

ESTRUTURA TARIFÁRIA
NO ANO GÁS 2023-2024

Junho 2023

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

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	PROCESSO DE FIXAÇÃO DAS TARIFAS REGULADAS	3
2.1	Aditividade tarifária.....	4
2.2	Variáveis de faturação.....	7
2.3	Custos eficientes.....	8
2.4	Determinação das tarifas.....	10
3	TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO	13
3.1	Estrutura geral da tarifa.....	13
3.2	Determinação dos custos incrementais.....	15
3.2.1	Custo incremental de energia da receção de GNL.....	16
3.2.2	Custo incremental de capacidade no armazenamento de GNL.....	19
3.2.3	Custo incremental de capacidade na regaseificação de GNL.....	21
3.2.4	Custo incremental de energia na regaseificação de GNL.....	23
3.2.5	Custo incremental do carregamento de cisternas.....	24
3.3	Comparação da estrutura tarifária com a estrutura de custos incrementais.....	26
3.4	Opção tarifária do serviço agregado.....	28
4	TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	33
4.1	Estrutura geral da tarifa.....	33
4.2	Determinação dos custos incrementais.....	34
4.2.1	Custo incremental de energia de injeção e de extração do Armazenamento Subterrâneo.....	35
4.2.2	Custo incremental de capacidade de armazenamento no armazenamento Subterrâneo.....	38
4.3	Comparação da estrutura tarifária com a estrutura de custos incrementais.....	40
5	TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE	43
5.1	Estrutura geral da tarifa.....	45
5.2	Metodologia de preço de referência.....	47
5.3	Aplicação pelo operador da rede de transporte.....	48
5.4	Aplicação pelos operadores das redes de distribuição.....	51
6	PRODUTOS DE CAPACIDADE NAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO	53
6.1	Produtos de capacidade.....	53
6.2	Multiplicadores.....	55
6.3	Produtos de capacidade interruptível.....	56

7	TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA.....	61
8	TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	63
8.1	Estrutura geral da tarifa.....	63
8.2	Custos incrementais	66
8.2.1	Discussão Metodológica	66
8.2.2	Pressupostos e dados utilizados	70
8.2.3	Custos incrementais das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em BP	74
8.2.4	Custos incrementais da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP	81
8.2.5	Estrutura das Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	83
8.3	Limiar de consumo e demais características para aplicação de tarifas de Acesso às Redes opcionais em Média Pressão e em Baixa Pressão > 10 000 m ³	85
8.3.1	Limiar de consumo e demais características para aplicação de tarifas de Acesso às Redes opcionais em Média Pressão.....	85
8.3.2	Limiar de consumo e demais características para aplicação de tarifas de Acesso às Redes opcionais em Baixa Pressão > 10 000 m ³	88
8.4	Opções tarifárias de acesso às redes de distribuição	88
9	ESCALÕES DE CONSUMO NAS TARIFAS DE USO DAS REDES DE AP, MP E BP>	91
9.1	Caracterização dos consumos e da faturação dos consumidores faturados em baixa pressão e média pressão, com consumos anuais superiores a 100 000 m ³	94
9.1.1	Consumidores faturados em baixa pressão com consumos anuais superiores a 100 000 m ³	95
9.1.2	Consumidores faturados em média pressão com consumos anuais superiores a 100 000 m ³	97
9.2	Avaliação dos impactes económicos na faturação dos consumidores na fronteira dos escalões de consumo	100
9.2.1	Consumidores faturados em baixa pressão com consumos anuais na fronteira de 700 000 m ³	100
9.2.2	Consumidores faturados em baixa pressão com consumos anuais na fronteira de 1 000 000 m ³	102
9.2.3	Consumidores faturados em média pressão com consumos anuais na fronteira de 2 000 000 m ³	104
10	TARIFA DE ENERGIA	107
10.1	Tarifa de Energia para o fornecimento supletivo do CUR.....	108
11	TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO.....	115
12	TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS.....	117
12.1	Análise da convergência das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para a tarifa aditiva, para consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m ³	118
13	ANÁLISE DE PREÇOS NO MERCADO RETALHISTA DE GÁS	123
13.1	Análise dos preços médios faturados	123

13.1.1	Evolução dos preços médios faturados	123
13.1.2	Evolução dos preços médios faturados no mercado regulado e no mercado livre	126
13.2	Análise das ofertas comerciais do mercado em BP<	129
13.2.1	Ofertas comerciais de gás natural em BP< no 2.º trimestre de 2023	129
13.2.1.1	Ofertas de gás natural	130
13.2.1.2	Ofertas duais	133
13.2.2	Evolução das ofertas comerciais de gás natural em BP<	136
13.2.2.1	Evolução da fatura mensal das ofertas de gás natural	136
13.2.2.2	Evolução da fatura mensal das ofertas duais.....	138
14	COMPARAÇÃO DE PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS DE GÁS EM PORTUGAL E ESPANHA	141
14.1	Legislação em Espanha	141
14.2	Análise Comparativa	142
14.2.1	Tarifa de Uso do Terminal	143
14.2.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	149
14.2.3	Tarifa de Acesso às Redes de Transporte	154
14.2.3.1	Comparação de preços para modulações constantes e diferentes níveis de consumo.....	157
14.2.3.2	Comparação de preços em função da modulação	158
	ANEXO I ESTRUTURA DAS TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO E SUA APLICAÇÃO	163

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 - Comparação da estrutura de custos incrementais de 2019-2020 com a estrutura de 2023-2024.....	26
Figura 3-2 - Comparação da estrutura tarifária com a de custos incrementais de 2023-2024.....	27
Figura 3-3 - Estrutura das receitas por variável de faturação da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	28
Figura 3-4 - Perfil diário de pagamento do Terminal de Sines desagregado por função	30
Figura 3-5 - Perfil diário de pagamento do Terminal de Sines com a tarifa agregada	31
Figura 4-1 - Comparação da estrutura de custos incrementais de 2019-2020 com a estrutura de 2023-2024.....	40
Figura 4-2 - Comparação da estrutura tarifária com a de custos incrementais de 2023-2024.....	41
Figura 4-3 - Estrutura das receitas por variável de faturação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	42
Figura 6-1 - Ilustração dos produtos de capacidade em Portugal.....	53
Figura 8-1 - Estrutura das receitas por variável de faturação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP>.....	84
Figura 8-2 - Estrutura das receitas por variável de faturação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP<.....	84
Figura 8-3 - Estrutura das receitas por variável de faturação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em MP.....	85
Figura 9-1 - Evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em AP, MP e BP> em (t) e (t-1).....	92
Figura 9-2 - Variação tarifária na tarifa de Acesso às Redes em longas utilizações, por nível de pressão e por escalão de consumo.....	93
Figura 9-3 - Classificação dos consumos anuais dos consumidores faturados em Baixa Pressão.....	95
Figura 9-4 - Classificação da modulação anual dos consumidores em Baixa Pressão.....	96
Figura 9-5 - Curva de faturação e preço médio dos consumidores faturados em BP com consumos anuais entre 100 000 m ³ e 1 000 000 m ³	96
Figura 9-6 - Classificação dos consumos anuais dos consumidores faturados em Média Pressão	97
Figura 9-7 - Classificação da modulação anual dos consumidores faturados em Média Pressão.....	98
Figura 9-8 - Curva de faturação e de preço médio dos consumidores faturados em MP com consumos anuais superiores a 100 000 m ³	98
Figura 9-9 - Número de consumidores faturados em BP> com benefício na fatura total.....	101
Figura 9-10 - Benefício económico dos consumidores em BP>	102
Figura 9-11 - Número de consumidores faturados em BP> com benefício na fatura total.....	103
Figura 9-12 - Benefício económico dos consumidores em BP>	103
Figura 9-13 - Número de consumidores com benefício na fatura total.....	104

Figura 10-1 - Evolução dos Preços Médios Faturados pelos comercializadores no mercado livre	111
Figura 10-2 - Evolução dos preços da componente de energia no mercado livre e mercado regulado	112
Figura 10-3 - Evolução do diferencial da componente de energia	113
Figura 12-1 - Distância das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para a tarifa aditiva.....	120
Figura 12-2 - Variação da TTVCF e da tarifa aditiva de 2023-2024, face à TTVCF em setembro de 2023	121
Figura 12-3 - Distância da TTVCF face à tarifa aditiva de 2023-2024.....	121
Figura 13-1 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de gás, por nível de pressão	124
Figura 13-2 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de gás, por segmento de consumo	124
Figura 13-3 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de gás, por nível de pressão.....	125
Figura 13-4 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de gás, por segmento de consumo	126
Figura 13-5 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de gás, por nível de pressão	127
Figura 13-6 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de gás, por segmento de consumo	127
Figura 13-7 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de gás, por nível de pressão.....	128
Figura 13-8 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de gás, por segmento de consumo	128
Figura 13-9 - Ofertas de gás natural – Consumidor tipo 1	131
Figura 13-10 - Ofertas de gás natural – Consumidor tipo 2	132
Figura 13-11 - Ofertas de gás natural – Consumidor tipo 3	133
Figura 13-12 - Ofertas duais – Consumidor tipo 1	134
Figura 13-13 - Ofertas duais – Consumidor tipo 2	135
Figura 13-14 - Ofertas duais – Consumidor tipo 3	136
Figura 13-15 - Faturação mensal da oferta de gás natural mais competitiva – Consumidor tipo 1.....	137
Figura 13-16 - Faturação mensal da oferta de gás natural mais competitiva – Consumidor tipo 2.....	137
Figura 13-17 - Faturação mensal da oferta de gás natural mais competitiva – Consumidor tipo 3.....	138
Figura 13-18 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 1	139
Figura 13-19 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 2	139
Figura 13-20 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 3	140
Figura 14-1 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha, no ano gás 2023-2024.....	146

Figura 14-2 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha, no ano gás 2023-2024.....	146
Figura 14-3 - Comparação do preço de utilização do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha (produto anual).....	147
Figura 14-4 - Comparação do preço de utilização do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha (produto trimestral).....	148
Figura 14-5 - Comparação do preço de utilização do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha (produto mensal).....	148
Figura 14-6 - Comparação do preço de utilização do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha (produto diário)	148
Figura 14-7 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha, no ano gás 2022-2023	151
Figura 14-8 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha, no ano gás 2022-2023	151
Figura 14-9 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto anual)	152
Figura 14-10 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto trimestral).....	153
Figura 14-11 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto mensal).....	153
Figura 14-12 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto diário)	154
Figura 14-13 - Comparação das tarifas de Acesso às Redes em AP em Portugal e Espanha (modulação de 209 dias).....	157
Figura 14-14 - Comparação das tarifas de Acesso às Redes em AP em Portugal e Espanha (modulação de 153 dias).....	158
Figura 14-15 - Tarifa de acesso às redes para um cliente industrial ligado em AP, para contratos de duração igual ou superior a 1 ano.....	159
Figura 14-16 - Comparação das tarifas de Acesso às Redes em AP, para contratos com duração inferior a 1 ano (enchimento progressivo).....	160
Figura 14-17 - Comparação das tarifas de Acesso às Redes em AP, para contratos com duração inferior a 1 ano (enchimento uniforme)	160
Figura 14-18 - Tarifas de Acesso às Redes para centros electroprodutores, para contratos de duração igual ou superior a 1 ano.....	161
Figura 14-19 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, para contratos com duração inferior a 1 ano (enchimento progressivo).....	161
Figura 14-20 - Comparação das tarifas de Acesso às Redes para centros electroprodutores, para contratos com duração inferior a 1 ano (enchimento uniforme)	162

