 093
Setgás	172 484	3 334	175 819	216	176 035	19				176 054
Sonorgás	31 553	2 669	34 222	222	34 444	0				34 444
Tagusgás	41 194	1 304	42 498	212	42 710	23				42 733
ORD	1 490 364	83 153	1 573 517	5 113	1 578 630	373				1 579 003
ORT							13	55	4	72
Total	1 490 364	83 153	1 573 517	5 113	1 578 630	373	13	55	4	1 579 074

* Centros eletroprodutores

2.2 BALANÇO DE ENERGIA NA PERSPETIVA COMERCIAL PARA O ANO GÁS 2026-2027

Além do balanço energético, a previsão da procura fornece também ao modelo tarifário dados referentes às quantidades de energia fornecidas pelos comercializadores de último recurso e as quantidades no

âmbito do mercado liberalizado, ambos sujeitos ao pagamento das tarifas de Acesso às Redes. As quantidades apresentadas estão referidas ao ponto de medição.

Quadro 2-4 - Balanço comercial de energia no SNG para o ano gás 2026-2027

Unidades: GWh			
BALANÇO COMERCIAL DE ENERGIA	CURr*	Comercializadores de mercado	TOTAL
CLIENTES NA REDE DE TRANSPORTE	0	24 069	24 069
Centros eletroprodutores		13 860	13 860
Clientes Industriais		9 233	9 233
UAG Propriedade Clientes		976	976
CLIENTES NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO	1 429	18 924	20 353
Beiragás	73	767	840
Dianagás	10	68	78
Duriensegás	53	153	207
Lisboagás	431	3 307	3 738
Lusitaniagás	233	7 382	7 615
Medigás	14	88	102
Paxgás	5	12	17
REN Portgás	416	4 494	4 910
Setgás	106	1 552	1 659
Sonorgás	53	134	186
Tagusgás	35	966	1 002
TOTAL CLIENTES DE GÁS	1 429	42 993	44 422

* CURr - Comercializador de último recurso retalhista

Finalmente, a determinação de tarifas reguladas por infraestrutura e por comercializador de último recurso assenta na caracterização de quantidades sobre o número de clientes em cada rede e de cada agente, na perspetiva comercial, apresentada no quadro seguinte.

Quadro 2-5 - Balanço do número de clientes no SNG para o ano gás 2026-2027

Unidades: n.º clientes

NÚMERO DE CLIENTES	CURr	Comercializadores de mercado	TOTAL
CLIENTES NA REDE DE TRANSPORTE	0	72	72
Centros eletroprodutores		4	4
Clientes Industriais		13	13
UAG Propriedade clientes		55	55
CLIENTES NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO	431 349	1 147 653	1 579 003
Beiragás	20 593	40 197	60 790
Dianagás	3 862	6 805	10 666
Duriensegás	11 902	21 384	33 286
Lisboagás	141 075	384 119	525 194
Lusitaniagás	72 939	172 599	245 538
Medigás	6 469	19 632	26 101
Paxgás	2 231	3 873	6 105
REN Portgás	106 867	311 225	418 093
Setgás	43 673	132 381	176 054
Sonorgás	12 560	21 883	34 444
Tagusgás	9 178	33 555	42 733
TOTAL CLIENTES DE GÁS	431 349	1 147 725	1 579 074

Nas previsões do balanço de energia para o ano gás 2026-2027 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 73% dos clientes estarão no mercado livre.

Quadro 2-6 - Grau de liberalização do mercado de gás, previsto para o ano gás 2026-2027

Unid.: GWh

	ML	MR	Total
Centros eletroprodutores RNTG	13 860	0	13 860
Clientes > 10 000 m3	26 727	110	26 837
RNTG	10 209	0	10 209
RNDG	16 518	110	16 628
Clientes BP < 10 000 m3	2 406	1 319	3 725
Total clientes	29 133	1 429	30 562
Total clientes + produtores reg ordinário	42 993	1 429	44 422

Unid.: Clientes

	ML	MR	Total
Centros eletroprodutores	4	0	4
Clientes > 10 000 m3	5 149	405	5 554
RNTG	68	0	68
RNDG	5 081	405	5 486
Clientes BP < 10 000 m3	1 142 572	430 944	1 573 517
Total clientes	1 147 721	431 349	1 579 070
Total clientes + produtores reg ordinário	1 147 725	431 349	1 579 074

Consumo	ML	MR
Clientes > 10 000 m3	100%	0%
RNTG	100%	0%
RNDG	99%	1%
Clientes BP < 10 000 m3	65%	35%
Total	95%	5%

Obs.: Não inclui centros eletroprodutores

Número de clientes	ML	MR
Clientes > 10 000 m3	93%	7%
RNTG	100%	0%
RNDG	93%	7%
Clientes BP < 10 000 m3	73%	27%
Total	73%	27%

Obs.: Não inclui centros eletroprodutores

Nota: MR – Mercado Regulado; ML – Mercado Livre

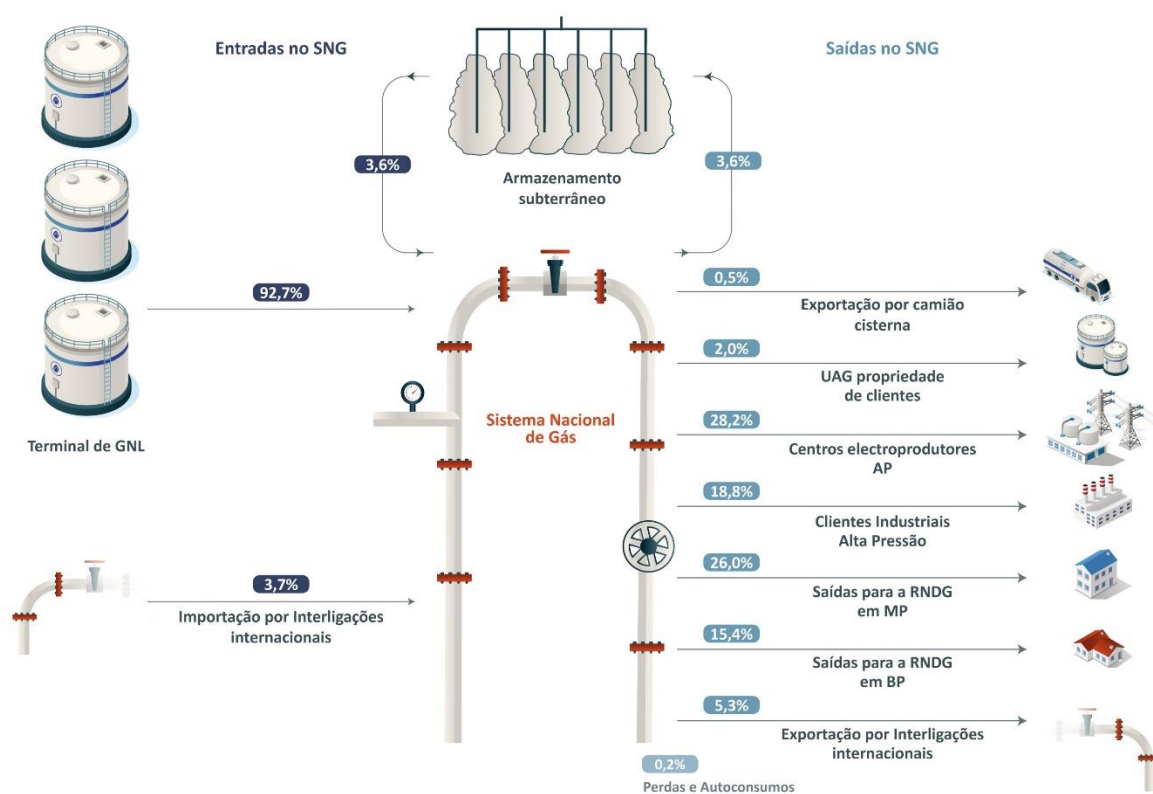
2.3 CARACTERIZAÇÃO DOS FLUXOS DE ENERGIA NO SNG

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 nos clientes 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 ainda reduzida.

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

Figura 2-1 - Fluxos de energia no SNG previstos para o ano gás 2026-2027

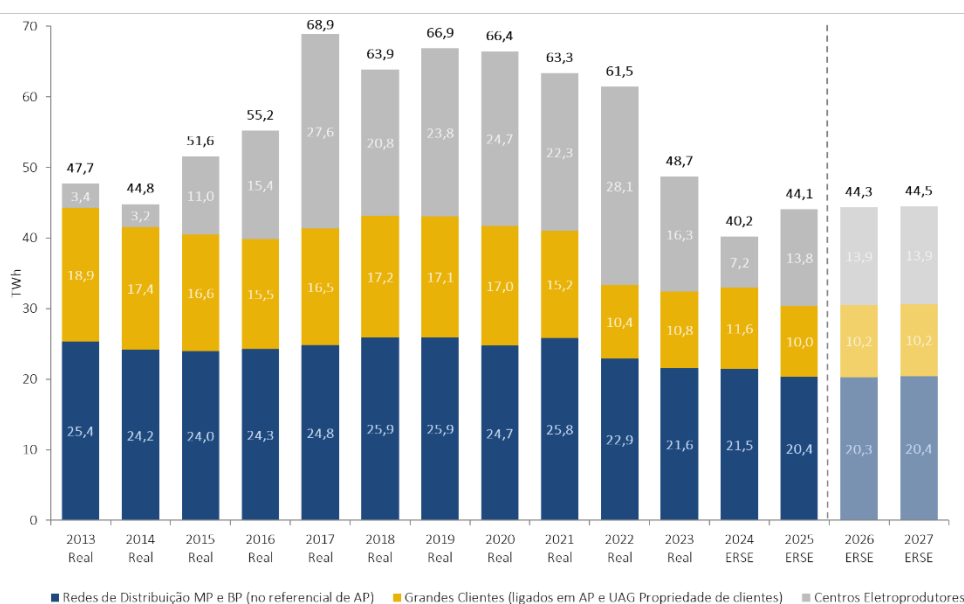


2.4 EVOLUÇÃO DO CONSUMO NACIONAL DE GÁS

Em Portugal, existem três grandes grupos de consumidores que condicionam o consumo global de gás: i) as centrais de ciclo combinado a gás natural (CCG); ii) os grandes clientes industriais, ligados diretamente à rede de Alta Pressão (AP) e Unidades Autónomas de Gás (UAG) propriedade de clientes e; iii) os consumidores ligados às redes de distribuição em média e baixa pressão (MP e BP).

A Figura 2-2 ilustra a evolução dos consumos de gás em Portugal, por ano civil, desde 2013, incluindo os dados estimados para 2026 e previstos para 2027, pela ERSE.

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.

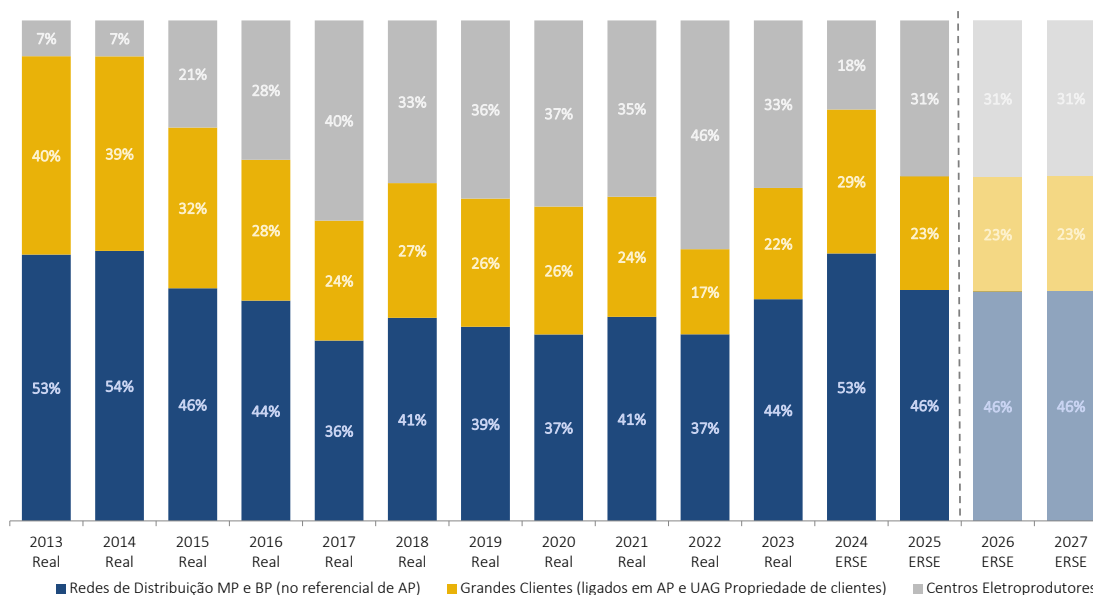
Esta figura mostra uma inversão da tendência de crescimento do consumo nacional em 2019. Em 2024, o valor total de energia saída da rede de transporte apresentou o valor mínimo histórico, desde 2007. Em 2023 e 2024, a redução do consumo das CCG foi a grande responsável pela queda do consumo nacional de gás natural, uma vez que o consumo dos grandes clientes industriais já havia reduzido em níveis historicamente baixos. Em 2025, o consumo das CCG voltou a aumentar para os níveis verificados em 2023. A justificação destas variações significativas é apresentada no capítulo 2.5.2 e detalhada no Anexo deste documento.

No que respeita ao consumo abastecido pelas redes de distribuição, observa-se que até 2021 era relativamente estável, apresentando uma tendência decrescente desde esse ano, o que adiciona um novo fator de incerteza na previsão da procura de gás.

Em resultado dos preços de gás natural nos mercados internacionais, historicamente elevados em 2022, poderá ter ocorrido a substituição das tecnologias de alguns processos produtivos, cujo abastecimento energético era até então assegurado pelo gás, por tecnologias consumidoras de outras fontes de energia que não o gás natural. Esta situação pode ter contribuído para a diminuição do consumo de grandes consumidores em AP, MP e BP para níveis historicamente baixos, que não recuperaram significativamente desde esse ano. A confirmar-se, e a manter-se, esta circunstância condicionará estruturalmente os consumos futuros de gás dos consumidores de maior dimensão, nomeadamente dos grandes clientes industriais abastecidos em alta pressão e dos clientes abastecidos pelas redes de distribuição. Adicionalmente, o contexto atual da guerra no Irão poderá contribuir para o agravamento desta diminuição dos consumos de gás.

A figura seguinte ilustra a evolução da estrutura dos consumos de gás em Portugal desde 2013, incluindo os dados estimados para 2026 e previstos para 2027 pela ERSE, cujos pressupostos são apresentados nos subcapítulos seguintes.

Figura 2-3 - 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.

Verifica-se que o peso das CCG variou entre 7% e 46% do consumo nacional de gás no período analisado. Este é o grupo de consumidores que apresenta maior volatilidade nos consumos de gás. No que respeita ao peso do consumo dos grandes clientes industriais, verifica-se que este variou entre 17% e 40% do consumo nacional de gás. Por fim, verifica-se que o peso do consumo agregado dos consumidores abastecidos pelas redes de distribuição em MP e BP variou entre 36% e 54% do consumo nacional de gás.

2.5 PRESSUPOSTOS UTILIZADOS NA DETERMINAÇÃO DO BALANÇO DE ENERGIA DO SNG

Esta secção detalha os pressupostos utilizados na determinação do balanço de energia do SNG para o ano gás 2026-2027.

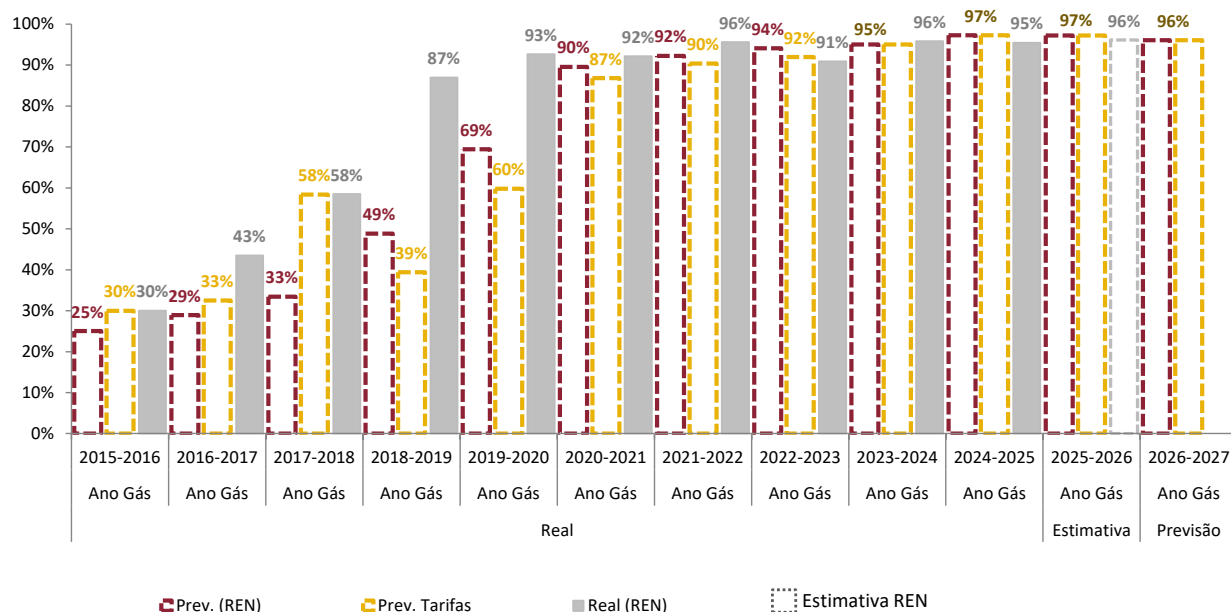
A metodologia de previsão do balanço global de energia do consumo nacional baseia-se na agregação de informação individual, designadamente do Operador da Rede de Transporte (ORT), dos diversos ORD e dos CURr. Na previsão do consumo nacional de gás natural para o ano gás 2026-2027, foi considerada informação do ORT, dos ORD e dos CURr, assim como de análises efetuadas pela ERSE que conciliem a informação recebida com outros indicadores económicos e regulatórios (relacionada com indicadores de tendência, macroeconómicos, novos investimentos, etc.).

2.5.1 APROVISIONAMENTO DE GÁS

A estrutura no abastecimento dos consumos nacionais em Portugal continental para o ano gás 2026-2027 é determinada, 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.

A Figura 2-4 apresenta a proporção dos consumos nacionais de gás abastecidos através do Terminal de GNL.

Figura 2-4 - Evoluão do aprovisionamento de gás, via Terminal de GNL



A proporção do abastecimento de gás natural através do Terminal de GNL verificou um acréscimo significativo desde o ano gás 2015-2016 até ao ano gás 2020-2021. A partir do ano gás seguinte, pelo menos 90% dos consumos nacionais têm sido abastecidos através do terminal de GNL.

Para o ano gás 2026-2027 e com base nas previsões da REN Gasodutos, assume-se uma estrutura no abastecimento dos consumos nacionais, através do Terminal de GNL e das interligações, de 96% e 4%, respetivamente.

2.5.2 CENTROS ELETROPRODUTORES – CEP

O consumo de gás dos CEP está intrinsecamente ligado ao funcionamento do mercado elétrico, nomeadamente ao *mix* de produção que satisfaz o consumo de energia elétrica. Em Anexo a este documento é apresentada uma análise mais detalhada sobre alguns fatores relevantes que podem condicionar o funcionamento das centrais de ciclo combinado a gás natural (CCG) no curto e médio prazo. De acordo com essa análise, verifica-se que as CCG:

- Durante as horas solares (8h às 20h) – concorrem com a produção fotovoltaica ibérica e com a existência de uma grande capacidade de importação para fins comerciais e a preços de eletricidade mais baixos do que os que justificam a produção das CCG. Esta produção é ainda mais evidente entre os meses de abril a outubro;

- Durante as horas noturnas (18h às 23h) – concorrem com as centrais hídricas, nomeadamente com as que têm potencial de arbitragem de preços de eletricidade, devido ao recurso a bombagem e a capacidade de armazenamento.

Se por um lado, os fatores identificados acima contribuem para uma redução do funcionamento das CCG, por outro lado, as alterações na gestão do sistema elétrico decorrentes do apagão ibérico, ocorrido a 28 de abril de 2025, poderão contribuir no sentido oposto. De facto, observa-se um aumento da potência média diária das CCG em 2025, apesar de este ter sido um ano bastante húmido (IPH = 1,31), principalmente a partir de maio (ver Anexo).

A adicionar a estes fatores de incerteza opostos, o ano gás 2026-2027 continuará a ser influenciado pelo funcionamento do CEP da Tapada do Outeiro circunscrito à salvaguarda de segurança de abastecimento, uma vez que, de acordo com o Despacho n.º 18/2026/MAEN, de 27 de janeiro, da Senhora Ministra do Ambiente e Energia, este CEP continuará a funcionar em regime transitório até 31 de dezembro de 2026. O Despacho menciona, ainda, a abertura de um procedimento concorrencial para contratação de serviços de sistema pelo gestor global do SEN, através da exploração da referida central, até 31 de dezembro de 2029.

Por fim, acresce um recente fator de incerteza ao consumo de gás das centrais CCG, devido à subida dos preços nos mercados internacionais do *Brent* e do gás natural, decorrente do constrangimento naval no estreito de Ormuz em consequência da guerra atual no Irão.

Neste contexto, e como base de previsão do funcionamento das CCG para o AG 2026-2027, a ERSE considera o verificado no passado recente como referencial, estimado através da relação entre o número de horas de funcionamento anual das CCG³ e o índice de produção hidroelétrica (IPH) anual (ver Anexo para mais detalhe).

Na Figura 2-5 é apresentado o número médio de horas de funcionamento das CCG⁴, para cada uma das 24 horas do dia, e o IPH anual, de 2016 a 2025. Para o período analisado, verifica-se que o ano de 2024 apresenta o número de horas de funcionamento mínimo de 923 horas. Verifica-se, igualmente, que, apesar do ano de 2025 ter sido um ano extremamente húmido (IPH = 1,31), as CCG funcionaram cerca de

³ Sem considerar no parque electroprodutor a central da Tapada do Outeiro.

⁴ O número médio de horas de funcionamento das CCG é calculado pelo rácio entre a energia elétrica média produzida em cada hora pela potência elétrica instalada das CCG (sem considerar a central da Tapada do Outeiro).

2 300 horas. Este valor está em linha com os valores ocorridos em 2021, em que o IPH foi de 0,93. Conclui-se, assim, ser muito provável que o funcionamento das CCG no ano de 2025 tenha sido condicionado pelas alterações na gestão do sistema elétrico decorrentes do apagão ibérico, ocorrido a 28 de abril de 2025.

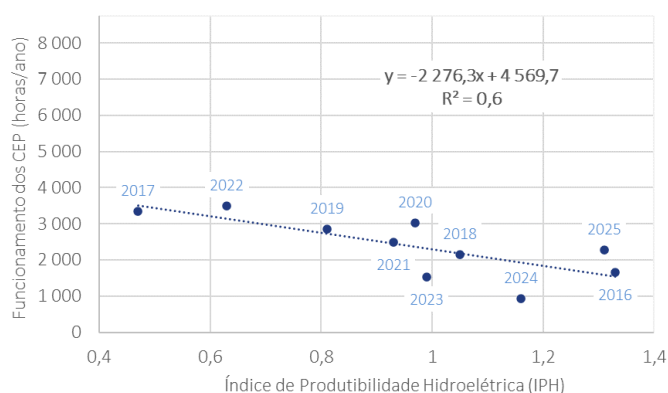
Figura 2-5 - Número médio de horas de funcionamento das CCG (sem Tapada do Outeiro) e IPH anual

IPH	1,33	0,47	1,05	0,81	0,97	0,93	0,63	0,99	1,16	1,31
	horas/ano									
Hora	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	44	106	74	101	115	100	144	63	32	89
2	36	89	64	89	104	94	138	61	32	88
3	32	81	60	81	97	89	136	60	32	87
4	31	79	59	80	95	87	135	59	32	88
5	31	79	59	80	95	87	136	60	32	88
6	32	82	62	82	99	91	139	61	33	88
7	41	101	70	94	109	99	145	64	35	90
8	58	129	84	113	124	108	151	65	36	93
9	74	151	95	132	135	111	151	65	36	91
10	82	164	101	140	140	111	149	62	36	92
11	84	164	101	137	137	108	145	58	35	89
12	85	167	102	137	136	105	142	56	35	88
13	86	168	103	139	138	105	142	56	36	91
14	87	166	102	135	134	104	141	55	36	89
15	86	163	102	130	131	101	139	55	37	91
16	86	161	101	127	131	99	140	57	39	92
17	85	156	99	124	130	101	142	59	41	94
18	86	161	101	129	136	106	148	65	45	101
19	87	164	102	131	140	111	152	71	48	106
20	90	169	105	139	146	116	157	75	50	111
21	94	174	107	145	147	117	161	78	51	114
22	92	170	103	141	142	116	158	77	51	111
23	85	161	100	134	139	113	154	73	47	107
24	64	138	92	115	129	106	148	68	38	99
Total (Horas/ano)	1 658	3 344	2 145	2 854	3 027	2 485	3 495	1 521	923	2 278

Fonte: dados REN, ERSE

A Figura 2-6 mostra a correlação entre o número de horas de funcionamento das CCG e o regime hidrológico anual.

Figura 2-6 - Correlação entre o número de horas de funcionamento das CCG (sem Tapada do Outeiro) e o IPH



Fonte: ERSE

Da interpolação, verifica-se que, para um ano hidrológico neutro ($x = \text{IPH} = 1$), o valor esperado de horas de funcionamento dos CEP é próximo de 2 300 horas/ano. Este valor serve de pressuposto base para o cenário de consumo da ERSE.

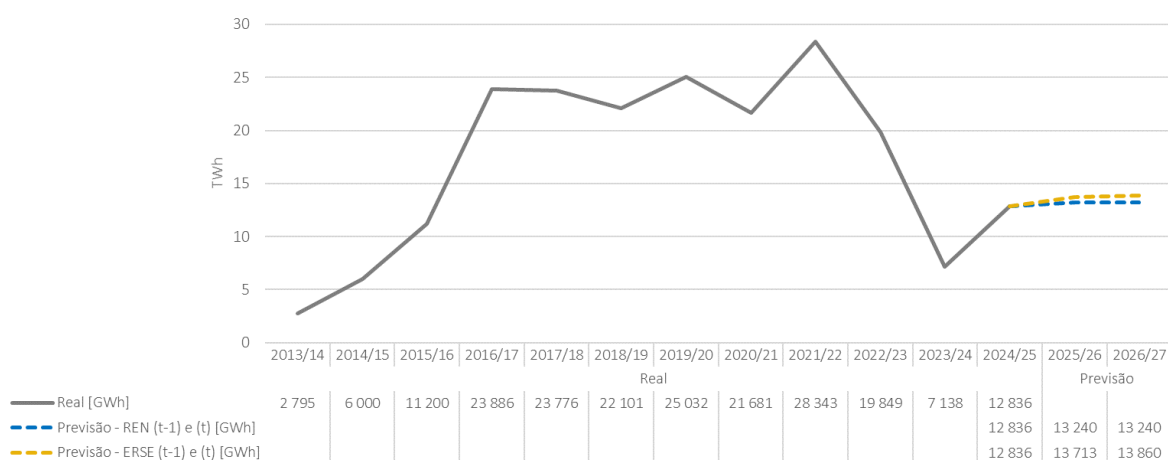
Adicionalmente, a previsão da ERSE para o consumo de gás das CCG no ano gás 2026-2027, considera ainda os seguintes pressupostos:

- Tapada do Outeiro:
 - 2026 e 2027⁵ – Manutenção do regime temporário de salvaguarda de segurança de abastecimento (0 GWh/trimestre).
- Restantes centrais:
 - Potência elétrica instalada total = 2 876 MW (sem considerar a Tapada do Outeiro);
 - Rendimento médio das CCG $\text{Produção}_{\text{E.Elétrica}}/\text{Consumo}_{\text{GN}} = 47,6\%$ (média dos últimos 10 anos e sem considerar a Tapada do Outeiro);
 - Estrutura trimestral e por CCG igual à média dos últimos 3 anos (2023 a 2025).

Na figura seguinte apresentam-se os valores reais, estimados e previsionais da ERSE e do ORT para os consumos de gás das CCG, no ano gás 2026-2027.

⁵ De acordo com o Despacho n.º 18/MAEN/2026, a Tapada do Outeiro irá funcionar em regime transitório até 31 de dezembro de 2026, ficando circunscrita apenas a salvaguarda de segurança de abastecimento.

Figura 2-7 - Previsão da ERSE e do ORT para os consumos de gás natural das CCG, para o ano gás 2026-2027



Fonte: REN, ERSE

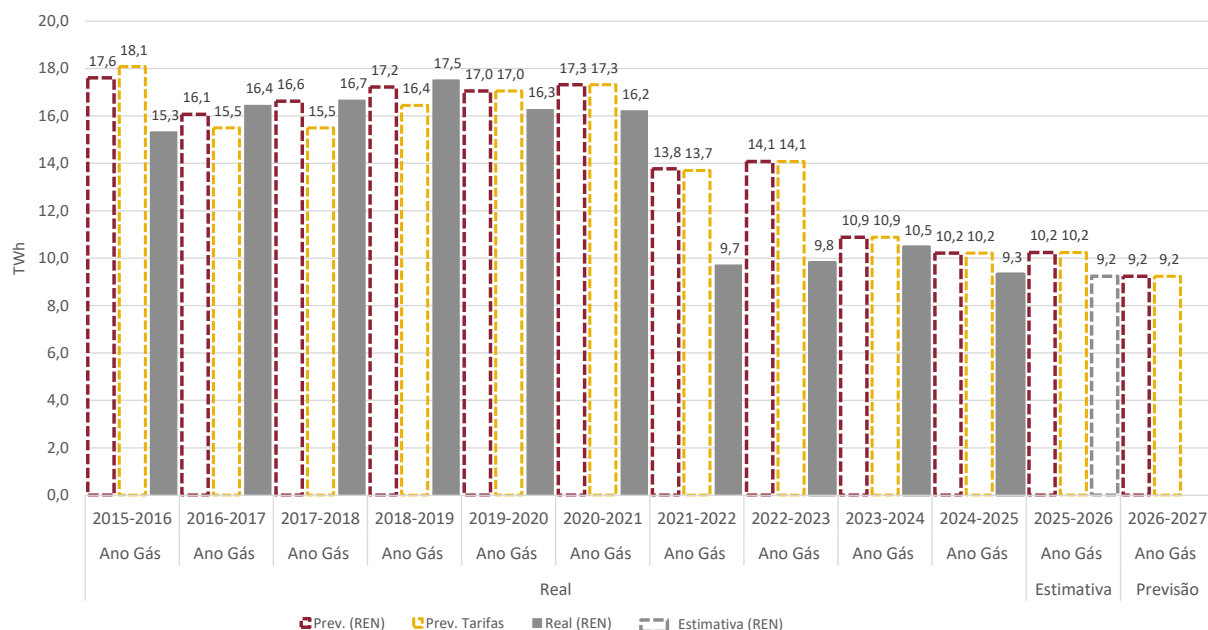
Decorrente dos pressupostos considerados, a previsão da ERSE para o consumo de gás natural das CCG para o ano gás 2026-2027 é de 13,860 TWh, 4,7% superior ao valor previsto pelo ORT (13,240 TWh). Em relação ao valor considerado em tarifas para o ano gás 2025-2026 (8,855 TWh), o valor estimado agora pela ERSE para t-1 é 54,9% superior (13,713 TWh).

2.5.3 CLIENTES AP (CLIENTES INDUSTRIAIS E UAG PROPRIEDADE DE CLIENTES)

Relativamente aos clientes industriais em AP e UAG propriedade de clientes, seguidamente apresentam-se os pressupostos considerados pela ERSE.

A Figura 2-8 ilustra a evolução do consumo de gás nos clientes industriais em AP.

Figura 2-8 - Evoluão do consumo de gás natural dos clientes em AP



No segmento dos grandes consumidores abastecidos pela rede de transporte em alta pressão há uma descontinuidade no consumo de gás entre o ano gás 2020-2021 e o ano gás 2021-2022, com um decréscimo da ordem dos 6,5 TWh/ano. Esta redução substancial dos consumos dos clientes em AP poderá ser justificada por uma transição energética do setor do gás para outros vetores energéticos. Em resultado dos preços de gás natural nos mercados internacionais, historicamente elevados em 2022, a possível substituição das fontes de energia utilizadas nos processos, até então assegurada pelo gás, pode ter agravado este movimento, condicionando estruturalmente os consumos futuros de gás dos consumidores de maior dimensão, nomeadamente clientes em AP. Esta reconfiguração dos consumos de gás natural tem vindo a ser consolidada, sendo tal evidenciado no último ano gás real 2024-2025 com os consumos a situarem-se em 9,32 TWh, o valor mais baixo registado no período em análise.

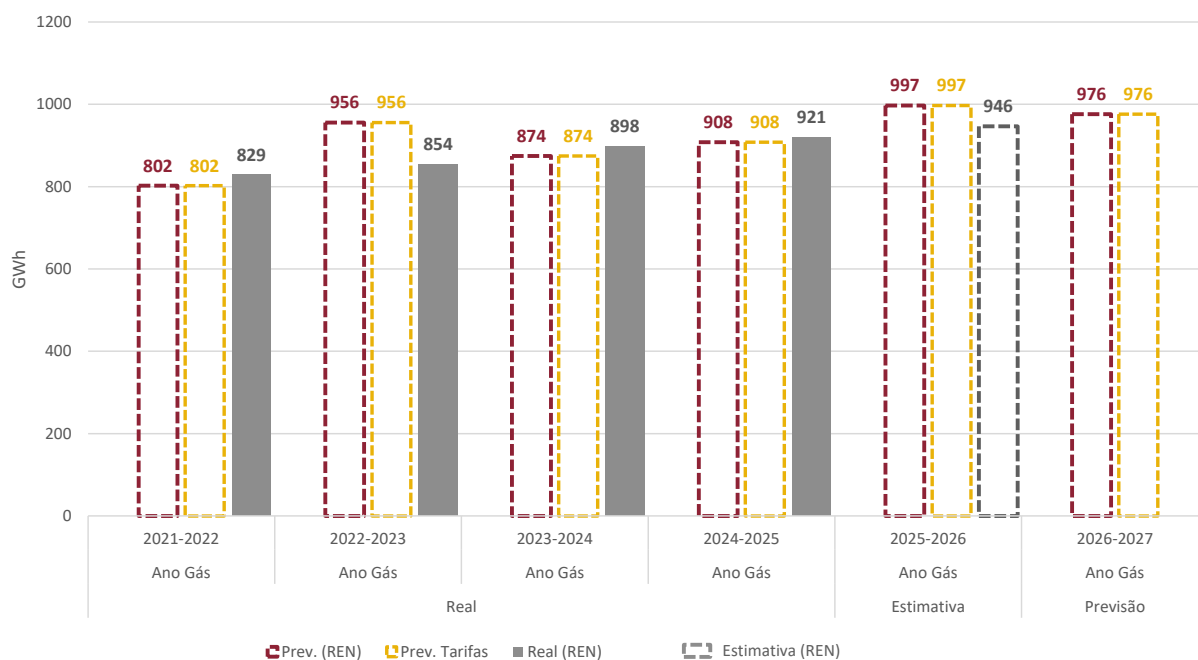
Para o ano gás 2026-2027, a REN Gasodutos prevê um consumo de 9,23 TWh o que corresponde a um decréscimo de -0,9%, face ao último ano gás real 2024-2025. A previsão da REN Gasodutos para o ano gás 2026-2027 é idêntica ao valor estimado para o ano gás 2025-2026.