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Correspondência entre as atividades reguladas e as tarifas reguladas	3
Quadro 2-2 - Composição do preço de fornecimento nos mercados regulado e livre	5
Quadro 2-3 - Aditividade da tarifa de Acesso às Redes, por nível de pressão	7
Quadro 2-4 - Variáveis de faturação nas tarifas reguladas por atividade	8
Quadro 3-1 - Variáveis de faturação da tarifa de Uso do Terminal.....	15
Quadro 3-2 - Custo incremental de energia de receção de GNL	18
Quadro 3-3 - Custo incremental de Capacidade no armazenamento de GNL	20
Quadro 3-4 - Custo incremental de capacidade de regaseificação de GNL para RNT.....	22
Quadro 3-5 - Custo médio de energia na regaseificação de GN	23
Quadro 3-6 - Custo incremental do carregamento de cisternas.....	25
Quadro 4-1 - Variáveis de faturação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	33
Quadro 4-2 - Determinação das utilizações das capacidades máximas de injeção e extração no armazenamento subterrâneo em funcionamento contínuo	36
Quadro 4-3 - Determinação das quantidades anuais máximas de volumes injetados e extraídos no armazenamento subterrâneo em funcionamento contínuo	36
Quadro 4-4 - Custo incremental de energia de injeção e extração do armazenamento subterrâneo....	37
Quadro 4-5 - Custo incremental de Capacidade de armazenamento no armazenamento subterrâneo	39
Quadro 5-1 - Pontos de entrada e pontos de saída da RNTG	45
Quadro 5-2 - Resumo da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte	46
Quadro 5-3 - Preços pré-escalamento da tarifa de URT, em EUR/(kWh/dia) por ano	48
Quadro 5-4 - Tarifa de URT aplicada pelo Operador da Rede de Transporte	49
Quadro 5-5 - Variável de faturação na tarifa de URT para clientes em AP, por opção tarifária.....	50
Quadro 5-6 - Fatores multiplicativos das opções tarifárias flexíveis para a tarifa de URT	51
Quadro 5-7 - Tarifa de URT aplicada pelos Operadores das Redes de Distribuição.....	51
Quadro 6-1 - Produtos de capacidade em Portugal, por infraestrutura e serviço	54
Quadro 6-2 - Multiplicadores dos produtos de capacidade de prazo inferior ao ano, ano gás 2023-2024.....	56
Quadro 6-3 - Tipo de desconto a aplicar nos produtos de capacidade interruptível, ano gás 2023-2024.....	57
Quadro 6-4 - Probabilidade de interrupção dos produtos de capacidade interruptível, ano gás 2023-2024.....	58
Quadro 6-5 - Desconto prévio dos produtos de capacidade interruptível, ano gás 2023-2024	59
Quadro 8-1 - Investimentos nas redes de distribuição de gás	70
Quadro 8-2 - Classificação dos investimentos na rede de distribuição de gás	72

Quadro 8-3 - Alocação dos investimentos por custo incremental de BP	73
Quadro 8-4 - Energia, capacidade utilizada e número de clientes das redes BP	74
Quadro 8-5 - Custos incrementais das redes de BP	75
Quadro 8-6 - Custo incremental de capacidade utilizada da rede de BP	76
Quadro 8-7 - Custo incremental de energia fora de vazio da rede de BP	77
Quadro 8-8 - Custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico da rede de BP	78
Quadro 8-9 - Custos incrementais de BP> e BP<	79
Quadro 8-10 - Custos incrementais de BP> e BP<	80
Quadro 8-11 - Receitas incrementais das redes de BP	80
Quadro 8-12 - Custos incrementais das redes de MP	83
Quadro 8-13 - Receitas incrementais das redes de MP	83
Quadro 8-14 - Modulação média dos consumidores em MP e BP com tarifa de Acesso às Redes opcionais em MP para 2023-2024	87
Quadro 8-15 - Fatores multiplicativos das tarifas flexíveis em MP e BP>	90
Quadro 9-1 - Características dos consumidores faturados em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m ³ , com tarifas do ano gás 2022-2023	99
Quadro 9-2 - Características dos consumidores faturados em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m ³ , com tarifas do ano gás 2023-2024	99
Quadro 9-3 - Variação do preço médio final dos consumidores faturados em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m ³	100
Quadro 9-4 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo para o ano gás 2023-2024	105
Quadro 9-5 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo com tarifas do ano gás 2022-2023	106
Quadro 10-1 - Preços da componente de energia no mercado livre	112
Quadro 10-2 - Diferencial da componente de energia entre o mercado livre e o mercado regulado ..	113
Quadro 10-3 - Diferencial da componente de energia	114
Quadro 10-4 - Diferencial a adicionar à tarifa de Energia a aplicar no fornecimento supletivo	114
Quadro 11-1 - Estrutura dos custos médios de referência	116
Quadro 12-1 - Escalões de consumo em BP<	119
Quadro 12-2 - Variações de preço no ano gás 2023-2024 face a setembro de 2023	119
Quadro 13-1 - Ofertas de gás natural mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 1 ...	130
Quadro 13-2 - Ofertas de gás natural mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 2 ...	131
Quadro 13-3 - Ofertas de gás natural mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 3 ...	132
Quadro 13-4 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 1	133
Quadro 13-5 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 2	134

Quadro 13-6 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 3	135
Quadro 14-1 - Preços da parcela de receção de GNL	143
Quadro 14-2 - Preço da parcela de armazenamento de GNL	144
Quadro 14-3 - Preços da parcela de regaseificação de GNL	145
Quadro 14-4 - Multiplicadores a aplicar nos contratos de curta duração em Espanha	145
Quadro 14-5 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	150
Quadro 14-6 - Multiplicadores a aplicar nos contratos de curta duração	150
Quadro 14-7 - Metodologias de cálculo das tarifas de transporte em Espanha e Portugal.....	155
Quadro 14-8 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte e Distribuição, em Espanha (instalações com telecontagem)	156
Quadro 14-9 - Multiplicadores a aplicar nos contratos de curta duração	156

1 INTRODUÇÃO

O presente documento apresenta (i) a estrutura das tarifas reguladas aprovadas pela ERSE, (ii) uma análise dos preços no mercado retalhista de gás e (iii) uma comparação das tarifas de acesso às infraestruturas de gás em Portugal e em Espanha.

O ano gás 2023-2024, que decorre entre os dias 1 de outubro de 2023 e 30 de setembro de 2024, é o primeiro ano gás do novo período de regulação 2024-2027¹. Com o início de um novo período de regulação, a ERSE revisita os estudos que determinam as estruturas de custos das tarifas reguladas por atividade, incluindo informação atualizada ou revendo os pressupostos das metodologias. Estes estudos conduzem à alteração da estrutura tarifária da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL), da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo e das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, antecipa a progressiva descarbonização do setor do gás, através da incorporação de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono no Sistema Nacional de Gás (SNG), embora, numa primeira fase, se perspetive manter uma elevada concentração de gás natural (de origem não renovável) a circular nas redes. Neste contexto, utiliza-se, genericamente, a designação “gás” para o combustível circulante nas infraestruturas e redes reguladas, sendo certo que em referências ao passado corresponde exclusivamente a “gás natural”, enquanto para referências ao futuro corresponde ao gás veiculado que poderá incorporar gases de origem renovável e gases de baixo teor de carbono.

Importa destacar, enquanto alteração substancial a introduzir a partir do ano gás 2023-2024, a eliminação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador como tarifa autónoma, nos termos do Regulamento ERSE n.º 1/2023, de 1 de junho, que aguarda publicação em Diário da República. A referida tarifa deixa de existir com a introdução de um preço regulado, aplicável às mudanças de comercializador, para recuperar uma parte dos custos da atividade de operação logística de mudança de comercializador. O valor remanescente é recuperado através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.

¹ As tarifas reguladas são definidas, por defeito, para a duração de um ano gás, que compreende o período de 1 de outubro até a 30 de setembro do ano seguinte. Em contraste, o período de regulação corresponde a quatro anos civis. O novo período de regulação abrange os anos de 2024 a 2027.

No capítulo 2 são sistematizadas todas as atividades e tarifas reguladas no setor do gás e o racional subjacente ao cálculo dos custos eficientes para cada atividade.

Nos capítulos 3, 4 e 5 é descrita a estrutura das tarifas das infraestruturas de Alta Pressão, designadamente a tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito, de Uso do Armazenamento Subterrâneo e de Uso da Rede de Transporte.

O capítulo 6 caracteriza os produtos de capacidade nas infraestruturas de Alta Pressão.

Nos capítulos 7 a 11 é descrita a estrutura das tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Distribuição, de Energia e de Comercialização.

O capítulo 12 é dedicado à estrutura das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m³, analisando-se a sua convergência para a tarifa aditiva.

No capítulo 13 é feita uma análise de preços no mercado retalhista de gás, com a análise dos preços médios faturados e com a comparação das ofertas comerciais de mercado dos diversos comercializadores.

No capítulo 14 comparam-se as tarifas de Acesso às Infraestruturas do Terminal de GNL, ao Armazenamento Subterrâneo e às Redes de Transporte, em Portugal e em Espanha, para os anos gás 2022-2023 e 2023-2024.

No Anexo I é apresentada a estrutura definida para as taxas de ocupação do subsolo, incluindo uma caracterização das taxas efetivamente pagas.

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

2 PROCESSO DE FIXAÇÃO DAS TARIFAS REGULADAS

No quadro regulamentar em vigor estão definidas as tarifas para cada uma das atividades reguladas, determinadas pela ERSE de modo a proporcionar os proveitos a recuperar por cada atividade. O quadro seguinte apresenta a correspondência entre as atividades reguladas e as respetivas tarifas reguladas, indicando igualmente a secção neste documento onde se descreve em detalhe a respetiva tarifa regulada.

Quadro 2-1 - Correspondência entre as atividades reguladas e as tarifas reguladas

Atividade regulada	Tarifa regulada por atividade	Secção
Receção, armazenamento e regaseificação de GNL	tarifa de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	3
Armazenamento subterrâneo	tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	4
Gestão técnica global do sistema	tarifa de Uso Global do Sistema	7
Transporte de gás	tarifa de Uso da Rede de Transporte	5
Distribuição de gás	tarifa de Uso da Rede de Distribuição	8
Compra e venda de gás	tarifa de Energia	10
Comercialização de gás	tarifa de Comercialização	11

Refira-se que no ano gás anterior existia a atividade regulada de Operação Logística de Mudança de Comercializador a que correspondia a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador. No atual ano gás, a referida atividade passa a ter um enquadramento distinto, deixando de se aplicar a correspondente tarifa. A alteração efetuada, bem como a sua justificação, está descrita no capítulo 7.

As secções seguintes detalham o processo de fixação de tarifas pela ERSE.

A fixação anual de tarifas pela ERSE baseia-se numa estrutura tarifária aditiva (secção 2.1), definindo preços para cada variável de faturação das tarifas reguladas (secção 2.2). Em geral, a ERSE determina para cada tarifa regulada uma estrutura de custos eficientes (secção 2.3), mantendo essa estrutura constante durante os anos gás do período de regulação. Às estruturas de custos eficientes são, em geral, aplicados fatores multiplicativos para assegurar a recuperação dos proveitos por atividade (secção 2.4), dadas as previsões de quantidades a faturar.

2.1 ADITIVIDADE TARIFÁRIA

No Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto é consagrado no cálculo das tarifas, entre outros, o princípio da “inexistência de subsídios cruzados entre atividades e entre clientes, através da adequação das tarifas aos custos e da adoção do princípio da aditividade”.

Define-se aditividade tarifária como a **soma das tarifas reguladas de todas as atividades** que são utilizadas por um consumidor, resultando por fim num preço final. A separação das tarifas por atividade regulada permite alocar a cada utilizador os custos associados às atividades utilizadas através de uma estrutura tarifária aditiva com diferentes variáveis de faturação. Em particular, a separação das tarifas por atividade permite diferenciar a repercussão de custos entre clientes do mercado regulado e do mercado liberalizado, uma vez que os clientes no mercado liberalizado não devem pagar tarifas reguladas pelas atividades desempenhadas por comercializadores do mercado regulado, designadamente as atividades de compra e venda e de comercialização de gás.

A ERSE define tarifas reguladas para todas as atividades que não estão abertas à concorrência, nomeadamente a tarifa de Uso Global do Sistema, a tarifa de Uso da Rede de Transporte e a tarifa de Uso da Rede de Distribuição. A soma destas três tarifas é designada por **tarifa de Acesso às Redes**.

Um consumidor no mercado regulado paga, para além das tarifas incluídas na tarifa de Acesso às Redes, também as tarifas reguladas associadas à compra e venda de gás assim como a comercialização de gás, designadas por tarifa de Energia e tarifa de Comercialização, respetivamente. A soma das tarifas incluídas na tarifa de Acesso às Redes, com a tarifa de Energia e com a tarifa de Comercialização é designada por **tarifa transitória de Venda a Clientes Finais**².

Ao contrário dos consumidores no mercado regulado, os consumidores no mercado liberalizado não pagam as tarifas de Energia e de Comercialização reguladas. Em contrapartida, estes consumidores pagam o valor relativo à energia e à comercialização através de preços definidos livremente por cada comercializador no mercado liberalizado. Assim, a concorrência entre os diferentes comercializadores no mercado existe nas componentes da energia e de comercialização, promovendo preços finais diferenciados para os consumidores finais.

² Desde julho de 2010 são aplicadas tarifas transitórias aos clientes dos comercializadores de último recurso com consumos anuais superiores a 10 000 m³. Em janeiro de 2013 todas as tarifas de Venda a Clientes Finais publicadas pela ERSE passaram a ter um caráter transitório. No exercício tarifário de 2020-2021 extinguiram-se as tarifas transitórias em MP. No exercício tarifário de 2022-2023, em 31 de dezembro de 2022, extinguiram-se as tarifas transitórias em BP>.

O Quadro 2-2 resume a estrutura aditiva da tarifa de Acesso às Redes, da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais e do preço de fornecimento de gás no mercado livre. Por preço de fornecimento de gás entende-se o pagamento de todos os valores necessários ao fornecimento de gás para um cliente que já está ligado à rede.

Quadro 2-2 - Composição do preço de fornecimento nos mercados regulado e livre

Tarifas reguladas por atividade		Mercado regulado	Mercado livre
Tarifa de Acesso às Redes	Tarifa de Uso da Rede de Transporte [*]	•	•
	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	•	•
	Tarifa de Uso Global do Sistema	•	•
Tarifa de Energia		•	
Tarifa de Comercialização		•	
Outras componentes		Mercado regulado	Mercado livre
Preço de energia e comercialização do comercializador em mercado livre			•
Taxas e impostos		•	•

[*] Refere-se apenas ao preço de saída da rede de transporte aplicável a clientes.

Em alternativa à contratação do fornecimento de gás através de comercializadores, os clientes podem registar-se diretamente como agentes de mercado, pagando a tarifa de Acesso às Redes, negociando bilateralmente com os fornecedores o preço de gás e pagando o acesso das infraestruturas ligadas à rede de transporte – terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, armazenamento subterrâneo e uso da rede de transporte – dependendo da utilização que delas façam.

O fornecimento de gás encontra-se dividido pelas várias etapas da cadeia de valor do setor do gás, nomeadamente o aprovisionamento, o transporte, a distribuição e a comercialização.

A etapa de **aprovisionamento** inclui quatro atividades reguladas. As tarifas a pagar pela introdução de gás no sistema dependem do método de aprovisionamento. O aprovisionamento através dos pontos de interligação com Espanha e/ou através do terminal de GNL em Sines obriga ao pagamento da tarifa de entrada na Rede de Transporte e/ou da tarifa de Uso do Terminal de GNL. Adicionalmente, os comercializadores devem recorrer ao Armazenamento Subterrâneo no Carriço para fazer o armazenamento de reservas de segurança de abastecimento necessário para o fornecimento da sua carteira de clientes, pagando para esse efeito a tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo. Por fim, a

atividade de Compra e Venda de gás integra para além da aquisição de gás também o método de aprovisionamento para introduzir o gás no sistema.

A etapa de **transporte** inclui duas atividades reguladas, designadas por Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte. O Uso Global do Sistema diz respeito à gestão técnica global do sistema por parte do operador da rede de transporte, traduzindo-se na coordenação sistémica das infraestruturas, tendo em vista a segurança e a continuidade de abastecimento. O Uso da Rede de Transporte compreende a exploração, o desenvolvimento e a manutenção da rede de transporte.

A etapa de **distribuição** inclui a atividade regulada designada por Uso da Rede de Distribuição, que reflete a exploração, o desenvolvimento e a manutenção da rede de distribuição. A rede de distribuição está subdividida por níveis de pressão, com diferenciação entre Média Pressão (MP), Baixa Pressão > ³ (BP>) e Baixa Pressão < ⁴ (BP<).

A etapa de **comercialização** inclui a atividade regulada designada por Comercialização de gás e reflete a estrutura comercial necessária ao fornecimento de gás, nomeadamente a contratação, o tratamento e disponibilização de dados, a faturação e gestão da faturação, assim como o atendimento aos consumidores.

Por fim, importa referir que a atividade tarifária é ainda diferenciada por nível de pressão, afetando a alocação dos custos da tarifa de Acesso às Redes.

Todos os clientes pagam a tarifa de Uso Global do Sistema e a tarifa de Uso da Rede de Transporte.

No que respeita à tarifa de Uso da Rede de Distribuição, esta é diferenciada pelos níveis de pressão MP, BP> e BP<. Num contexto em que o gás é injetado nas infraestruturas de AP e é consumido em diferentes níveis de pressão, os consumidores pagam as tarifas de Uso da Rede de Distribuição referentes ao nível de pressão em que estão ligados ⁵, para além de pagarem as tarifas dos níveis de pressão a montante. Assim, os consumidores ligados diretamente à rede de transporte em AP não pagam as tarifas de Uso da Rede de Distribuição a jusante (MP, BP>, BP<).

A atividade tarifária da tarifa de Acesso às Redes por nível de pressão está resumida no Quadro 2-3.

³ Baixa Pressão para fornecimentos anuais superiores a 10 000 m³.

⁴ Baixa Pressão para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

⁵ Com exceção das regras explícitas de faturação em níveis de pressão diferentes da pressão de ligação, definidas neste documento no capítulo 8.3.

Quadro 2-3 - Aditividade da tarifa de Acesso às Redes, por nível de pressão

Nível de pressão dos fornecimentos	AP	MP	BP >	BP <
Tarifa regulada por atividade				
Tarifa de Uso Global do Sistema	•	•	•	•
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	•	•	•	•
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP		•	•	•
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP >			•	
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP <				•

2.2 VARIÁVEIS DE FATURAÇÃO

Para cada atividade regulada devem ser identificados os serviços que lhe estão associados. Para cada serviço devem ser definidas as variáveis físicas mais adequadas à recuperação dos custos efetivamente causados pelo serviço de fornecimento a cada consumidor. Este conjunto de variáveis físicas e as suas regras de medição constituem as variáveis de faturação de cada uma das tarifas.

No setor do gás as variáveis de faturação podem ser agrupadas em três categorias, designadamente (i) **energia**, (ii) **capacidade** e (iii) **termos tarifários fixos**.

Energia, medida em kWh, mede o valor de energia implícito no gás. Dependendo da infraestrutura o conceito pode referir-se à energia que entra ou sai (consumida).

Capacidade, normalmente medida em kWh/dia, refere-se ao valor de energia medida durante um dia ⁶. A introdução de termos de capacidade permite refletir as características físicas das infraestruturas de gás, as quais têm normalmente uma capacidade técnica. Por exemplo, a utilização de infraestruturas de gás não é tanto condicionada pela quantidade de energia registada durante um ano, mas sim pela quantidade de energia máxima registada num período de tempo. Logo, a medição do valor máximo diário induz os utilizadores a terem uma utilização mais regular, promovendo uma utilização mais eficiente da infraestrutura.

⁶ Para situações intradiárias a capacidade é medida em kWh/hora durante uma parte do dia, correspondendo ao valor de energia horária durante algumas horas do dia.

Termos tarifários fixos, não dependem da utilização em termos de energia ou de capacidade, mas podem ser diferenciados de acordo com o nível de pressão em que determinado cliente está ligado.

O Quadro 2-4 resume a aplicação das três categorias de variáveis de faturação às tarifas reguladas.

Quadro 2-4 - Variáveis de faturação nas tarifas reguladas por atividade

Tarifa regulada por atividade	Variáveis de faturação		
	Energia (EUR/kWh)	Capacidade (EUR/kWh/dia/dia)	Termo tarifário fixo (EUR/dia)
tarifa de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL ⁷	•	•	•
tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	•	•	
tarifa de Uso Global do Sistema	•		
tarifa de Uso da Rede de Transporte		•	
tarifa de Uso da Rede de Distribuição	•	•	•
tarifa de Energia	•		
tarifa de Comercialização	•		•

Note-se que o Quadro 2-4 não inclui os mecanismos de conversão necessários para aplicar algumas das tarifas reguladas aos clientes finais. Como os clientes finais na BP< não possuem equipamentos que permitam a medição de energia diária (entenda-se medição de capacidade), é necessário converter os termos de capacidade da tarifa de Uso da Rede de Transporte e da tarifa de Uso da Rede de Distribuição, para preços de energia e termos fixos ⁸. O detalhe destas conversões de preço encontra-se neste documento na secção específica de cada tarifa regulada.

2.3 CUSTOS EFICIENTES

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, consagra no artigo 109.º os princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação de tarifas, como a «adequação das tarifas aos custos» e a «transmissão dos sinais económicos adequados a uma utilização eficiente das redes e demais infraestruturas do Sistema Nacional de Gás

⁷ O termo tarifário fixo aplica-se para esta tarifa no caso do serviço de carregamento de GNL a cisternas, e é medido em euros por carregamento.

⁸ No caso da tarifa de Uso da Rede de Transporte o termo de capacidade é convertido para um termo de energia.

(SNG)». A conjugação destes princípios determina a necessidade de estabelecer para cada atividade regulada os “*custos eficientes*”.

De acordo com a teoria económica, o preço eficiente de cada bem ou serviço é igual ao custo marginal de produção desse bem ou serviço. Caso se verifique esta igualdade, cada consumidor paga efetivamente os custos associados ao bem ou serviço que adquiriu. Estes preços induzem uma afetação ótima de recursos e permitem atingir a máxima eficiência económica. Para que o ótimo seja atingido é necessário que o custo marginal em causa reflita todos os custos sociais envolvidos no processo produtivo. A eficiência na afetação de recursos é conseguida quando o custo social de produzir mais uma unidade iguala o valor que a sociedade está disposta a pagar por essa mesma unidade adicional.

Os custos eficientes podem referir-se a diferentes conceitos de custo, designadamente (i) custo médio, (ii) custo marginal ou (iii) o custo incremental de longo prazo. A utilização destes conceitos deve ser orientada pelas características físicas de determinado bem ou serviço com o objetivo de transmitir os sinais económicos mais adequados.

O **custo médio** é igual ao rácio entre o custo total e a quantidade total da variável de faturação. No geral, o custo médio não representa um sinal económico adequado para induzir uma utilização eficiente no curto ou no longo prazo. No entanto, a utilização do custo médio representa uma abordagem simples para definir a estrutura de custos e é apropriada para refletir custos cujo montante total não depende da atuação individual dos utilizadores.

O **custo marginal** é igual ao custo de produzir ou prestar uma unidade adicional de um bem ou serviço. Para a determinação do custo marginal de um bem ou serviço podem ser adotadas diversas metodologias, incluindo a diferenciação do custo no tempo ou de acordo com a localização geográfica.

O **custo incremental de longo prazo** é equivalente ao conceito de custo marginal, mas numa perspetiva de longo prazo. O conceito de custo incremental de longo prazo deve ser aplicado em situações em que os custos não aumentam com cada unidade da variável de faturação, mas sim em intervalos discretos medidos num horizonte de longo prazo, como é o caso dos reforços da rede de transporte e de distribuição do sistema de gás.

O cálculo deste conceito é normalmente baseado na metodologia de custos incrementais médios de longo prazo, recorrendo a informação para um período longo. O custo incremental médio de longo prazo para determinado indutor de custo é obtido através do rácio entre o valor atualizado dos investimentos

incrementais ⁹ e o valor atualizado dos incrementos do indutor de custo que está na origem desses investimentos. Formalmente tem-se:

$$CI_X^{LP} = \left[\sum_t \frac{\Delta INV_t}{(1+r)^t} \right] \div \left[\sum_t \frac{\Delta X_t}{(1+r)^t} \right]$$

Em que:

- CI_X^{LP} – custo incremental médio de longo prazo para o indutor de custo X
- ΔINV_t – investimento incremental durante o período t
- ΔX_t – acréscimo do indutor de custo X durante o período t
- t – período de tempo
- r – taxa de atualização

Por fim, importa referir que no caso da atividade de transporte de gás é aplicada desde o ano gás 2019-2020 uma metodologia de preço de referência para determinar as tarifas de Uso da Rede de Transporte, utilizando como indutores de custos as distâncias entre pontos da rede e as capacidades de gás em cada ponto como medidas de alocação de custos a cada utilizador ¹⁰.

2.4 DETERMINAÇÃO DAS TARIFAS

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, consagra, para além dos princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação das tarifas referidos anteriormente, que as tarifas reguladas devem assegurar o “equilíbrio económico e financeiro das atividades reguladas em condições de gestão eficiente” e criar “incentivos ao desempenho eficiente das atividades reguladas das empresas”. Os proveitos que asseguram estes dois princípios designam-se por proveitos permitidos de uma atividade regulada.

A ERSE determina, em geral no início de cada período de regulação, a estrutura de custos eficientes para cada tarifa regulada. Como a aplicação dos custos eficientes às quantidades medidas nas variáveis de faturação não garante a obtenção dos proveitos permitidos, é necessário ajustar a estrutura de custos eficientes através de fatores multiplicativos ou aditivos.

⁹ Os investimentos incrementais devem incluir o valor do investimento (CAPEX) e os custos de operação e manutenção (OPEX).

¹⁰ Ver a secção 5 para mais detalhes.

O ajustamento deve ser feito de modo a não distorcer as decisões de consumo, isto é, as componentes da procura mais elásticas ao preço (variáveis que o consumidor consegue controlar com maior facilidade) devem suportar um ajustamento menor (regra de *Ramsey-Boiteux*). Esta abordagem requer informação sobre elasticidades de preço da procura. O ajustamento multiplicativo, em que todos os custos eficientes de uma determinada atividade regulada são multiplicados pelo mesmo fator para assegurar os proveitos permitidos dessa atividade, é preferível pois preserva a estrutura dos custos eficientes, salvaguardando os sinais económicos para uma utilização eficiente.