A ERSE opta por assumir a previsão da REN Gasodutos para o ano gás 2026-2027, com um consumo de 9,23 TWh, para a globalidade dos grandes clientes. Desta forma, prevê-se um consumo para os grandes clientes em AP de 9,23 TWh, para ambos os anos civis 2026 e 2027.

Estas previsões implicam um decréscimo, de -9,9%, em relação aos consumos previstos pela ERSE para as tarifas do ano gás 2025-2026 (10,24 TWh).

No que se refere às UAG propriedade de clientes, a ERSE opta também por assumir as previsões do operador da RNTG, com um valor de 1,0 TWh para estas instalações, considerando um decréscimo de consumos, de -2,1%, face ao previsto no ano gás 2025-2026, tal como se pode verificar seguidamente.

Figura 2-9 - Previsão das UAG propriedade de clientes

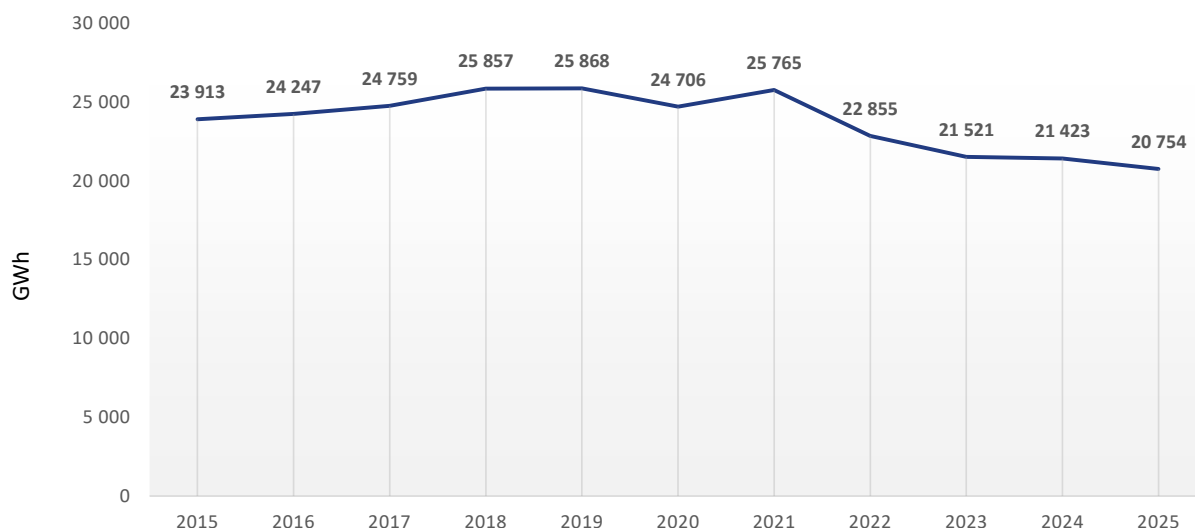


2.5.4 CLIENTES NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

O consumo abastecido pelas redes de distribuição, que foi até 2021 relativamente estável, tem apresentado uma tendência decrescente após esse ano, adicionando um novo fator de incerteza à previsão da procura de gás. Em resultado dos preços de gás natural nos mercados internacionais historicamente elevados em 2022, os consumos futuros de gás natural dos consumidores de maior dimensão nas redes de distribuição podem ser condicionados estruturalmente, existindo a possível substituição das tecnologias dos processos produtivos, cujo abastecimento energético era até então assegurado pelo gás natural, por tecnologias consumidoras de outras fontes de energia. Nos anos recentes, verifica-se uma redução dos consumos destes clientes, podendo ser justificada por esta transição energética do setor do gás natural para outros vetores energéticos.

Na Figura 2-10 apresentam-se os consumos reais dos ORD, por ano civil, sendo que o valor em 2025 (20 754 GWh) corresponde ao valor mais baixo registado no período em análise.

Figura 2-10 - Evolução dos consumos dos ORD, em ano civil



Fonte: Dados Hub REN com ajustamento para o referencial de saída da rede de distribuição.

Face ao consumo real de 2024-2025, a previsão dos vários ORD para o ano gás 2026-2027 apresenta uma tendência de decréscimo ou manutenção dos consumos, excetuando as previsões da Duriensegás, Setgás e Sonorgás.

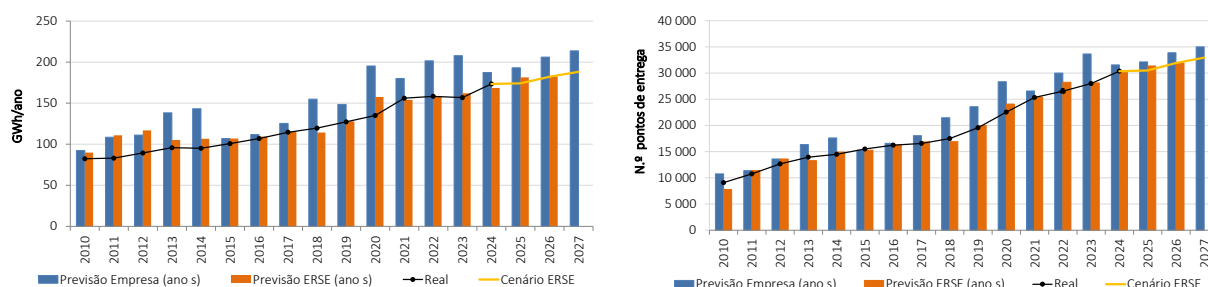
A ERSE analisou as previsões destes três ORD para o ano gás 2026-2027 e optou por considerar os valores previsionais dos fornecimentos e do número de pontos de abastecimento previstos pelos ORD para 2026 e 2027, para o agregado de MP e BP, excetuando as previsões da Sonorgás, que são consideradas demasiado otimistas, pelo que foram revistas em baixa. A adoção da previsão de todos os ORD resultaria num consumo de 20,38 TWh para o ano gás 2026-2027, representando um decréscimo de -1,8% face ao valor real do ano gás 2024-2025.

Para a Sonorgás e face aos dados mais recentes à disposição da ERSE, considerou-se que a evolução do consumo de gás e dos pontos de abastecimento deverá ser mais lenta do que o previsto pela empresa para

2026 e 2027, assumindo-se que atingirá cerca de 88% ⁶ e 94% das previsões da empresa, para o consumo e pontos de abastecimento, respetivamente.

A Figura 2-11 apresenta as previsões da empresa e da ERSE, bem como os valores reais, desde 2010. A figura ilustra igualmente o grande desfasamento que se tem verificado entre as previsões da Sonorgás e o ocorrido.

Figura 2-11 - Previsão do consumo e dos pontos de entrega da Sonorgás



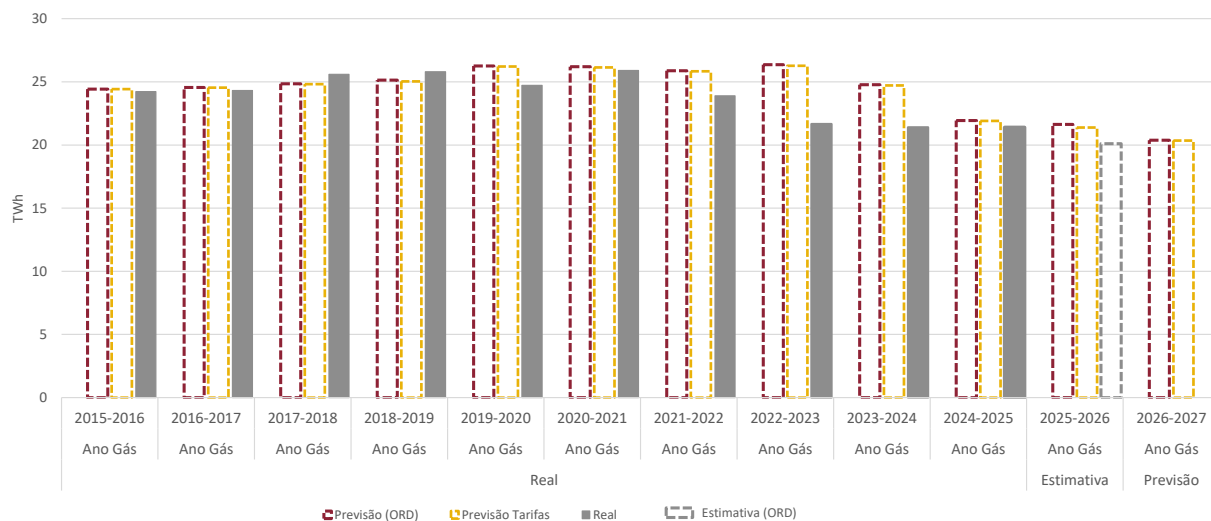
Fonte: Sonorgás, ERSE

Para a definição da estrutura de quantidades foram consideradas as quantidades reais físicas de gás reportadas pelo ORT para o ano gás 2024-2025. 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.

Com estes pressupostos, para o ano gás 2026-2027 o valor previsto pela ERSE é de 20,35 TWh, o que representa um decréscimo de -4,8% em relação ao estimado à data para o ano gás 2025-2026, cujo consumo previsto foi de 21,38 TWh. A previsão da ERSE representa um decréscimo de -1,9% face ao último ano gás real (2024-2025).

⁶ Assumindo a manutenção do consumo médio de 2024 para os anos seguintes, bem como a correção da previsão do número de pontos de abastecimento tendo em consideração o erro de previsão da empresa para 2024, chega-se ao consumo do ano gás 2026-2027.

Figura 2-12 - Evoluão dos consumos dos ORD



2.5.5 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

As previsões de quantidades, para o ano gás 2026-2027, para as injeções e para as extrações do armazenamento subterrâneo, correspondem aos valores propostos pela REN Armazenagem. As extrações do armazenamento subterrâneo e as injeções no armazenamento subterrâneo são igualadas.

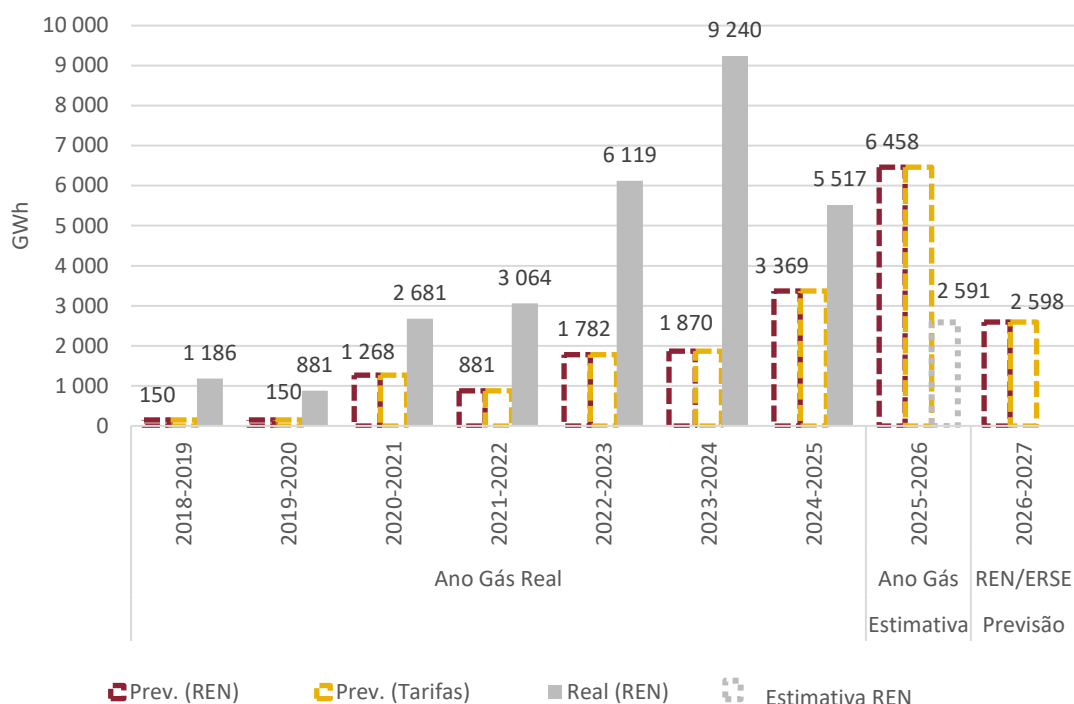
A previsão da energia média diária armazenada para o ano gás 2026-2027 tem como base a energia média armazenada do último ano gás real (ano gás 2024-2025).

Considera-se que no ano gás 2026-2027 estão em operação as seis cavernas existentes.

2.5.6 EXPORTAÇÃO

A evolução das quantidades consideradas para exportação de gás VIP para Espanha apresenta-se seguidamente.

Figura 2-13 - Evoluão da exportação de gás VIP para Espanha



Entre o ano gás 2020-2021 e o ano gás 2023-2024, os dados reais evidenciam um acréscimo da exportação de gás VIP para Espanha, ao qual se segue uma redução no ano gás 2024-2025. Face ao histórico recente, considera-se para o ano gás 2026-2027 as quantidades de exportação para Espanha no VIP Ibérico, previstas pela REN Gasodutos para o mesmo período, de 2 598 GWh, em linha com a sua estimativa para o ano gás 2025-2026. A estimativa da REN Gasodutos, para o ano gás 2025-2026, é de um decréscimo na exportação face ao ano gás 2024-2025 (de 5 517 GWh para 2 591 GWh).

A previsão da ERSE para o ano gás 2026-2027 representa um decréscimo de -59,8% face ao previsto para as tarifas do ano gás 2025-2026.

Tal como previsto pela REN Atlântico, assume-se a inexistência de carregamento de navios metaneiros de GNL para exportação (trasfega ou *transshipment*).

2.5.7 ESTRUTURA 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, que estabeleceu o procedimento aplicável à extinção das

tarifas reguladas de venda de gás a clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e determinou, a título transitório, que os comercializadores de último recurso deveriam continuar a fornecer gás aos clientes finais que, até data a definir através de portaria do membro do Governo responsável pela área de energia, não tivessem contratado fornecimento no mercado livre. De acordo com o estabelecido na Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, o prazo para a extinção das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes em BP> terminou em 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, na redação atual, um regime semelhante, destinado a permitir a extinção gradual de todas as tarifas reguladas de venda de gás a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ (BP<). Este diploma prevê ainda a obrigação, aplicável aos comercializadores de último recurso, de fornecimento de gás a estes clientes finais que, até data a definir através de portaria do membro do Governo responsável pela área de energia, não tenham contratado fornecimento no mercado livre. De acordo com o estabelecido na recente Portaria n.º 121-B/2025/1, de 20 de março, as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes em BP< vigoram até 31 de dezembro de 2027.

As tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos em AP, MP e BP> encontram-se atualmente extintas. Os clientes destes níveis de pressão que ainda permaneçam nos CURr são fornecidos através da tarifa de fornecimento supletivo.

Os CURr 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.

Para os níveis de pressão MP e BP>, a determinação da quota de mercado entre os fornecimentos à tarifa pelos CURr e os fornecimentos em mercado teve como base a informação previsional enviada pelas empresas para os anos gás 2025-2026 e 2026-2027.

Para o nível de pressão BP<, a determinação das quotas de mercado teve como ponto de partida a informação real mais recente sobre o número de clientes de cada CURr, a junho de 2025⁷ o que permitiu determinar as quotas de mercado em número de clientes, no 2.º trimestre de 2025.

⁷ Dada a atualização dos sistemas por parte de alguns ORD, verificaram-se inconsistências nos dados rececionados pela ERSE.

Para os restantes trimestres previsionais, a partir do 3.º trimestre de 2025, determinou-se o número de clientes tendo como base o valor real de junho de 2025 e as taxas de crescimento previstas para o número de clientes para cada trimestre.

Por fim, e à semelhança do efetuado para os dados de 2025, a partir do número de clientes previsto para cada trimestre e para cada CURr, previu-se o valor da energia com base nesse número de clientes e no consumo médio previsto por cada CURr.

Desta forma, para o ano gás 2026-2027, as quantidades de energia de cada ORD e cada CURr resultam da soma da energia prevista para os quatro trimestres do ano gás. O número de clientes de cada ORD e de cada CURr, para o ano gás 2026-2027, resulta da média do número de clientes entre o último trimestre do ano gás 2026-2027 e o último trimestre do ano gás 2025-2026.

Preveem-se as seguintes quotas de mercado para a comercialização em regime de mercado, para o ano gás 2026-2027:

- 100%, em energia e em número de clientes, para clientes ligados em MP.
- 97,1% (energia) e 92,1% (número de clientes), para clientes ligados em BP> em termos globais.
- 64,6% (energia) e 72,6% (número de clientes), para os clientes em BP< em termos globais.

No quadro seguinte apresentam-se as quotas de mercado adotadas nas tarifas para o ano gás 2026-2027, para os fornecimentos em regime de mercado.

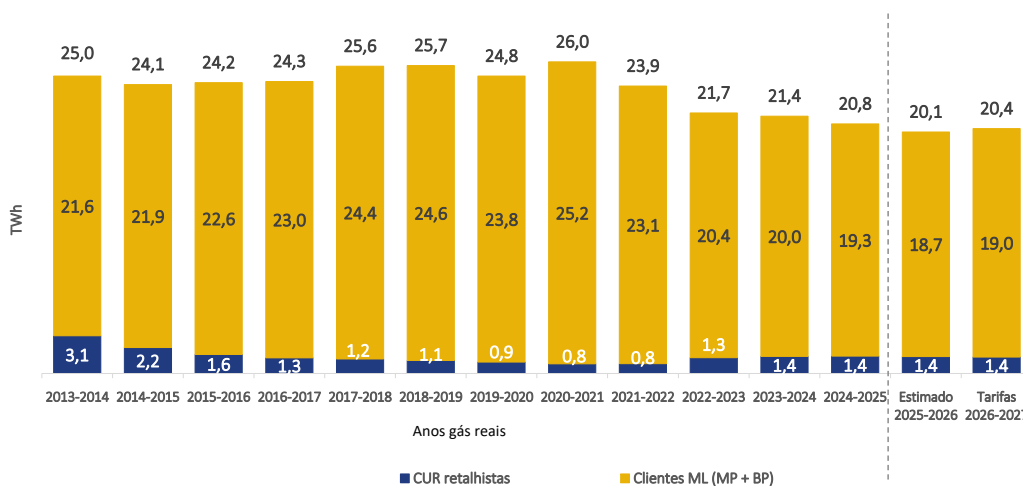
Quadro 2-7 - Quotas em regime de mercado, para o ano gás 2026-2027

ML	Energia			Nº Clientes		
	BP< 10k m3	BP> 10k m3	MP	BP< 10k m3	BP> 10k m3	MP
Beiragás	56,2%	97,3%	100,0%	66,0%	92,1%	100,0%
Dianagás	63,5%	96,1%	100,0%	63,7%	89,5%	100,0%
Duriensegás	52,2%	95,2%	100,0%	64,1%	91,2%	100,0%
Gás SU	63,4%	98,0%	100,0%	74,3%	94,1%	100,0%
Lisboagás	67,7%	95,5%	100,0%	73,1%	89,1%	100,0%
Lusitaniagás	62,7%	98,3%	100,0%	70,2%	94,2%	100,0%
Medigás	71,0%	99,1%	100,0%	75,2%	96,2%	100,0%
Paxgás	58,0%	92,0%	n.a.	63,4%	80,1%	100,0%
Setgás	70,0%	94,6%	100,0%	75,2%	88,0%	100,0%
Sonorgás	46,9%	96,8%	n.a.	63,3%	92,6%	100,0%
Tagusgás	72,2%	94,2%	100,0%	78,5%	89,1%	100,0%
Total	64,6%	97,1%	100,0%	72,6%	92,1%	100,0%

Nota: Gás SU (anteriormente, EDP Gás SU)

A Figura 2-14 apresenta os dados reais dos últimos anos, bem como as estimativas e previsões para os anos gás 2025-2026 e 2026-2027, desagregados para o conjunto dos CURr e para o conjunto de comercializadores no mercado liberalizado. Os valores de energia apresentam-se no referencial de entrega aos clientes.

Figura 2-14 - Quantidades definidas para os comercializadores



2.5.8 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 obriga à definição de preços uniformes nas tarifas por atividade. Só assim se garante que os preços das tarifas de venda a clientes finais são idênticos 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 e utilizando os pressupostos relativamente à modulação⁸ da capacidade utilizada ou à distribuição da energia entre os períodos de vazio e fora de vazio.

2.5.9 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.

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 12 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.

⁸ A modulação da capacidade utilizada, medida em dias, define-se como o quociente entre o consumo anual e o consumo diário máximo. O detalhe da informação referente à modulação encontra-se descrito no documento «Estrutura tarifária do ano gás 2026-2027».

3 CARACTERIZAÇÃO DA UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS DA RNTIAT

O Sistema Nacional de Gás inclui diversas infraestruturas que asseguram, através de uma gestão integrada e coordenada, a receção, transporte, distribuição e entrega de gás aos consumidores.

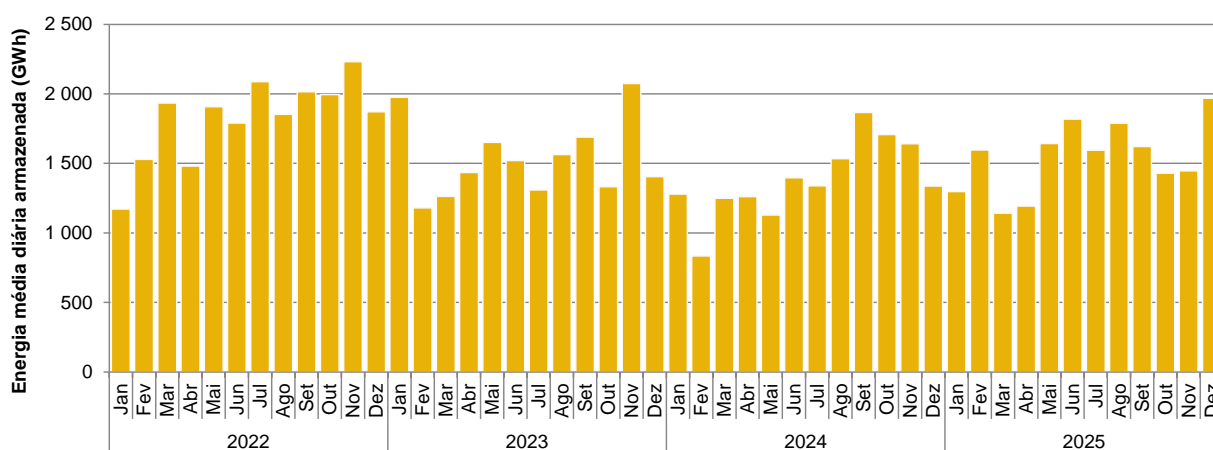
As principais infraestruturas ⁹ da rede de alta pressão (RNTIAT) ¹⁰ recebem o gás proveniente dos produtores (Terminal de GNL) e de outros mercados internacionais (interligações), garantindo a gestão operacional (Rede Nacional de Transporte) e a segurança de abastecimento e flexibilidade comercial (Armazenamento Subterrâneo).

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

3.1 TERMINAL DE GNL

Na Figura 3-1 apresenta-se a energia média diária no armazenamento de GNL no Terminal de Sines, de 2022 a 2025. Na Figura 3-2 apresenta-se a evolução diária da energia armazenada, para o mesmo período.

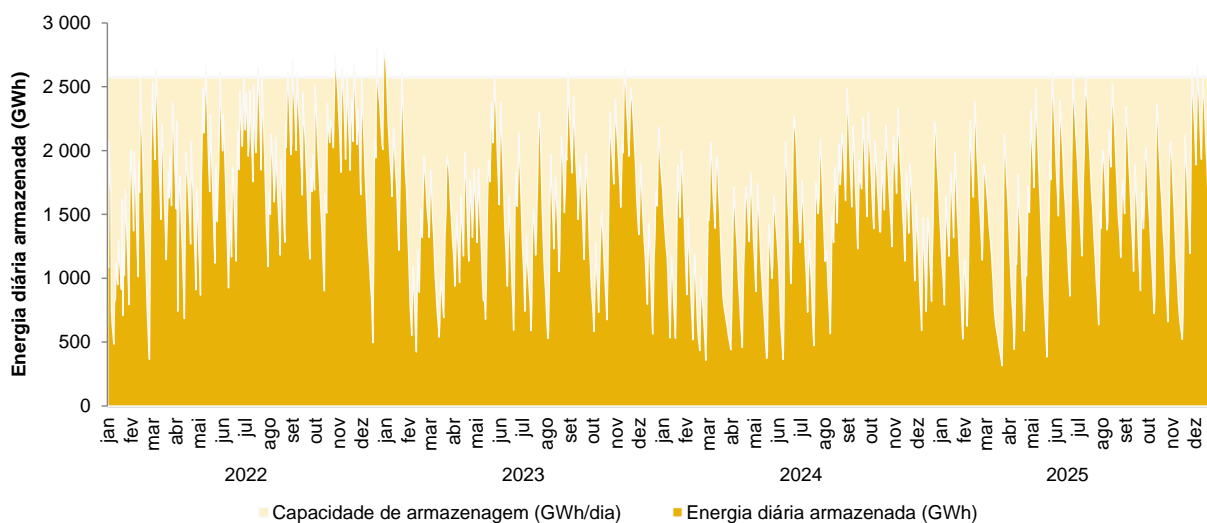
Figura 3-1 - Energia média diária armazenada no Terminal de GNL, de 2022 a 2025



⁹ Consulte o [dashboard](#) sobre as infraestruturas de gás apresenta dados de operação das infraestruturas do SNG.

¹⁰ Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL.

Figura 3-2 - Energia diária armazenada no Terminal de GNL, de 2022 a 2025



No período em análise, o valor diário máximo de energia armazenada ultrapassou a capacidade útil máxima¹¹ de armazenamento nos tanques de GNL nos anos de 2022 (registo de 2 798 GWh, no mês de dezembro), 2023 (2 748 GWh, no mês de janeiro) e 2025 (2 671 GWh, no mês de dezembro). No ano de 2025, o valor diário máximo de energia armazenada foi, como tal, superior ao do ano de 2024.

O valor médio da energia armazenada no Terminal de GNL em 2025 é equivalente a aproximadamente 13 dias¹² do consumo médio nacional.

Na Figura 3-3 e Figura 3-4 observam-se as evoluções da emissão mensal e diária de gás do Terminal de GNL para a RNTG, no período de 2022 a 2025.

¹¹ Capacidade útil de 2,6 TWh, para uma capacidade total de 2,7 TWh, de acordo com capítulo 3 do documento «Estrutura Tarifária no ano gás 2026-2027».

¹² Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual em 2025 na RNTG de 42,9 TWh, excluindo o consumo nas UAG.

Figura 3-3 - Emissão mensal de gás do Terminal de GNL para a RNTG, de 2022 a 2025

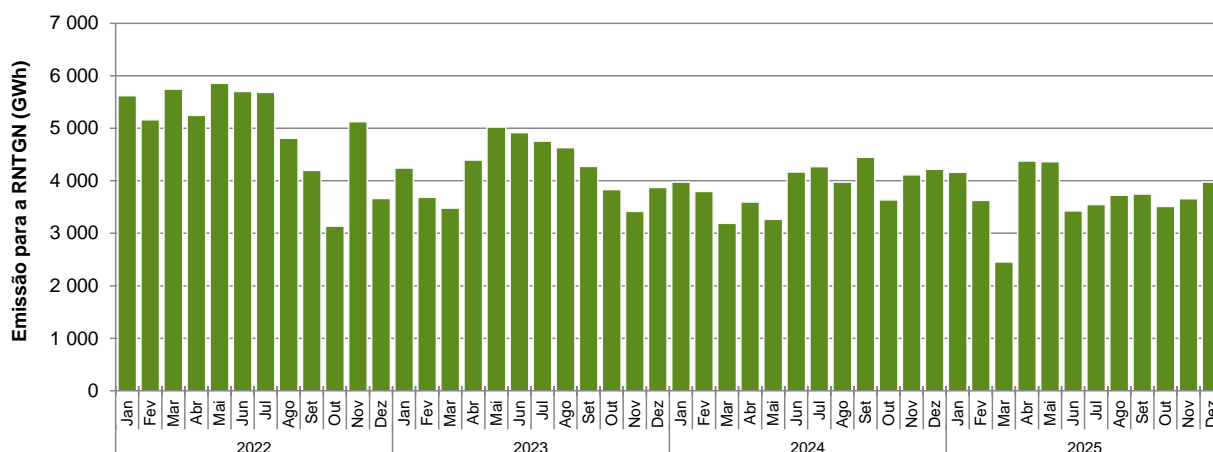
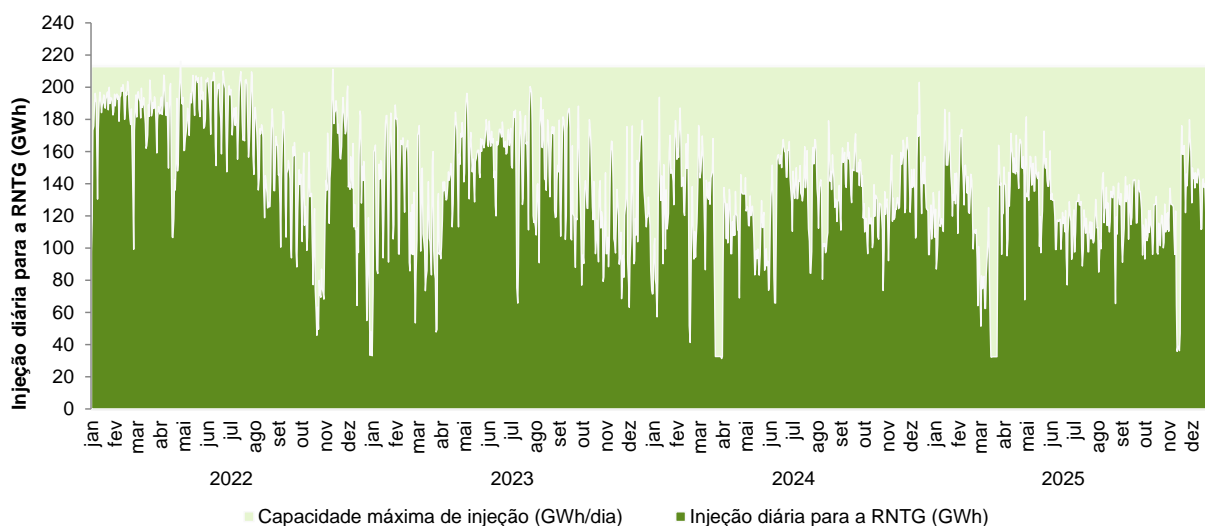


Figura 3-4 - Emissão diária de gás do Terminal de GNL para a RNTG, de 2022 a 2025



Em 2025, a emissão de gás para a RNTG ¹³ correspondeu a uma modulação ¹⁴ de cerca de 239 dias (utilização de 66%), valor superior ao registado em 2024 (modulação de cerca de 230 dias, com uma utilização de 63%).

¹³ Capacidade máxima de emissão de gás para RNTG 229 GWh/dia, de acordo com capítulo 3 do documento «Estrutura Tarifária no ano gás 2026-2027».

¹⁴ A modulação é obtida pelo rácio entre a energia total regaseificada em 2025 e a capacidade máxima verificada em 2025.

Na Figura 3-5 e Figura 3-6 observa-se a evolução do carregamento mensal e diário de gás para cisterna, de 2022 a 2025.

Figura 3-5 - Carregamento mensal de gás do Terminal de GNL para cisterna, de 2022 a 2025

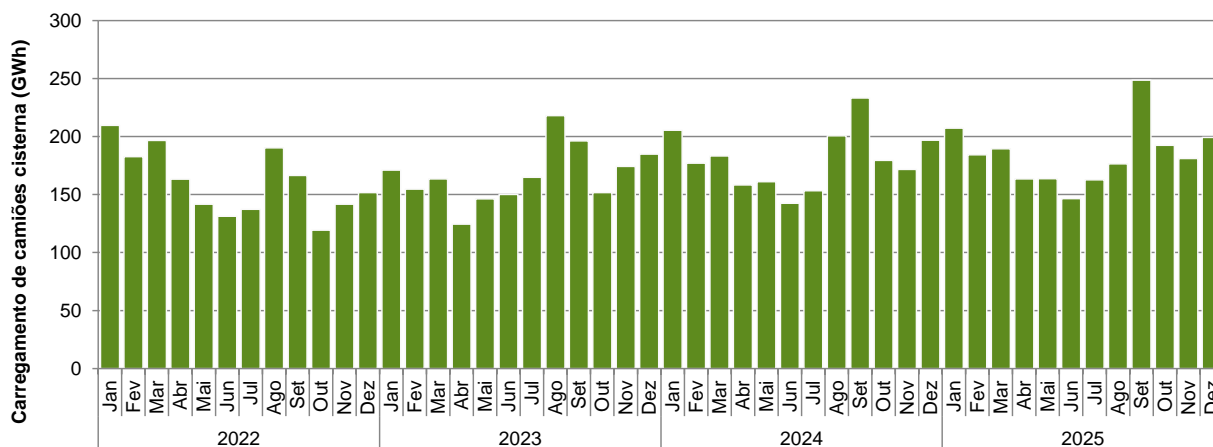
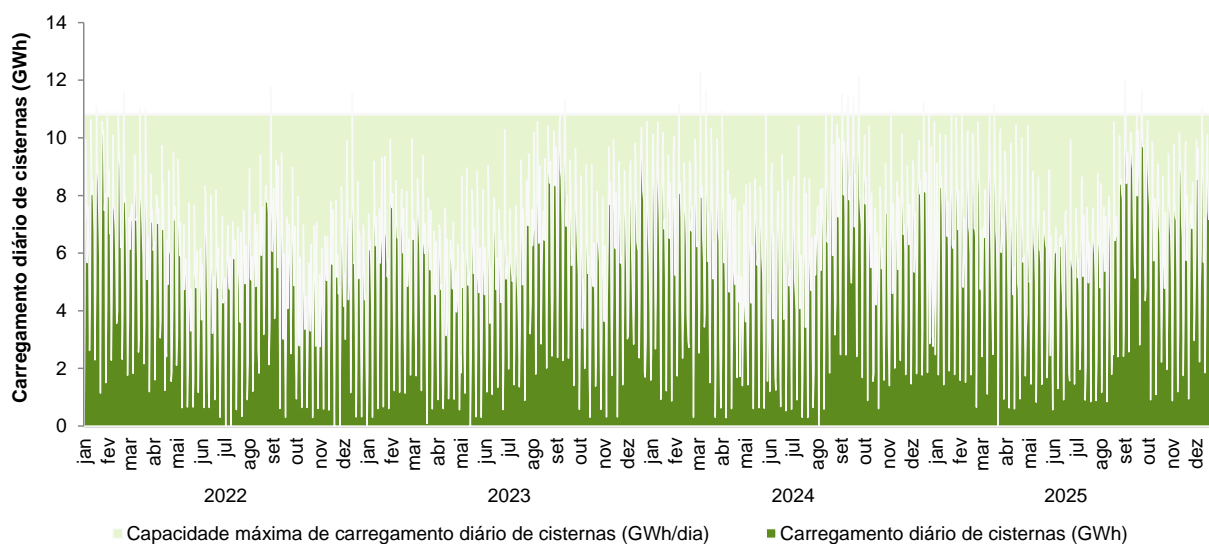


Figura 3-6 - Carregamento diário de gás do Terminal de GNL para cisterna, de 2022 a 2025

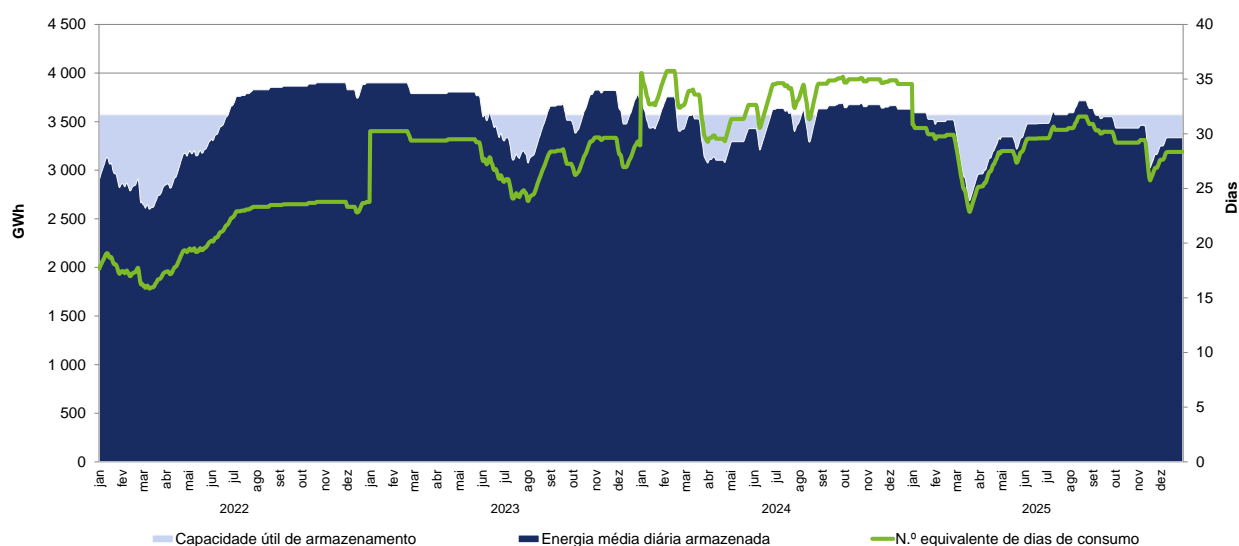


Em 2025, a emissão de gás para o carregamento de cisterna correspondeu a uma modulação ¹⁵ de cerca de 185 dias (utilização de 51%), valor superior ao registado em 2024 (modulação de cerca de 176 dias, com uma utilização de 48%).