No enquadramento legal do SNG estabelece-se ainda o princípio da “proteção dos clientes face à evolução das tarifas”, ou seja, o princípio da estabilidade tarifária. Esta estabilidade é garantida através de um mecanismo de convergência para as tarifas aditivas. Este mecanismo assegura uma evolução gradual dos preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para os preços da tarifa aditiva, isto é, para os preços que resultam da adição das tarifas reguladas por atividade. A convergência tarifária é efetuada garantindo uma limitação das variações dos preços individuais ¹¹.

¹¹ Ver a secção 12 para mais informação.

3 TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO

O terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL entrou em operação em 2004, desempenhando atualmente as seguintes atividades principais¹²:

- Receção de navios metaneiros de GNL com capacidades entre 40 000 m³ e 216 000 m³ de GNL. Atualmente, o terminal tem capacidade para receber anualmente 72 navios (108 TWh/ano = 297 GWh/dia) com um caudal de descarga do navio de 10 000 m³GNL/hora.
- Armazenagem de GNL em 3 tanques, com uma capacidade total de 390 000 m³ GNL (2 tanques de 120 000 m³ e 1 tanque de 150 000 m³) e 370 000 m³ GNL de capacidade útil (≈ 2,6 TWh).
- Regaseificação de gás com uma capacidade máxima de emissão para a RNTG de 229 GWh/dia.
- Carregamento de cisternas com 3 baías de enchimento, com a capacidade de carregamento de 36 cisternas de GNL por dia (13 140 cisternas/ano).
- Carregamento de navios metaneiros de GNL com um caudal de 1 500 m³ GNL/hora.

3.1 ESTRUTURA GERAL DA TARIFA

A tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL (doravante designada por **tarifa de Uso do Terminal**) deve proporcionar os proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL de acordo com o estabelecido no Regulamento Tarifário (RT). Os utilizadores podem contratar estas funções individualmente ou de forma agregada.

Na função de **receção de GNL** considera-se um preço de energia, aplicável à energia recebida no terminal sob a forma de gás natural liquefeito (GNL), a partir do transporte marítimo, em euros por kWh.

Na função de **armazenamento de GNL** consideram-se preços de capacidade contratada de armazenamento nos horizontes temporais (anual, trimestral, mensal ou diário), em euros por (kWh/dia)/dia.

Na função de **regaseificação de GNL** consideram-se preços de capacidade contratada de regaseificação, aplicáveis à capacidade contratada de regaseificação das entregas à RNTG em diferentes horizontes

¹² Pode prestar também serviços complementares, não abordados neste documento.

temporais (anual, trimestral, mensal, diário e intradiário), em euros por (kWh/dia)/dia ou euros por (kWh/hora)/hora. Para a função de regaseificação de GNL distingue-se ainda entre produtos de capacidade firmes e interruptíveis. Adicionalmente, para a função de regaseificação de GNL considera-se ainda um preço de energia, aplicável ao volume de energia regaseificada, em euros por kWh.

No **serviço agregado** consideram-se preços de capacidade contratada de regaseificação às entregas à RNTG, em diferentes horizontes temporais (anual, trimestral, mensal e diário), definidos em euros por (kWh/dia)/dia. Para este serviço agregado considera-se ainda um preço de energia, aplicável ao volume de energia regaseificada, em euros por kWh.

Na função de **carregamento de cisternas** considera-se um preço do termo tarifário fixo, em euros por carregamento.

No Quadro 3-1 apresentam-se as variáveis de faturação aplicáveis na tarifa de Uso do Terminal.

Quadro 3-1 - Variáveis de faturação da tarifa de Uso do Terminal

Função	Variável de faturação (unidade)	Descrição da variável
Receção de GNL	Energia recebida (EUR/kWh)	Volume de gás natural, em kWh, recebido no terminal sob a forma liquefeita, a partir do transporte marítimo.
Armazenamento de GNL	Capacidade contratada de armazenamento (EUR/kWh/dia/dia)	Valor da capacidade reservada, em kWh/dia, pelo agente nos procedimentos de atribuição de capacidade. A capacidade contratada pode ser estruturada em produtos com diferentes horizontes temporais, correspondendo cada produto ao direito de utilização da capacidade do valor contratado durante todos os dias do período temporal correspondente. A capacidade contratada de armazenamento refere-se às existências de energia armazenada determinadas às 24h de cada dia.
Regaseificação de GNL	Capacidade contratada de regaseificação (EUR/kWh/dia/dia) ou (EUR/kWh/hora/hora)	Valor da capacidade reservada, em kWh/dia, pelo agente de mercado no processo de atribuição de capacidade. A capacidade contratada pode ser estruturada em produtos com diferentes horizontes temporais, correspondendo cada produto ao direito de utilização da capacidade do valor contratado durante todos os dias ou horas do período temporal correspondente. No caso dos produtos intradiários o preço é definido em euros por (kWh/hora)/hora.
	Energia regaseificada (EUR/kWh)	Volume de gás entregue na RNTG, em kWh, medido no ponto de entrega à rede de transporte.
Serviço agregado: receção, armazenamento e regaseificação de GNL	Capacidade contratada de regaseificação (EUR/kWh/dia/dia)	Valor da capacidade reservada, em kWh/dia, pelo agente de mercado no processo de atribuição de capacidade. A capacidade contratada pode ser estruturada em produtos com diferentes horizontes temporais, correspondendo cada produto ao direito de utilização da capacidade do valor contratado durante todos os dias do período temporal correspondente.
	Energia regaseificada (EUR/kWh)	Volume de gás entregue na RNTG, em kWh, medido no ponto de entrega à rede de transporte.
Carregamento de cisternas	Carregamento de cisternas (EUR/carregamento)	Aplicável pelo carregamento de GNL em cisternas.

Os preços de reserva dos produtos de capacidade de prazo inferior a um ano são relacionados com os preços de reserva dos produtos de capacidade anual através de multiplicadores. Para mais informação sobre os multiplicadores, consulte a secção 6.2.

3.2 DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS INCREMENTAIS

Os preços da tarifa de Uso do Terminal são determinados por forma a fornecer os sinais adequados aos agentes de mercado, incentivando o uso eficiente da infraestrutura do terminal. A estrutura de preços da tarifa de Uso do Terminal deve ser aderente à estrutura dos custos incrementais médios de longo prazo.

Neste capítulo determinam-se os custos incrementais médios de longo prazo para cada uma das variáveis de faturação da tarifa de Uso do Terminal: capacidade, energia e carregamento de cisternas, para as funções de recepção de GNL, de armazenamento de GNL e de regaseificação de GNL.

O custo incremental médio de longo prazo é obtido pelo rácio do valor atualizado dos custos de capital associados ao investimento, acrescido dos respetivos custos de operação e manutenção, e o valor atualizado dos acréscimos de procura que estão na origem desse investimento.

Com base nos investimentos e na vida útil dos mesmos¹³, calculam-se as suas anuidades. Para o cálculo das anuidades totais adicionam-se às anuidades do investimento, os encargos de exploração, considerando que estes encargos representam aproximadamente 2,34%¹⁴ da anuidade de investimento. Como fator de atualização das anuidades utiliza-se a taxa de remuneração do ativo no ano civil 2022 para esta atividade, 5,29%.

3.2.1 CUSTO INCREMENTAL DE ENERGIA DA RECEÇÃO DE GNL

O custo incremental médio de longo prazo de energia da recepção é determinado através do rácio entre o valor atualizado dos encargos resultantes dos investimentos associados à função de recepção de GNL, incluindo os custos de exploração que esses investimentos adicionais causam, para determinado período, e o valor atualizado do volume de energia associado ao número máximo de barcos que é possível descarregar, nesse mesmo período.

O preço de energia da recepção de GNL deve refletir os custos associados às manobras de trasfega e os custos de investimento associados às infraestruturas portuárias. O custo associado à trasfega inclui a utilização de meios mecânicos e humanos. A utilização destes meios depende essencialmente do tempo necessário à trasfega, o qual, por sua vez, depende do volume de GNL a retirar do navio metaneiro. Os custos de investimento associados às infraestruturas portuárias, nomeadamente o cais de acostagem e os braços de descarga, dependerão das dimensões físicas do navio.

As quantidades consideradas no cálculo do custo incremental de energia na função de recepção respeitam ao volume de energia associado ao número máximo de barcos que é possível descarregar durante um ano,

¹³ Os ativos associados à regaseificação têm um período de vida útil média de 10 anos, os associados ao carregamento de cisternas apresentam uma vida útil de 15 anos, os associados à recepção de 16 anos e os associados ao armazenamento de 15 anos.

¹⁴ Esta percentagem corresponde à média dos rácios entre os custos de operação e manutenção entre 2016 e 2021 e os valores do ativo bruto relativos a toda a infraestrutura do terminal, reportados ao final de 2016 a 2021.

concretamente, 72 barcos, a partir de 2020 (até este ano o número máximo era de 59 barcos). A energia associada a este número de barcos foi calculada assumindo barcos com uma dimensão de 216 000 m³ GNL, resultando um valor médio diário de 297 GWh.

Com base no valor dos investimentos e no seu período de vida útil calculam-se as anuidades dos investimentos, que se apresentam no Quadro 3-2. De acordo com os pressupostos apresentados o valor obtido para o custo incremental é de 0,00003787 €/kWh, considerando um poder calorífico superior de 11,9 kWh/m³.

Quadro 3-2 - Custo incremental de energia de receção de GNL

Investimentos			mil euros																							
Ano	Vida útil	Valor	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
2004	25	39 484	2 883	2 883	2 883	2 883	2 883	2 883	2 883	2 883	2 883	2 883	2 883	2 883	2 883	2 883	2 883	2 883	2 883	2 883	2 883	2 883	2 883	2 883	2 883	2 883
2005	8	126		20	20	20	20	20	20	20	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2006	13	12			1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
2007	25	1				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2008	25	161					12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
2009	25	984						72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72
2010	25	668							49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
2011	25	367								27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
2012	25	1 382									101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101
2013	25	158										12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
2014	25	819											60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
2015	25	1 054												77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77
2016	10	409													54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	0
2017	14	1 365														141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
2018	13	993															108	108	108	108	108	108	108	108	108	108
2019	10	428																56	56	56	56	56	56	56	56	56
2020	10	230																	31	31	31	31	31	31	31	31
2021	8	144																		22	22	22	22	22	22	22
2022	10	284																			36	36	36	36	36	36
2023	10	9 592																				1 261	1 261	1 261	1 261	1 261
2024	10	1 080																					147	147	147	147
2025	10	1 793																						237	237	237
2026	10	3 233																							425	425
2027	10	697																								93
CAPEX			2 883	2 904	2 905	2 905	2 917	2 989	3 038	3 065	3 165	3 156	3 216	3 293	3 347	3 487	3 595	3 651	3 680	3 703	3 739	5 000	5 148	5 384	5 810	5 849
OPEX		2,34%	67	68	68	68	68	70	71	72	74	74	75	77	78	82	84	85	86	87	87	117	120	126	136	137
Total anuidade			2 951	2 972	2 973	2 973	2 985	3 059	3 109	3 136	3 239	3 230	3 292	3 370	3 425	3 569	3 679	3 737	3 767	3 789	3 827	5 117	5 268	5 510	5 946	5 986
Fator de atualização			0,38	0,40	0,42	0,44	0,46	0,49	0,51	0,54	0,57	0,60	0,63	0,66	0,70	0,73	0,77	0,81	0,86	0,90	0,95	1,00	1,05	1,11	1,17	1,23
Total anuidade (valor actualizado)			7 858	7 516	7 142	6 783	6 468	6 295	6 076	5 822	5 711	5 409	5 235	5 091	4 914	4 863	4 761	4 592	4 396	4 201	4 029	5 117	5 003	4 971	5 094	4 871

Energia Máxima de Receção

		GWh/dia																								
Ano	Energia de Receção	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
2004	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243
2020	54																	54	54	54	54	54	54	54	54	54
Energia Total		243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	297	297	297	297	297	297	297	297	297
Energia Total (valor actual.)		647	615	584	555	527	500	475	451	429	407	387	367	349	331	315	299	346	329	312	297	282	268	254	241	241

Custo incremental Energia de Receção 0,00003787 €/kWh

3.2.2 CUSTO INCREMENTAL DE CAPACIDADE NO ARMAZENAMENTO DE GNL

O custo incremental médio de longo prazo de capacidade no armazenamento de GNL é determinado pelo rácio entre o valor atualizado dos encargos resultantes dos investimentos associados ao armazenamento de GNL, incluindo os custos de exploração que esses investimentos adicionais causam, para determinado período, e o valor atualizado dos acréscimos de capacidade de armazenamento, nesse mesmo período.

O custo das infraestruturas de armazenamento de GNL depende da capacidade máxima (volume máximo) de armazenamento dos tanques de GNL. Importa referir que a disponibilidade do terminal depende da capacidade de armazenamento em cada instante e, portanto, o tempo de permanência do GNL nos tanques de armazenamento pode condicionar a sua utilização.

Quanto ao volume de armazenamento considera-se um valor de 1 626 GWh até 2012 e a partir de 2013, com a construção do 3º tanque, um valor 2 569 GWh, conforme informação constante no Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT (PDIRG) 2022-2031 ¹⁵.

Com base nos investimentos afetos à função de armazenamento de GNL e no seu período de vida útil, calculam-se as anuidades dos investimentos que se apresentam no Quadro 3-3. De acordo com os pressupostos apresentados o valor obtido para o custo incremental é de 0,00001332 €/(kWh/dia).

¹⁵ [PDIRG 2022-2031](#)

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2023-2024

Tarifa de uso do terminal de receção, armazenamento e regaseificação de Gás Natural Liquefeito

Quadro 3-3 - Custo incremental de Capacidade no armazenamento de GNL

mil euros

Investimentos																										
Ano	Vida útil	Valor	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
2004	23	56 334	4 341	4 341	4 341	4 341	4 341	4 341	4 341	4 341	4 341	4 341	4 341	4 341	4 341	4 341	4 341	4 341	4 341	4 341	4 341	4 341	4 341	4 341	4 341	0
2005	9	26		4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2006	11	6			1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2007	20	0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2008	20	3					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	20	20 701						1 702	1 702	1 702	1 702	1 702	1 702	1 702	1 702	1 702	1 702	1 702	1 702	1 702	1 702	1 702	1 702	1 702	1 702	1 702
2010	20	402							33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
2011	20	52								4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
2012	20	85 109									6 998	6 998	6 998	6 998	6 998	6 998	6 998	6 998	6 998	6 998	6 998	6 998	6 998	6 998	6 998	6 998
2013	20	220										18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
2014	20	366											30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
2015	20	403												33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
2016	9	441													63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	0
2017	20	689														57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
2018	13	1 124															122	122	122	122	122	122	122	122	122	122
2019	10	1 301																171	171	171	171	171	171	171	171	171
2020	9	1 230																	168	168	168	168	168	168	168	168
2021	8	474																			71	71	71	71	71	71
2022	10	824																				106	106	106	106	106
2023	10	32 021																					4 210	4 210	4 210	4 210
2024	9	2 323																						322	322	322
2025	10	925																							125	125
2026	10	427																								58
2027	10	2 120																								284
CAPEX			4 341	4 345	4 346	4 346	4 346	6 048	6 081	6 085	13 084	13 102	13 132	13 161	13 224	13 281	13 402	13 573	13 741	13 812	13 918	18 127	18 449	18 575	18 570	14 512
OPEX	2,34%		102	102	102	102	102	141	142	142	306	306	307	308	309	311	314	318	321	323	326	424	432	435	434	339
Total anuidade			4 443	4 446	4 447	4 447	4 447	6 189	6 223	6 228	13 390	13 408	13 439	13 469	13 533	13 591	13 715	13 890	14 062	14 135	14 243	18 551	18 881	19 009	19 004	14 852
Fator de atualização			0,38	0,40	0,42	0,44	0,46	0,49	0,51	0,54	0,57	0,60	0,63	0,66	0,70	0,73	0,77	0,81	0,86	0,90	0,95	1,00	1,05	1,11	1,17	1,23
Total anuidade (valor actualizado)			11 831	11 246	10 682	10 146	9 636	12 737	12 163	11 560	23 606	22 451	21 372	20 344	19 414	18 518	17 748	17 071	16 414	15 670	14 997	18 551	17 932	17 147	16 281	12 085

Capacidade Máxima de Armazenamento

kWh/dia

Ano	Capacidade de Armazenamento	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
2004	1 626	1 626	1 626	1 626	1 626	1 626	1 626	1 626	1 626	1 626	1 626	1 626	1 626	1 626	1 626	1 626	1 626	1 626	1 626	1 626	1 626	1 626	1 626	1 626	1 626
2013	943										943	943	943	943	943	943	943	943	943	943	943	943	943	943	943
Capacidade de Armazenamento		1 626	1 626	1 626	1 626	1 626	1 626	1 626	1 626	1 626	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569
Capacidade de Armazenamento (valor atual.)		4 330	4 112	3 906	3 709	3 523	3 346	3 178	3 018	2 867	4 302	4 086	3 880	3 685	3 500	3 324	3 157	2 999	2 848	2 705	2 569	2 440	2 317	2 201	2 090

Custo Incremental Capacidade de Armazenamento 0,00001332 €/(kWh/dia)

3.2.3 CUSTO INCREMENTAL DE CAPACIDADE NA REGASEIFICAÇÃO DE GNL

O custo incremental médio de longo prazo de capacidade na regaseificação de GNL para a RNT é determinado pelo rácio entre o valor atualizado dos encargos resultantes dos investimentos associados à capacidade de injeção, incluindo os custos de exploração que esses investimentos adicionais causam, para determinado período, e o valor atualizado dos acréscimos de capacidade de regaseificação, nesse mesmo período.

Considerando que os investimentos em sistemas de regaseificação, incluindo os serviços de bombagem, recuperação das evaporações, regaseificação, medição e emissão para a RNT, são condicionados essencialmente pela capacidade instalada, o custo incremental de capacidade de regaseificação deve ser calculado com base nos investimentos nestas infraestruturas.

No que respeita à capacidade de regaseificação, foi considerado em 2004 a capacidade de regaseificação, de 675 000 m³/h, equivalente a uma capacidade de regaseificação diária de 16,2 milhões de m³ (193 GWh/dia). Em 2011, com o reforço da capacidade de regaseificação considera-se um acréscimo de 3 milhões de m³/dia na capacidade de regaseificação diária de emissão para a RNT, resultando um total de capacidade de regaseificação e emissão para a RNT de 19 milhões de m³/dia (229 GWh/dia). Sendo o investimento no terminal caracterizado por grandes indivisibilidades, deve considerar-se a capacidade de regaseificação diária de emissão para a RNT e não a procura de cada ano.

No Quadro 3-4 apresentam-se os investimentos e a procura considerada, assim como o custo incremental médio de longo prazo. O valor obtido para o custo incremental é de 0,00352943 €/(kWh/dia) por mês, considerando um poder calorífico superior de 11,9 kWh/m³.

Quadro 3-4 - Custo incremental de capacidade de regaseificação de GNL para RNT

Investimentos		mil euros																								
Ano	Vida útil	Valor	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
2004	18	46 276	4 119	4 119	4 119	4 119	4 119	4 119	4 119	4 119	4 119	4 119	4 119	4 119	4 119	4 119	4 119	4 119	4 119	4 119	4 119	0	0	0	0	0
2005	5	3		1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2006	4	0			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2007	10	62				8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	0	0	0	0	0	0	0	0
2008	10	184					24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	10	12 868						1 690	1 690	1 690	1 690	1 690	1 690	1 690	1 690	1 690	1 690	1 690	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	10	31 350							4 117	4 117	4 117	4 117	4 117	4 117	4 117	4 117	4 117	4 117	4 117	4 117	0	0	0	0	0	0
2011	10	37 384								4 910	4 910	4 910	4 910	4 910	4 910	4 910	4 910	4 910	4 910	4 910	4 910	0	0	0	0	0
2012	10	2 504									329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	0	0	0	0
2013	10	159										21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	0	0	0
2014	10	250											33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	0	0
2015	10	693												91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	0
2016	9	318													45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	0
2017	12	1 753														201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201
2018	12	963															110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
2019	12	2 293																263	263	263	263	263	263	263	263	263
2020	13	3 494																	377	377	377	377	377	377	377	377
2021	12	2 734																		319	319	319	319	319	319	319
2022	9	1 004																			146	146	146	146	146	146
2023	9	1 470																				216	216	216	216	216
2024	10	2 978																					405	405	405	405
2025	10	786																						107	107	107
2026	10	363																							49	49
2027	10	1 802																								241
CAPEX			4 119	4 120	4 120	4 128	4 152	5 842	9 960	14 869	15 197	15 218	15 251	15 342	15 388	15 589	15 691	15 930	14 617	10 818	1 935	1 821	2 206	2 280	2 193	2 434
OPEX	2,34%		96	96	96	97	97	137	233	348	356	356	357	359	360	365	367	373	342	253	45	43	52	53	51	57
Total anuidade			4 216	4 216	4 216	4 225	4 249	5 979	10 193	15 216	15 553	15 574	15 608	15 701	15 748	15 953	16 058	16 303	14 959	11 071	1 980	1 864	2 258	2 333	2 244	2 491
Fator de atualização			0,38	0,40	0,42	0,44	0,46	0,49	0,51	0,54	0,57	0,60	0,63	0,66	0,70	0,73	0,77	0,81	0,86	0,90	0,95	1,00	1,05	1,11	1,17	1,23
Total anuidade (valor atualizado)			11 226	10 664	10 128	9 638	9 208	12 304	19 922	28 246	27 420	26 078	24 822	23 715	22 590	21 736	20 779	20 036	17 460	12 273	2 085	1 864	2 144	2 105	1 922	2 027

Capacidade Máxima de Regaseificação

Capacidade de Regaseificação		GWh/dia																							
Ano	Capacidade de Regaseificação	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
2004	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193
2011	36									36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
Capacidade de Regaseificação		193	193	193	193	193	193	193	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229
Capacidade de Regaseificação Total (valor actual.)		514	488	464	440	418	397	377	425	404	383	364	346	329	312	296	281	267	254	241	229	217	207	196	186

Custo Incremental
Capacidade de Regaseificação 0,00352943 €/kWh/dia/mês

3.2.4 CUSTO INCREMENTAL DE ENERGIA NA REGASEIFICAÇÃO DE GNL

O custo incremental de energia na regaseificação de GNL é determinado através do rácio entre os custos de operação e os volumes processados¹⁶, sendo equivalente a um custo médio anual. O volume de energia condiciona os custos variáveis da operação de regaseificação, respeitantes a consumos próprios de gás natural na instalação ou, em alternativa, respeitantes a consumos de energia elétrica associados à bombagem da fonte quente (água do mar).

O terminal de Sines não utiliza gás natural nos serviços auxiliares na medida em que não utiliza vaporizadores de combustão submersa. No entanto, o custo variável de regaseificação inclui energia elétrica utilizada na bombagem de água do mar para utilização nos evaporadores. Assim, na ausência do conhecimento exato do custo variável de regaseificação utiliza-se a média dos custos de energia elétrica afetos à atividade de regaseificação de GNL, de 2019 a 2021.

As quantidades consideradas no cálculo do custo médio de energia na regaseificação de GNL correspondem ao valor médio entre 2019 e 2021, apresentadas no quadro seguinte.

No Quadro 3-5 apresentam-se os pressupostos considerados no cálculo do custo incremental de energia, assim como o valor obtido de 0,00010864 €/kWh, considerando um poder calorífico superior de 11,9 kWh/m³.

Quadro 3-5 - Custo médio de energia na regaseificação de GN

	€		
Custo	2019	2020	2021
Custo variável	5 833 918	4 480 136	9 501 563
	kWh		
	2019	2020	2021
Energia Regaseificada	61 728 569 838	59 222 286 340	61 445 395 719
Custo Médio	0,00010864 €/kWh		

¹⁶ Energia das entregas na RNTG.

3.2.5 CUSTO INCREMENTAL DO CARREGAMENTO DE CISTERNAS

O custo incremental do termo fixo aplicável ao carregamento de cisternas é calculado pelo rácio do valor atualizado dos investimentos nas infraestruturas de carga de cisternas, acrescido dos encargos de exploração, pelo valor atualizado do número máximo anual de cisternas para que foi dimensionada a infraestrutura.

Para a variável do número máximo de cisternas foi considerado, a partir de 2004, um valor de 4 500 cisternas/ano. Em 2014 verifica-se um acréscimo de 8 640 cisternas/ano, consequência da entrada em funcionamento de uma 3ª baía de enchimento, resultando num total de 13 140 cisternas/ano. Em 2027 espera-se a entrada em funcionamento da 4ª baía de enchimento que previsivelmente irá permitir o carregamento de 17 520 cisternas/ano.

Com base nos investimentos afetos às ilhas de carga de cisternas e no período de vida útil dos mesmos calculam-se as anuidades dos investimentos apresentadas no Quadro 3-6. De acordo com os pressupostos apresentados, o valor obtido para o custo incremental é de 42,11 €/carregamento.