3.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Na Figura 3-7 apresenta-se a evolução da energia diária armazenada no armazenamento subterrâneo do Carriço, de 2022 a 2025. Verifica-se que a energia armazenada ao longo do ano de 2025 oscilou entre os 23 e os 32 dias de consumo médio nacional diário.

Figura 3-7 - Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo, de 2022 a 2025



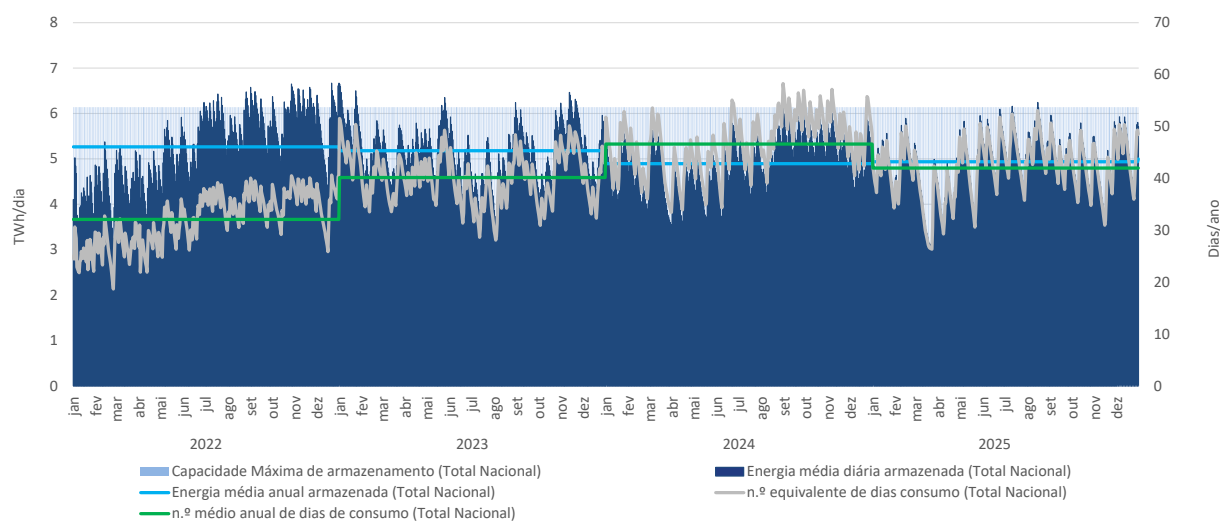
Nota: Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual na RNTG (excluindo o consumo nas UAG): ano 2022 (59,9 TWh), ano 2023 (47,1 TWh), ano 2024 (38,4 TWh) e ano 2025 (42,9 TWh).

3.3 ARMAZENAMENTO NACIONAL DE GÁS

Na Figura 3-8 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 2022 a 2025.

¹⁵ A modulação é obtida pelo rácio entre a energia total emitida em 2025 e a capacidade máxima verificada em 2025.

Figura 3-8 - Diagrama diário da utilização agregada do armazenamento subterrâneo e do terminal de GNL, de 2022 a 2025



Nota: Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual na RNTG (excluindo o consumo nas UAG): ano 2022 (59,9 TWh), ano 2023 (47,1 TWh), ano 2024 (38,4 TWh) e ano 2025 (42,9 TWh).

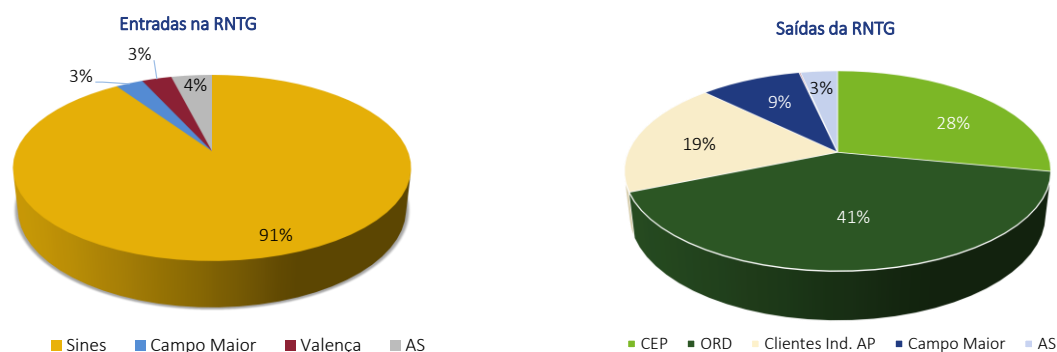
Em 2025, verifica-se que a energia armazenada, considerando o gás armazenado no armazenamento subterrâneo e no Terminal de GNL, foi, em média, de 42 dias do consumo médio diário nacional, verificando-se um decréscimo de 5 dias face ao ano de 2024.

3.4 REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

A figura seguinte apresenta as entradas e saídas da RNTG em 2025, discriminadas por ponto de entrada e por ponto de saída da rede de transporte. Em termos de entradas, o Terminal de GNL e o ponto virtual de interligação (VIP) ¹⁶ representaram cerca de 91% e 6%, respetivamente, e o Armazenamento Subterrâneo (AS) representou cerca de 4%, em relação ao total de entradas na RNTG. Em termos de saídas, os consumos dos centros eletroprodutores (CEP), dos clientes industriais em AP, das redes de distribuição (ORD) e do Armazenamento Subterrâneo (AS) representaram em 2025, cerca de 28%, 19%, 41% e 3%, respetivamente, do total das saídas da RNTG. Verificou-se que em 2025 a exportação por VIP, representou aproximadamente 9% do total das saídas.

¹⁶ De lembrar que o VIP corresponde à agregação das interligações de Campo Maior e Valença do Minho.

Figura 3-9 - Entradas e saídas da RNTG, por ponto de entrada e ponto de saída, em 2025



Na Figura 3-10 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 2025.

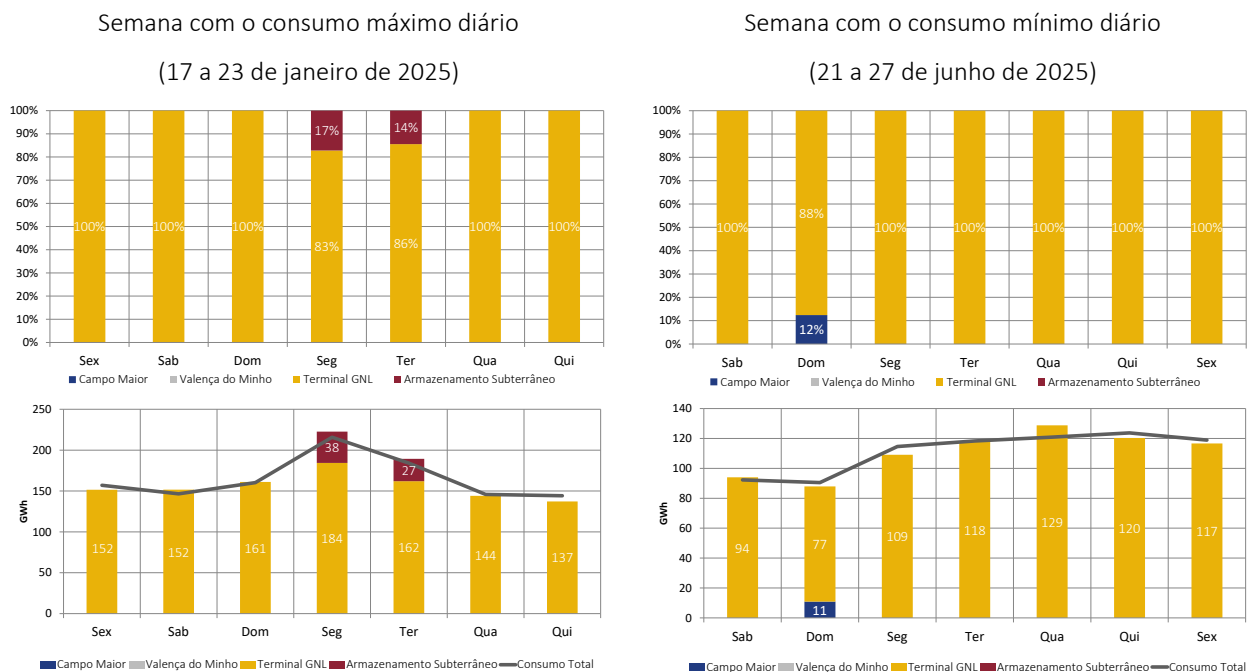
O consumo máximo de gás (215,9 GWh/dia) na RNTG ocorreu no dia 20 de janeiro de 2025 (segunda-feira) e o consumo mínimo de gás (90,5 GWh/dia) ocorreu no dia 22 de junho de 2025 (domingo). Ainda que o dia de maior consumo ¹⁷ possa não corresponder ao dia onde se verifica o máximo de entradas na RNTG, a capacidade máxima nas entradas (222,6 GWh/dia) ocorreu igualmente no dia 20 de janeiro de 2025 (quarta-feira), enquanto a capacidade mínima nas entradas (87,9 GWh/dia) foi também registada no dia 22 de junho de 2025 (domingo).

A existência de *linepack* ¹⁸ na RNTG e de injeções do armazenamento subterrâneo justifica a diferença entre os valores na entrada e na saída da RNTG. Entre estas duas semanas (semanas com o máximo e com o mínimo consumo diário), o armazenamento subterrâneo e o terminal são utilizados para ajustar a oferta à procura de gás na RNTG.

¹⁷ O consumo para este efeito é definido como a saída da RNTG para clientes em alta pressão e para as redes de distribuição.

¹⁸ Corresponde ao volume total de gás existente no sistema nacional de gás.

Figura 3-10 - Injeções na RNTG na semana com o máximo/mínimo consumo diário, em 2025



De seguida caracterizam-se os diferentes pontos de ligação da RNTG de 2022 a 2025. 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 AS, para o agregado dos pontos de consumo dos CEP e clientes em AP e, finalmente, para o agregado dos pontos de entrega às redes de distribuição.

INTERLIGAÇÃO DE CAMPO MAIOR

A Figura 3-11 caracteriza a interligação em Campo Maior em termos de energia mensal injetada/extraída da RNTG. A Figura 3-12 caracteriza a interligação em Campo Maior em termos de energia diária injetada/extraída da RNTG e de capacidade máxima de injeção na mesma.

Em 2025, esta interligação, no que se refere ao fluxo de importação de gás de Espanha, teve uma modulação de 15 dias/ano, representando uma utilização de 4% da sua capacidade máxima de injeção na RNTG. Face a 2024 (8 dias/ano, representando uma utilização de 2% da sua capacidade máxima de injeção na RNTG), verificamos uma modulação inferior.

Adicionalmente, verificamos que houve fluxo de exportação de gás para Espanha, por esta interligação, durante o ano 2025, com uma modulação de injeção na RNTG de 60 dias/ano, representando uma utilização de 16% da sua capacidade máxima de injeção. Face a 2024 (131 dias/ano) representa um decréscimo significativo.

Figura 3-11 - Fluxo mensal de gás na interligação de Campo Maior, de 2022 a 2025

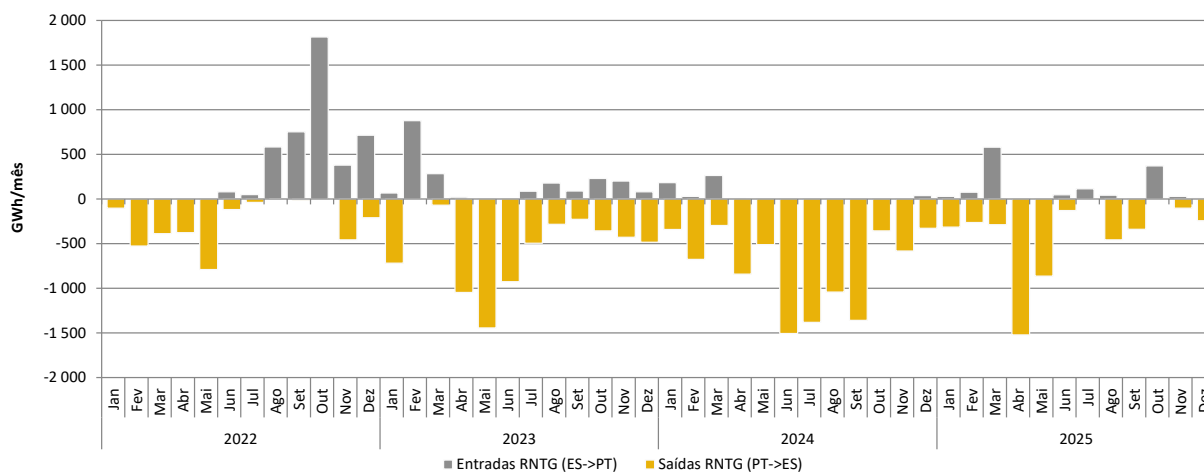
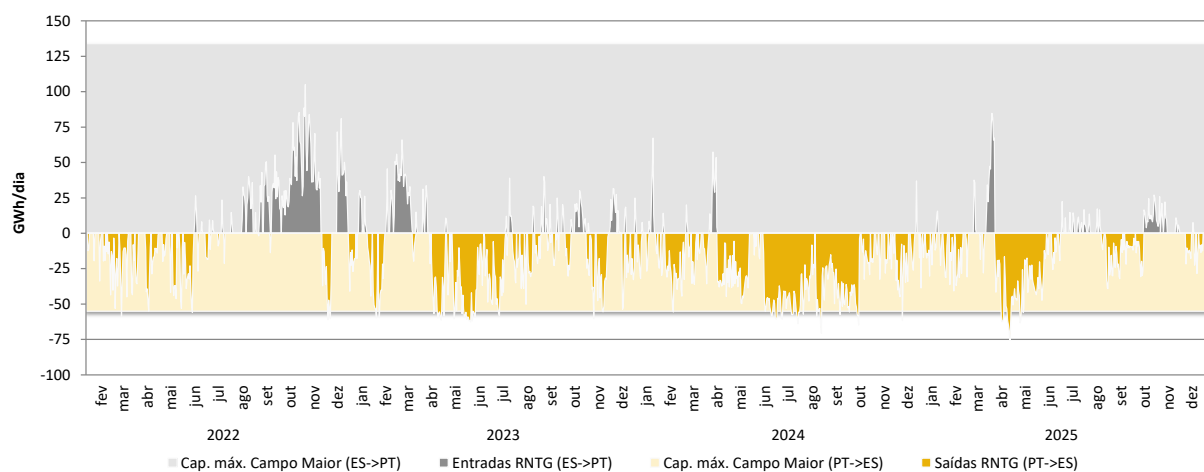


Figura 3-12 - Fluxo diário de gás na interligação de Campo Maior, de 2022 a 2025



INTERLIGAÇÃO DE VALENÇA DO MINHO

A Figura 3-13 caracteriza a interligação em Valença do Minho de 2022 a 2025 em termos de energia mensal injetada/extraída na RNTG. A Figura 3-14 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 2025, esta interligação teve uma modulação de injeção na RNTG de 41 dias/ano, representando uma utilização de 11% da sua capacidade máxima de injeção. Esta modulação é superior à de 2024 (31 dias/ano, representando uma utilização de 8% da sua capacidade máxima de injeção na RNTG).

Figura 3-13 - Fluxo mensal de gás na interligação em Valença do Minho, de 2022 a 2025

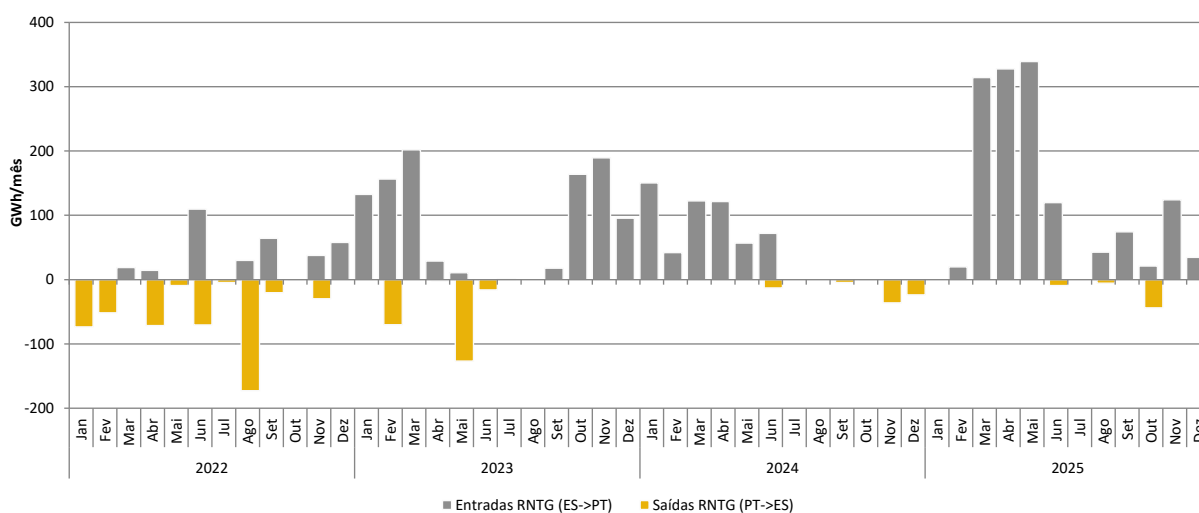
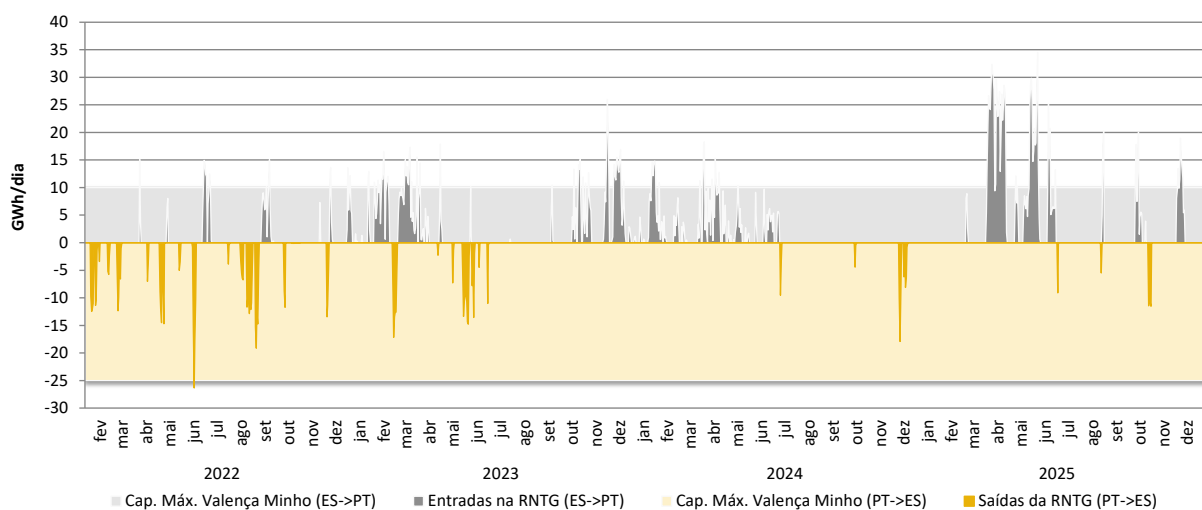


Figura 3-14 - Fluxo diário de gás na interligação em Valença do Minho, de 2022 a 2025



PONTO VIRTUAL DE INTERLIGAÇÃO (VIP)

A Figura 3-15 e a Figura 3-16 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 2022 a 2025. Em abril de 2025, a exportação líquida para Espanha no VIP superou o valor de 1 000 GWh. No entanto, a exportação líquida total do ano de 2025 foi mais de quatro vezes inferior face a 2024, ano no qual atingiu o seu registo máximo.

Figura 3-15 - Fluxo mensal de gás no ponto virtual de interligação, de 2022 a 2025

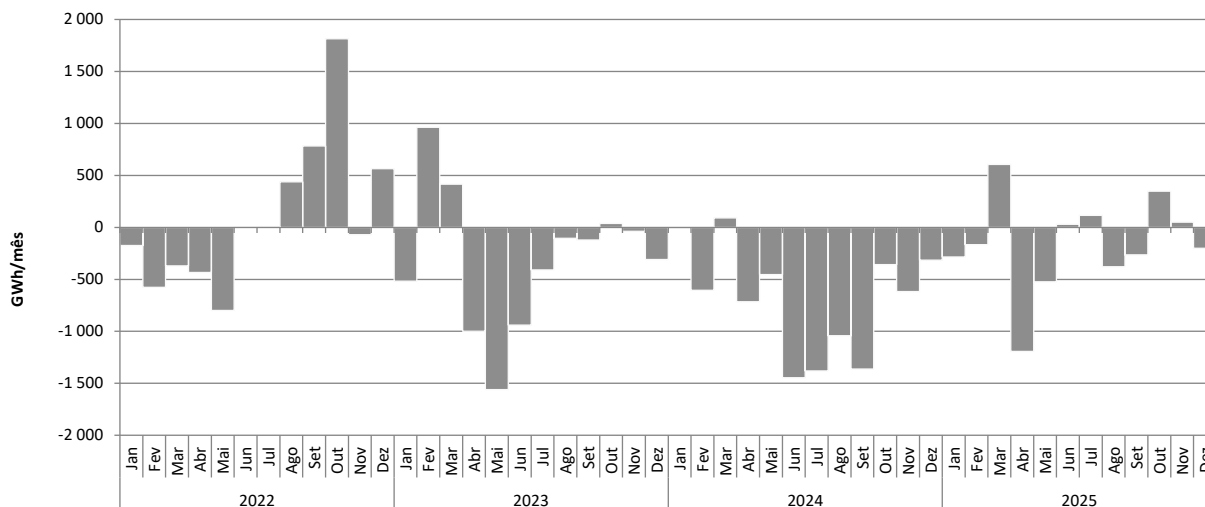
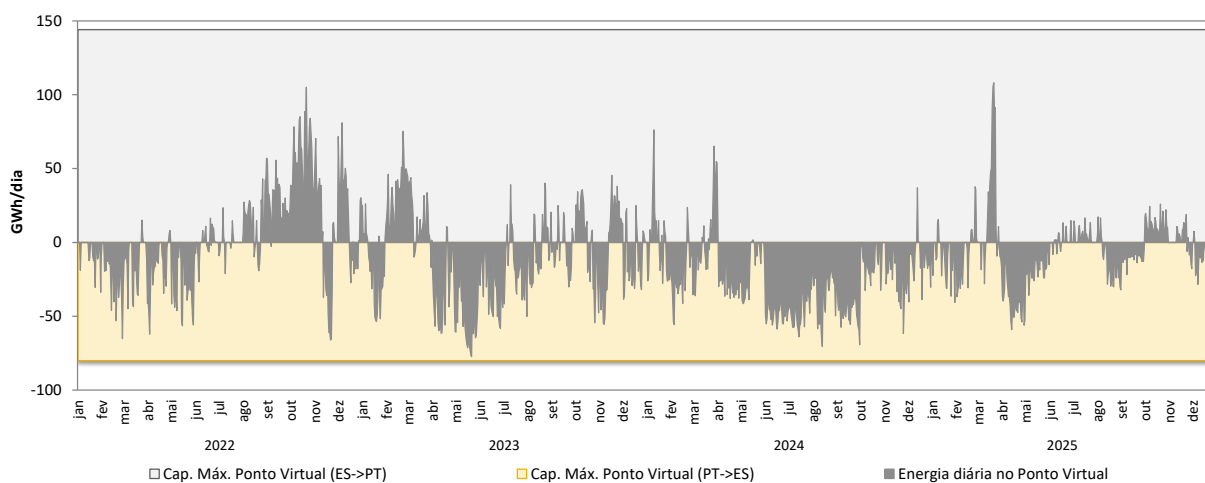


Figura 3-16 - Fluxo diário de gás no ponto virtual de interligação, de 2022 a 2025



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 3-17 caracteriza a fronteira entre a RNTG com o Armazenamento Subterrâneo em termos de energia mensal injetada/extraída da RNTG de 2022 a 2025. A Figura 3-18 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 2022 a 2025.

Figura 3-17 - Fluxo mensal de gás na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2022 a 2025

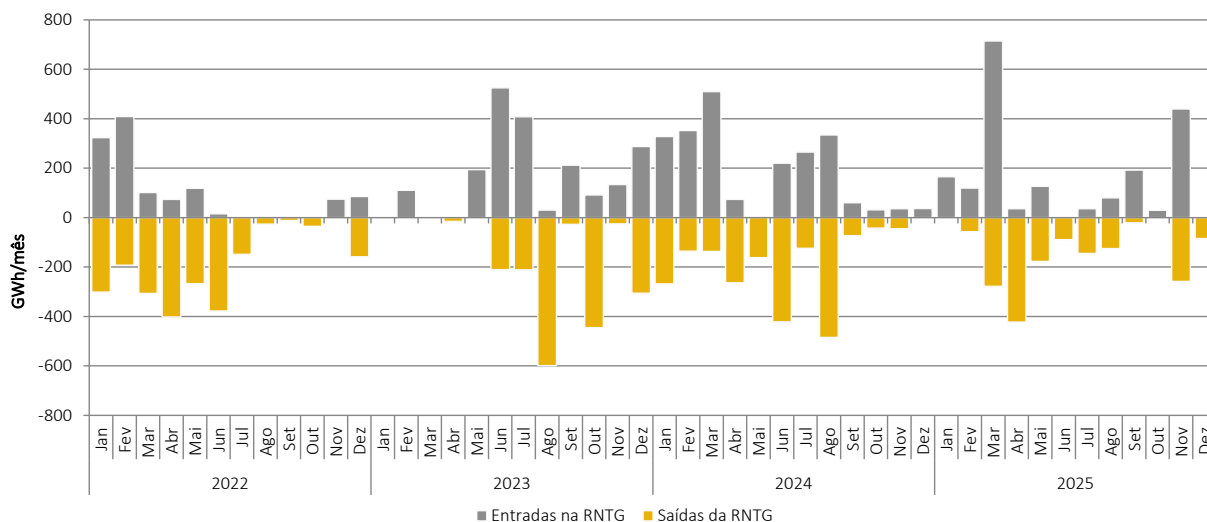
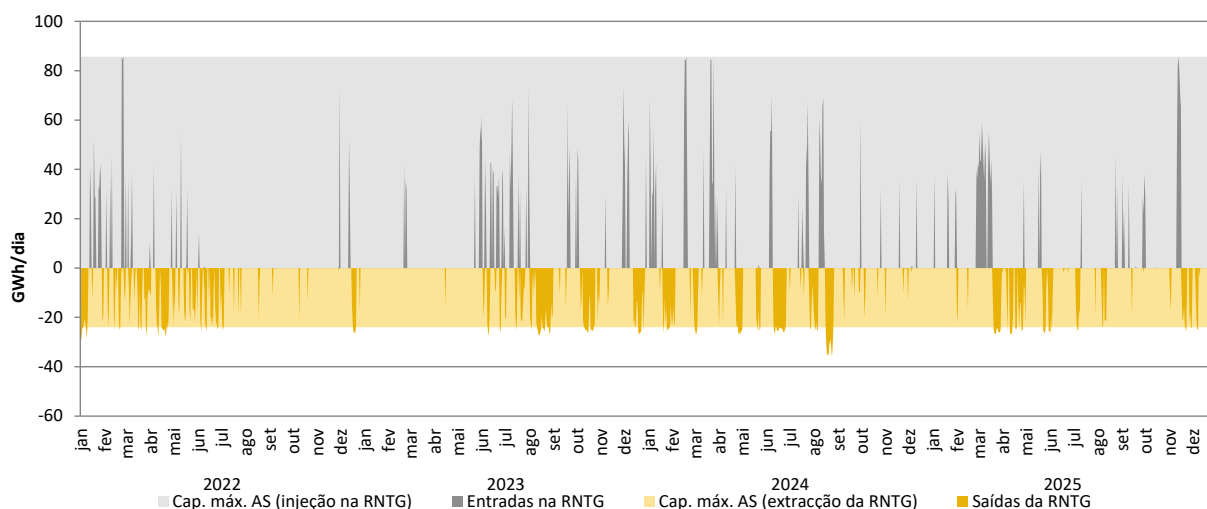


Figura 3-18 - Fluxo diário de gás na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2022 a 2025



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 2022 a 2025. Em 2025, verifica-se que os centros eletroprodutores são responsáveis por uma modulação de extração da RNTG de 163 dias/ano,

representando uma utilização de 45% das suas capacidades máximas utilizadas em 2025. Verifica-se que face a 2024 (47 dias/ano) a modulação de extração da RNTG teve um acréscimo significativo.

Figura 3-19 - Fluxo mensal de gás na ligação com os centros eletroprodutores, de 2022 a 2025

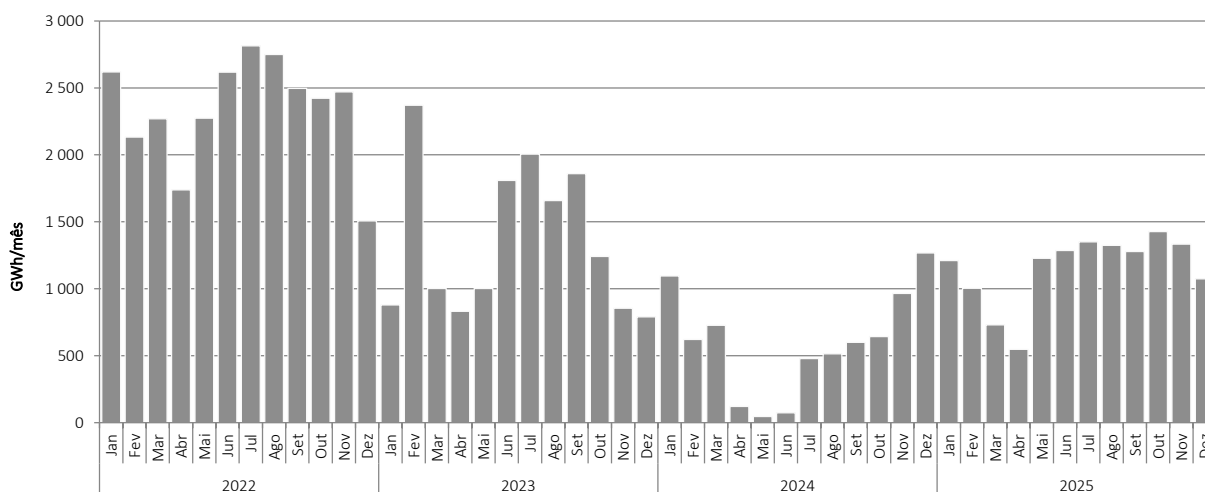
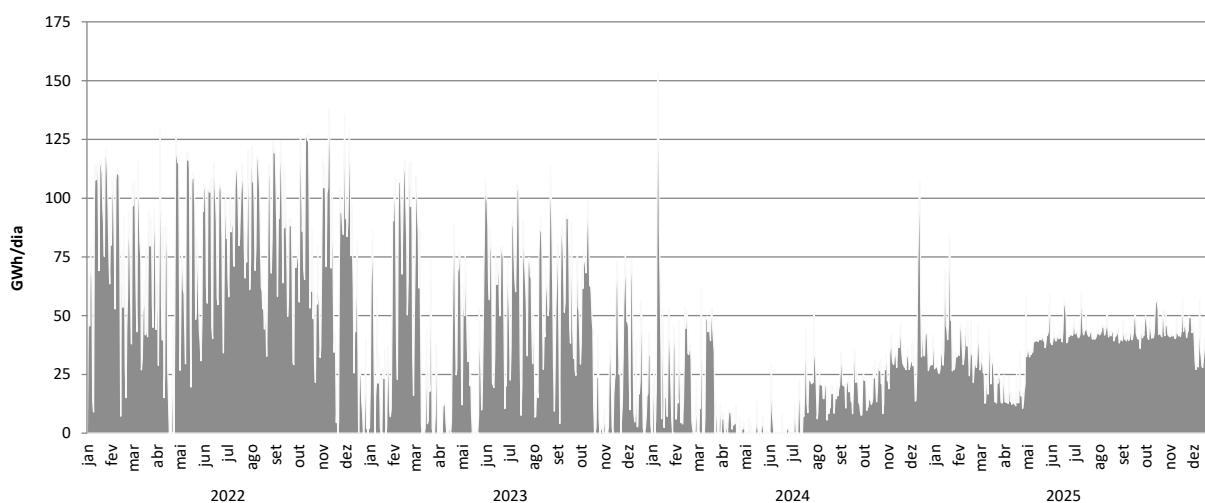


Figura 3-20 - Fluxo diário de gás na ligação com os centros eletroprodutores, de 2022 a 2025



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 2025, verifica-se que os clientes em AP são responsáveis por

uma modulação de extração na RNTG de 266 dias/ano, representando uma utilização de 73% das capacidades máximas verificadas em 2025. Verifica-se, deste modo, uma redução da modulação, face a 2024 (290 dias/ano, representando uma utilização de 79% das capacidades máximas).