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2023-2024

Tarifa de uso do terminal de receção, armazenamento e regaseificação de Gás Natural Liquefeito

Quadro 3-6 - Custo incremental do carregamento de cisternas

Investimentos			mil euros																							
Ano	Vida útil	Valor	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
2004	16	2 681	249	249	249	249	249	249	249	249	249	249	249	249	249	249	249	249	249	249	0	0	0	0	0	0
2005	8	5		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2006	12	81			9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	0	0	0	0	0	0	0
2007	20	5				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2008	20	5					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	20	51						4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
2010	20	23							2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
2011	20	1 685								139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139
2012	20	235									19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
2013	20	53										4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
2014	20	96											8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
2015	20	23												2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
2016	9	25													4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	0
2017	11	38														5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
2018	11	59															7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
2019	13	171																19	19	19	19	19	19	19	19	19
2020	9	19																	3	3	3	3	3	3	3	3
2021	11	42																		5	5	5	5	5	5	5
2022	10	389																			51	51	51	51	51	51
2023	9	32																				4	4	4	4	4
2024	10	173																					23	23	23	23
2025	10	36																						5	5	5
2026	10	17																							2	2
2027	20	5 698																								471
CAPEX			249	250	259	260	260	264	266	405	424	428	435	437	441	446	453	462	465	221	272	276	300	305	303	774
OPEX	2,34%		6	6	6	6	6	6	6	9	10	10	10	10	10	10	11	11	11	5	6	6	7	7	7	18
Total anuidade			255	256	265	266	266	270	272	414	434	438	446	448	451	456	463	473	476	226	278	283	307	312	310	792
Fator de atualização			0,38	0,40	0,42	0,44	0,46	0,49	0,51	0,54	0,57	0,60	0,63	0,66	0,70	0,73	0,77	0,81	0,86	0,90	0,95	1,00	1,05	1,11	1,17	1,23
Total anuidade (valor atualizado)			679	647	637	606	576	556	532	769	765	734	709	676	647	621	600	581	555	251	293	283	291	281	266	644

Carregamento Máximo de Cisternas

		N.º Camiões																								
Ano	Carregamento de Cisternas	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
2004	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	
2014	8 640											8 640	8 640	8 640	8 640	8 640	8 640	8 640	8 640	8 640	8 640	8 640	8 640	8 640	8 640	
2027	4 380																									4 380
Total de Carregamento de Cisternas		4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	13 140	13 140	13 140	13 140	13 140	13 140	13 140	13 140	13 140	13 140	13 140	13 140	13 140	17 520	
Total de Carregamento de Cisternas (valor atual.)		11 983	11 381	10 809	10 266	9 750	9 260	8 795	8 353	7 934	7 535	20 897	19 847	18 850	17 903	17 003	16 149	15 338	14 567	13 835	13 140	12 480	11 853	11 257	14 256	

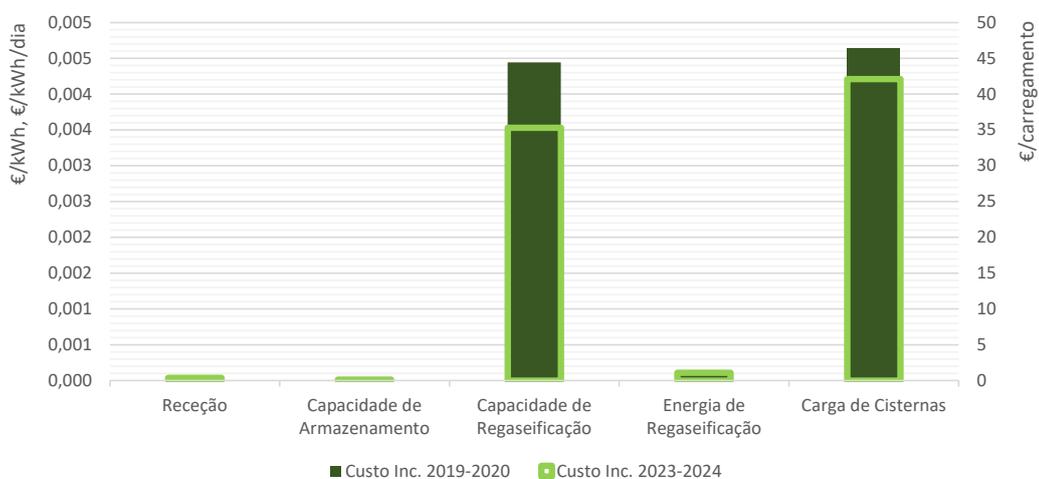
Custo incremental Carregamento Cisternas 42,11 €/carregamento

3.3 COMPARAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA COM A ESTRUTURA DE CUSTOS INCREMENTAIS

A estrutura de preços da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL deve ser aderente à estrutura de custos incrementais médios de longo prazo, de acordo com o estabelecido no RT.

Na Figura 3-1 apresentam-se os custos incrementais para as variáveis de faturação da tarifa de Uso do Terminal, comparando-se os valores de 2019-2020, com os agora calculados para o ano gás 2023-2024. Verifica-se uma redução generalizada dos custos incrementais, em relação aos custos incrementais atualmente em vigor (determinados para as tarifas de 2019-2020 e que não foram alterados durante todo o período de regulação), devido a menores investimentos nesta infraestrutura nos anos mais recentes.

Figura 3-1 - Comparação da estrutura de custos incrementais de 2019-2020 com a estrutura de 2023-2024



Custo Incremental				
		2019-2020	2023-2024	Variação
Receção	€/kWh	0,00004250	0,00003787	-10,9%
Capacidade de Armazenamento	€/(kWh/dia)/dia	0,00001375	0,00001332	-3,2%
Capacidade de Regaseificação	€/(kWh/dia)/mês	0,00444139	0,00352943	-20,5%
Energia de Regaseificação	€/kWh	0,00012509	0,00010864	-13,1%
Carga de Cisternas	€/carregamento	46,39	42,11	-9,2%

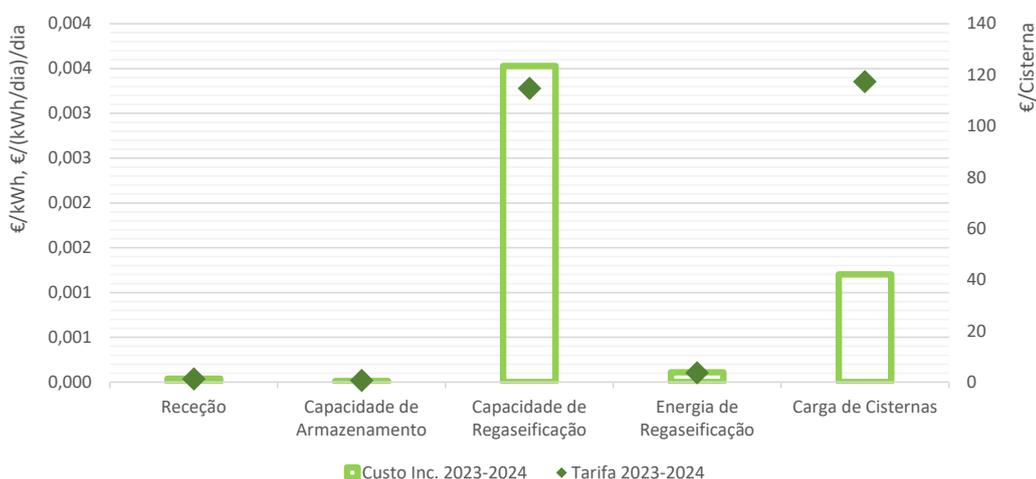
De acordo com a metodologia de cálculo estabelecida no RT, os preços da tarifa de Uso do Terminal resultam da aplicação de fatores à estrutura de custos incrementais, por forma a obter os proveitos da

atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL. O RT prevê igualmente que estes fatores de escalamento possam ser diferenciados por variável de faturação.

Para o ano gás 2023-2024, o preço de capacidade do serviço de armazenamento de GNL foi calculado para que fosse igual ao máximo de dois valores: (i) preço do produto mensal do armazenamento subterrâneo, incluindo injeção e extração, adicionado do custo das perdas totais de energia no armazenamento subterrâneo; (ii) custo incremental de capacidade de armazenamento. Assim, garante-se que o preço de armazenamento de gás no terminal não é inferior ao preço do armazenamento subterrâneo. O máximo dos dois valores é o preço do armazenamento subterrâneo, sendo aplicado um fator de escala igual a 1,3. O preço de energia do serviço de receção de GNL e os preços de capacidade e de energia do serviço de regaseificação de GNL foram calculados através da aplicação de um fator de escala de 0,93, aos respetivos custos incrementais, por forma a obter os proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL. O custo incremental da função de carregamento das cisternas é um valor reduzido (42,11 €/carregamento), sendo escalado com um fator de 2,79.

Na Figura 3-2 apresentam-se os custos incrementais e os preços associados a cada uma das variáveis de faturação da tarifa de Uso do Terminal, para o ano gás 2023-2024.

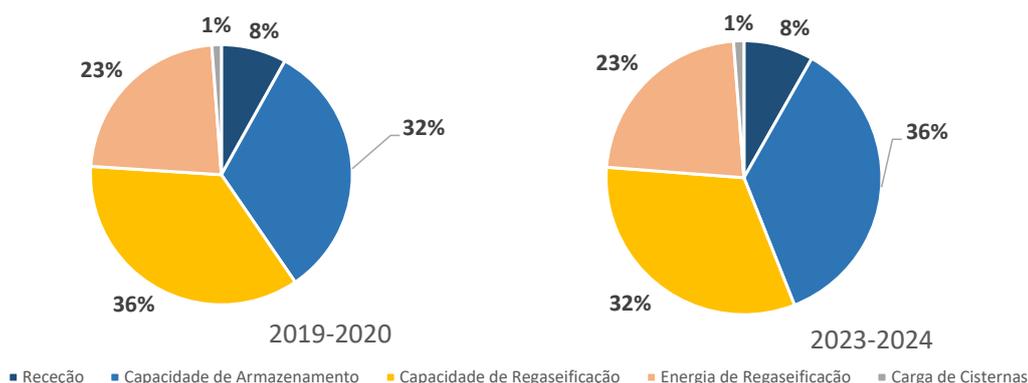
Figura 3-2 - Comparação da estrutura tarifária com a de custos incrementais de 2023-2024



		Custo Incremental		Tarifa	
		2023-2024	2023-2024	2023-2024	2023-2024
Receção	€/kWh	0,00003787		0,00003518	
Capacidade de Armazenamento	€/kWh/dia)/dia	0,00001332		0,00001735	
Capacidade de Regaseificação	€/kWh/dia)/mês	0,00352943		0,00327837	
Energia de Regaseificação	€/kWh	0,00010864		0,00010091	
Carga de Camiões Cisterna	€/Camião		42,11		117,35

Na Figura 3-3 compara-se a estrutura das receitas incrementais em 2019-2020, por termo tarifário, com a nova estrutura das receitas incrementais em 2023-2024, estrutura essa que se altera, com a capacidade de armazenamento a apresentar um maior peso do que a capacidade de regaseificação.

Figura 3-3 - Estrutura das receitas por variável de faturação da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL



3.4 OPÇÃO TARIFÁRIA DO SERVIÇO AGREGADO

O Terminal de GNL observou no passado uma utilização com elevada volatilidade, o que, associado às suas características de funcionamento, prejudicou a sua utilização por agentes de mercado de menor dimensão representando uma barreira à entrada de novos agentes no mercado. Estas características de funcionamento são condicionadas, por um lado, (i) por o aprovisionamento ser efetuado de forma discreta e com grandes indivisibilidades devido à dimensão dos navios metaneiros e, por outro lado, (ii) por a regaseificação e injeção de gás natural na RNTG, para abastecimento do consumo das várias carteiras dos comercializadores, ser efetuada de forma contínua, o que obriga à constituição de armazenamento sobre a forma de GNL no terminal.

Esta necessidade de constituição de armazenamento sobre a forma de GNL no terminal representa um custo de logística praticamente constante ao longo do ano, independentemente da dimensão da carteira do comercializador, situação muito penalizadora, por um lado, para os comercializadores de pequena dimensão, prejudicando a sua entrada no mercado e, por outro lado, para o próprio terminal, prejudicando uma maior utilização desta infraestrutura.

A ERSE, reconhecendo este problema, tomou diligências ao longo dos últimos anos no sentido de minimizar as barreiras à utilização do terminal de GNL por agentes de mercado de menor dimensão, nomeadamente:

- a) Aprovação do mecanismo de trocas reguladas de GNL que incentiva o comercializador incumbente a trocar GNL com outros agentes de mercado de menor dimensão;
- b) Aprovação de regras para contratação e nomeação de gás da rede de transporte para o terminal de GNL em contra fluxo, com preços nulos, permitindo, por um lado, que agentes de pequena dimensão beneficiem da flexibilidade proporcionada pelo terminal e por outro lado, viabilizando o abastecimento de consumidores isolados da rede nacional de transporte e abastecidos por cisternas de GNL.