Figura 3-21 - Fluxo mensal de gás na ligação com os clientes em alta pressão, de 2022 a 2025

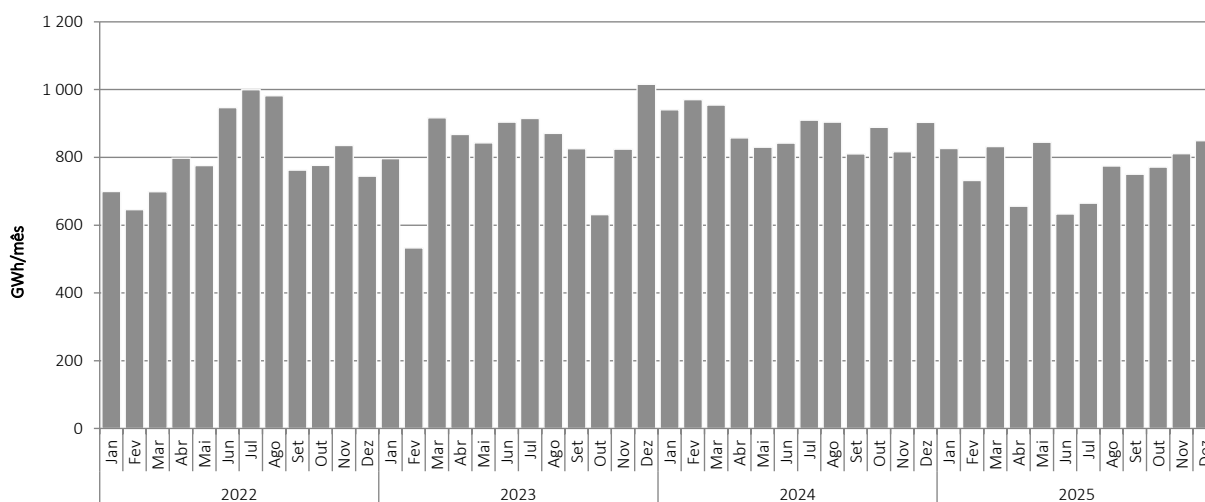
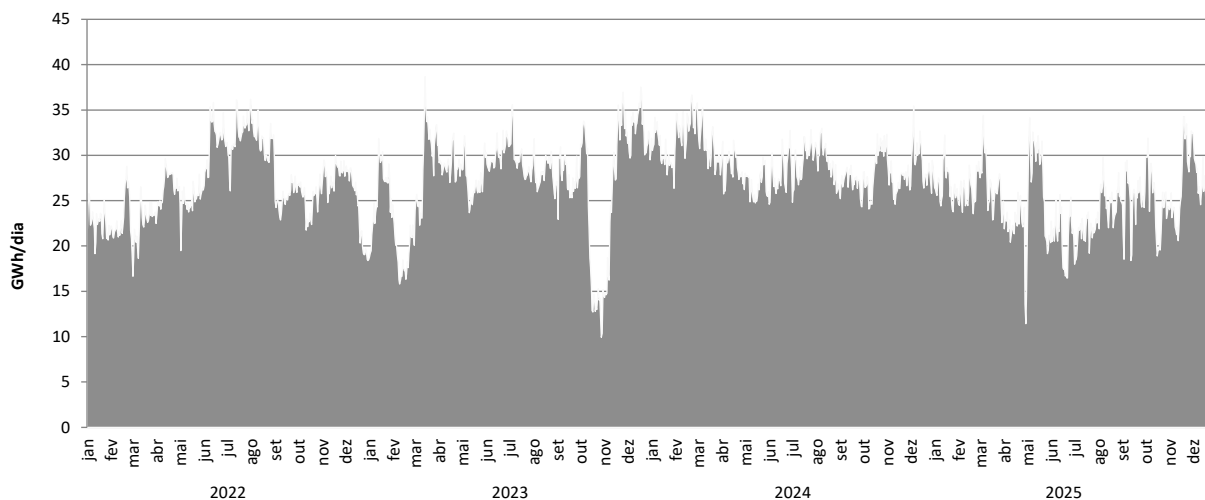


Figura 3-22 - Fluxo diário de gás na ligação com os clientes em alta pressão, de 2022 a 2025



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 2022 a 2025. Em 2025, verifica-se que as entregas à RNDG correspondem a uma modulação de extração na RNTG de 261 dias/ano, representando uma utilização de 71% da sua capacidade máxima total de extração verificada em 2025.

Figura 3-23 - Fluxo mensal de gás nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição de Gás, de 2022 a 2025

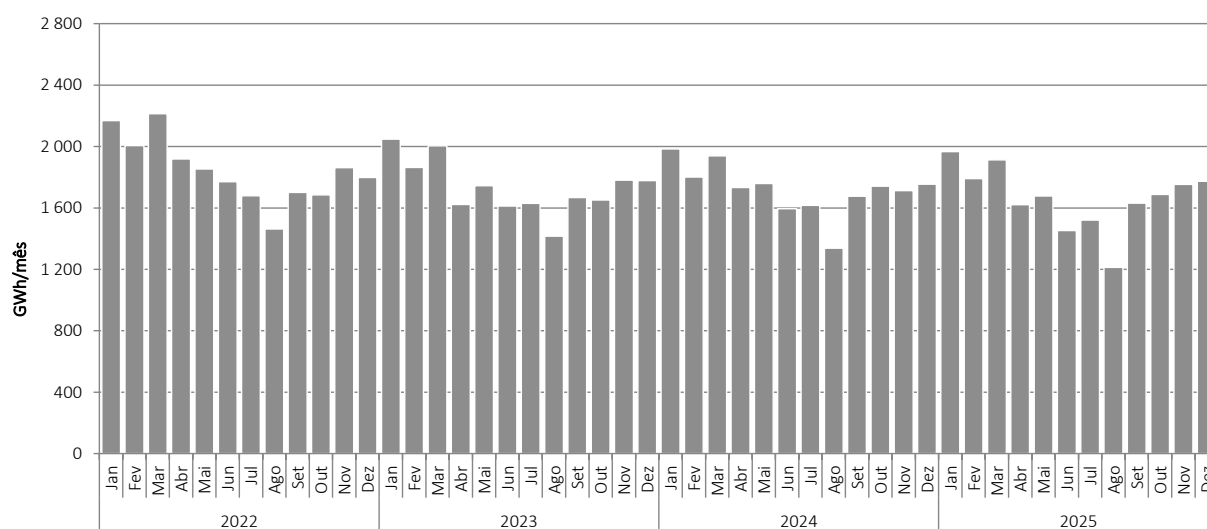
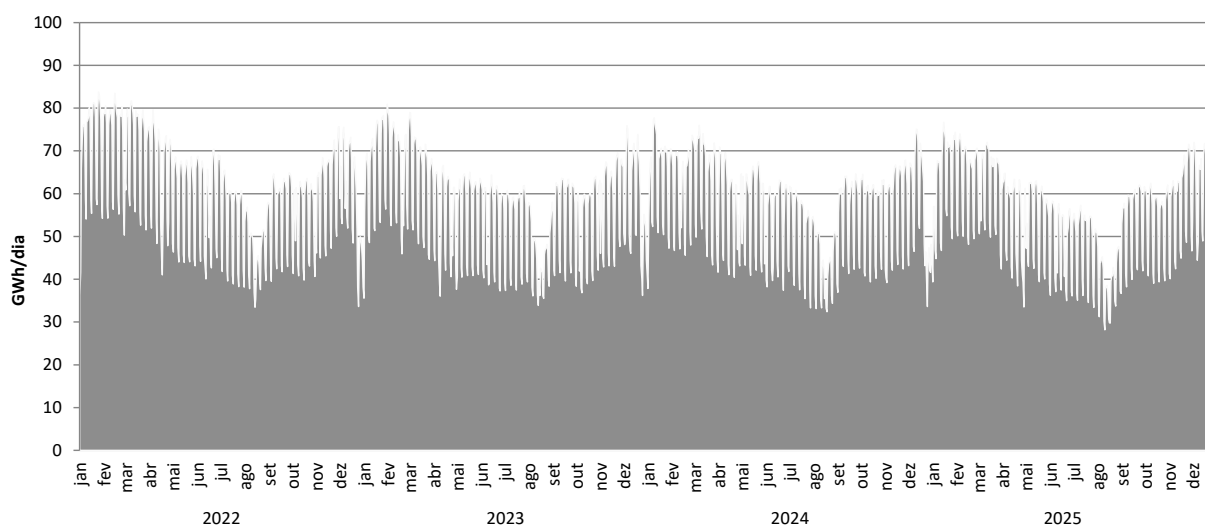


Figura 3-24 - Fluxo diário de gás nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição de Gás, de 2022 a 2025



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 2022 a 2025.

Figura 3-25 - Fluxo mensal de gás do agregado das saídas da RNTG, de 2022 a 2025

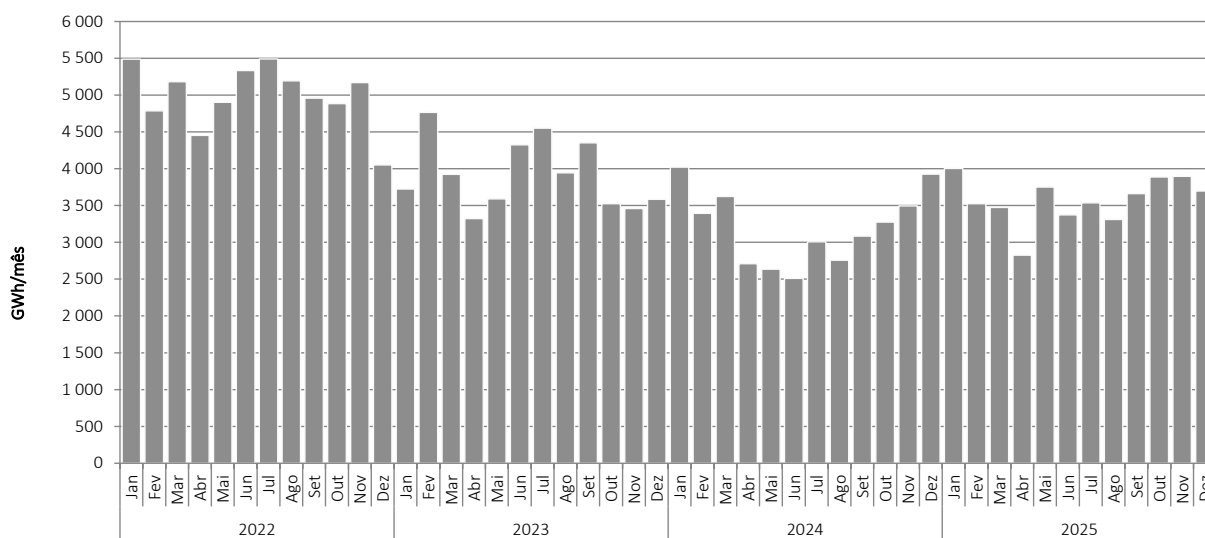
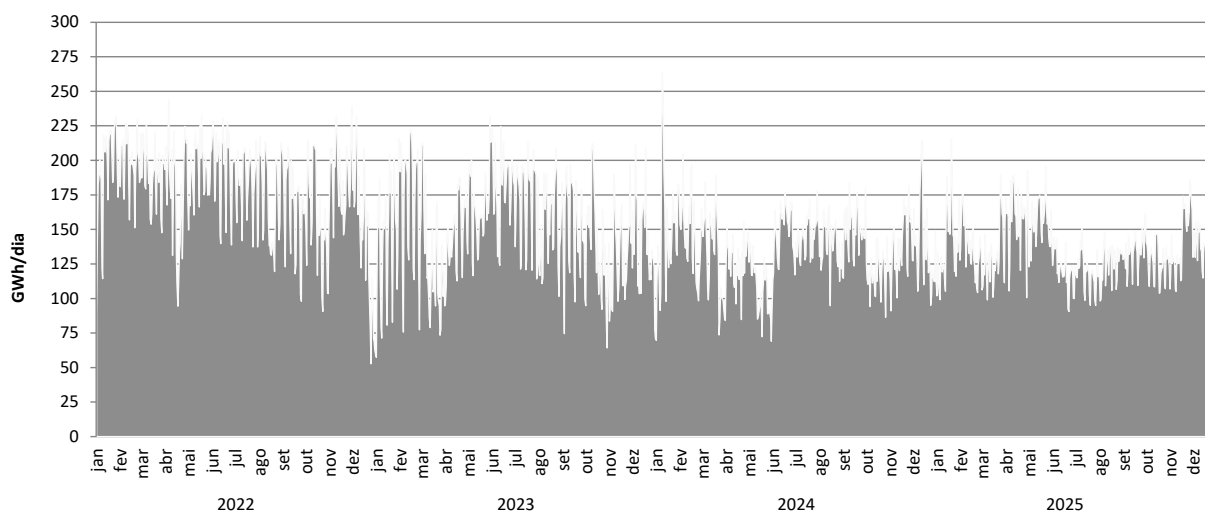


Figura 3-26 - Fluxo diário de gás do agregado das saídas da RNTG, de 2022 a 2025



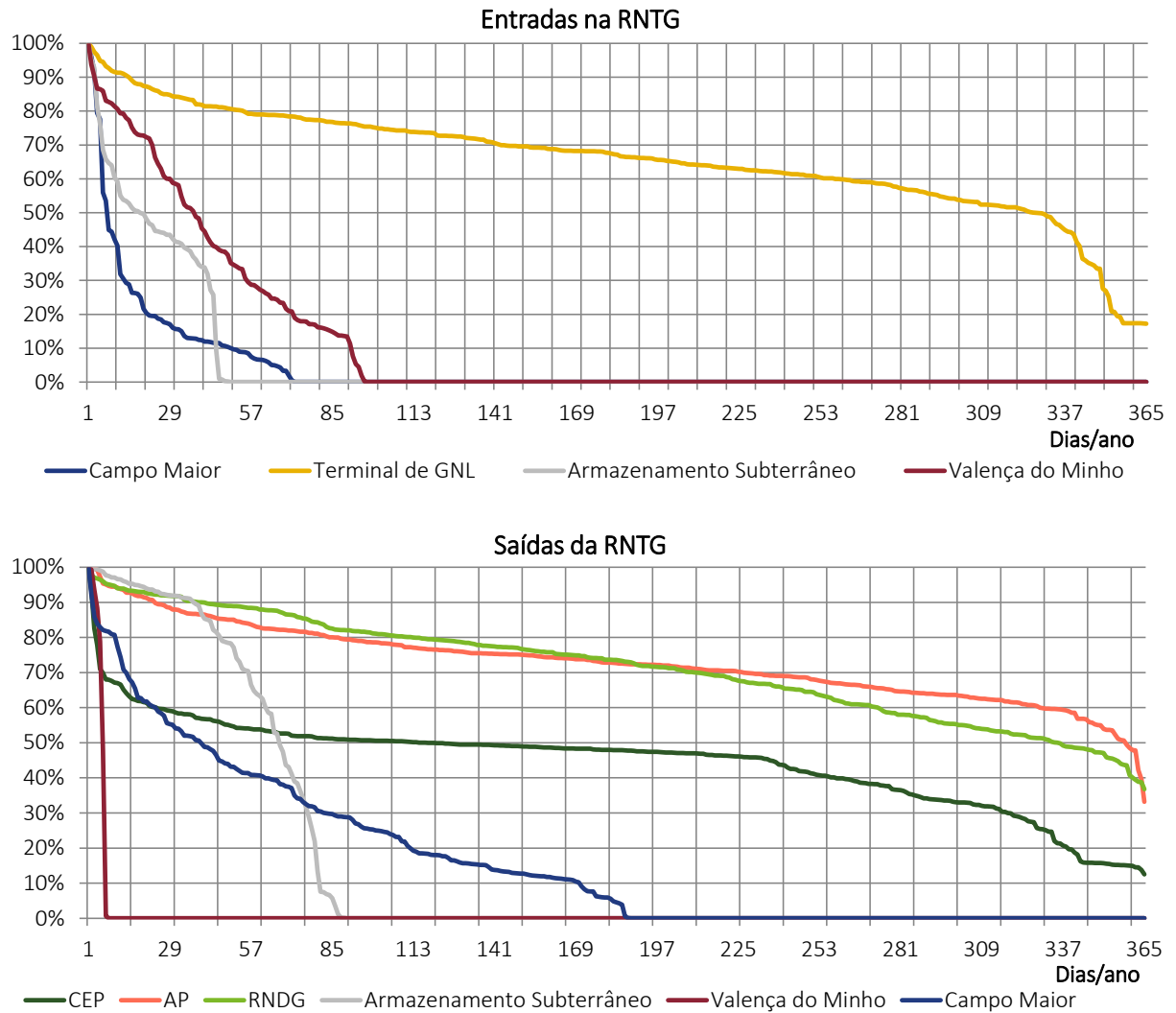
CARACTERIZAÇÃO DOS PONTOS DE ENTRADA/SAÍDA DA RNTG EM FUNÇÃO DO RESPECTIVO VALOR MÁXIMO ANUAL

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 2025.

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 326 dias/ano valores de energia diários superiores a 50% do valor máximo anual. Os pontos de entrada com a utilização anual mais reduzida são a interligação de Campo Maior e o Armazenamento Subterrâneo.

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 86 dias, observando-se um decréscimo acentuado face a 2024 (155 dias), mas mantendo um valor superior face a 2023 (75 dias). No que respeita ao agregado das saídas para as RNDG, estes apresentam utilizações anuais superiores a 36% do valor máximo anual. Em 2025, tal como nos anos anteriores, o ponto de saída com menor utilização é Valença do Minho.

Figura 3-27 - Curva classificada dos fluxos de gás nos pontos de entrada/saída da RNTG, em 2025, em função do valor de energia máximo anual, ocorrido em cada ponto



4 CARACTERIZAÇÃO DE PROCURA PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2026 E 2027

4.1 DESVIOS DA PROCURA

Neste ponto, analisam-se as principais variáveis físicas que influenciam o cálculo dos ajustamentos a repercutir no ano gás 2026-2027. Verificam-se, para as principais rubricas do balanço de gás, os desvios entre os valores ocorridos no ano gás 2024-2025 e os correspondentes valores previstos nas tarifas desse ano gás. Os balanços de gás, reais e previsionais, apresentados pela ERSE resultam de um processo de análise e de consolidação de dados dos vários agentes, de modo a que o mesmo seja coerente com a realidade física do SNG ¹⁹.

As análises dos desvios dos indutores de custo que têm ligação com a procura de gás nas atividades em que o cálculo de proveitos permitidos incorpora metodologias de regulação do tipo *price cap* estão presentes nos capítulos das respetivas atividades no documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o ano gás 2026-2027 das empresas reguladas do setor do gás”.

BALANÇO DE GÁS EM ANO GÁS

O Quadro 4-1 e o Quadro 4-2 permitem comparar os valores ocorridos no ano gás 2024-2025 das principais rubricas dos balanços de gás da rede de transporte e das redes de distribuição, com os correspondentes dados previsionais considerados pela ERSE no cálculo das tarifas do ano gás 2024-2025.

¹⁹ À semelhança dos anos anteriores, a ERSE assumiu para valores reais do consumo abastecido pelas redes de distribuição no ano gás 2024-2025, o valor obtido com os dados provenientes do operador da rede de transporte e do operador do terminal de GNL, correspondentes a leituras efetuadas nas GRMS de entrega de gás às redes de distribuição interligadas à rede de transporte e a carregamentos de cisternas destinadas a UAG da distribuição.

Quadro 4-1 - Balanço de gás na rede de transporte

		Real	Tarifas 2024-2025 (ERSE)		
		2024-2025	GWh	2024-2025 (real - previsto)	
		GWh		GWh	%
	Entradas na RNTG				
1=1.1+1.2	1 Importação gasoduto	2 166	1 474	692	47,0%
	1.1 Campo Maior	929	1 474	-544	-36,9%
	1.2 Valença do Minho	1 237	0	1 237	n.a.
2=2.1+2.2	2 Importação Terminal GNL	47 584	54 789	-7 205	-13,2%
	2.1 Injecções RNT	45 394	52 863	-7 469	-14,1%
	2.2 Camião cisterna	2 190	1 927	263	13,7%
	3 Extracções do Arm. Subterrâneo	1 572	2 216	-643	-29,0%
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNG	51 322	58 479	-7 156	-12,2%
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTG	49 132	56 552	-7 420	-13,1%
	Saídas da RNTG				
	6 Exportação (Valença do Minho)	5 517	3 369	2 148	63,8%
	7 Injecções no Arm. Subterrâneo	1 405	2 216	-811	-36,6%
	8 Centros electroprodutores	12 836	19 542	-6 706	-34,3%
	9 Clientes industriais em AP	9 320	10 217	-897	-8,8%
	10 Redes de distribuição (interligadas)	19 999	21 157	-1 158	-5,5%
11=6+7+8+9+10	11 Total das saídas da RNTG	49 076	56 500	-7 424	-13,1%

No balanço da rede de transporte constata-se um desvio nas quantidades das saídas da rede de transporte, motivado principalmente pelos desvios negativos dos fornecimentos aos CEP, aos clientes industriais ligados em AP e às redes de distribuição, enquanto as exportações aumentaram significativamente face ao previsto. Naturalmente, este desvio refletiu-se com uma amplitude semelhante no total das entradas de gás na rede de transporte, sendo o desvio negativo mais relevante ao nível das injeções na RNT pelo terminal de GNL.

Quadro 4-2 - Balanço de gás na rede de distribuição

		Real	Tarifas 2024-2025 (ERSE)		
		2024-2025	GWh	2024-2025 (real - previsto)	
		GWh		GWh	%
Entradas na RNDG					
17=10	17 Redes interligadas	19 999	21 157	-1 158	-5,5%
	18 Redes abastecidas por UAG	790	789	1	0,1%
19=17+18	19 Total de entradas na RNDG	20 789	21 946	-1 157	-5,3%
Saídas da RNDG					
	20 Clientes em MP	13 038	14 277	-1 240	-8,7%
21=21.1+21.2	21 Clientes em BP	7 710	7 627	83	1,1%
	21.1 Clientes em BP>	3 817	3 712	105	2,8%
	21.2 Clientes em BP<	3 893	3 915	-22	-0,6%
	22 Perdas e autoconsumos na RNDG	41	41	-1	-1,3%
23=20+21+22	23 Total de saídas da RNDG (inc. perdas e autocons.)	20 789	21 946	-1 157	-5,3%
Saídas da RNDG					
24=23-22	24 Total de saídas da RNDG	20 748	21 905	-1 157	-5,3%
	24.1 Beiragás	846	819	28	3,4%
	24.2 Dianagás	81	103	-22	-21,5%
	24.3 Sonorgás	183	182	2	1,0%
	24.4 Duriensegás	204	187	18	9,6%
	24.5 Lisboa gás	3 770	3 847	-77	-2,0%
	24.6 Lusitaniagás	7 671	7 759	-87	-1,1%
	24.7 Medigás	108	107	1	0,7%
	24.8 Paxgás	18	16	2	9,7%
	24.9 REN Portgás	5 221	6 184	-963	-15,6%
	24.10 Setgás	1 629	1 721	-91	-5,3%
	24.11 Tagusgás	1 256	982	274	27,9%

Nas redes de distribuição verifica-se uma redução na energia entrada nas redes em relação ao previsto para o ano gás 2024-2025 devido, essencialmente, à redução da energia saída para clientes em MP. Esta diminuição do consumo dos clientes em MP pode ser justificada pelo histórico, desde o final de 2021, de preços de gás elevados nos mercados grossistas e, em casos específicos, pela transição de clientes para outros vetores energéticos.

Analisando as quantidades de energia veiculadas, em oposição às previstas, destacam-se, com maiores desvios percentuais negativos, a Dianagás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A. (doravante Dianagás) e a REN Portgás Distribuição, S.A (doravante REN Portgás). Também em valores absolutos (GWh) é a REN Portgás que apresenta valores reais significativamente abaixo do previsto nas tarifas do ano gás 2024-2025. A Tagusgás é o ORD que verificou o maior desvio positivo, percentual e em valor absoluto, em relação às previsões tarifárias.

4.2 PREVISÕES DA PROCURA

Os valores relativos às previsões para 2026 e 2027 foram efetuados num quadro de manutenção da elevada incerteza que tem caracterizado os exercícios tarifários mais recentes, decorrente de um contexto geopolítico extremamente instável. Este contexto, em particular a guerra na Ucrânia, gerou um incremento do nível do preço do gás natural nos mercados grossistas em 2022, que pode ter servido de catalisador à mudança dos consumidores para outros vetores energéticos, substitutos do gás, quer ao nível da rede de AP, quer ao nível das redes de distribuição.

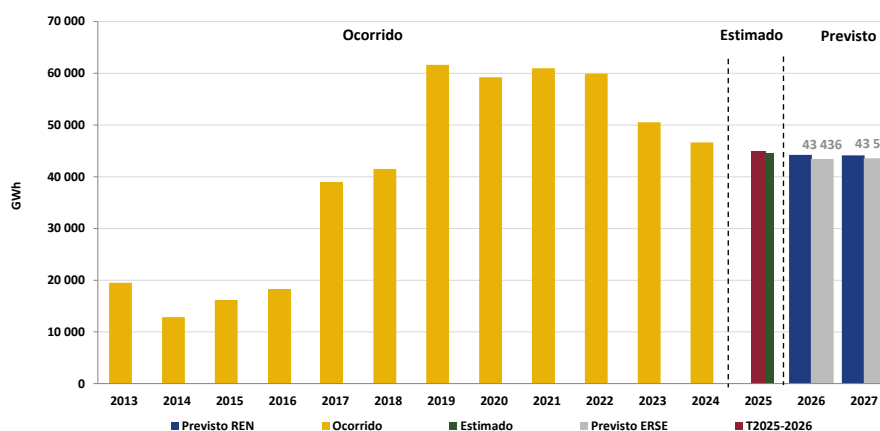
Por outro lado, existe bastante incerteza quanto ao impacto que as alterações no setor elétrico nacional, como a entrada de novas centrais fotovoltaicas e hídricas, o aumento da capacidade de importação para fins comerciais de energia elétrica e o término do CAE da Tapada do Outeiro, terão no segmento de consumo dos CEP, cujo peso no consumo nacional de gás era historicamente bastante significativo.

As metodologias de regulação do tipo *price cap* em vigor têm ligação com a procura de gás nas atividades em que o cálculo de proveitos permitidos incorpora indutores de custo físicos, com se descreve nos pontos seguintes.

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 2026 e 2027. 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, em detrimento das interligações com Espanha. As quantidades previstas à saída do Terminal de GNL, pela ERSE e pelo ORT, são muito semelhantes quer para 2026, quer para 2027, assumindo-se a estrutura de aprovisionamento (relação entre as quantidades de gás com entrada na RNT através do VIP e do Terminal de GNL) prevista pelo ORT.

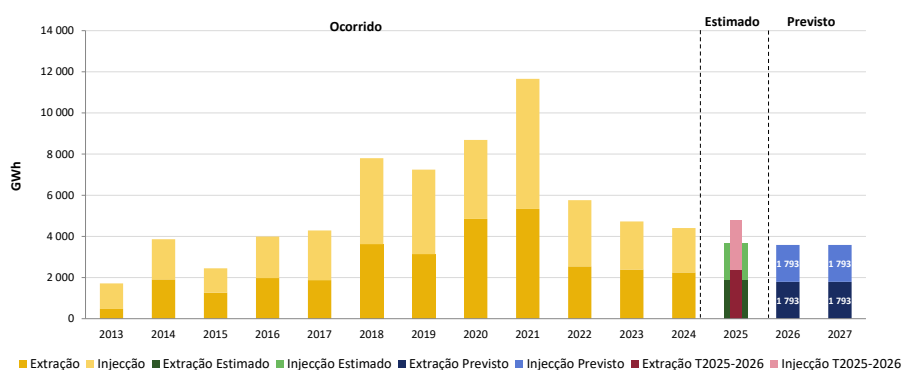
Figura 4-1 - Energia regaseificada pelo Terminal de GNL na RNTG
(valores ocorridos e previsões para definição de proveitos permitidos)



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

A fórmula de regulação da atividade de Armazenamento subterrâneo de gás inclui uma metodologia do tipo *price cap* para os custos de exploração, por se assumir que estes custos variam parcialmente com a somas das quantidades de gás injetadas e extraídas das cavernas. A evolução anual da energia injetada e extraída no Armazenamento Subterrâneo é apresentada na Figura 4-2, incluindo os valores reais de 2013 a 2024, a melhor estimativa para 2025 e os valores previstos pela REN Armazenagem, para 2026 e 2027, 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)

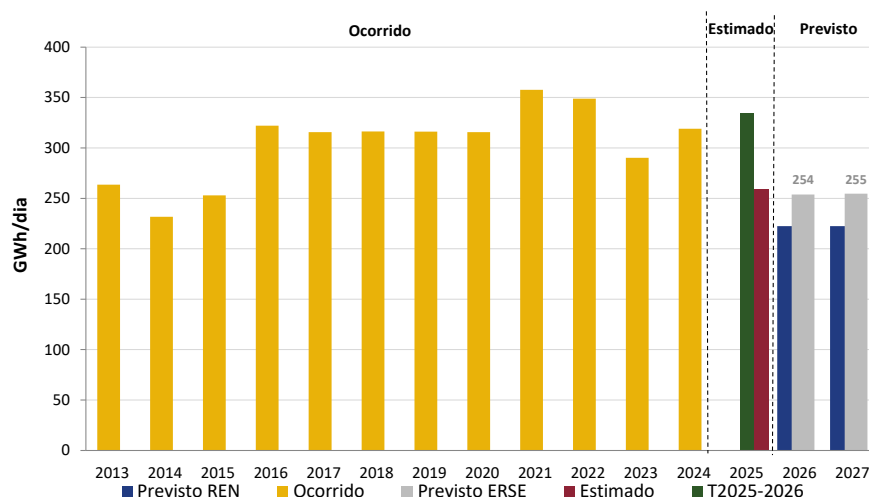


Nota: Até 2023, os valores deste indutor de custo são obtidos no referencial de faturação. A partir de 2024, o referencial é o referencial físico.

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 correspondendo à soma dos máximos de capacidade diária, registada em cada saída da rede de transporte²⁰, observados nos últimos 12 meses. Em termos físicos, este indutor corresponde ao máximo de utilização diária, não simultânea, na RNT. Na figura seguinte apresentam-se os valores ocorridos entre 2013 e 2024, a melhor estimativa para 2025, bem como as previsões da ERSE e do ORT para 2026 e 2027. A previsão da ERSE de capacidade utilizada nas saídas, para os anos 2026 e 2027, assume o valor de modulação²¹ do ano de 2025 de 168 dias/ano, em linha com o verificado nos anos anteriores.

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)



QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS (ORD)

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 dos ORD que, por sua vez, dependerá das quantidades de gás distribuídas e da evolução

²⁰ Excluindo pontos de interligação com Espanha, pontos de ligação ao Terminal e ao Armazenamento Subterrâneo.

²¹ A modulação define-se como o quociente entre o consumo anual e o consumo diário máximo, medida em dias/ano.

dos pontos de abastecimento. As previsões da ERSE, que correspondem às previsões das empresas com a exceção da Sonorgás (ver capítulo 2.5.4 deste documento), são apresentadas nos quadros seguintes.

Quadro 4-3 - Quantidades de energia à saída da RNDG para fornecimento a clientes previstas para definição dos proveitos permitidos ²²

	Unidade: GWh	
	2026	2027
Beiragás	839	840
Dianagás	78	78
Sonorgás	182	188
Duriensegás	206	207
Lisboagás	3 735	3 739
Lusitaniagás	7 612	7 616
Medigás	102	102
Paxgás	17	17
REN Portgás	4 824	4 942
Setgás	1 658	1 659
Tagusgás	1 001	1 002
TOTAL	20 255	20 390

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, Lisboagás, Lusitaniagás e Setgás, cujos valores para 2026 e 2027 se apresentam de seguida, conforme as previsões das empresas.

Quadro 4-4 - Transferências de energia previstas entre as redes da Tagusgás, Lisboagás, Lusitaniagás e Setgás

Unid: GWh	Receção de outros ORD		Fornecimento a outros ORD	
	2026	2027	2026	2027
Tagusgás	83	83	48	48
Lusitaniagás	48	48	0	0
Setgás	0	0	6	6
Lisboagás	0	0	77	77

²² Os fornecimentos a clientes dos operadores Tagusgás, Lisboagás, 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.

O Quadro 4-5 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 2026 e 2027, com a exceção da Sonorgás (ver capítulo 2.5.4).

Quadro 4-5 - Número médio de pontos de abastecimento previstos para definição dos proveitos permitidos

Unidade: N.º médio Pts Entrega

	2026	2027
Beiragás	60 744	60 805
Dianagás	10 658	10 669
Sonorgás	33 137	34 444
Duriensegás	33 261	33 295
Lisboagás	524 799	525 328
Lusitaniagás	245 353	245 601
Medigás	26 081	26 107
Paxgás	6 100	6 106
REN Portgás	414 063	419 734
Setgás	175 921	176 098
Tagusgás	42 701	42 744
TOTAL	1 572 819	1 580 932

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

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

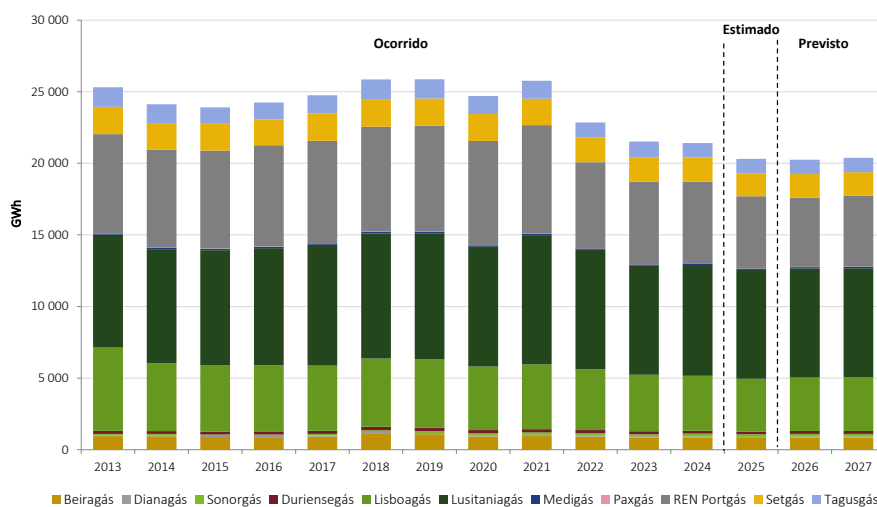
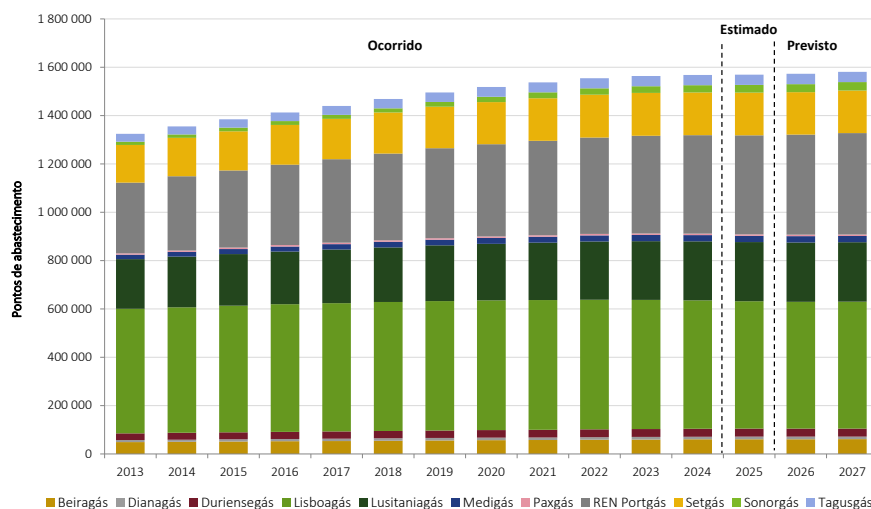


Figura 4-5- Número médio de pontos de abastecimento da RNDG ocorridos e previstos para definição de proveitos permitidos



QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA (CURR)

A função de comercialização de gás dos CURr está sujeita a uma fórmula de regulação que contempla metas de eficiência sobre os custos de exploração. Neste caso, considera-se 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 CURr com a função de compra e venda de gás decorrem da quantidade de energia fornecida.

O Quadro 4-6 e o Quadro 4-7 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 CURr, calculados de acordo com a metodologia explicitada no capítulo 2.5.7. Na Figura 4-6 e na Figura 4-7 apresentam-se os valores totais por comercializador de último recurso da energia e do número médio de clientes ocorridos e previstos para 2026 e 2027.

De acordo com o estabelecido na Portaria n.º 121-B/2025/1²³, de 30 de março, o prazo para extinção das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes com consumos anuais de gás inferiores ou iguais

²³ <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/portaria/121-b-2025-911850393>.

a 10 000 m³ (BP<) é 31 de dezembro de 2027, enquanto 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 CURr são fornecidos através da tarifa de fornecimento supletivo.

Quadro 4-6 - Energia vendida pelos CURr previstos para definição dos proveitos permitidos

Unidade: GWh

	2026			2027		
	< 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	< 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
Beiragás	68	5	73	68	5	73
Dianagás	9	1	10	9	1	10
Sonorgás	51	3	54	49	3	52
Duriensegás	49	4	54	49	4	53
Lisboagás	400	34	434	396	34	430
Lusitaniagás	219	17	236	216	17	232
Medigás	14	0	14	14	0	14
Paxgás	4	0	5	4	0	5
Gás SU	389	26	415	392	25	417
Setgás	97	10	107	96	10	106
Tagusgás	26	9	36	26	9	35
TOTAL	1 327	110	1 437	1 318	110	1 428

Quadro 4-7 - Número de clientes dos CURr previstos para definição dos proveitos permitidos

Unidade: Média trimestral dos N.º médio de clientes

	2026			2027		
	< 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	< 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
Beiragás	20 770	21	20 791	20 506	21	20 527
Dianagás	3 864	4	3 868	3 856	4	3 860
Sonorgás	12 670	17	12 687	12 563	16	12 579
Duriensegás	11 977	16	11 993	11 856	16	11 872
Lisboagás	141 850	139	141 989	140 631	139	140 770
Lusitaniagás	73 659	50	73 709	72 632	50	72 682
Medigás	6 503	2	6 505	6 455	2	6 457
Paxgás	2 241	2	2 243	2 225	2	2 227
Gás SU	106 891	108	106 999	106 715	105	106 820
Setgás	43 909	26	43 935	43 559	26	43 585
Tagusgás	9 224	23	9 247	9 131	23	9 154
TOTAL	433 559	408	433 967	430 130	404	430 534

Figura 4-6- Energia vendida pelos CURr ocorrida e prevista para definição de proveitos permitidos

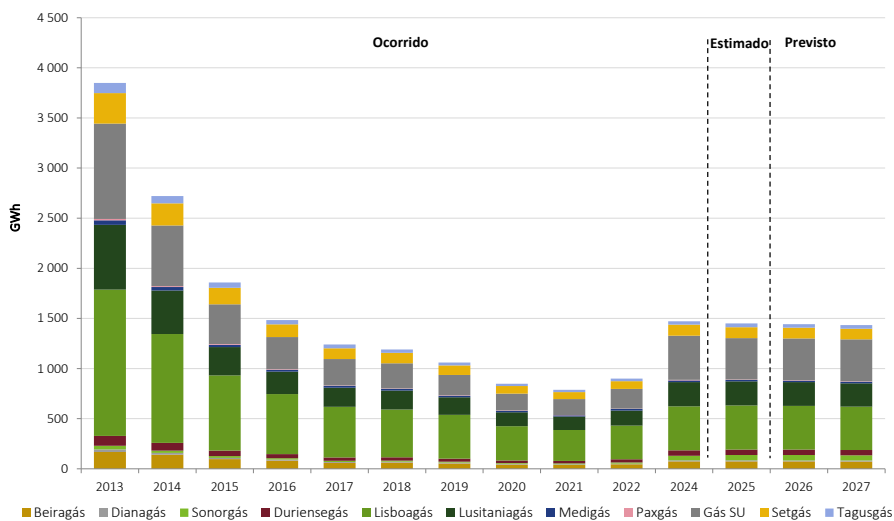
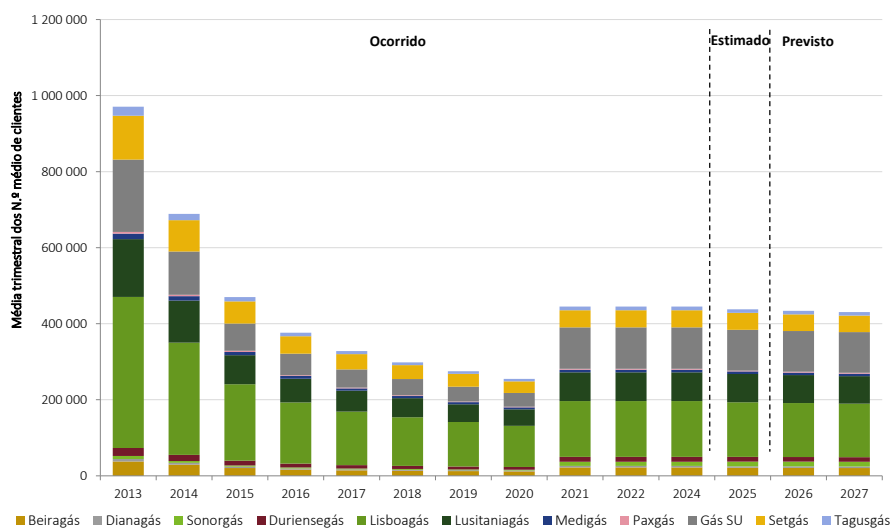
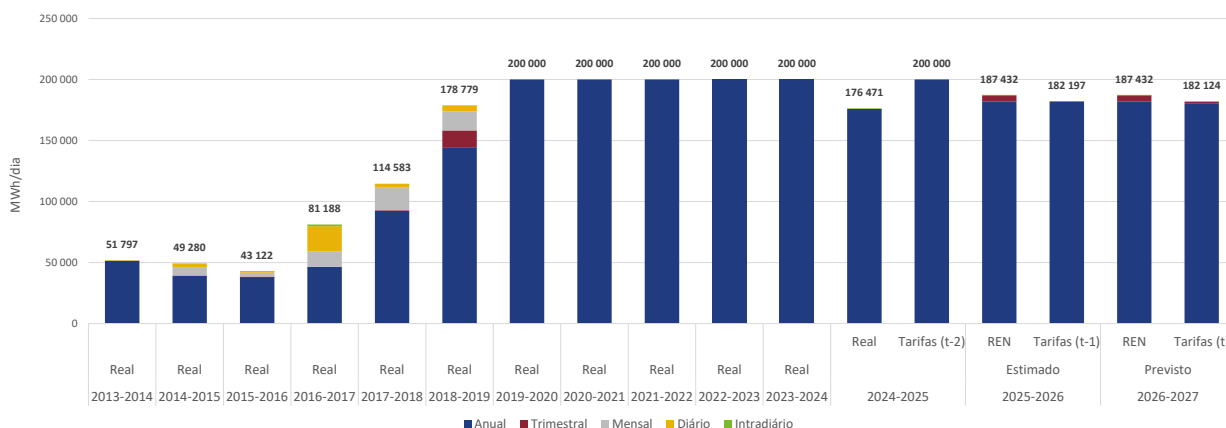


Figura 4-7- Número de clientes do CURr ocorridos e previstos para definição de proveitos permitidos



A Figura 5-2 ilustra a evolução dos produtos de capacidade contratada de regaseificação no Terminal de GNL.

Figura 5-2 - Evolução dos produtos de capacidade contratada de regaseificação no Terminal de GNL



Nota: Os valores apresentados referem-se apenas a produtos de capacidade firme.

A capacidade contratada de regaseificação verificou um acréscimo significativo 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. De notar que, no ano gás 2024-2025, a contratação do produto anual ficou abaixo do valor máximo de capacidade, tendo sido contratado um valor de 176 000 MWh/dia em produto anual e adicionalmente 471 MWh/dia em produtos de capacidade diária e intra-diária.

A REN Atlântico, para o ano gás 2025-2026, estima a contratação de 182 000 MWh/dia de capacidade em produto anual, 5 000 MWh/dia de capacidade em produto trimestral e 432 MWh/dia de capacidade em produto intradiário. Para o ano gás 2026-2027 mantém a mesma previsão.

Considerando a recente estimativa da REN Atlântico referente à utilização do Terminal de GNL e os resultados dos leilões de atribuição de capacidade anual nos últimos anos, a ERSE teve em conta para previsão de capacidade contratada de regaseificação para as tarifas do ano gás 2026-2027, a informação sobre a capacidade contratada do ano civil 2025, para os diferentes produtos de capacidade ²⁴.

A energia rececionada e a energia entregue à RNTG é a prevista no balanço de energia para o ano gás 2026-2027, conforme apresentado no capítulo 2.

²⁴ Plataforma «[Sistema de Informação de Mercado de Energia](#)».

O número de carregamentos de cisternas (7 118 cisternas) é definido com base nas quantidades carregadas em cisterna (2 094 052 MWh), considerando a média da energia entregue de GNL por cisterna dos dois últimos anos gás reais (2023-2024 e 2024-2025).

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 5-1 - Quantidades para o ano gás 2026-2027 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		
Receção GNL	Energia Receção	
	(MWh)	
Entregas à RNTGN	43 532 465	
Entregas a cisterna	2 094 052	
Armazenamento GNL	Capacidade contratada de armazenamento	
	(kWh/dia)	
Produtos de capacidade firme	1 456 857 051	
Produto de capacidade anual		
Produto de capacidade trimestral		
Produto de capacidade mensal		
Produto de capacidade diário		
Regaseificação GNL	Capacidade contratada de regaseificação	Energia
	(kWh/dia)	(MWh)
Produtos de capacidade firme	180 500 000	43 532 465
Produto de capacidade anual	1 250 000	
Produto de capacidade trimestral	0	
Produto de capacidade mensal	40 398	
Produto de capacidade diário	13 890	
Entrega a cisterna	Número de carregamentos	
	7 118	

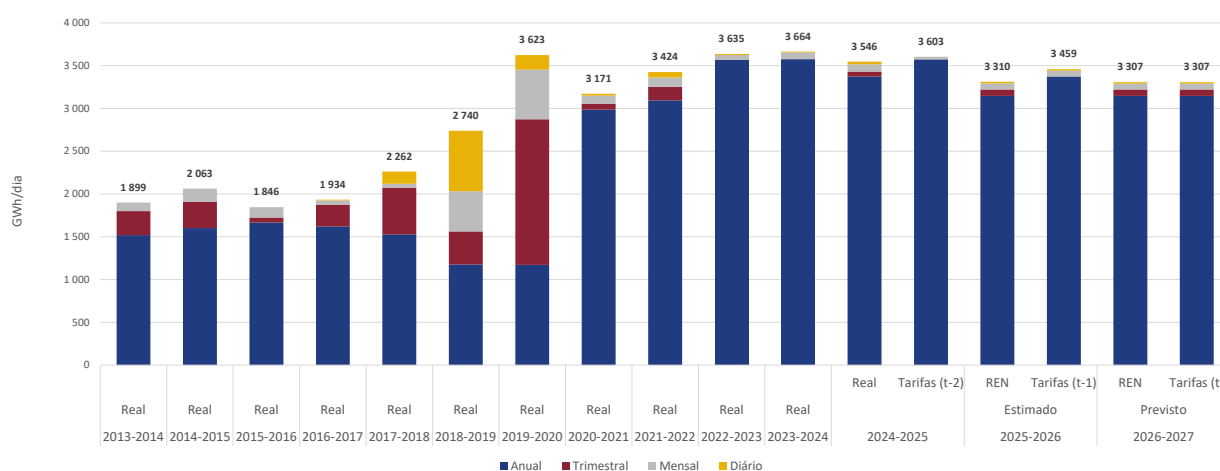
A previsão da procura considera ainda quantidades nulas para os produtos de capacidade interruptível na regaseificação, designadamente no horizonte intradiário.

5.2 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 dos produtos de capacidade contratada no armazenamento subterrâneo.

Na Figura 5-3 ilustra-se a evolução dos produtos de capacidade contratada no armazenamento subterrâneo.

Figura 5-3 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no armazenamento subterrâneo



A contratação do produto anual foi perdendo relevância até ao ano gás 2019-2020, com os agentes a efetuar uma maior contratação em produtos de curto prazo. No entanto, a partir do ano gás 2020-2021 assistiu-se a uma inversão desta tendência, tendo vindo a ser contratada entre 90% e 98% da capacidade no produto anual.

A previsão da REN Armazenagem para o ano gás 2026-2027 está alinhada com a sua estimativa para o ano gás 2025-2026, 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 2026-2027, apresentado na Figura 5-3, é igual ao valor previsto pela REN Armazenagem para o mesmo ano gás.

A energia injetada e a energia extraída é a prevista no balanço de energia para o ano gás 2026-2027, conforme apresentado no capítulo 2.

O Quadro 5-2 apresenta as quantidades para o cálculo da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.

Quadro 5-2 - Quantidades para o ano gás 2026-2027 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	3 145 981 909	1 793 166 792	1 793 166 792
Produto trimestral	75 800 900		
Produto mensal	69 535 706		
Produto diário	15 762 865		

5.3 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

Os quadros seguintes apresentam as quantidades para o cálculo das parcelas I e II da tarifa de Uso Global do Sistema, que refletem as previsões no balanço de energia para o ano gás 2026-2027, conforme apresentado no capítulo 2.

Quadro 5-3 - Quantidades para o ano gás 2026-2027 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	13 860 234
Entregas a clientes em AP	9 232 679
Entregas aos operadores de redes de distribuição	20 393 193
Entregas às instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)	976 013

Quadro 5-4 - Quantidades para o ano gás 2026-2027 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	9 232 679
Entregas aos operadores de redes de distribuição	20 393 193
Entregas às instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)	976 013

n.a.- Não aplicável

5.4 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 da 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.

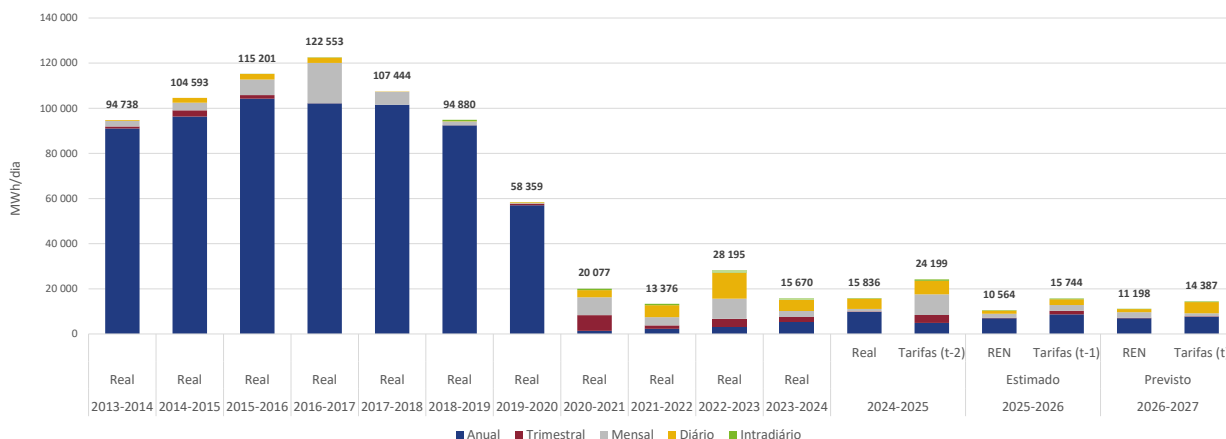
São previstas quantidades, por ponto de entrada e por ponto de saída, associadas aos produtos de capacidade contratada nas diferentes infraestruturas (VIP, Terminal de GNL e Armazenamento Subterrâneo), com os horizontes temporais anual, trimestral, mensal, diário e intradiário (quando aplicável), como estabelecido no Regulamento Tarifário.

Não se prevê qualquer injeção de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono nos pontos de entrada da rede.

Assumem-se como pontos de saída o Terminal de GNL (contra fluxo), as interligações internacionais de Campo Maior e Valença do Minho e o Armazenamento Subterrâneo, os clientes ligados diretamente à rede de AP e as redes de distribuição.

Na Figura 5-4 ilustra-se a evolução dos produtos de capacidade contratada no **ponto de entrada da RNTG a partir do VIP Ibérico** (Campo Maior e Valença do Minho).

Figura 5-4 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do VIP Ibérico



Nota: Os valores apresentados referem-se apenas a produtos de capacidade firme.

Até ao ano gás 2019-2020 a capacidade contratada no VIP Ibérico era efetuada essencialmente através do produto anual. A partir do ano gás 2017-2018 verificou-se um decréscimo significativo da contratação de capacidade no VIP Ibérico, devido a uma menor utilização deste ponto de entrada da RNTG. A capacidade contratada no ano gás 2024-2025, último ano gás real, foi semelhante à capacidade contratada no ano gás anterior.

A REN Gasodutos estima um decréscimo da capacidade contratada no ano gás 2025-2026, de cerca de -33,3%, face ao último ano gás real, prevendo um acréscimo entre o ano gás 2025-2026 e o ano gás 2026-2027, de cerca de +6%. Tendo por base a informação real ²⁵ relativa ao ano civil de 2025, a previsão da ERSE para a capacidade contratada no ano gás 2026-2027 é superior em +28,5%, face ao valor previsto pela REN Gasodutos.

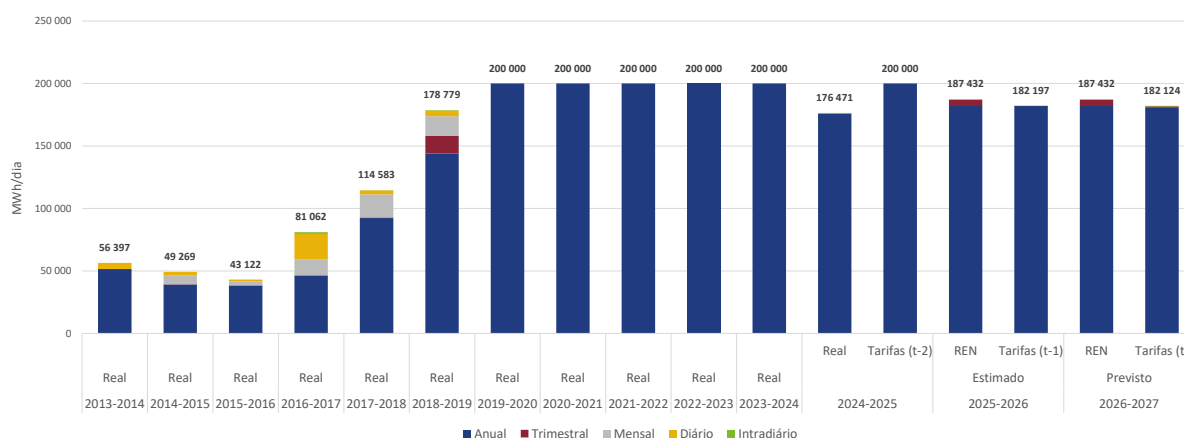
Para o produto de capacidade do ponto de entrada a partir do Terminal de GNL, a previsão da ERSE para o ano gás 2026-2027 teve em conta a informação sobre o valor de capacidade contratada ao longo do ano civil 2025 ²⁶, conforme descrito no ponto 5.1.

A Figura 5-5 ilustra a evolução dos produtos de capacidade contratada no **ponto de entrada a partir do Terminal de GNL**.

²⁵ Plataforma «[Sistema de Informação de Mercado de Energia](#)».

²⁶ Plataforma «[Sistema de Informação de Mercado de Energia](#)».

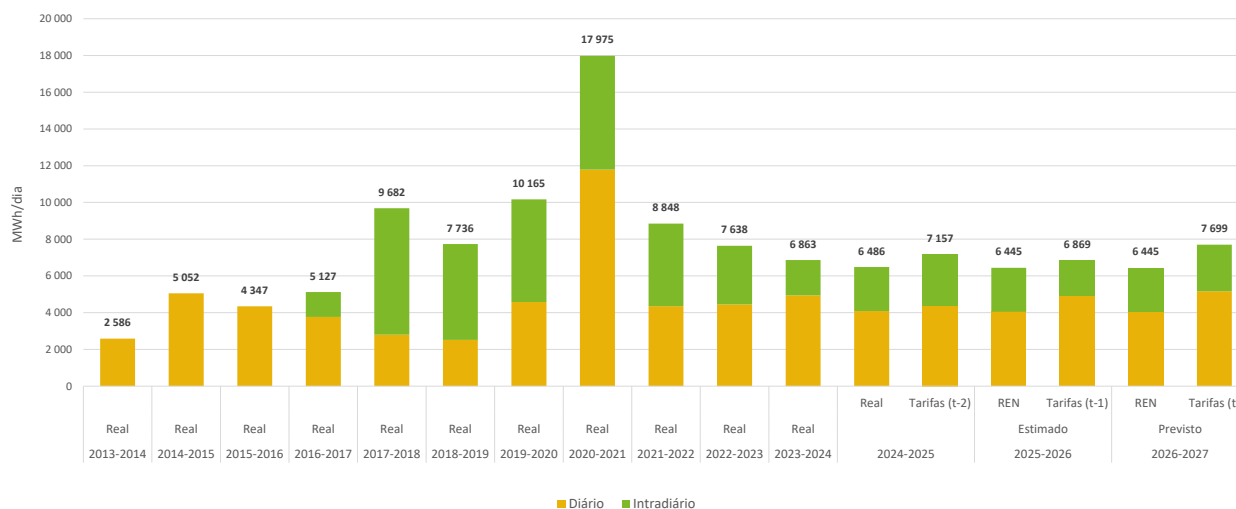
Figura 5-5 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do Terminal de GNL



Nota: Os valores apresentados referem-se apenas a produtos de capacidade firme.

Na Figura 5-6 ilustra-se a evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do Armazenamento Subterrâneo.

Figura 5-6 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do Armazenamento Subterrâneo



A contratação de capacidade no ponto de entrada a partir do Armazenamento Subterrâneo, nos três primeiros anos gás em análise, foi realizada pelos agentes unicamente 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. Excecionalmente, no ano gás 2020-2021 verificou-se um aumento significativo da contratação do produto diário. Nos anos gás 2021-2022 a 2024-2025, a capacidade contratada retomou os valores anteriores.

Os valores apresentados pela REN Gasodutos, para a estimativa do ano gás 2025-2026 e para a previsão do ano gás 2026-2027 são idênticos, e estão próximos dos valores dos anos anteriores, -0,6% face ao último ano gás real 2024-2025.

Relativamente à capacidade no ponto de entrada a partir do AS, a previsão da ERSE para o ano gás 2026-2027 teve em conta a informação sobre o valor de capacidade contratada ao longo do ano civil 2025 ²⁷.

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.

Quadro 5-5 - Quantidades para o ano gás 2026-2027 para a tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada

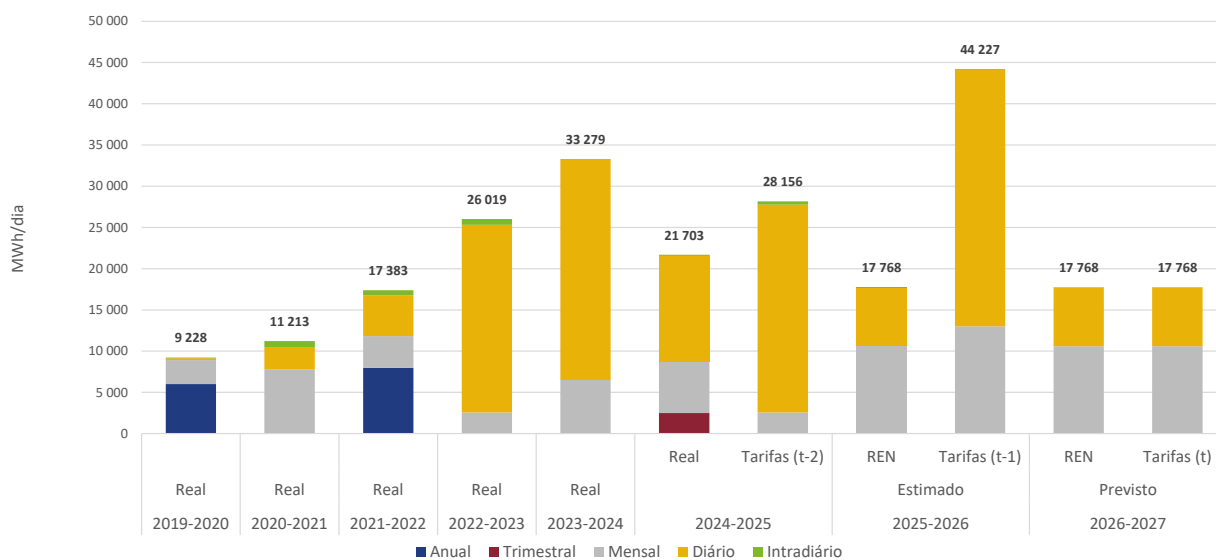
TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de entrada)		
Produto de Capacidade	Capacidade Contratada	
	(kWh/dia)	(kWh/h)
Interligações internacionais - Campo Maior e Valença do Minho	14 102 084	11 892
Produto de capacidade anual	7 666 326	
Produto de capacidade trimestral	207 846	
Produto de capacidade mensal	1 265 424	
Produto de capacidade diário	4 962 488	
Produto de capacidade intradiário		11 892
Terminal GNL em Sines	181 790 398	13 890
Produto de capacidade anual	180 500 000	
Produto de capacidade trimestral	1 250 000	
Produto de capacidade mensal	0	
Produto de capacidade diário	40 398	
Produto de capacidade intradiário		13 890
Armazenamento Subterrâneo	5 171 352	105 324
Produto de capacidade diário	5 171 352	
Produto de capacidade intradiário		105 324

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

²⁷ Plataforma «[Sistema de Informação de Mercado de Energia](#)».

Na Figura 5-7 ilustra-se a evolução dos produtos de capacidade contratada no **ponto de saída da RNTG para o VIP Ibérico** (Campo Maior e Valença do Minho).

Figura 5-7 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de saída para o VIP Ibérico



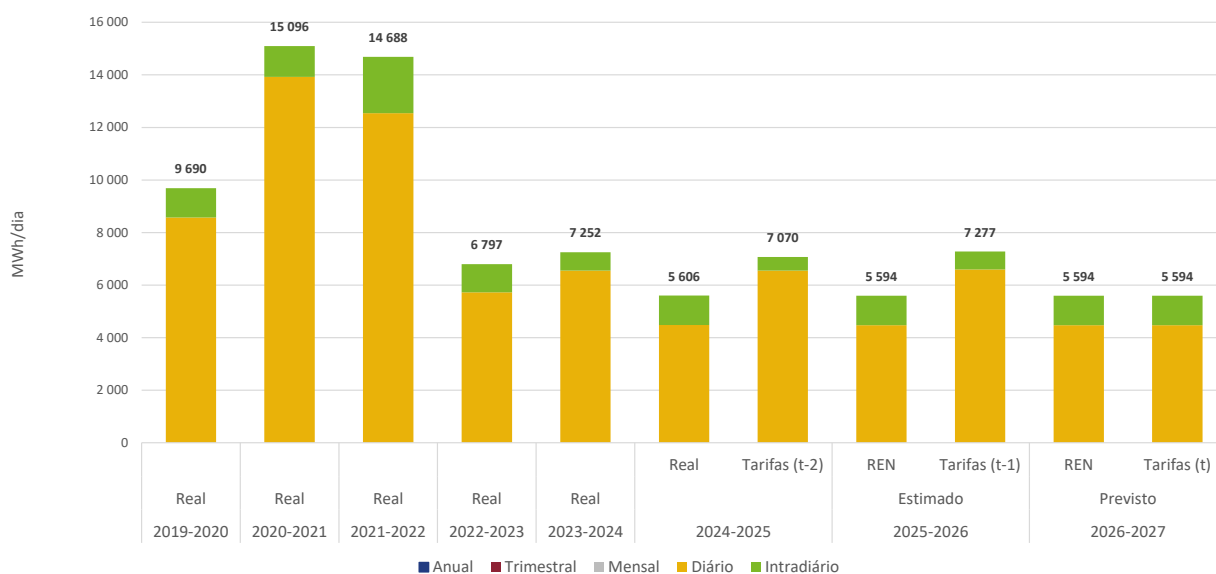
A contratação de capacidade no ponto de saída para o VIP Ibérico, nos cinco primeiros anos gás em análise, observou um acréscimo na capacidade contratada real. No ano gás 2024-2025, verificamos que a contratação de capacidade decresceu, e que os agentes efetuaram a sua contratação essencialmente no produto diário, tendo sido contratada menos 22,9% da capacidade face à prevista para tarifas nesse mesmo ano gás.

A REN Gasodutos, para a estimativa do ano gás 2025-2026 e para a previsão do ano gás 2026-2027, apresenta um decréscimo de -18,1% face à capacidade contratada no último ano gás real.

Para o ano gás 2026-2027, a previsão da ERSE para a capacidade contratada tem por base a informação apresentada pela REN Gasodutos.

Na Figura 5-8 ilustra-se a evolução dos produtos de capacidade contratada no **ponto de saída da RNTG para o Armazenamento Subterrâneo**.

Figura 5-8 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de saída para o Armazenamento Subterrâneo



Na saída do transporte para o Armazenamento Subterrâneo, à semelhança da previsão da capacidade contratada no ponto de saída para o VIP Ibérico, considera-se para o ano gás 2026-2027 a informação prevista pela REN Gasodutos.

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 da RNTIAT.

Quadro 5-6 - Quantidades para o ano gás 2026-2027 para a tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (infraestruturas da RNTIAT)

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de saída)		
Produto de Capacidade	Capacidade Contratada	
	(kWh/dia)	(kWh/h)
Interligações internacionais - Campo Maior e Valença do Minho	17 746 693	896
Produto de capacidade anual	0	
Produto de capacidade trimestral	0	
Produto de capacidade mensal	10 591 008	
Produto de capacidade diário	7 155 685	
Produto de capacidade intradiário		896
Terminal GNL em Sines	0	0
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
Armazenamento Subterrâneo	4 476 109	46 595
Produto de capacidade diário	4 476 109	
Produto de capacidade intradiário		46 595

São previstas quantidades para as opções tarifárias adequadas aos consumidores com consumos concentrados no tempo, designadamente nas opções flexíveis.

O Quadro 5-7 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 5-7 - Quantidades para o ano gás 2026-2027 para a tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (clientes e ORD)

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)	49 220 219		
Entregas a Clientes em AP (opção flexível anual)	65 545 995	0	
Entregas a Clientes em AP (opção flexível mensal)		436 777	436 777
Entregas a Clientes em AP (opção flexível diária)		13 606 569	13 606 569
Entregas aos operadores de rede de distribuição	96 764 348		

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

- Para os clientes CEP na opção flexível anual, a capacidade foi calculada tendo em conta a energia prevista para os CEP nessa opção tarifária, aplicando a média da modulação ²⁸ dos últimos dois anos gás (2024-2025 e 2025-2026).
- Para os clientes CEP na opção flexível diária, a previsão da energia teve em conta a informação mais recente dos consumos, enviada pela REN Gasodutos. Com esta nova informação verifica-se um aumento dos consumos nesta opção tarifária. A capacidade foi calculada tendo em conta uma modulação de 365 dias.
- Para os clientes industriais em AP nas longas utilizações, a capacidade foi definida tendo em conta a energia prevista para os clientes industriais em AP nesta opção tarifária, para o ano gás 2026-2027, considerando a média da modulação ²⁹ dos últimos dois anos gás (2024-2025 e 2025-2026).
- Para os clientes industriais em AP na opção flexível mensal, a capacidade foi definida tendo em conta a energia e a modulação previstas pela REN Gasodutos.
- Para os operadores de rede de distribuição a capacidade utilizada foi determinada através da energia prevista para as entregas aos ORD para o ano gás 2026-2027, considerando a modulação real dos ORD no ano gás 2024-2025.

Para as instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes), a energia prevista é igual à previsão da REN Gasodutos para o ano gás 2026-2027.

²⁸ A modulação da capacidade utilizada, medida em dias, define-se como o quociente entre o consumo anual e o consumo diário máximo.

²⁹ A modulação da capacidade utilizada, medida em dias, define-se como o quociente entre o consumo anual e o consumo diário máximo.

Quadro 5-8 - Quantidades para o ano gás 2026-2027 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)	976 013

6 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS POR ATIVIDADE DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

6.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

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

Quadro 6-1 - Quantidades para o ano gás 2026-2027 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)	20 393 193
Energia (Parcela II >)	16 652 987
Energia (Parcela II <)	3 740 207

6.2 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 6-2 - Quantidades para o ano gás 2026-2027 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	20 393 193

6.3 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 6-3 - Quantidades para o ano gás 2026-2027 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)				
URD _{MP} - Longas utilizações >	173		16 601 997	1 196 588	79 338 409
URD _{MP} - Longas utilizações <	167	1	1 576 178	126 049	10 311 374
URD _{MP} - Curtas utilizações >	1		29 227	749	827 667
URD _{MP} - Curtas utilizações <	5		5 416	840	927 707
URD _{BP>} - Longas utilizações >	88		683 655	55 571	4 850 884
URD _{BP>} - Longas utilizações <	917	4 069	2 837 588	173 677	36 216 618
URD _{BP>} - Curtas utilizações >	0		0	0	0
URD _{BP>} - Curtas utilizações <	14		17 794	1 100	296 514
URD _{BP<}	1 573 517		3 577 852	147 074	122 161 071

Quadro 6-4 - Quantidades para o ano gás 2026-2027 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 (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (kWh/dia)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
	URD _{MP} - Flexível anual	7	437 437	38 634	3 622 559
URD _{BP>} - Flexível anual	3	27 119	2 790	213 980	0

Quadro 6-5 - Quantidades para o ano gás 2026-2027 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) (kWh/dia)	Capacidade Mensal (outubro a março) (kWh/dia)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
	URD _{MP} - Flexível mensal	19	356 121	9 692	1 696 268
URD _{BP>} - Flexível mensal	23	30 453	2 034	107 673	263 029

7 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS POR ATIVIDADE DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

7.1 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 7-1 - Quantidades para o ano gás 2026-2027 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	1 435 034

7.2 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 7-2 - Quantidades para o ano gás 2026-2027 para a tarifa de Energia dos CUR retalhistas (referencial à saída da rede de transporte)

TARIFA DE ENERGIA DOS CUR RETALHISTAS	QUANTIDADES (MWh)
Fornecimentos CUR	1 435 034

As quantidades de energia apresentam-se no referencial de saída da rede de transporte (conforme o n.º 3 do artigo 43.º do Regulamento Tarifário do setor do gás), não se encontrando deduzidas das perdas e autoconsumos calculados com os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos.

7.3 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 7-3 - Quantidades para o ano gás 2026-2027 para a tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	QUANTIDADES
Termo Fixo (nº de clientes)	431 349
Termo de Energia (MWh)	1 429 171

As quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Comercialização a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas apresentam-se no referencial de consumo, estando assim deduzidas das perdas e autoconsumos calculados com os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos.