No entanto, o mecanismo referido em a) nunca foi utilizado pelos agentes de mercado, pelo que na recente revisão regulamentar do setor do gás a ERSE opta pela sua eliminação.

Adicionalmente, a Diretiva n.º 13/2017, de 21 de setembro, alterada pela Diretiva n.º 7/2020, de 21 de abril de 2020, que aprovou o Manual de Procedimentos de Acesso às Infraestruturas (MPAI), estabeleceu um mecanismo de atribuição de capacidade no terminal de GNL, que facilita a utilização do terminal de GNL por agentes de mercado de menor dimensão no SNG. A nova modalidade de atribuição de capacidade, designada por Mecanismo de Continuidade, prevista no n.º 4 do artigo 43.º do Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações do Setor do gás (RARII), complementa o modelo existente, sendo que a adesão por parte dos agentes de mercado é voluntária e pressupõe um exercício de coordenação entre agentes aderentes.

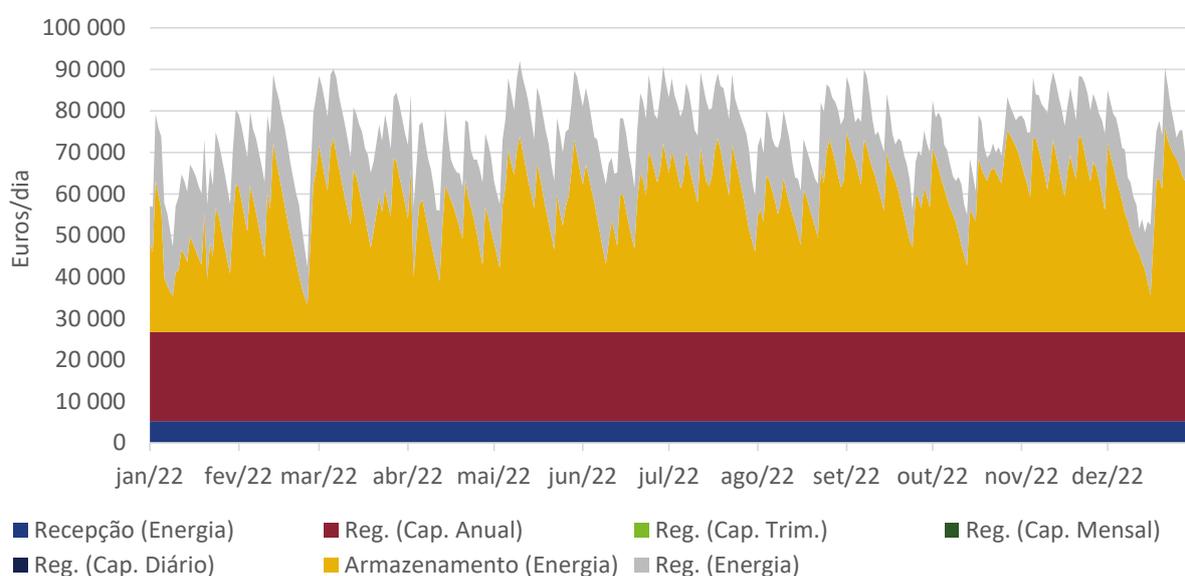
Este mecanismo carece, para a sua aplicação, da publicação dos preços dos serviços que permitem a sua utilização pelos utilizadores da infraestrutura. O RT prevê no n.º 3 do artigo 47.º, a possibilidade dos preços da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL serem aplicados de forma agregada a todos os serviços prestados pelo terminal. As variáveis de faturação da opção tarifária do serviço agregado são as associadas ao serviço de regaseificação, isto é, a energia regaseificada e a capacidade contratada de regaseificação.

Para o ano gás 2023-2024, o preço aplicável à energia regaseificada é determinado pela soma do preço de energia do serviço de regaseificação com o preço de energia de receção e uma parcela, em EUR/kWh, que recupera 41% das receitas do serviço de Armazenamento de GNL. O preço aplicável à capacidade de regaseificação é determinado pela soma do preço de capacidade do serviço de regaseificação com uma parcela que recupera 59% das receitas do serviço de Armazenamento de GNL. Os preços de capacidade de regaseificação são diferenciados no tempo (produtos anuais, trimestrais, mensais e diários), aplicando-se

os multiplicadores indicados na secção 6.2. As percentagens de alocação dos custos com a função de armazenamento de GNL aos termos de energia e capacidade referidas são determinadas de modo a preservar-se a estrutura de receitas do serviço de regaseificação.

Considerando a procura para o ano gás 2023-2024, apresentada no documento “Caracterização da Procura de Gás no ano gás 2023-2024”, apresenta-se na Figura 3-4 o perfil de pagamento do terminal considerando o pagamento dos diferentes serviços de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, em separado.

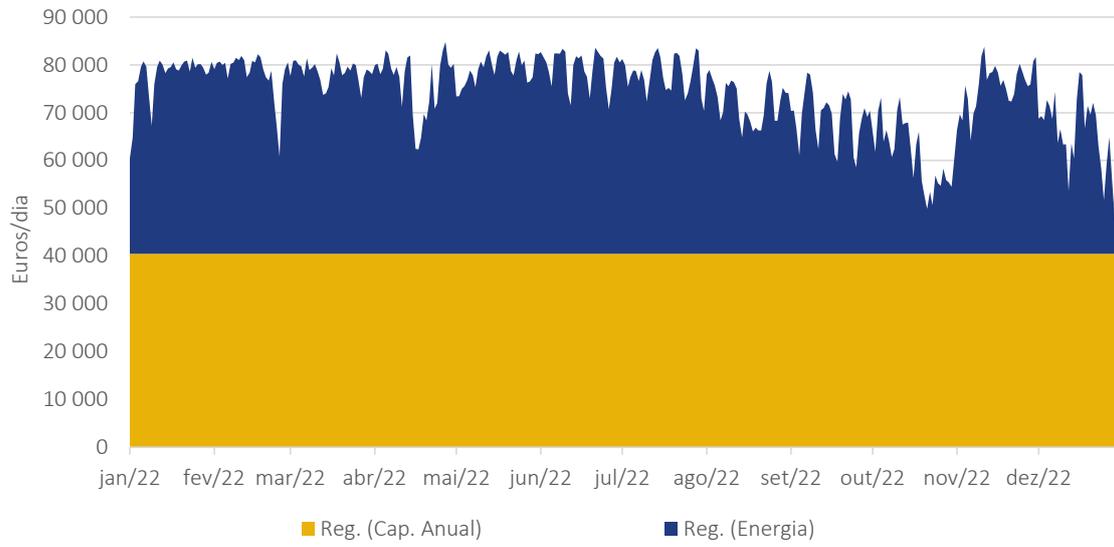
Figura 3-4 - Perfil diário de pagamento do Terminal de Sines desagregado por função



Reg. – Regaseificação e Cap. - Capacidade

Considerando a energia de regaseificação e a capacidade contratada de regaseificação para o ano gás 2023-2024, apresentada no documento “Caracterização da Procura de Gás no ano gás 2023-2024”, apresenta-se na Figura 3-5 o perfil de pagamento do terminal com a opção tarifária dos serviços agregados. Como esperado, o perfil de pagamento diário é aderente ao perfil de energia regaseificada.

Figura 3-5 - Perfil diário de pagamento do Terminal de Sines com a tarifa agregada



Reg. – Regaseificação

4 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo deve proporcionar os proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de Gás, nos termos definidos no RT. A infraestrutura de armazenamento subterrâneo de gás em Portugal tem as seguintes características técnicas:

- Capacidade máxima de injeção de 83,3 milhares m³/hora (24 GWh/dia).
- Capacidade máxima de extração de 300 milhares m³/hora (86 GWh/dia).
- Constituído por 6 cavernas, com um volume total de armazenamento de 6,348 TWh.
- A capacidade técnica total de armazenamento é de 3,967 TWh e o volume total do *cushion gas* é de 2,381 TWh.

4.1 ESTRUTURA GERAL DA TARIFA

A tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo é composta pelos seguintes preços:

- Preço de energia injetada, definido em euros por kWh.
- Preço de energia extraída, definido em euros por kWh.
- Preço de capacidade contratada de armazenamento, definido em euros por (kWh/dia)/dia.

No Quadro 4-1 apresenta-se a definição das variáveis de faturação aplicáveis na tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.

Quadro 4-1 - Variáveis de faturação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

Função	Variável de faturação (unidade)	Descrição da variável
Injeção	Energia injetada (EUR/kWh)	Quantidade de energia, em kWh, entregue a uma infraestrutura de armazenamento subterrâneo, a partir da rede de transporte de gás.
Extração	Energia extraída (EUR/kWh)	Quantidade de energia, em kWh, entregue por uma infraestrutura de armazenamento subterrâneo à rede de transporte de gás.
Armazenamento	Capacidade contratada de armazenamento (EUR/kWh/dia/dia)	Valor da capacidade reservada, em kWh/dia, pelo agente de mercado nos processos de atribuição de capacidade, constituindo um direito de utilização de capacidade com pagamento de caráter vinculativo independentemente do uso efetivo, para diversos horizontes temporais.

O armazenamento subterrâneo permite uma utilização não só para fins comerciais, mas também como instrumento de gestão de balanço dos agentes de mercado. A gestão de balanço e a constituição de reservas de segurança são as principais vocações do armazenamento subterrâneo em Portugal. O operador do armazenamento subterrâneo deve assegurar a não discriminação entre os utilizadores ou as categorias de armazenamento, o que concorre para sustentar a ideia do estabelecimento de uma mesma tarifa de armazenamento, sem discriminar face ao “tipo” de armazenamento.

Os preços de reserva dos produtos de capacidade de prazo inferior a um ano são relacionados com os preços de reserva dos produtos de capacidade anual através de multiplicadores. Para mais informação sobre os multiplicadores, consulte a secção 6.2.

4.2 DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS INCREMENTAIS

Os preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo são determinados por forma a fornecer os sinais adequados aos agentes de mercado, incentivando o uso eficiente da infraestrutura do Armazenamento Subterrâneo. Para tal, a estrutura de preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo deve ser aderente à estrutura de custos incrementais médios de longo prazo.

Neste capítulo determinam-se os custos incrementais para cada uma das variáveis de faturação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo: Energia nas funções de injeção e extração de gás para/do Armazenamento Subterrâneo e capacidade de armazenamento de gás natural.

O custo incremental é calculado pelo rácio entre o valor atualizado dos custos de capital associados ao investimento, acrescido dos respetivos custos de operação e manutenção, e o valor atualizado dos acréscimos de procura que estão na origem desse investimento.

Com base nos investimentos e respetiva vida útil, calculam-se as suas anuidades. Para o cálculo das anuidades totais adicionam-se às anuidades do investimento, os encargos de exploração, tendo-se considerado que estes encargos representam cerca de 0,99%¹⁷ da anuidade de investimento. Como fator de atualização das anuidades utiliza-se a taxa de remuneração do ativo, no ano civil 2022, 5,29%.

¹⁷ Esta percentagem corresponde à média dos rácios entre os custos de operação e manutenção entre 2016 e 2021 e os valores do ativo bruto relativos a toda a infraestrutura do Armazenamento Subterrâneo, no mesmo período de tempo.

4.2.1 CUSTO INCREMENTAL DE ENERGIA DE INJEÇÃO E DE EXTRAÇÃO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

O custo incremental médio de longo prazo da energia de injeção e extração do Armazenamento Subterrâneo é determinado pelo rácio entre o valor atualizado dos encargos resultantes dos investimentos a que a função de injeção e extração do Armazenamento Subterrâneo obriga, incluindo os custos de exploração que esses investimentos adicionais causam, para determinado período, e o valor atualizado dos acréscimos de capacidade de injeção e extração do Armazenamento Subterrâneo, nesse mesmo período.

Os custos com a injeção e extração de gás (mesmo os associados a serviços de balanceamento da RNTG ou utilização da armazenagem estratégica) são faturados em função das quantidades de energia processadas (€/kWh). Importa referir que nos processos de injeção e extração verificam-se consumos de energia significativos.

As quantidades a utilizar para o cálculo da tarifa devem englobar todo o armazenamento, independentemente da sua natureza estratégica, operacional ou comercial.

Os preços das tarifas de Uso do Armazenamento Subterrâneo são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas envolvidas proporcione o montante de proveitos ao operador do armazenamento subterrâneo, definidos nos termos do Regulamento Tarifário.

As quantidades consideradas no cálculo do custo incremental da energia de injeção e extração não consideram uma utilização que reflète um máximo de utilização destas infraestruturas. Não é correto considerar que as capacidades disponíveis de injeção e de extração foram concebidas para funcionarem na máxima capacidade 24h x 365 dias por ano, pois tal não faria sentido face à capacidade de armazenamento ou mesmo face à capacidade de escoamento da rede.