8 PROCURA CONSIDERADA 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.

8.1 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 8-1 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027

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)
Longas Utilizações	10 063 625	55 726 973	0	0
Flexível Anual	8 893 836	65 545 995	0	0
Flexível Mensal	145 068	0	436 777	436 777
Flexível Diária	4 966 398	0	13 606 569	13 606 569

A opção tarifária de longas utilizações engloba parte dos clientes em AP e as instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes). A capacidade prevista para as entregas às instalações abastecidas por UAG propriedade de clientes, corresponde à energia prevista com um fator de modulação definido pela ERSE de 150 dias.

8.2 ENTREGAS DO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS SUPERIORES A 10 000 M³

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 m³.

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NO ANO GÁS 2026-2027

Procura considerada nas entregas dos operadores de redes para a aplicação das tarifas de acesso às redes a todos os utilizadores

BEIRAGÁS

Quadro 8-2 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 em BP> - Beiragás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ 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	42 305	3 296	231 428	
Longas Utilizações <	39	60 269	4 175	455 446	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	220	70 395	1 911	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ 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	(kWh/dia)	(kWh/dia)
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	3	1 747	319	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ 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	(kWh/dia)	(kWh/dia)
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

Quadro 8-3 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 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 >	9	378 816	38 132	2 777 303	
Longas Utilizações <	9	77 404	5 236	422 085	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	1	881	67	185 609	
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	(kWh/dia)	(kWh/dia)
	(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	(kWh/dia)	(kWh/dia)
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NO ANO GÁS 2026-2027

Procura considerada nas entregas dos operadores de redes para a aplicação das tarifas de acesso às redes a todos os utilizadores

DIANAGÁS

Quadro 8-4 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 em BP> - Dianagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ 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 <	6	14 425	849	130 467	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	513	6	3 860	
Mensal	10 000 - 100 000	32	9 115	405	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ 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 ³ 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 8-5 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 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 >	1	18 853	1 809	78 773	
Longas Utilizações <	2	7 723	643	55 282	
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 8-6 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 em BP> - Duriensegás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ 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 <	22	37 709	2 007	262 497	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	160	49 469	2 152	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ 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	(kWh/dia)	(kWh/dia)
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	0	439	1	27	5 468

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ 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	(kWh/dia)	(kWh/dia)
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

Quadro 8-7 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 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	11 517	808	58 723	
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	(kWh/dia)	(kWh/dia)
	(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	(kWh/dia)	(kWh/dia)
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NO ANO GÁS 2026-2027

Procura considerada nas entregas dos operadores de redes para a aplicação das tarifas de acesso às redes a todos os utilizadores

LISBOAGÁS

Quadro 8-8 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 em BP> - Lisboagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ 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)	
Longas Utilizações >	8	68 398	5 775	462 083	
Longas Utilizações <	164	320 991	23 580	1 981 078	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	5	7 091	630	41 946	
Mensal	10 000 - 100 000	1 094	308 147	21 769	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ 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	2	1 485	151	10 293	8 629

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ 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 8-9 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 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)	
Longas Utilizações >	19	1 161 662	108 202	5 232 024	
Longas Utilizações <	23	195 149	14 400	1 393 403	
Curtas Utilizações>	1	29 227	749	827 667	
Curtas Utilizações<	1	1 169	169	66 489	
Mensal (10 000 - 100 000)	0	0	0	0	

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	4	128 702	2 313	493 417	740 264

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	102 307	7 081	537 622	0

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NO ANO GÁS 2026-2027

Procura considerada nas entregas dos operadores de redes para a aplicação das tarifas de acesso às redes a todos os utilizadores

LUSITANIAGÁS

Quadro 8-10 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 em BP> - Lusitaniagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ 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	303 486	30 012	2 162 265	
Longas Utilizações <	212	395 514	34 927	3 114 046	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	2	102	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	613	199 161	8 379	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ 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	3	1 741	97	39 064	24 167

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ 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	23 275	2 669	143 471	0

Quadro 8-11 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 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 >	70	4 591 370	454 015	21 460 760	
Longas Utilizações <	58	578 598	58 305	3 746 526	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	2	1 949	360	503 647	
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	4	33 334	3 091	123 026	175 709

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	286 494	27 936	2 816 606	496 672

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NO ANO GÁS 2026-2027

Procura considerada nas entregas dos operadores de redes para a aplicação das tarifas de acesso às redes a todos os utilizadores

MEDIGÁS

Quadro 8-12 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 em BP> - Medigás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ 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 <	13	26 502	2 590	165 667	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	39	11 157	945	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ 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 ³ 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 8-13 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 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 >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	1	12 570	877	100 774	
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

PAXGÁS

Quadro 8-14 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 em BP> - Paxgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ 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	3 503	416	31 776	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	8	2 198	119	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ 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 ³ 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 8-15 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 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

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NO ANO GÁS 2026-2027

Procura considerada nas entregas dos operadores de redes para a aplicação das tarifas de acesso às redes a todos os utilizadores

REN PORTGÁS

Quadro 8-16 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 em BP> - REN Portgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ 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)	
Longas Utilizações >	32	216 972	12 117	1 638 265	
Longas Utilizações <	387	663 773	31 210	4 955 149	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	1	744	39	4 424	
Mensal	10 000 - 100 000	1 346	332 069	18 580	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ 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	7 104	721	50 304	71 736	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ 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	1	3 844	121	70 509	0	

Quadro 8-17 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 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)	
Longas Utilizações >	55	1 843 142	106 364	10 720 023	
Longas Utilizações <	54	514 156	27 669	3 399 221	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	1	1 417	244	171 963	
Mensal (10 000 - 100 000)	1	128	13		

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	6	44 564	1 231	286 368	237 683	

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	1	15 207	727	91 557	0	

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NO ANO GÁS 2026-2027

Procura considerada nas entregas dos operadores de redes para a aplicação das tarifas de acesso às redes a todos os utilizadores

SETGÁS

Quadro 8-18 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 em BP> - Setgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ 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)
Longas Utilizações >	5	43 043	3 489	289 310
Longas Utilizações <	24	56 373	3 919	422 273
Curtas Utilizações>	0	0	0	0
Curtas Utilizações<	4	8 392	423	159 885
Mensal	10 000 - 100 000	181	64 232	4 061
	≥ 100 001	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ 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)
Flexível Mensal	2	1 297	166	7 936	9 919

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ 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)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

Quadro 8-19 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 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)
Longas Utilizações >	10	885 495	58 153	4 213 999
Longas Utilizações <	6	77 612	8 145	393 986
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)					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)
Flexível Mensal	3	119 511	2 954	554 600	595 434

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)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NO ANO GÁS 2026-2027

Procura considerada nas entregas dos operadores de redes para a aplicação das tarifas de acesso às redes a todos os utilizadores

SONORGÁS

Quadro 8-20 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 em BP> - Sonorgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ 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 <	14	22 267	643	217 709	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	207	60 635	1 747	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ 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	1	7 217	579	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ 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 8-21 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 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 8-22 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 em BP> - Tagusgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ 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	9 451	881	67 533	
Longas Utilizações <	35	76 046	5 920	627 542	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	1	952	1	86 399	
Mensal	10 000 - 100 000	170	53 639	3 372	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ 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	5	9 423	0	49	143 110

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ 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 8-23 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2026-2027 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 >	9	523 676	46 355	2 619 102	
Longas Utilizações <	12	101 448	9 966	741 375	
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	2	30 010	102	238 857	299 219

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	33 430	2 890	176 773	16 756

8.3 ENTREGAS DO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP < 10 000 m³/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 m³, sendo as quantidades apresentadas por escalão de consumo.

Quadro 8-24 - Resumo das quantidades para o ano gás 2026-2027 das tarifas de Acesso às Redes em BP<

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP< POR ORD		
ORD	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	154 729	60 504
Dianagás	23 807	10 625
Duriensegás	102 426	33 102
Lisboagás	1 228 935	523 870
Lusitaniagás	580 270	244 533
Medigás	47 577	26 048
Paxgás	10 435	6 095
REN Portgás	1 067 985	416 201
Setgás	321 490	175 819
Sonorgás	93 292	34 222
Tagusgás	93 980	42 498
Total BP<	3 724 926	1 573 517

Quadro 8-25 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2026-2027 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 ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)
	0 - 220	221 - 500	501 - 1 000	1 001 - 10 000	0 - 220	221 - 500	501 - 1 000	1 001 - 10 000
Beiragás	52 083	44 740	18 053	39 853	43 376	13 323	2 520	1 284
Dianagás	10 170	7 114	1 021	5 503	8 091	2 239	143	152
Duriensegás	27 089	28 840	19 689	26 806	21 238	8 043	2 714	1 108
Lisboagás	465 543	387 898	114 564	260 929	384 173	114 925	16 186	8 586
Lusitaniagás	211 201	188 913	59 873	120 283	176 027	55 863	8 618	4 025
Medigás	22 805	10 808	1 460	12 504	22 115	3 384	196	352
Paxgás	5 916	3 008	314	1 197	5 059	959	43	34
REN Portgás	351 463	334 942	134 966	246 613	283 235	103 084	20 787	9 095
Setgás	166 690	100 306	14 308	40 186	141 555	30 929	2 024	1 310
Sonorgás	28 936	19 865	10 929	33 562	25 230	6 323	1 654	1 015
Tagusgás	39 653	27 184	4 777	22 365	32 805	8 389	703	601
Total BP<	1 381 550	1 153 619	379 955	809 802	1 142 903	347 461	55 590	27 563

8.4 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 2026-2027 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 59 877 clientes ao número máximo de clientes registado durante o quarto trimestre de 2025.

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NO ANO GÁS 2026-2027

Procura considerada nas entregas dos operadores de redes para a aplicação das tarifas de acesso às redes a todos os utilizadores

Quadro 8-26 - Resumo das quantidades para o ano gás 2026-2027 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	4 594	2 158
Dianagás	704	323
Duriensegás	2 930	1 448
Lisboagás	34 247	16 165
Lusitaniagás	17 522	8 719
Medigás	1 488	785
Paxgás	312	178
REN Portgás	36 573	19 342
Setgás	15 100	7 611
Sonorgás	2 422	1 254
Tagusgás	3 840	1 895
Total BP<	119 732	59 877

Quadro 8-27 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2026-2027 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 ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)
	0 - 220	221 - 500	501 - 1 000	1 001 - 10 000	0 - 220	221 - 500	501 - 1 000	1 001 - 10 000
Beiragás	2 191	2 403			1 483	675		
Dianagás	366	338			236	87		
Duriensegás	1 471	1 459			1 048	399		
Lisboagás	15 494	18 753			11 037	5 128		
Lusitaniagás	8 493	9 029			6 208	2 511		
Medigás	873	615			619	166		
Paxgás	167	145			136	42		
REN Portgás	19 151	17 423			14 308	5 034		
Setgás	7 977	7 123			5 639	1 972		
Sonorgás	1 454	968			975	279		
Tagusgás	2 003	1 837			1 365	530		
Total BP<	59 639	60 093			43 053	16 824		

9 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS CURR PARA CLIENTES COM CONSUMOS ANUAIS DE GÁS INFERIORES OU IGUAIS 10 000 M³

Os quadros seguintes apresentam as quantidades implícitas no cálculo das tarifas Transitórias dos CURr para entregas a clientes com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 9-1 - Resumo das quantidades para o ano gás 2026-2027 das tarifas Transitórias em BP<

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA BP< POR CURr		
CURr	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	67 746	20 572
Dianagás	8 685	3 858
Duriensegás	48 965	11 886
Gás SU	390 501	106 762
Lisboagás	396 820	140 936
Lusitaniagás	216 254	72 889
Medigás	13 787	6 467
Paxgás	4 384	2 229
Setgás	96 472	43 647
Sonorgás	49 582	12 544
Tagusgás	26 093	9 155
Total BP<	1 319 289	430 944

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NO ANO GÁS 2026-2027

Procura considerada nas tarifas transitórias de venda a clientes finais dos CURr para clientes ligados à rede de distribuição com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000m³

Quadro 9-2 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2026-2027 para as tarifas Transitórias em BP<

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA BP< POR CURr								
CURr	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 ³ /ano) 0 - 220	(m ³ /ano) 221 - 500	(m ³ /ano) 501 - 1 000	(m ³ /ano) 1 001 - 10 000	(m ³ /ano) 0 - 220	(m ³ /ano) 221 - 500	(m ³ /ano) 501 - 1 000	(m ³ /ano) 1 001 - 10 000
Beiragás	22 804	19 589	7 904	17 449	14 749	4 530	857	437
Dianagás	3 710	2 595	372	2 007	2 938	813	52	55
Duriensegás	12 950	13 787	9 413	12 815	7 626	2 888	975	398
Gás SU	128 510	122 469	49 350	90 172	72 654	26 443	5 332	2 333
Lisboagás	150 323	125 252	36 992	84 253	103 353	30 918	4 355	2 310
Lusitaniagás	78 710	70 404	22 313	44 827	52 469	16 651	2 569	1 200
Medigás	6 608	3 132	423	3 623	5 491	840	49	87
Paxgás	2 485	1 264	132	503	1 850	351	16	12
Setgás	50 020	30 099	4 294	12 059	35 141	7 678	503	325
Sonorgás	15 379	10 558	5 808	17 837	9 248	2 318	606	372
Tagusgás	11 010	7 548	1 326	6 210	7 067	1 807	151	129
Total BP<	482 509	406 696	138 328	291 756	312 585	95 237	15 464	7 659

10 PROCURA CONSIDERADA NAS TVCF DOS CURR, PARA CLIENTES COM CONSUMOS ANUAIS DE GÁS SUPERIORES OU IGUAIS 10 000 M³, NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO

O quadro seguinte apresenta as quantidades implícitas no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais dos CURr para entregas a clientes com consumos anuais de gás superiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 10-1 - Quantidades para o ano gás 2026-2027 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 CURr		
CURr	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	4 986	21
Dianagás	989	4
Duriensegás	4 396	16
Gás SU	25 481	105
Lisboagás	34 010	139
Lusitaniagás	16 797	50
Medigás	382	2
Paxgás	497	2
Setgás	10 013	26
Sonorgás	2 994	17
Tagusgás	9 337	23
Total BP>	109 882	405

11 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 2026-2027 mantêm-se os períodos do ano gás 2025-2026 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 11-1).

Quadro 11-1 - Períodos de vazio e fora de vazio na RNDG para o ano gás 2026-2027

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.

12 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.

12.1 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 (Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL ³⁰) para vigorar no ano gás 2026-2027. No quadro seguinte apresenta-se a referida proposta.

³⁰ 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 12-1 – 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	0,75 %

A proposta do operador da rede de transporte (ORT) de gás representa a manutenção dos valores em vigor no ano gás 2025-2026 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.

12.2 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, para 2026-2027, a manutenção dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos para as infraestruturas de distribuição aprovados para o ano gás 2025-2026 designadamente para as redes em MP e BP e para as UAG.

12.3 ANÁLISE DA ERSE ÀS PROPOSTAS

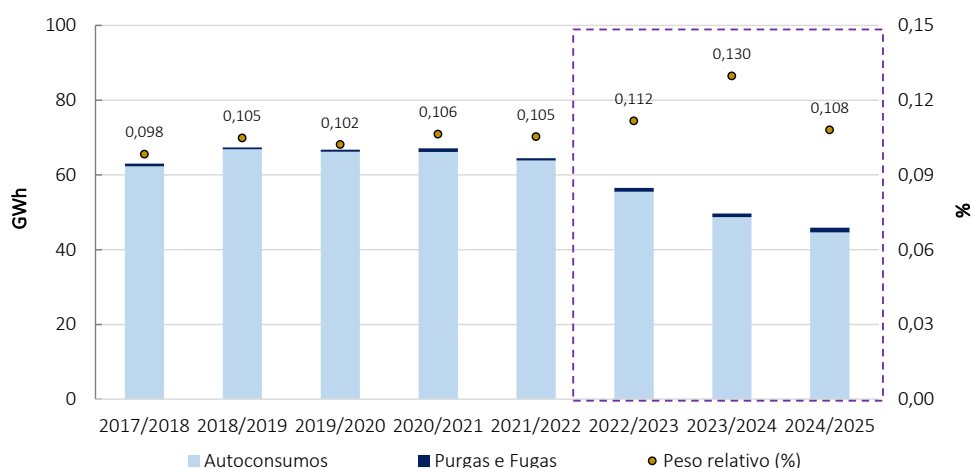
Tendo por base a informação prestada nos anos anteriores, as perdas e autoconsumos na RNTG são compostas por duas parcelas: os “autoconsumos³¹” e as “purgas e fugas³²”, sendo de salientar que a contribuição da parcela relativa às “purgas e fugas” é pouco expressiva face aos “autoconsumos”. Na Figura 12-1 é apresentada a evolução das perdas totais resultantes de autoconsumos e das purgas na

³¹ Consumos próprios do processo de transporte de gás em alta pressão, contabilizados através de unidades de medida dedicadas.

³² 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.

RNTG e o seu peso relativo face à quantidade total de gás entregue nos pontos de saída da RNTG, para cada ano gás.

Figura 12-1 - Perdas totais resultantes de autoconsumos e das purgas na RNTG e o seu peso relativo, para cada ano gás



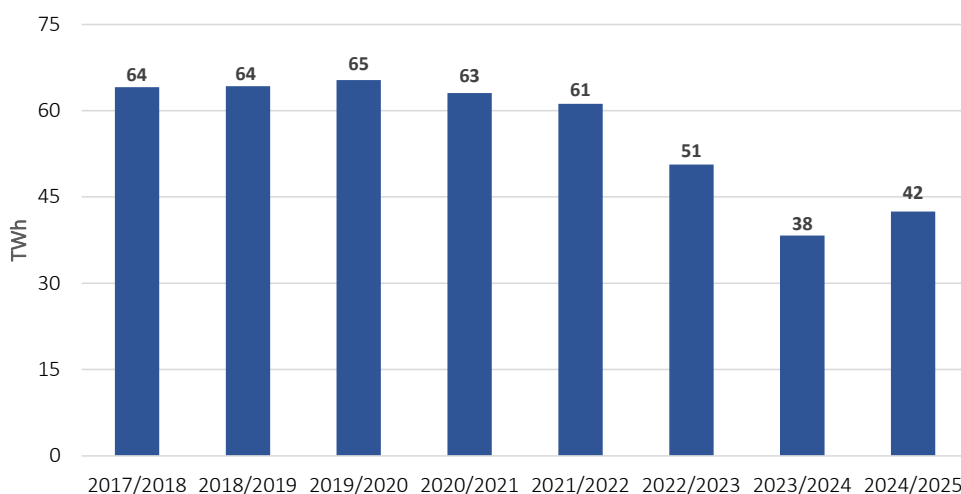
A Figura 12-1 mostra que os autoconsumos correspondem à quase totalidade das perdas e autoconsumos verificados na RNTG. No ano gás 2024-2025, os autoconsumos totalizaram 42,88 GWh, representando 97,21% das perdas totais na RNTG. Estes autoconsumos são fundamentais para garantir as condições de temperatura e pressão adequadas na entrega de gás entre os pontos de saída da RNTG e as infraestruturas a jusante. A tendência de redução dos autoconsumos verificada nos três últimos anos gás resulta dos investimentos realizados pela REN Gasodutos, designadamente na instalação de painéis solares usados para apoiar o aquecimento do gás no permutador de calor.

No ano gás 2024-2025, registou-se um aumento da quantidade de gás entregue nos pontos de saída da RNTG, conforme apresentado na Figura 12-2. Este aumento ocorreu, sobretudo, a partir de maio de 2025, em particular nas centrais a gás.

Deste modo, a evolução observada traduz dois efeitos: uma redução efetiva dos autoconsumos em valor absoluto, por um lado, e um aumento da quantidade de gás entregue nos pontos de saída da RNTG, por outro, resultando na diminuição dos autoconsumos em percentagem da quantidade total de gás entregue pela rede.

Perante este contexto, a REN Gasodutos propõe a manutenção do valor vigente (0,10%), que se mantém inalterado face aos anos anteriores.

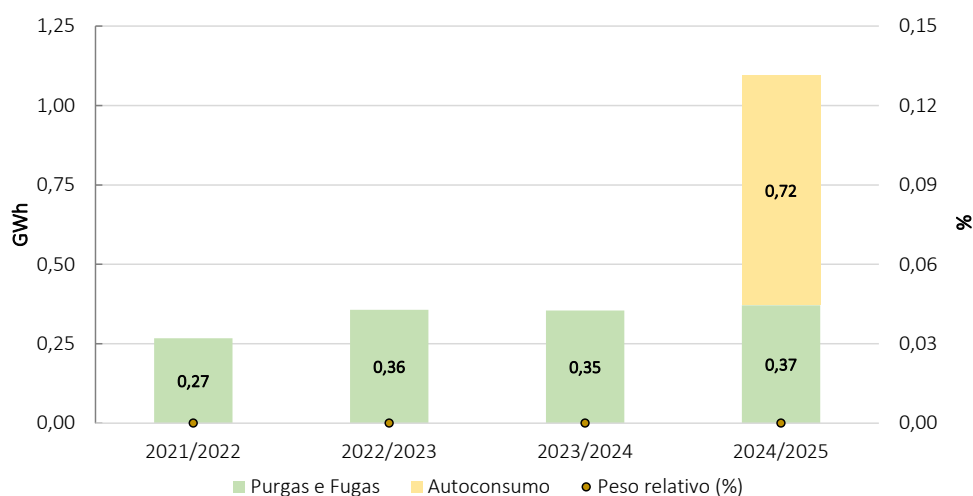
Figura 12-2 - Quantidade total de gás entregue nos pontos de saída da RNTG



No que respeita ao terminal de GNL, as perdas resultam de purgas e queima de gás natural. Importa referir que a evaporação do GNL no terminal para injeção na RNTG é obtida a partir de troca de calor com água do mar, obtida por bombas elétricas, pelo que os consumos próprios do terminal são, essencialmente, elétricos e não afetam os fatores de ajustamento em questão.

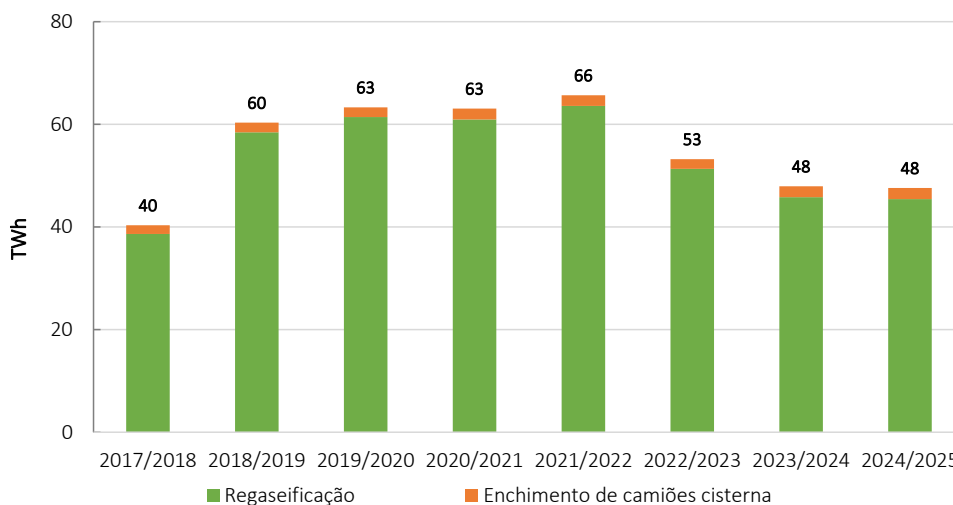
Na Figura 12-3 é apresentada a evolução das perdas totais resultantes do autoconsumo e das purgas e fugas no terminal de GNL e o seu peso relativo face à quantidade total de gás entregue nos pontos de saída do terminal de GNL, para cada ano gás.

Figura 12-3 - Perdas totais resultantes das purgas e fugas no terminal de GNL e o seu peso relativo, para cada ano gás



No ano gás 2024-2025, as perdas totais no terminal de GNL totalizaram um valor de cerca de 1,09 GWh, representado um aumento de cerca de 211% face ao ano gás 2023-2024. Este acréscimo deveu-se ao facto de, a partir desse ano gás, a REN Gasodutos ter começado a contabilizar o autoconsumo no balanço físico da infraestrutura do terminal de GNL. Salienta-se ainda que os valores das purgas inerentes aos equipamentos instalados (válvulas e em elementos de ligação) passaram a ser incluídas no balanço físico da infraestrutura do terminal de GNL desde a adesão da REN Gasodutos à iniciativa OGMP 2.0 (*Oil and Gas Methane Partnership*) em 2022. No entanto, estes valores são residuais face ao total de regaseificação verificado em cada ano gás. No ano gás 2024-2025, o valor da regaseificação correspondeu a cerca de 45 394 GWh, conforme apresentado na Figura 12-4.

Figura 12-4 - Quantidades de gás natural entregue nos pontos de saída do terminal de GNL



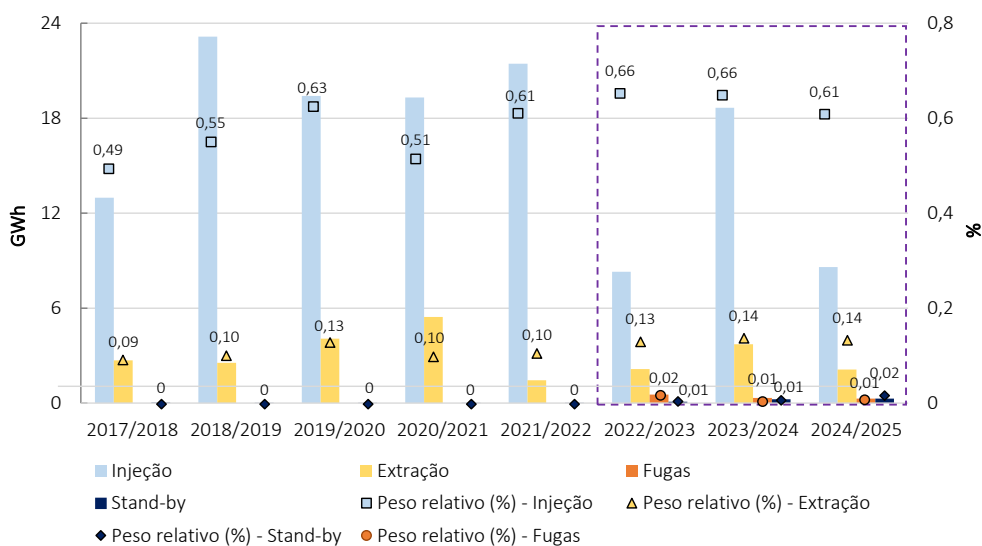
Tendo em conta que o peso relativo das perdas é pouco expressivo face à quantidade total de gás natural entregue nos pontos de saída do terminal de GNL, a proposta da REN Gasodutos corresponde à manutenção do valor nulo para o fator de ajustamento para perdas e autoconsumos.

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*”³³ e as “purgas e fugas”. Na Figura 12-5 é apresentada a evolução das perdas resultantes de autoconsumos no armazenamento subterrâneo e o valor unitário face às quantidades de gás movimentadas, para cada ano gás. Nos períodos em análise, o registo de purgas e fugas de gás efetuadas na infraestrutura de armazenamento subterrâneo foi realizado no âmbito da iniciativa do OGMP 2.0.

³³ 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.

Figura 12-5 - Perdas totais resultantes de autoconsumos no Armazenamento Subterrâneo e o seu peso relativo, para cada ano gás



A Figura 12-5 mostra que, no ano gás 2024-2025, o autoconsumo do processo de injeção reduziu comparativamente com o ano anterior. Esta diminuição ocorreu por dois motivos: primeiro, o diferencial de pressão entre as cavidades do armazenamento subterrâneo e a RNTG diminuiu, exigindo menos energia para comprimir o gás; segundo, houve menos arranques e paragens por ciclo de injeção, o que contribuiu para reduzir a carga sobre os compressores e, conseqüentemente, o autoconsumo do processo.

No que respeita ao processo de extração, também se registou uma redução do autoconsumo em termos absolutos no ano gás 2024-2025, mantendo-se, porém, estável o seu peso relativo face ao ano gás anterior. Esta estabilidade reflete os elevados níveis de armazenamento subterrâneo exigidos pela regulamentação europeia, que contribuíram para a estabilização das condições de extração.

Tendo em consideração a redução verificada no peso relativo global do último ano gás, aproximando-o dos valores reais observados no ano gás 2022-2023, a proposta da REN Gasodutos corresponde à manutenção do valor para 0,75% aplicado ao ano gás para 2025-2026 para o fator de ajustamento para perdas e autoconsumos no armazenamento subterrâneo.

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. No entanto, nos últimos anos, a ERSE tem destacado repetidamente 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, conforme estabelecido no número 7 do artigo 21.º do RARII. Por sua vez, os resultados destes estudos devem utilizados para fundamentar as suas propostas dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos, as quais devem ser submetidas à REN Gasodutos durante o processo de consulta. Na ausência de estudos fundamentados, a ERSE aplicará os valores dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos com base na melhor informação disponível.

Acresce que os operadores de rede estão a aplicar a aplicar o Regulamento (UE) 2024/1787 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, relativo à redução das emissões de metano no setor da energia, aumentando a frequência de inspeções para deteção de fugas, o que deverá reduzir as emissões de gás. Paralelamente, os operadores de rede estão a investir em sistemas de monitorização dos fluxos e da qualidade do gás, em resposta à injeção de gases renováveis. Este esforço de monitorização fornecerá dados adicionais para a análise das perdas e autoconsumos.

Por fim, refere-se que o setor está em evolução e que se prevê a instalação de estações de compressão nas redes de transporte e distribuição, para aumentar a capacidade de receção de biometano. Este tipo de infraestruturas exemplifica a necessidade de manter estudos atualizados sobre os autoconsumos das redes de gás.

12.4 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NAS INFRAESTRUTURA DO SNG PARA O ANO GÁS 2026-2027

O Quadro 12-2 apresenta os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas do SNG para o ano gás de 2026-2027.

**Quadro 12-2 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas do SNG,
para o ano gás 2026-2027**

Infraestrutura	Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos para o ano gás de 2026-2027
RNTG	0,10 %
Terminal de GNL de Sines	0,00 %
Armazenamento subterrâneo	0,75 %
Rede de Distribuição em média pressão	0,07 %
Rede de Distribuição em baixa pressão	0,34 %
Unidades Autónomas de Gás (UAG)	1,00 %

ANEXO

ANÁLISE DO CONSUMO DE GÁS NATURAL DOS CENTROS ELECTROPRODUTORES

I ENQUADRAMENTO

Este anexo foi elaborado no âmbito do processo de previsão do consumo de gás das centrais de ciclo combinado a gás natural (CCG) para o ano gás 2026-2027. Uma vez que se trata de uma análise mais detalhada, optou-se por ser incluída neste documento como um anexo.

Um dos principais grupos de consumidores de gás são as CCG. O consumo de gás destes consumidores está intrinsecamente condicionado pelo funcionamento do mercado elétrico, nomeadamente pelo *mix* de produção de energia elétrica que satisfaz o consumo dessa *commodity*. Este documento aprofunda as razões que fundamentaram as opções consideradas na previsão do consumo de gás deste grupo de consumidores, nas tarifas de gás para o ano gás 2026-2027.

Esta análise teve como objetivo identificar os fatores e analisar as respetivas consequências, que podem condicionar o funcionamento das CCG no curto e médio prazo ³⁴. Entre outros, identificam-se neste memorando: (i) a forte penetração da produção fotovoltaica na península Ibérica; (ii) o aumento da capacidade disponível para fins comerciais nas interligações elétricas; e (iii) o aumento da capacidade de armazenamento, nomeadamente em aproveitamentos hidroelétricos com bombagem.

Destaca-se, ainda, que o ano de 2025 foi fortemente influenciado pelas alterações na gestão do sistema elétrico decorrentes do apagão ibérico, ocorrido a 28 de abril de 2025. Por esta razão, ressalva-se, que a análise apresentada neste anexo poderá estar influenciada por alterações decorrentes deste evento.

De seguida discutem-se como os fatores elencados podem condicionar o funcionamento das CCG e, por conseguinte, o respetivo consumo de gás.

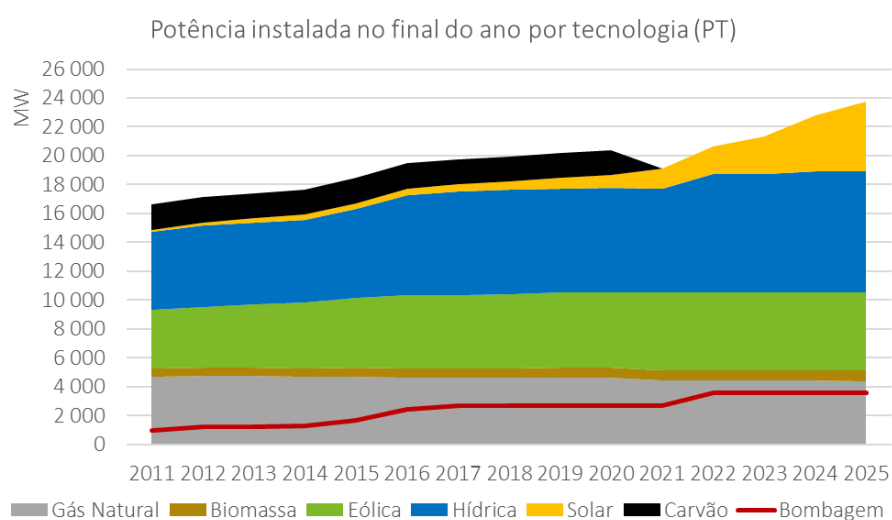
³⁴ As conclusões apresentadas neste anexo poderão ser, pelo menos a curto prazo, influenciadas por alterações na gestão do sistema devidas ao apagão ibérico, ocorrido a 28 de abril de 2025.

II FATORES CONDICIONANTES AO FUNCIONAMENTO DOS CEP

II.1 EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA EM PORTUGAL, POR TECNOLOGIA

Desde 2011 que se verifica uma alteração estrutural do parque electroprodutor em Portugal continental, nomeadamente com o aumento da potência instalada de produção de energia elétrica com origem renovável (Figura II - 1). Por um lado, em 2021, verifica-se o fecho da central termoelétrica de Sines com produção com origem no carvão. Por outro lado, desde 2020, que se verifica um aumento da potência instalada das restantes tecnologias, com destaque para a produção solar, que verificou uma TCMA³⁵ 2020-2025 perto de 40%. Adicionalmente, quer a produção hídrica, quer a potência instalada destinada a bombagem, também registaram um aumento no referido período, com TCMA 2020-2025 de 3% e de 6%, respetivamente.

Figura II - 1 - Evolução da potência instalada em Portugal, por tecnologia



Fonte: REN

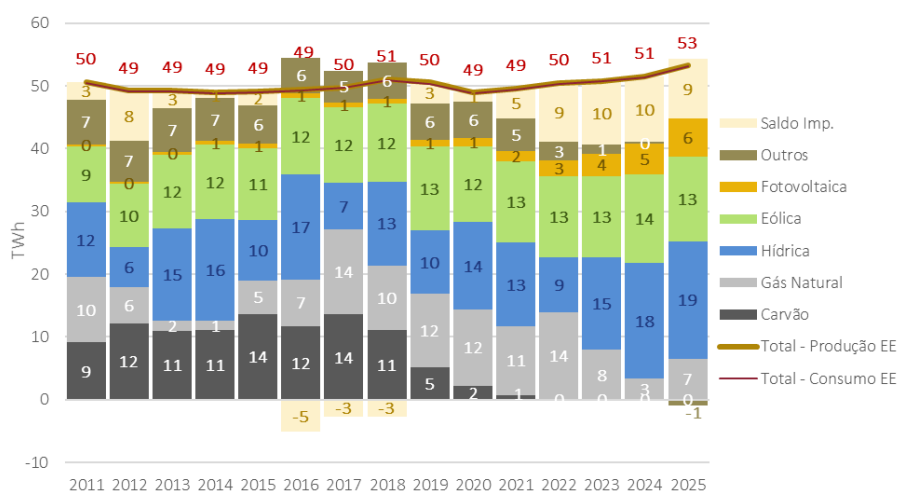
II.2 MIX DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Figura II - 2 ilustra a evolução do *mix* de produção de energia elétrica em Portugal, assim como o respetivo consumo total. Conclui-se que, para um nível relativamente constante do consumo³⁶ anual de energia elétrica em Portugal ao longo do período analisado (cerca de 50 TWh), existe uma grande volatilidade no *mix* de produção que o fornece.

³⁵ Taxa de Crescimento Média Anual

³⁶ Consumo referido à emissão.

Figura II - 2 - Evolução da produção de energia elétrica, discriminada por tecnologia, e consumo de energia elétrica



Nota: A série outros inclui o consumo da bombagem hídrica.

Fonte: REN

Entre 2011 e 2017, a alteração no *mix* de produção deveu-se, no essencial, a fatores conjunturais, nomeadamente a hidraulicidade e aos preços das *commodities*. O ano de 2021 marca o início de uma nova estrutura do *mix* de produção, com o encerramento das centrais a carvão³⁷ (também em Espanha³⁸), com o crescimento significativo do saldo importador e com a produção fotovoltaica a ganhar relevância, em oposição à redução da produção de energia elétrica com origem no gás natural. Note-se que em 2024, a produção de cerca de 3 TWh das CCG representou apenas cerca de 7% do total da produção de energia elétrica em Portugal (ver Figura II - 3), devido, em grande parte, à elevada produção com origem hídrica (cerca de 35%). Este aumento da produção de energia elétrica de origem hídrica justifica-se pelo facto de o ano de 2024 ter sido húmido ($IPH_{2024} = 1,16$) e pela entrada em plena exploração comercial dos aproveitamentos do Sistema Electroprodutor do Tâmega³⁹ (SET). Adicionalmente, e tal como verificado no ano de 2023, em 2024 o saldo importador representou cerca de 20% da produção elétrica total (ver Figura II - 3), consolidando a tendência verificada desde 2021 de maior relevância do saldo importador para a satisfação do consumo nacional.

³⁷ Sines em janeiro de 2021 e Pego em novembro de 2021.

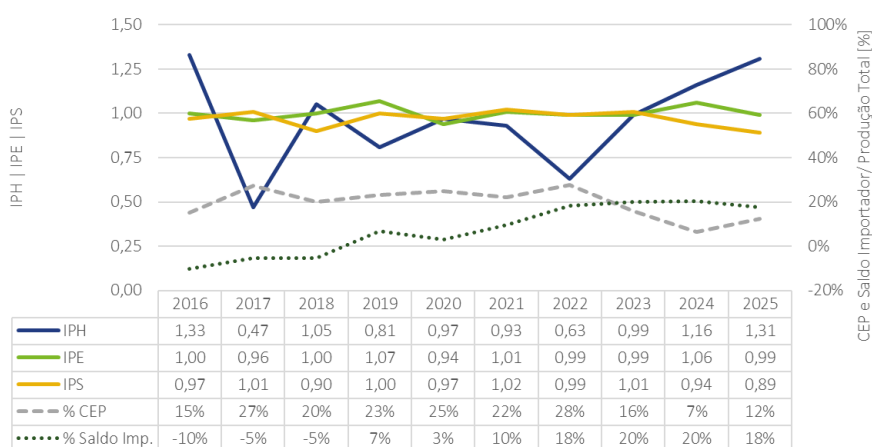
³⁸ Em Espanha, a energia com base em carvão diminuiu desde 2020, sendo que em 2019 foi de 12,5 TWh e em 2023 foi apenas 4 TWh.

³⁹ O Sistema Electroprodutor do Tâmega é detido pela Iberdrola, é composto pelas centrais hídricas de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega, e dispõe de uma grande capacidade de bombagem e de armazenamento.

Em 2025, verificou-se que o consumo de energia elétrica atingiu o valor máximo registado desde 2011, na ordem dos 53 TWh. Tal como em 2024, a produção com origem hídrica representou cerca de 35% do total da produção de energia elétrica em Portugal devido à elevada hidraulicidade verificada ao longo do ano (IPH2025 = 1,31). No entanto, a produção das CCG em 2025, de cerca de 7 TWh, e que representou cerca de 12% do total da produção (ver Figura 3), foi bastante superior ao verificado em 2024. Este facto deveu-se à referida alteração na gestão do sistema elétrico nacional decorrente do apagão ibérico de 28 de abril, e que passou, principalmente, a utilizar as CCG para garantir a segurança do abastecimento, particularmente nas horas com grande produção solar oriunda de Espanha. Adicionalmente, o saldo importador representou cerca de 18% da produção elétrica total (ver Figura II - 3), consolidando a tendência verificada desde 2021 de maior relevância do saldo importador para a satisfação do consumo nacional.

Figura II - 3 - Evolução do índice de produtividade hidroelétrica, solar e eólica e do peso da produção das

CCG na produção total de energia elétrica em Portugal



IPH – Índice de produtividade hidroelétrica, IPE – Índice de produtividade eólica, IPS – Índice de produtividade solar

Fonte: REN, ERSE

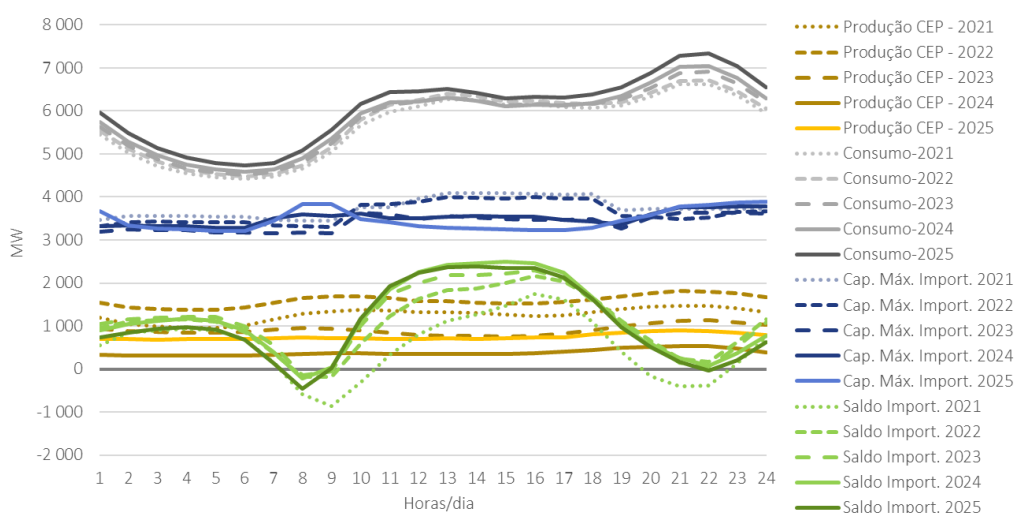
II.3 ANÁLISE DA POTÊNCIA MÉDIA HORÁRIA

É apresentada outra perspetiva de análise do *mix* de produção e da satisfação do consumo de energia elétrica em Portugal na Figura II - 4, onde se compara a evolução da potência média horária ⁴⁰ no sistema elétrico, de 2021 a 2025: (i) do consumo de energia elétrica; (ii) do saldo importador; (iii) da produção dos

⁴⁰ A potência média horária resulta da média dos valores em cada hora por ano. Exemplo: em 2024, a potência média da hora 1 resulta da média das 366 horas 1 nesse ano.

CCG; e (iv) da capacidade de importação (Espanha para Portugal) disponível na interligação para fins comerciais⁴¹.

Figura II - 4 - Evolução da potência média horária de 2021 a 2025 do consumo, da produção dos CEP e do saldo importador



Fonte: REN

Da Figura II - 4, destaca-se a evolução crescente da potência média do saldo importador⁴² entre 2021 e 2024, principalmente durante as horas solares (entre as 8h e as 20h), assim como o decréscimo da potência média da produção de energia elétrica proveniente das CCG (detalhado no ponto II.3.1). Em 2025, verifica-se um aumento da potência média do consumo em todas as horas do dia, assim como da potência média de funcionamento das CCG. Observa-se nesse ano a redução da potência máxima média de importação durante as horas solares, e uma ligeira diminuição da potência média do saldo importador nesse intervalo. No entanto, mesmo considerando os valores da potência média do saldo importador do ano de 2024 (máximo verificado), ainda existe, em média, potencial disponível para o aumento desta, considerando a capacidade máxima de importação (ES->PT) disponível na interligação para fins comerciais (diferença entre as linhas verdes e as linhas azuis na Figura II - 4).

A Figura II - 5 detalha a evolução anual da potência média horária do consumo de energia elétrica e permite verificar uma relativa estabilidade das potências médias horárias entre anos. No entanto destaca-se o

⁴¹ Decorrente do mecanismo Margin Available for Cross-Zonal Trade (MACZT), os operadores de rede têm de disponibilizar no mínimo 70% da capacidade na interligação para o comércio de eletricidade com os países vizinhos até ao final de 2025.

⁴² Saldo Importador = Importação-Exportação. Valores positivos do saldo representam importações para Portugal.

aumento da potência média nos períodos das 8h às 9h e das 21h às 22h (TCMA₂₀₁₂₋₂₀₂₅⁴³ = 1,0%) justificado, possivelmente, por eletrificação de consumos domésticos, com uma dimensão da ordem de 900 MW (na hora 21). Por oposição, verifica-se a menor TCMA₂₀₁₂₋₂₀₂₅ dos consumos no período diurno das 12h às 16h, com o valor mínimo a ocorrer entre as 13h e as 16h.

Figura II - 5 - Evolução anual da potência média horária do consumo de energia elétrica

Hora	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TCMA ₂₀₁₂₋₂₀₂₅
1	5 572	5 587	5 516	5 505	5 514	5 535	5 664	5 574	5 367	5 441	5 544	5 630	5 736	5 971	0,5%
2	5 086	5 100	5 045	5 049	5 056	5 087	5 199	5 126	4 956	5 022	5 121	5 186	5 285	5 492	0,6%
3	4 743	4 757	4 720	4 737	4 742	4 790	4 888	4 828	4 669	4 724	4 821	4 873	4 964	5 142	0,6%
4	4 520	4 542	4 518	4 541	4 549	4 609	4 697	4 646	4 486	4 542	4 628	4 668	4 751	4 912	0,6%
5	4 409	4 432	4 413	4 441	4 449	4 511	4 596	4 550	4 393	4 451	4 526	4 563	4 635	4 783	0,6%
6	4 360	4 384	4 370	4 401	4 410	4 473	4 556	4 516	4 357	4 417	4 477	4 519	4 586	4 724	0,6%
7	4 388	4 408	4 394	4 432	4 438	4 505	4 593	4 557	4 389	4 471	4 525	4 579	4 644	4 792	0,7%
8	4 489	4 504	4 479	4 527	4 561	4 643	4 750	4 721	4 542	4 668	4 739	4 805	4 900	5 079	1,0%
9	4 823	4 853	4 824	4 877	4 922	5 020	5 146	5 132	4 886	5 049	5 159	5 245	5 350	5 562	1,1%
10	5 456	5 481	5 462	5 519	5 531	5 632	5 791	5 760	5 483	5 660	5 802	5 867	5 942	6 166	0,9%
11	5 901	5 891	5 859	5 893	5 919	5 994	6 168	6 121	5 831	5 980	6 141	6 153	6 197	6 434	0,7%
12	6 098	6 083	6 048	6 067	6 100	6 159	6 330	6 267	6 002	6 109	6 262	6 211	6 219	6 450	0,4%
13	6 254	6 239	6 211	6 218	6 255	6 310	6 484	6 410	6 194	6 273	6 394	6 310	6 305	6 509	0,3%
14	6 176	6 183	6 160	6 160	6 189	6 245	6 419	6 340	6 206	6 259	6 346	6 256	6 240	6 424	0,3%
15	6 075	6 102	6 075	6 071	6 092	6 149	6 322	6 237	6 094	6 139	6 225	6 130	6 105	6 287	0,3%
16	6 131	6 177	6 141	6 140	6 151	6 224	6 384	6 291	6 111	6 156	6 237	6 163	6 142	6 329	0,2%
17	6 067	6 122	6 092	6 089	6 091	6 161	6 324	6 234	6 047	6 098	6 181	6 138	6 127	6 317	0,3%
18	6 002	6 074	6 049	6 045	6 061	6 112	6 271	6 196	5 998	6 064	6 160	6 165	6 186	6 389	0,5%
19	5 997	6 067	6 042	6 041	6 065	6 117	6 274	6 205	6 025	6 123	6 207	6 267	6 338	6 551	0,7%
20	6 180	6 237	6 190	6 202	6 221	6 275	6 442	6 381	6 208	6 326	6 417	6 539	6 652	6 884	0,8%
21	6 396	6 449	6 397	6 416	6 445	6 487	6 677	6 634	6 482	6 622	6 697	6 885	7 032	7 289	1,0%
22	6 458	6 496	6 433	6 451	6 484	6 525	6 724	6 655	6 494	6 630	6 706	6 922	7 048	7 332	1,0%
23	6 374	6 397	6 320	6 328	6 353	6 376	6 568	6 468	6 270	6 368	6 465	6 646	6 762	7 041	0,8%
24	6 095	6 096	6 010	6 003	6 024	6 043	6 198	6 093	5 870	5 947	6 054	6 195	6 294	6 555	0,6%

Fonte: REN

No que respeita ao saldo importador (ver Figura II - 6), verifica-se que os maiores valores se concentram, principalmente, no período das horas solares (entre as 10h e as 19h). O outro período de importação líquida ocorre no período noturno das 23h às 6h. Durante o período matinal das 7h e 8h, verifica-se que Portugal é tendencialmente exportador de energia elétrica.

⁴³ TCMA – Taxa de crescimento média anual.

Figura II - 6 - Evolução anual da potência média horária do saldo importador de energia elétrica

Hora	MW														TCMA ₂₀₁₂₋₂₀₂₅
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
1	841	180	242	582	-375	-40	114	686	464	558	961	1042	894	733	-1,1%
2	1149	520	419	793	27	398	513	1066	954	846	1099	1158	1047	850	-2,3%
3	1255	709	465	836	124	507	644	1210	1081	906	1138	1193	1119	933	-2,3%
4	1290	750	419	825	190	570	666	1250	1136	938	1162	1221	1181	970	-2,2%
5	1266	743	380	763	146	568	635	1236	1115	893	1097	1208	1126	914	-2,5%
6	1159	628	236	644	-6	399	500	1062	893	675	873	993	900	680	-4,0%
7	847	241	-102	212	-510	-186	-92	549	336	141	363	548	385	132	-13,3%
8	423	-203	-490	-316	-1122	-938	-815	-173	-437	-576	-177	-148	-209	-448	-200,4%
9	257	-299	-619	-582	-1383	-1274	-1258	-665	-846	-863	-175	-60	40	12	-21,0%
10	510	-116	-432	-496	-1227	-1175	-1208	-547	-686	-313	583	1014	1123	1184	6,7%
11	683	56	-204	-305	-968	-885	-982	-168	-319	340	1235	1740	1861	1932	8,3%
12	889	274	11	-48	-740	-602	-753	130	-14	816	1627	2002	2255	2245	7,4%
13	973	394	148	185	-541	-396	-511	297	191	1122	1836	2178	2426	2371	7,1%
14	984	400	158	259	-553	-398	-468	345	308	1274	1865	2176	2455	2379	7,0%
15	1110	538	309	515	-402	-149	-251	684	617	1462	2007	2229	2488	2345	5,9%
16	1227	707	483	754	-170	158	25	957	996	1751	2158	2299	2465	2342	5,1%
17	1206	699	463	705	-194	191	24	917	937	1622	2040	2102	2244	2128	4,5%
18	1020	484	306	500	-424	-58	-225	612	496	1106	1674	1603	1669	1638	3,7%
19	814	232	69	161	-782	-465	-542	218	-187	411	1123	1093	1013	983	1,5%
20	699	124	33	-25	-1041	-779	-798	-192	-756	-165	658	600	553	514	-2,3%
21	655	122	-4	-107	-1137	-906	-885	-372	-960	-397	250	143	262	159	-10,3%
22	564	32	-85	-173	-1177	-1050	-878	-471	-965	-377	167	53	84	-42	-181,9%
23	774	114	16	102	-1013	-668	-586	42	-551	123	632	522	376	206	-9,7%
24	984	294	244	428	-618	-178	-140	627	180	727	1166	1085	777	630	-3,4%

Fonte: REN

Na Figura II - 7 detalha-se a evolução anual da potência máxima horária de importação disponível para fins comerciais de energia elétrica, desde 2012. Verifica-se um aumento significativo nesta potência média entre 2012 e 2025⁴⁴, com uma TCMA na ordem dos 3,1%.

⁴⁴ Dados atualizados até 31 de dezembro de 2025.

Figura II - 7 - Evolução anual da potência média horária de importação disponível para fins comerciais de energia elétrica

Hora	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TCMA ₂₀₁₂₋₂₀₂₅
1	881	481	510	675	226	373	426	856	702	845	1 166	1 288	1 293	1 096	1,7%
2	1 165	710	615	862	409	610	658	1 168	1 069	1 073	1 272	1 381	1 388	1 181	0,1%
3	1 266	848	637	889	466	683	749	1 296	1 188	1 136	1 328	1 416	1 436	1 248	-0,1%
4	1 295	875	602	879	512	729	769	1 337	1 234	1 172	1 368	1 439	1 484	1 269	-0,2%
5	1 272	869	572	818	484	724	745	1 329	1 220	1 152	1 340	1 431	1 469	1 224	-0,3%
6	1 171	777	482	729	403	612	642	1 181	1 045	985	1 138	1 255	1 306	1 074	-0,7%
7	883	500	304	427	202	327	335	780	680	660	770	930	967	745	-1,3%
8	549	271	172	227	120	218	191	484	442	493	556	613	736	607	0,8%
9	443	233	126	150	87	155	125	361	363	468	626	774	959	901	5,6%
10	610	321	201	167	74	115	84	354	396	545	1 034	1 516	1 666	1 620	7,8%
11	743	419	303	222	82	136	101	466	487	849	1 525	2 026	2 282	2 259	8,9%
12	927	561	400	316	129	181	146	603	597	1 168	1 851	2 230	2 636	2 542	8,1%
13	1 007	650	494	444	196	259	229	702	705	1 392	2 038	2 413	2 856	2 691	7,9%
14	1 015	648	494	488	204	274	256	723	765	1 522	2 083	2 437	2 890	2 714	7,9%
15	1 135	753	612	636	258	363	322	927	934	1 661	2 205	2 481	2 890	2 665	6,8%
16	1 245	869	731	829	342	504	444	1 145	1 228	1 933	2 380	2 555	2 912	2 658	6,0%
17	1 225	866	725	794	333	523	442	1 145	1 215	1 845	2 291	2 387	2 674	2 432	5,4%
18	1 050	716	631	649	234	397	337	1 012	969	1 434	1 965	1 989	2 156	1 970	5,0%
19	874	575	508	442	136	275	239	819	634	999	1 547	1 650	1 669	1 498	4,2%
20	758	491	444	355	90	155	177	574	378	681	1 132	1 241	1 287	1 048	2,5%
21	701	462	378	300	82	131	142	413	276	505	777	786	958	704	0,0%
22	631	411	323	237	77	159	138	304	185	425	667	637	751	579	-0,7%
23	832	463	402	370	77	192	185	484	239	630	925	909	948	739	-0,9%
24	1 013	567	520	562	164	316	329	810	538	959	1 358	1 330	1 230	1 032	0,1%

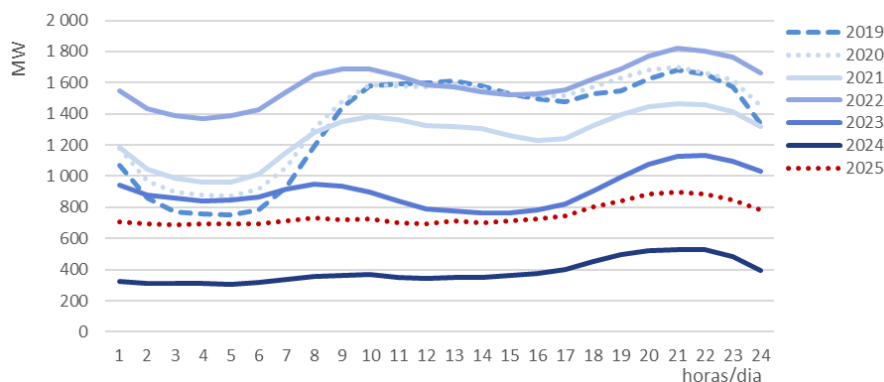
Fonte: REN

II.3.1 POTÊNCIA MÉDIA HORÁRIA – CEP

Analisando em detalhe a evolução da potência média horária de produção de energia elétrica das CCG (Figura II - 8), observa-se uma redução muito significativa do nível médio, desde 2021 até 2025, embora tenha aumentado em 2022, por ter sido um ano seco, e em 2025, por razões de segurança na gestão de rede⁴⁵, anteriormente referidas. Além da redução do nível médio da potência, verifica-se um alisamento na sua evolução ao longo das horas do dia, passando a potência máxima a ocorrer apenas durante o período noturno entre as 19h e as 23h e de forma menos expressiva.

⁴⁵ Alterações deliberadas na gestão do sistema devido ao *blackout* ibérico, ocorrido a 28 de abril de 2025.

Figura II - 8 - Evolução da potência média horária de produção de energia elétrica dos CEP



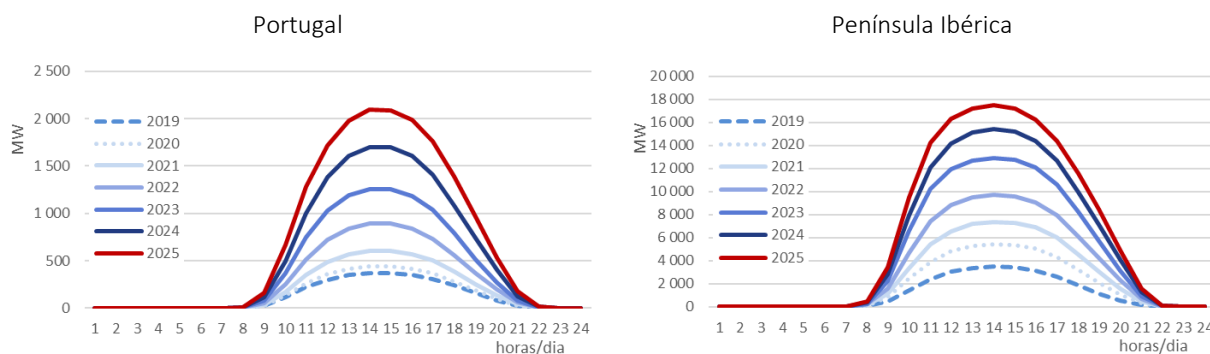
Fonte: REN

Como referido, o saldo importador tem representado um peso cada vez mais significativo no abastecimento de energia elétrica em Portugal, especialmente durante as horas solares, condicionando o número de horas disponíveis para as CCG funcionarem. Para tal contribui, em grande medida, o aumento da produção elétrica fotovoltaica na Península Ibérica e a existência de capacidade disponível para trocas comerciais na interligação. De seguida analisa-se como a produção de energia elétrica fotovoltaica em Portugal e na Península Ibérica condiciona o funcionamento das CCG em Portugal.

II.3.2 POTÊNCIA MÉDIA HORÁRIA – PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA

A Figura II - 9 mostra a evolução da potência média horária de produção de energia elétrica fotovoltaica em Portugal e na Península ibérica.

Figura II - 9 - Evolução da potência média horária de produção fotovoltaica em Portugal e na Península Ibérica



Fonte: REN e Red Eléctrica de España

Verifica-se que, quer a nível nacional, quer a nível Ibérico, as potências médias horárias de produção fotovoltaica têm subido fortemente, resultado do aumento da potência instalada desta tecnologia. Este aumento justifica, em grande medida, o crescimento da importação de energia elétrica por Portugal, que, como se viu na Figura II - 6, se tem concentrado nas horas solares. A Figura II - 10 detalha a evolução anual da potência média horária de produção de energia elétrica fotovoltaica desde 2012, em Portugal. Em termos médios, verifica-se uma TCMA₂₀₁₂₋₂₀₂₅ bastante significativa entre as 8h e as 20h, acima dos 20%, com os valores máximos desta potência a ocorrer em 2025.

Figura II - 10 - Evolução anual da potência média horária de produção fotovoltaica

Hora	MW															TCMA ₂₀₁₂₋₂₀₂₅
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025		
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
8	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	5	7	11		21,6%
9	12	14	17	20	19	20	16	26	29	38	56	84	114	165		22,0%
10	46	56	70	85	86	92	82	115	132	173	251	370	497	664		22,7%
11	78	96	127	158	162	176	167	222	262	352	515	748	1 006	1 283		24,0%
12	101	125	168	215	220	239	231	301	361	487	719	1 032	1 383	1 718		24,4%
13	113	141	192	248	254	276	272	346	417	569	842	1 195	1 605	1 977		24,6%
14	118	149	201	263	270	294	290	365	440	601	895	1 260	1 703	2 093		24,8%
15	118	149	200	263	269	294	292	367	438	601	891	1 251	1 702	2 085		24,7%
16	113	143	191	249	256	280	277	349	417	571	841	1 184	1 611	1 986		24,7%
17	101	127	169	219	226	247	243	308	367	503	734	1 037	1 410	1 762		24,6%
18	80	97	133	168	175	189	187	239	283	385	561	791	1 088	1 388		24,6%
19	53	65	92	110	117	124	122	158	185	253	369	517	740	968		25,0%
20	30	36	51	59	62	66	64	83	97	131	195	269	401	534		24,8%
21	11	12	17	19	20	20	20	26	29	39	59	80	126	176		23,8%
22	1	1	2	2	2	2	2	2	3	4	6	8	13	20		23,1%
23	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0		
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		

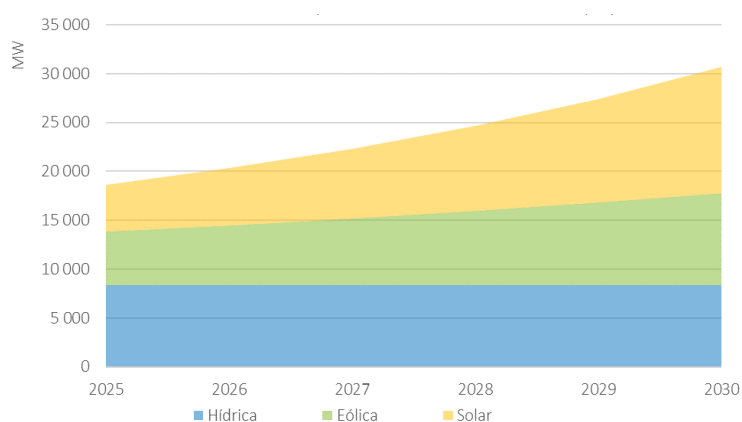
Fonte: REN

O efeito conjugado do aumento da potência fotovoltaica na Península Ibérica, assim como a disponibilidade para trocas comerciais de capacidade de importação de Espanha para Portugal, condicionam o funcionamento consistente das CCG nas horas solares⁴⁶. Esta situação agrava-se, naturalmente, durante os meses de verão, onde as CCG têm tido, historicamente, mais oportunidade para colocar produção no mercado grossista de eletricidade, devido à diminuição acentuada da produção de origem hídrica e eólica.

⁴⁶ Este comportamento poderá ser, pelo menos a curto prazo, condicionado por alterações na gestão do sistema devidas ao *blackout* ibérico, ocorrido a 28 de abril de 2025.

A nível nacional, e de acordo com as metas definidas na versão atualizada do PNEC 2030⁴⁷, perspectiva-se um crescimento significativo da potência instalada de origem renovável⁴⁸, na ordem dos 74% até 2030, representado um total de 31 GW instalados nesse ano (Figura II - 11). A nível ibérico este crescimento é igualmente expressivo, na ordem dos 56%⁴⁹, representando 185 GW de potência instalada de origem renovável em 2030. Considerando estas metas da política energética a nível Ibérico, antecipa-se que o funcionamento das CCG será cada vez mais condicionado, principalmente durante o período das horas solares.

Figura II - 11 - Previsão da potência instalada renovável, por tecnologia – PNEC 2030



Fonte: REN e PNEC 2030

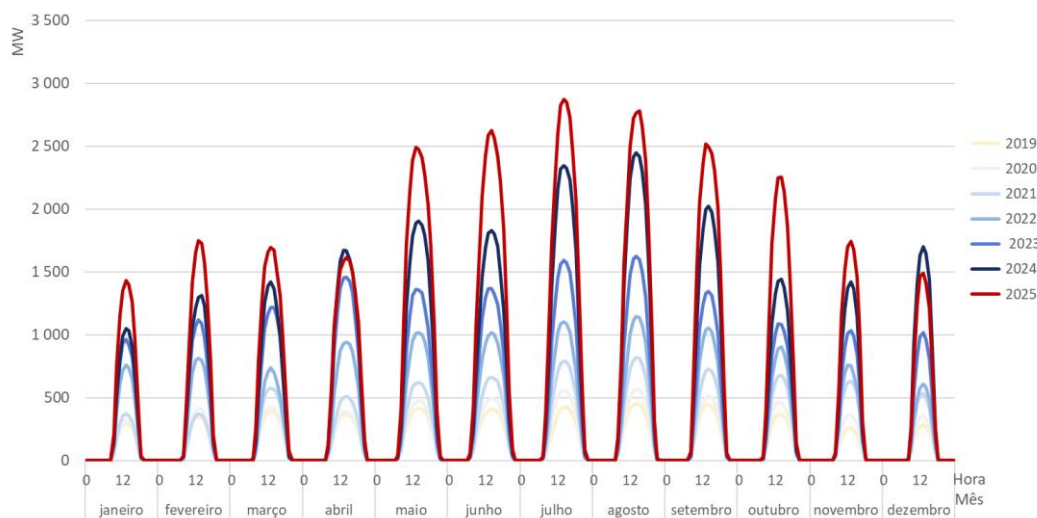
Embora a produção de energia elétrica com origem fotovoltaica e eólica seja dependente das condições meteorológicas no curto prazo (hora, dia, mês), a sua previsão em termos anuais não é tão incerta quanto a produção de energia elétrica com origem hídrica. A Figura II - 12 mostra a evolução mensal da potência média horária de produção de energia elétrica de origem fotovoltaica. Como se observa, a sua evolução média horária é bastante consistente durante todos os meses do ano. Verifica-se, igualmente, que os valores máximos da potência média horária ocorrem nos meses de julho e agosto, e à mesma hora (entre as 14h e as 15h), sistematicamente.

⁴⁷ Plano Nacional Energia e Clima 2030 (outubro de 2024).

⁴⁸ Hídrica, eólica e solar.

⁴⁹ Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030.

Figura II - 12 - Evolução mensal da potência média horária de produção fotovoltaica



Fonte: REN.

Atendendo a que os índices de produtividade solar (IPS) anuais são pouco variáveis (ver Figura II - 3), a produção anual de energia elétrica proveniente desta fonte é diretamente proporcional à potência instalada, sendo a constante de proporcionalidade o número médio anual de horas de funcionamento desta tecnologia (em 2025 foi de 1 853 horas/ano⁵⁰). Outra conclusão que se retira da Figura II - 12 é o crescimento consistente das potências médias horárias ao longo dos anos.

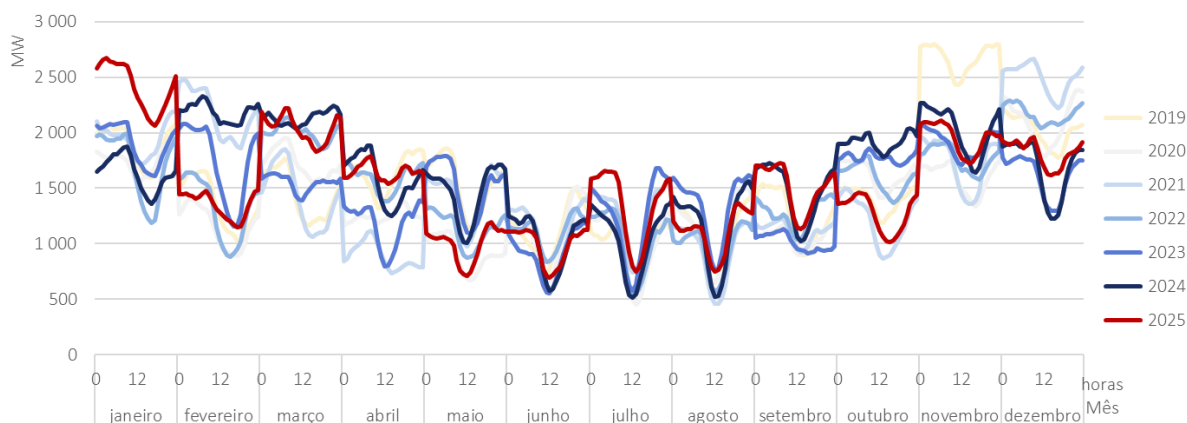
II.3.3 POTÊNCIA MÉDIA HORÁRIA – PRODUÇÃO EÓLICA

Na Figura II - 13 é apresentada a evolução mensal da potência média horária de produção de energia elétrica de origem eólica em Portugal. Apesar dos valores médios horários mensais não serem tão estáveis como os relativos à produção solar, em termos anuais, a energia produzida por este tipo de tecnologia também é diretamente proporcional à potência instalada, uma vez que o número médio anual de horas com vento é relativamente constante (em 2025 foi de 2 649 horas/ano⁵¹). Esta afirmação pode ser confirmada pelos números apresentados na Figura II - 2, onde se observa que, desde 2011 até 2025, a energia com origem eólica contribui anualmente com valores médios na ordem dos 13 TWh/ano, uma vez que não se tem verificado um aumento relevante da potência instalada (ver Figura II - 11).

⁵⁰ O número de horas foi calculado pelo rácio da potência máxima horária verificada no ano pela energia produzida nesse ano.

⁵¹ O número de horas foi calculado pelo rácio da potência máxima horária verificada no ano pela energia produzida nesse ano.

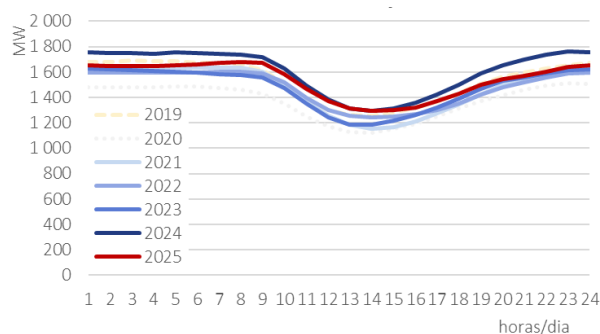
Figura II - 13 - Evolução mensal da potência média horária de produção de energia elétrica eólica



Fonte: REN.

Para fins comparativos, apresenta-se a evolução horária da potência média anual de produção de energia elétrica de origem eólica em Portugal, na Figura II - 14. Verifica-se que o nível médio da potência média horária não apresenta diferenças significativas entre os vários anos apresentados.

Figura II - 14 - Evolução horária da potência média de produção de energia elétrica eólica

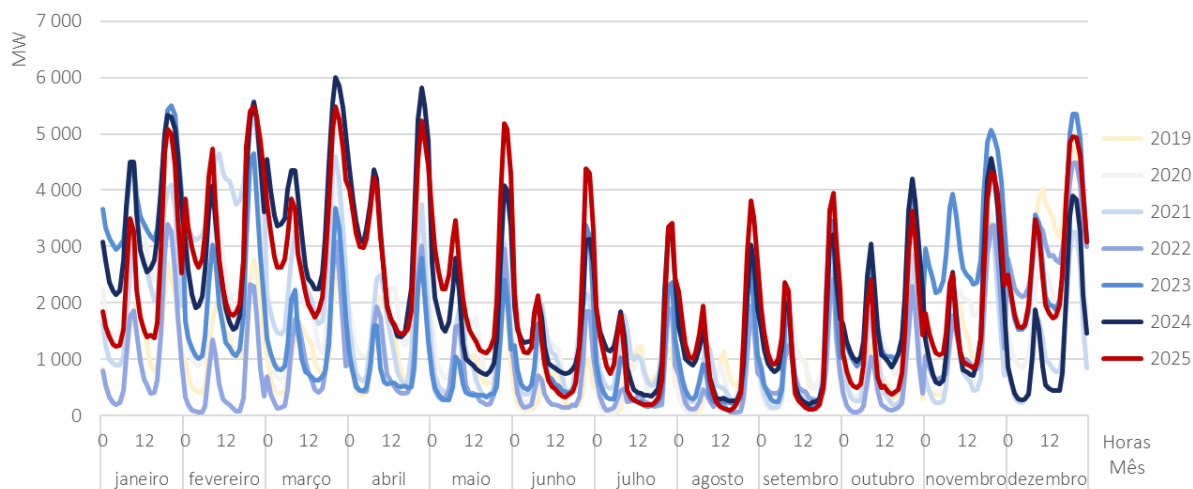


Fonte: REN

II.3.4 POTÊNCIA MÉDIA HORÁRIA – PRODUÇÃO HÍDRICA E BOMBAGEM

A produção de energia elétrica com origem hídrica condiciona significativamente a previsão para o regime de funcionamento das CCG, dada a sua materialidade e volatilidade anual, pois é altamente dependente do regime hidrológico (ver Figura II - 2). A Figura II - 15 apresenta essa evolução, detalhando a evolução mensal da potência média horária de produção de energia elétrica hídrica em Portugal. Como se pode verificar, a evolução desta variável apresenta uma grande volatilidade, quer mensal, quer anual.

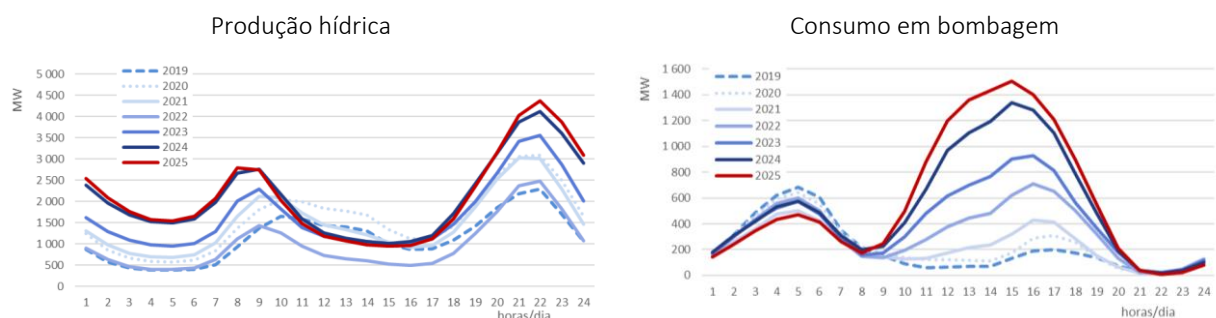
Figura II - 15 - Evolução mensal da potência média horária de produção de energia elétrica hídrica



Fonte: REN

Analisando o funcionamento das centrais hídricas em Portugal, verifica-se que este se tem alterado significativamente, o que poderá ter consequências no funcionamento das CCG. Este novo paradigma de funcionamento é ilustrado na Figura II - 16, onde se mostra a evolução da potência média horária da produção hídrica e do consumo em bombagem em Portugal, de 2019 a 2025. A alteração mais expressiva corresponde ao aumento da potência média horária de produção hídrica durante o período matinal, das 6h às 10h, e principalmente no período noturno, das 21h às 23h. Estes períodos de funcionamento estão alinhados com os períodos de preços de energia elétrica nos mercados grossistas, tendencialmente mais elevados. Simultaneamente, verifica-se um aumento da potência média horária do consumo em bombagem, maioritariamente durante as horas solares (das 9h às 20h), coincidente com os valores máximos, quer de produção elétrica fotovoltaica, quer de importação. Este aumento está naturalmente alinhado com preços de energia elétrica mais baixos nos mercados grossistas, marcando uma alteração no padrão de funcionamento da bombagem comparativamente com os anos de 2019, 2020 e 2021, onde os preços eram tendencialmente mais elevados nesse período.

Figura II - 16 - Evolução da potência média horária da produção hídrica e do consumo em bombagem, em Portugal



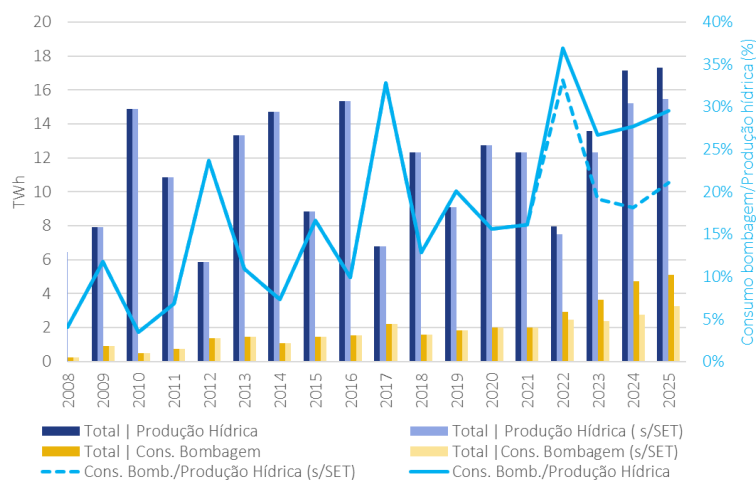
Fonte: REN

Verifica-se que o acréscimo da potência instalada das centrais hídricas com bombagem e a sua otimização económica para arbitragem de preços, com recurso ao armazenamento, permite deslocar o seu funcionamento para os períodos de preços de energia elétrica nos mercados grossistas mais elevados, concorrendo e condicionado de forma ainda mais vinculada o funcionamento das CCG nesses períodos.

Como identificado na Figura II - 11, desde 2022 a potência instalada hídrica aumenta. Este aumento decorreu da entrada em funcionamento das centrais hídricas de Gouvães e Daivões, assim como da entrada em funcionamento em pleno da central hídrica do Alto Tâmega em 2024, que completou o Sistema Electroprodutor do Tâmega (SET) detido pela Iberdrola. Por si só, a entrada em exploração destas novas centrais, com grande capacidade de bombagem e de armazenamento de energia, confere um grande potencial para arbitragem de preços, que poderá condicionar de forma ainda mais vinculada o funcionamento das CCG.

Na Figura II - 17 é apresentada a evolução do parque electroprodutor hídrico, em termos de produção de energia elétrica, em Portugal, destacando-se a contribuição do SET. Identifica-se igualmente o rácio entre o consumo de energia em bombagem e a respetiva produção de energia elétrica. Verifica-se que o SET é responsável pelo aumento de 8 p.p. no rácio entre o consumo total em bombagem e a produção total de energia elétrica hídrica.

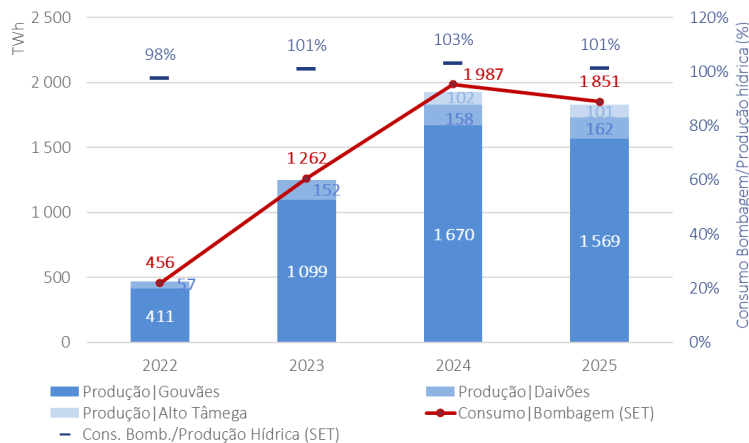
Figura II - 17 - Evolução da produção de energia elétrica através de aproveitamentos hídricos



Fonte: SIMER

Analisando em detalhe o SET (Figura II - 18), verifica-se que este sistema apresenta rácios de consumo em bombagem e produção elétrica superiores a 100% desde 2023, demonstrando um funcionamento orientado para a arbitragem de preços⁵².

Figura II - 18 - Evolução da produção de energia elétrica do SET



Fonte: SIMER

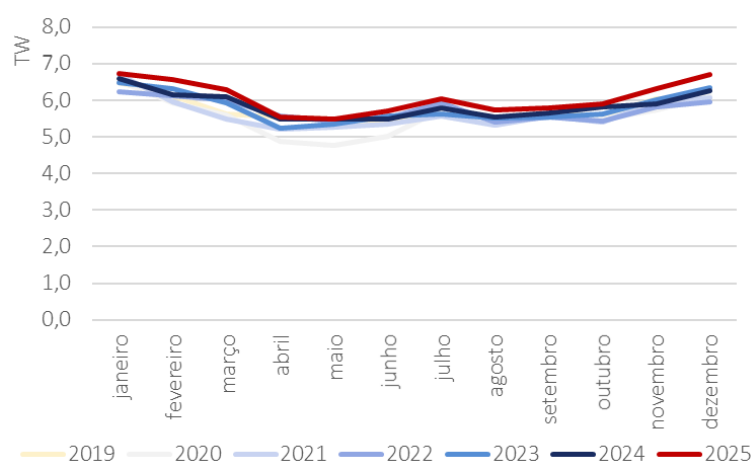
⁵² O SET tem características equiparadas a uma “grande bateria” e diferenciando-se dos restantes aproveitamentos hidroelétricos com bombagem existentes em Portugal.

Este paradigma de funcionamento de centrais hídricas representa mais um desafio ao funcionamento das CCG durante as horas em que os preços de energia tendem a ser mais elevados, normalmente nos períodos das 8h às 9h e das 19h às 23h.

II.4 ANÁLISE DA POTÊNCIA MÉDIA MENSAL

Este capítulo analisa os dados da potência média com detalhe mensal do consumo e da produção agregada de energia elétrica. A Figura II - 19 apresenta a evolução da potência média mensal do consumo de 2019 a 2025. Nesta, destacam-se três aspetos: (i) a potência média é semelhante entre os vários anos apresentados, tendo 2025 os valores médios mais elevados; (ii) entre os meses de abril a outubro verificam-se os valores mais baixos da potência do consumo e no mês de janeiro a potência média é mais elevada (em 2025, este valor foi de 6,7 TW); e (iii) a potência média do consumo apresenta alguma consistência nos diferentes meses do ano (em 2025 a diferença entre o valor máximo e mínimo foi de 1,3 TW).

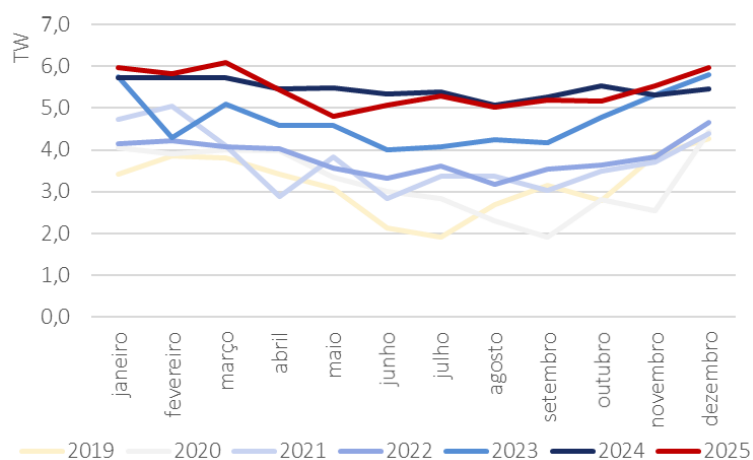
Figura II - 19 - Evolução da potência média mensal do consumo



Fonte: REN

A Figura II - 20 mostra a contribuição da produção fotovoltaica, hídrica, eólica e do saldo importador, em termos da potência média mensal que abastece essa potência média de consumo. Verifica-se que estas curvas de produção são bastante mais irregulares do que as de consumo, especialmente nos anos anteriores a 2023. Entre 2019 a 2023, a produção apresentou valores médios mais baixos nos meses de abril a outubro (menor peso da produção hídrica). No entanto verificou-se uma redução dessa diferença nos anos mais recentes (maior peso da fotovoltaica e saldo importador). Em 2024 e 2025, a diferenciação mensal é particularmente reduzida. Em 2019, a amplitude entre a potência média mínima e máxima era na ordem dos 3 TW e em 2025 reduziu-se para 0,7 TW.

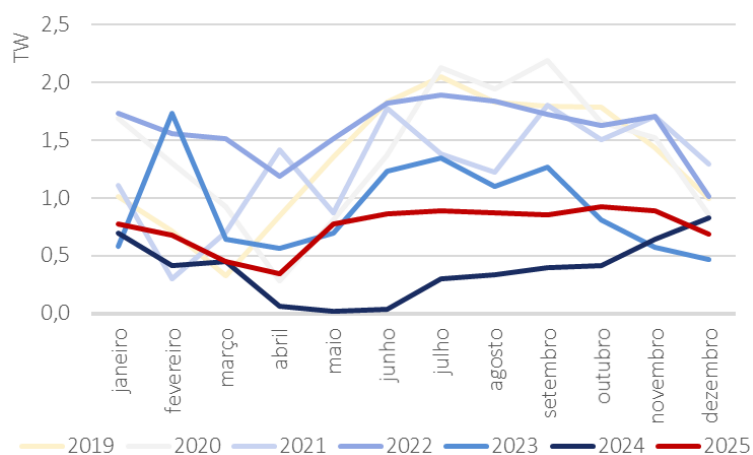
Figura II - 20 - Evolução da potência média mensal agregada da produção fotovoltaica, hídrica, eólica e saldo importador



Fonte: REN

A Figura II - 21 ilustra a evolução da potência média mensal dos centros electroprodutores, de 2019 a 2025.

Figura II - 21 - Evolução da potência média mensal dos centros electroprodutores



Fonte: REN

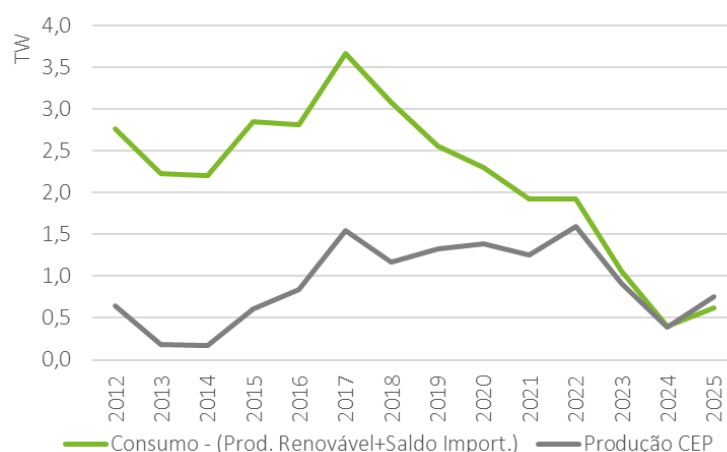
Até 2023, o funcionamento das CCG ocorria predominantemente durante os meses de abril a outubro, meses onde a contribuição hídrica é tendencialmente inferior. No entanto, esse paradigma tem vindo a alterar-se nos anos mais recentes, com o ano de 2024 a representar a antítese desse paradigma, com o funcionamento mais baixo a ocorrer precisamente entre abril a outubro.

A figura permite igualmente induzir que o evento do apagão ibérico, a 28 de abril de 2025, teve consequências no regime de funcionamento dos CEP. Desde esse evento e até ao final do ano de 2025, a

potência média mensal de produção das CCG permaneceu relativamente constante. Verificou-se apenas uma redução mais significativa no mês de dezembro devido à elevada hidraulicidade do ano ($IPH_{2025}=1,31$).

A diferença entre a curva da potência média mensal do consumo (Figura II - 19) e a produção renovável (incluindo o saldo importador) (Figura II - 20) traduz a potência média que ainda é necessária para abastecer esse consumo. A Figura II - 22 ilustra essa diferença, em termos médios anuais, na série a verde. Nesta figura é igualmente traçada a potência média anual das CCG (série cinza). Se as duas curvas coincidem, quer dizer que são apenas as CCG a fornecer essa potência em falta. Até 2022, verifica-se claramente que não eram apenas as CCG a fornecer a potência necessária remanescente, uma vez que concorriam, maioritariamente com a produção elétrica proveniente do carvão, até 2021.

Figura II - 22 - Evolução da potência média anual dos centros electroprodutores e da diferença entre potência média anual do consumo e a produção renovável (incluindo saldo importador)



Fonte: REN, ERSE

A partir de 2022, são maioritariamente as CCG a fornecer a potência necessária remanescente para abastecer o consumo. Por fim, outra constatação que se retira da figura é que a potência média anual remanescente apresenta uma tendência decrescente indicando que, em termos médios anuais, a produção com origem renovável (incluindo a importação) é quase suficiente para abastecer o consumo, retirando horas de funcionamento às CCG.

II.5 PREÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA NO MIBEL

O desenvolvimento em grande escala da produção elétrica fotovoltaica está a ter consequências nos mercados grossistas de energia elétrica, como se identifica na Figura II - 23, pela evolução anual dos preços médios horários no MIBEL.

Por forma a evitar distorções de nível na análise, resultantes dos diferentes níveis do preço em cada hora, apresenta-se o rácio entre o preço médio horário, em cada hora de cada ano, e o preço médio mínimo verificado nas 24 horas desse mesmo ano. Por exemplo, em 2012, na hora um, o preço médio é 36% superior ao preço médio mínimo verificado nas 24 horas de 2012 (ocorrido às 5 h).

Identifica-se, claramente, que a partir de 2021 houve uma alteração no paradigma de evolução dos preços médios horários no MIBEL. Constata-se que, até então, os preços mínimos verificavam-se consistentemente durante o período noturno, perto das 5h. Após 2021, os preços mínimos têm vindo a ocorrer durante o período diurno, entre as 14h e as 16h, que coincide com o período de radiação solar máxima.

Figura II - 23 - Evolução anual dos preços médios horários em Portugal

Hora	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	36%	40%	34%	23%	23%	16%	14%	16%	20%	16%	21%	36%	69%	180%
2	21%	21%	18%	12%	13%	9%	9%	10%	11%	9%	13%	26%	57%	156%
3	9%	8%	7%	5%	6%	4%	4%	4%	5%	5%	8%	21%	49%	142%
4	4%	3%	2%	2%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	4%	16%	43%	131%
5	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	14%	40%	126%
6	3%	3%	4%	2%	3%	1%	1%	2%	3%	3%	6%	18%	43%	135%
7	10%	14%	16%	13%	13%	8%	8%	7%	13%	10%	15%	30%	57%	160%
8	29%	33%	33%	25%	24%	18%	16%	16%	24%	20%	25%	45%	80%	198%
9	32%	35%	42%	32%	31%	22%	20%	21%	28%	25%	29%	49%	82%	182%
10	40%	46%	52%	39%	36%	25%	24%	24%	31%	25%	24%	35%	55%	115%
11	46%	51%	55%	42%	38%	26%	24%	24%	29%	20%	16%	18%	27%	52%
12	43%	49%	54%	41%	36%	25%	23%	22%	27%	15%	10%	12%	12%	19%
13	46%	53%	55%	39%	35%	24%	22%	22%	26%	13%	8%	9%	8%	13%
14	43%	51%	53%	38%	35%	24%	22%	21%	26%	11%	6%	6%	4%	4%
15	34%	44%	45%	31%	31%	21%	19%	17%	21%	8%	3%	2%	0%	0%
16	29%	39%	38%	26%	27%	17%	17%	14%	17%	5%	0%	0%	1%	8%
17	26%	36%	36%	26%	26%	16%	16%	14%	17%	7%	2%	5%	10%	27%
18	30%	41%	41%	30%	30%	19%	18%	17%	23%	15%	9%	18%	29%	67%
19	37%	48%	49%	36%	36%	24%	21%	21%	31%	24%	19%	35%	54%	119%
20	46%	57%	59%	42%	42%	28%	25%	25%	40%	33%	32%	55%	87%	190%
21	52%	64%	67%	46%	45%	30%	27%	28%	45%	37%	43%	72%	114%	253%
22	56%	67%	69%	48%	45%	31%	28%	30%	43%	34%	44%	69%	120%	284%
23	49%	59%	61%	41%	38%	25%	24%	24%	36%	27%	34%	56%	101%	248%
24	35%	43%	43%	29%	27%	18%	18%	17%	25%	19%	22%	43%	81%	202%
Desvio Padrão	16%	20%	21%	15%	14%	9%	8%	9%	13%	11%	13%	21%	36%	85%

Fonte: MIBEL, dados em Portugal.

Outra consequência que se observa na evolução diária dos preços médios horários é a maior volatilidade intradiária, como se comprova pelo aumento significativo do valor do desvio padrão desde 2023. Por outras palavras, a diferença entre o preço mínimo e o preço máximo tem vindo a aumentar e a concentrar-se principalmente no período entre as 19h e as 23h. Este período coincide com o valor máximo da potência média da produção de energia elétrica das CCG e das centrais hídricas, promovendo a subida dos preços nos mercados grossistas. Em sentido contrário, o período diurno de produção de energia fotovoltaica Ibérica contribui para os baixos preços de energia no MIBEL.

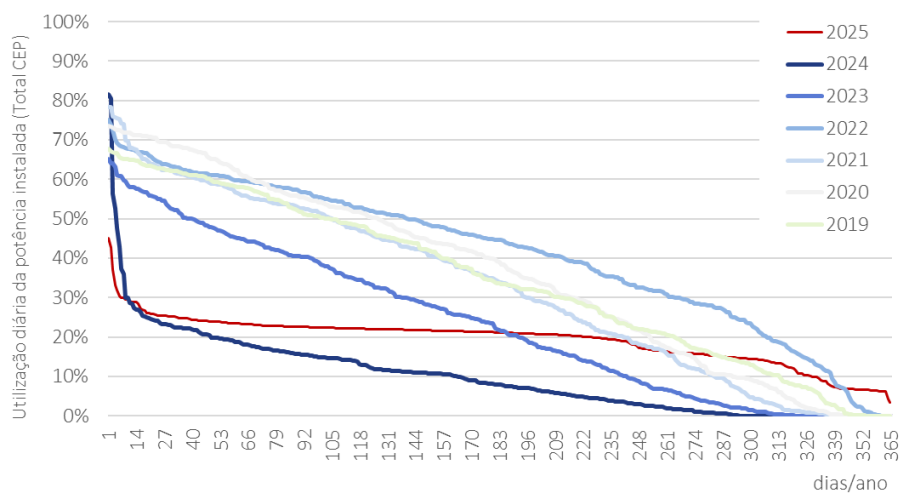
II.6 UTILIZAÇÃO MÉDIA DA POTÊNCIA INSTALADA DOS CEP

Pelos fatores identificados anteriormente e pelo facto do *mix* do sistema eletroprodutor estar cada vez mais baseado em fontes renováveis de base variável, perspetiva-se que o funcionamento das CCG seja cada vez mais relevante apenas na reserva de segurança do abastecimento elétrico e, por conseguinte, marcado por utilizações médias anuais mais reduzidas, ou seja, menos horas de funcionamento face ao histórico. Esta afirmação pode ser fundamentada na evolução decrescente da utilização média diária da potência instalada das CCG, apresentada na Figura II - 24. Em 2024 (IPH=1,16), verifica-se que a utilização diária da potência instalada é superior a 30% apenas durante 14 dias no ano. Esse valor sobe para 144 dias em 2023 (IPH=0,99) e para 274 dias em 2022 (IPH=0,63). Comparando os anos de 2023 (IPH=0,99), 2021 (IPH=0,93) e 2020 (IPH=0,97), anos com um regime hidrológico semelhante, também é possível verificar uma redução da utilização diária da potência instalada. Em 2020, a utilização foi superior a 30% em 220 dias e em 2021 em 198 dias.

O resultado do ano 2024 é fortemente influenciado pelo novo contexto da Tapada do Outeiro. Após a data de término do respetivo contrato de aquisição de energia (29 de março de 2024) e até à transição plena para mercado, esta central está dedicada a segurança de abastecimento, com um número extremamente reduzido de horas de funcionamento.

Por fim, destaca-se que o ano de 2025 foi fortemente influenciado pelas alterações na gestão do sistema elétrico decorrentes do apagão ibérico, ocorrido a 28 de abril de 2025. Atendendo a que 2025 foi um ano extremamente húmido (IPH=1,31) e que o saldo importador representou perto de 18% do total da produção, mesmo assim, a produção das CCG representou 12% do total da produção elétrica. Verifica-se que durante mais de 200 dias, o funcionamento das CCG foi praticamente constante, na ordem dos 20% da potência instalada. Este perfil de funcionamento diferencia-se claramente dos perfis verificados desde 2019.

Figura II - 24 - Evolução da utilização média diária da potência instalada das CCG



Fonte: SIMER

Assim, considera-se que neste momento ainda não é possível antever se as restrições aplicadas na gestão do sistema elétrico serão apenas de carácter conjuntural ou se vão evoluir e constituir uma alteração estrutural no funcionamento do sistema eletroprodutor. Por esta razão, ressalva-se, uma vez mais, que a análise apresentada neste anexo poderá ser, pelo menos a curto prazo, influenciada por alterações devidas ao apagão ibérico, ocorrido a 28 de abril de 2025.

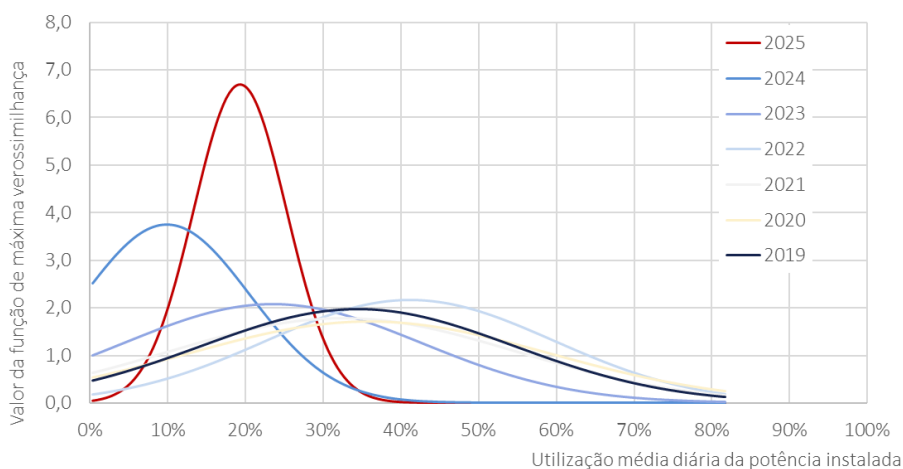
Adicionalmente, analisando a distribuição da função de máxima verossimilhança⁵³, em relação à utilização média da potência instalada dos CEP⁵⁴ (Figura II - 25), verifica-se que o valor médio mais provável de utilização dessa potência, em 2024, é de 10%. Em 2023, esse valor foi de 25% e em 2022 perto de 40%. Já em 2025, esse valor é de 20%.

Considerando o ano de 2025 como *outlier*, da evolução anual das curvas apresentadas na figura, espera-se um valor médio de utilização da potência instalada cada vez mais reduzido (a curva desloca-se para a esquerda), assim como uma redução dos períodos de maior utilização da potência instalada (curva menos distribuída do lado direito).

⁵³ A função de máxima verossimilhança, para média e desvio padrão fixos, é equivalente aos valores da função densidade da distribuição normal.

⁵⁴ A utilização resulta do rácio entre a potência média diária e a potência instalada dos CEP.

Figura II - 25 - Função de máxima verossimilhança da utilização da potência instalada dos CEP



Fonte: SIMER

Por fim, apresenta-se para cada hora, o número médio de horas de funcionamento da produção elétrica das CCG em Portugal, diferenciando o parque electroprodutor com a presença (Figura II - 26) ou não (Figura II - 27) da Tapada do Outeiro. O número de horas apresentado para cada uma das 24 horas do dia médio, representa o número de horas de funcionamento real do total potencial de 365 horas/ano. Por exemplo, na hora 1 de 2025 (Figura II - 26) as CCG funcionaram 67 horas das 365 horas possíveis, representando 18% da utilização da potência.

Figura II - 26 - Número de horas anuais de funcionamento das CCG (com Tapada do Outeiro)

IPH	1,33	0,47	1,05	0,81	0,97	0,93	0,63	0,99	1,16	1,31	
	horas/ano										
Hora	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
1	59	115	86	101	111	112	146	89	39	67	
2	40	93	67	81	91	98	135	83	36	65	
3	34	83	61	73	85	93	131	81	36	65	
4	33	81	59	72	83	91	129	79	35	65	
5	33	81	59	71	83	91	131	80	35	65	
6	34	84	61	74	87	96	135	82	36	66	
7	44	104	72	88	100	109	146	87	39	67	
8	63	133	92	113	123	121	156	90	41	69	
9	81	155	111	136	140	127	159	89	43	68	
10	93	169	126	149	150	131	159	85	44	68	
11	96	172	131	150	149	129	155	79	42	66	
12	97	175	133	151	149	125	150	75	40	65	
13	98	176	135	152	150	125	149	73	40	67	
14	99	175	134	149	147	123	146	72	40	66	
15	98	172	133	144	144	119	143	72	41	67	
16	98	169	132	141	143	116	144	74	43	69	
17	97	166	130	140	143	118	147	77	46	70	
18	99	170	132	144	149	125	153	86	53	75	
19	101	172	133	146	154	132	159	94	59	79	
20	106	177	136	153	159	136	167	101	62	83	
21	112	181	137	159	160	138	172	107	63	84	
22	111	178	133	156	157	138	170	107	63	83	
23	106	171	128	148	153	134	167	103	58	80	
24	85	148	113	126	137	124	157	98	48	74	
Total (horas/ano)	1 918	3 500	2 636	3 018	3 146	2 849	3 607	2 062	1 080	1 694	

Fonte: SIMER, ERSE

Figura II - 27 - Número de horas anuais de funcionamento dos CEP (sem Tapada do Outeiro)

IPH	1,33	0,47	1,05	0,81	0,97	0,93	0,63	0,99	1,16	1,31	
											horas/ano
Hora	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
1	44	106	74	101	115	100	144	63	32	89	
2	36	89	64	89	104	94	138	61	32	88	
3	32	81	60	81	97	89	136	60	32	87	
4	31	79	59	80	95	87	135	59	32	88	
5	31	79	59	80	95	87	136	60	32	88	
6	32	82	62	82	99	91	139	61	33	88	
7	41	101	70	94	109	99	145	64	35	90	
8	58	129	84	113	124	108	151	65	36	93	
9	74	151	95	132	135	111	151	65	36	91	
10	82	164	101	140	140	111	149	62	36	92	
11	84	164	101	137	137	108	145	58	35	89	
12	85	167	102	137	136	105	142	56	35	88	
13	86	168	103	139	138	105	142	56	36	91	
14	87	166	102	135	134	104	141	55	36	89	
15	86	163	102	130	131	101	139	55	37	91	
16	86	161	101	127	131	99	140	57	39	92	
17	85	156	99	124	130	101	142	59	41	94	
18	86	161	101	129	136	106	148	65	45	101	
19	87	164	102	131	140	111	152	71	48	106	
20	90	169	105	139	146	116	157	75	50	111	
21	94	174	107	145	147	117	161	78	51	114	
22	92	170	103	141	142	116	158	77	51	111	
23	85	161	100	134	139	113	154	73	47	107	
24	64	138	92	115	129	106	148	68	38	99	
Total (Horas/ano)	1 658	3 344	2 145	2 854	3 027	2 485	3 495	1 521	923	2 278	

Fonte: SIMER, ERSE

Constata-se que o ano de 2024 foi o ano onde as CCG funcionaram menos horas (com Tapada do Outeiro 1 080 horas/ano e sem Tapada do Outeiro 923 horas/ano). Desde 2023, que se verifica uma tendência de diminuição do número médio de horas de funcionamento em todas as horas do “dia médio”, corroborando a redução da quota das CCG no abastecimento dos consumos, em comparação aos anos anteriores a 2023, mantendo-se o seu maior funcionamento nas horas de “ponta” (entre as 20h e a 23h), como forma de maximização económica.

III CONCLUSÃO

Dos fatores apresentados e discutidos nos capítulos anteriores, e considerando que o ano de 2025 foi influenciado por razões conjunturais, espera-se que o número médio de horas diárias disponíveis para o funcionamento das CCG em Portugal seja cada vez mais limitado no futuro, uma vez que⁵⁵:

- Durante as horas solares (8h às 20h) – concorrem com a produção fotovoltaica Ibérica e com a existência de uma grande capacidade de importação para fins comerciais, o que permite a colocação dessa energia fotovoltaica no mercado grossista num maior número de horas (menos restrições técnicas e menos separação do mercado entre Portugal e Espanha) a preços mais baixos que o das CCG.
- Durante as horas noturnas (18h às 23h) – concorrem com as centrais hídricas, nomeadamente com as que têm potencial de arbitragem de preços no seu funcionamento, devido ao recurso a bombagem e à capacidade de armazenamento, que colocam no mercado grossista a preços mais altos, mas jogando com o custo variável das CCG.
- Durante os meses de abril a outubro – concorrem com a produção com origem renovável não hídrica (principalmente a fotovoltaica e eólica) e com a importação de energia com origem em Espanha (igualmente com origem renovável não hídrica).
- Aos fatores de incerteza já mencionados, o ano gás 2026-2027 continuará a ser influenciado pela ausência no parque de produção da Tapada do Outeiro, uma vez que o seu CAE terminou no primeiro trimestre de 2024, bem como o seu contrato de fornecimento de gás natural que impunha o consumo de quantidades mínimas obrigatórias. Trata-se de um facto relevante, uma vez que o consumo desta central teve um peso importante no consumo total de gás das CCG no passado, tendo representado no ano 2023 perto de 45%. De acordo com o recente Despacho n.º 18/2026/MAEN, de 27 de janeiro, da Senhora Ministra do Ambiente e Energia, a Tapada do Outeiro continuará a funcionar em regime transitório até 31 de dezembro de 2026, ficando circunscrita apenas para salvaguarda de segurança de abastecimento. O Despacho menciona, ainda, a abertura de um procedimento concorrencial para contratação de serviços de sistema pelo gestor global do SEN, através da exploração da referida central, até 31 de dezembro de 2029.

⁵⁵ As conclusões apresentadas neste memorando poderão ser, pelo menos a curto prazo, influenciadas por alterações na gestão do sistema devidas ao apagão ibérico, ocorrido a 28 de abril de 2025.