No Quadro 4-2 considera-se uma utilização das instalações de superfície em contínuo no ano face à dimensão útil do armazenamento. Considerando-se o armazenamento vazio (com exceção dos mínimos técnicos) e procedendo-se à injeção de GN à capacidade máxima que é de 83 mil m³/hora (23,8 MWh/dia), tendo em conta uma capacidade útil de 3,6 TWh em 2022 o processo de enchimento será de 150 dias. Por outro lado, o processo de extração à capacidade máxima de extração de 300 mil m³/hora (85,7 MWh/dia), durará 42 dias até toda a energia armazenada ter sido retirada. Para este efeito não se consideraram perdas. Um ciclo de injeção e extração de toda a capacidade disponível demora assim 192 dias.

Quadro 4-2 - Determinação das utilizações das capacidades máximas de injeção e extração no armazenamento subterrâneo em funcionamento contínuo

	m³/dia	kWh/dia	Dias
Injeção máxima	2 000 000	23 800 000	150
Extração máxima	7 200 000	85 680 000	42
Total			192

No Quadro 4-3 apresentam-se estas quantidades que resultam da multiplicação das capacidades de injeção e extração pelas respetivas utilizações teóricas máximas durante um ano.

Quadro 4-3 - Determinação das quantidades anuais máximas de volumes injetados e extraídos no armazenamento subterrâneo em funcionamento contínuo

	Dias	m³/ano	kWh/ano
Injeção máxima anual	286	571 304 348	6 798 521 739
Extração máxima anual	79	571 304 348	6 798 521 739
Total	365	1 142 608 696	13 597 043 478

Com base nos investimentos referentes a instalações de superfície e no seu período de vida útil calculam-se as anuidades dos investimentos, que se apresentam no Quadro 4-4. De acordo com os pressupostos apresentados o valor obtido para o custo incremental de energia de injeção e extração do armazenamento subterrâneo é de 0,00005349 €/kWh, considerando um poder calorífico superior de 11,9 kWh/m³.

Quadro 4-4 - Custo incremental de energia de injeção e extração do armazenamento subterrâneo

			mil euros																		
Ano	Investimentos Vida útil	Valor	Anuidade investimentos																		
			2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
2009	24	1 012	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	
2010	24	841		63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	
2011	24	19			1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
2012	25	2 176				160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	
2013	23	394					30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	
2014	24	1 274						95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	
2015	24	3 252							244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	
2016	24	1 706								127	127	127	127	127	127	127	127	127	127	127	
2017	23	490									37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	
2018	24	1 538										115	115	115	115	115	115	115	115	115	
2019	23	604											46	46	46	46	46	46	46	46	
2020	24	0												0	0	0	0	0	0	0	
2021	24	4 864													364	364	364	364	364	364	
2022	31	0														0	0	0	0	0	
2023	30	0															0	0	0	0	
2024	30	0																0	0	0	
2025	30	0																	0	0	
2026	33	41 337																		2 666	
2027	53	44 531																		2 518	
CAPEX			76	139	140	300	330	425	669	797	834	949	994	994	1 358	1 358	1 358	1 358	1 358	1 358	
OPEX	0,99%		1	1	1	3	3	4	7	8	8	9	10	10	13	13	13	13	13	13	
Total anuidade			76	140	142	303	333	429	676	805	842	958	1 004	1 004	1 371	1 371	1 371	1 371	1 371	1 371	
Fator de atualização			0,49	0,51	0,54	0,57	0,60	0,63	0,66	0,70	0,73	0,77	0,81	0,86	0,90	0,95	1,00	1,05	1,11	1,17	
Total anuidade (valor atualizado)			157	274	263	534	558	683	1 021	1 154	1 147	1 240	1 234	1 172	1 520	1 444	1 371	1 302	1 237	1 116	

Capacidade Máxima de Injeção (Técnica)

			GWh/ano																		
Ano	Energia de Injeção/Extração		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
2009	13 597		13 597	13 597	13 597	13 597	13 597	13 597	13 597	13 597	13 597	13 597	13 597	13 597	13 597	13 597	13 597	13 597	13 597	13 597	
Capacidade Total			13 597	13 597	13 597	13 597	13 597	13 597	13 597	13 597	13 597	13 597	13 597	13 597	13 597	13 597	13 597	13 597	13 597	13 597	
Capacidade Total (valor atual.)			27 981	26 575	25 240	23 972	22 768	21 624	20 537	19 505	18 525	17 595	16 711	15 871	15 074	14 316	13 597	12 914	12 265	11 649	

Custo incremental Energia de Injeção/Extração 0,00005349 €/kWh

4.2.2 CUSTO INCREMENTAL DE CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

O custo incremental médio de longo prazo da capacidade de armazenamento no armazenamento subterrâneo é determinado pelo rácio entre o valor atualizado dos encargos resultantes dos investimentos a que o armazenamento subterrâneo (cavernas e estações de lixiviação) obriga, incluindo os custos de exploração que esses investimentos adicionais causam, para determinado período, e o valor atualizado dos acréscimos de capacidade de armazenamento, nesse mesmo período.

Os custos das infraestruturas do armazenamento subterrâneo dependem da capacidade (volume máximo) de armazenamento das cavernas.

Quanto ao volume de armazenamento consideram-se os valores da capacidade não condicionada, que até 2008 correspondia às cavernas TGC-1S, REN-C3, REN-C4 e REN-C5, num total de 1 945 GWh, posteriormente em 2009, com a entrada em exploração da caverna TGC-2, a capacidade aumenta para 2 990 GWh e, em 2014 regista novo incremento para 3 570 GWh, com a entrada em exploração da caverna REN-C6. É ainda esperado que entrem em exploração, em 2026 e 2027, as 7ª e 8ª cavernas, para as quais foram consideradas capacidades médias de 600 GWh.

Com base nos investimentos afetos à função de armazenamento (custos com cavernas e estações de lixiviação) e nos respetivos períodos de vida útil, calculam-se as anuidades dos investimentos que se apresentam no Quadro 4-5. De acordo com os pressupostos apresentados o valor obtido para o custo incremental de capacidade é de 0,00000268 €/(kWh/dia).

Quadro 4-5 - Custo incremental de Capacidade de armazenamento no armazenamento subterrâneo

			mil euros																		
Ano	Investimentos		Anuidade dos investimentos																		
	Vida útil	Valor	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
2009	48	20 400	1 179	1 179	1 179	1 179	1 179	1 179	1 179	1 179	1 179	1 179	1 179	1 179	1 179	1 179	1 179	1 179	1 179	1 179	1 179
2010	27	3 076		215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215
2011	33	686			44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
2012	6	514				99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
2013	17	879					79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79
2014	68	36 893						2 011	2 011	2 011	2 011	2 011	2 011	2 011	2 011	2 011	2 011	2 011	2 011	2 011	2 011
2015	36	9 945							622	622	622	622	622	622	622	622	622	622	622	622	622
2016	10	570								77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77
2017	25	779									57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
2018	5	196										50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
2019	0	0																			
2020	44	1 050													62	62	62	62	62	62	62
2021	0	0																			
2022	35	1 637														103	103	103	103	103	103
2023	34	1 473															94	94	94	94	94
2024	34	1 051																67	67	67	67
2025	34	872																	56	56	56
2026	1	1 007																		1 284	1 284
2027	19	54 694																			4 612
CAPEX			1 179	1 394	1 439	1 538	1 618	3 629	4 250	4 327	4 384	4 434	4 434	4 495	4 495	4 599	4 599	4 599	4 599	4 599	4 599
OPEX	0,99%		12	14	14	15	16	36	42	43	43	44	44	44	44	45	45	45	45	45	45
Total anuidade			1 191	1 408	1 453	1 553	1 634	3 664	4 292	4 370	4 428	4 478	4 478	4 540	4 540	4 644	4 644	4 644	4 644	4 644	4 644
Fator de atualização			0,49	0,51	0,54	0,57	0,60	0,63	0,66	0,70	0,73	0,77	0,81	0,86	0,90	0,95	1,00	1,05	1,11	1,17	1,23
Total anuidade (valor atualizado)			2 450	2 752	2 697	2 739	2 735	5 828	6 483	6 269	6 032	5 794	5 503	5 299	5 033	4 890	4 644	4 411	4 189	3 979	3 779

Capacidade Técnica de Armazenamento

			GWh/dia																		
Ano	Capacidade de Armazenamento*		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
2009	2 990		2 990	2 990	2 990	2 990	2 990	2 990	2 990	2 990	2 990	2 990	2 990	2 990	2 990	2 990	2 990	2 990	2 990	2 990	2 990
2014	580							580	580	580	580	580	580	580	580	580	580	580	580	580	580
2026	600																			600	600
2027	600																				600
Capacidade Armazenamento			2 990	2 990	2 990	2 990	2 990	3 570	3 570	3 570	3 570	3 570	3 570	3 570	3 570	3 570	3 570	3 570	3 570	4 170	4 770
Capacidade Armazenamento (valor atual.)			6 153	5 844	5 551	5 272	5 007	5 678	5 393	5 122	4 865	4 620	4 388	4 168	3 958	3 759	3 570	3 391	3 221	3 573	3 882

* Capacidade técnica de armazenamento não condicionada

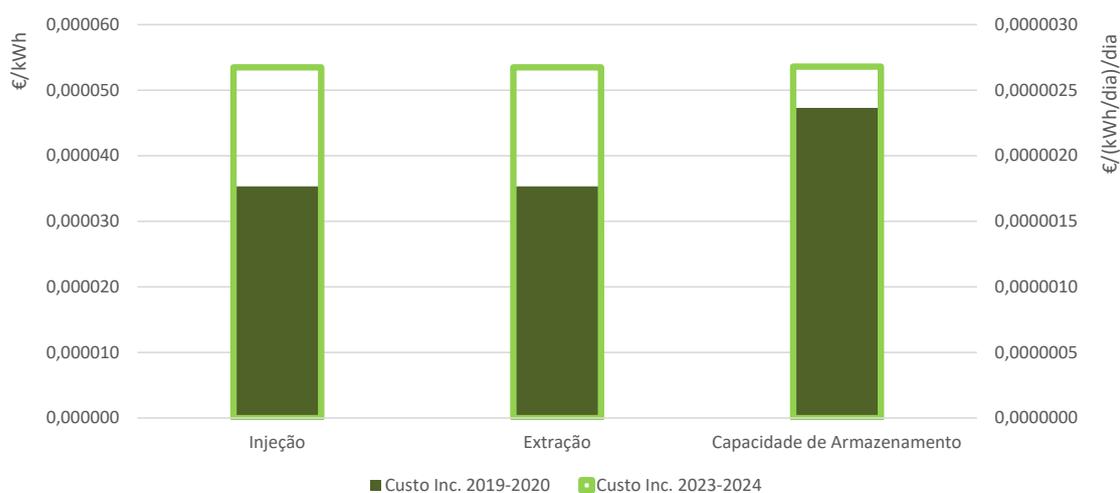
Custo Incremental Capacidade Armazenamento 0,00000268 €/(kWh/dia)

4.3 COMPARAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA COM A ESTRUTURA DE CUSTOS INCREMENTAIS

A estrutura de preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo deve ser aderente à estrutura de custos incrementais médios de longo prazo.

Na Figura 4-1 apresentam-se os custos incrementais para as variáveis de faturação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, comparando-se os valores de 2019-2020, com os agora calculados para o ano gás 2023-2024. Observa-se um acréscimo de todos os custos incrementais, em relação aos custos incrementais atualmente em vigor (determinados para as tarifas de 2019-2020 e que não foram alterados durante todo o período de regulação). Este acréscimo é superior no custo incremental de injeção/extração, sendo justificado pelo aumento do investimento previsto para o período 2026 e 2027.

Figura 4-1 - Comparação da estrutura de custos incrementais de 2019-2020 com a estrutura de 2023-2024



		Custo Incremental		
		2019-2020	2023-2024	Variação
Injeção	€/kWh	0,00003532	0,00005349	51%
Extração	€/kWh	0,00003532	0,00005349	51%
Capacidade de Armazenamento	€/(kWh/dia)/dia	0,00000236	0,00000268	14%

Os preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo resultam da aplicação de fatores de escalamento diferenciados à estrutura de custos incrementais, por forma a obter os proveitos permitidos da atividade do Armazenamento Subterrâneo.

Para o ano gás 2023-2024, adotam-se fatores de escalamento diferenciados por serviço (injeção/extração e armazenamento). Os preços energia de injeção/extração de gás foram calculados através da aplicação de um fator de escala de 2,7 aos custos incrementais de injeção/extração e o preço de capacidade de armazenamento foi calculado através da aplicação de um fator de escala de 5,5 aos custos incrementais de capacidade de armazenamento, por forma a obter os proveitos da atividade do Armazenamento Subterrâneo.

Na Figura 4-2 apresentam-se os custos incrementais e os preços associados a cada uma das variáveis de faturação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, para o ano gás 2023-2024.

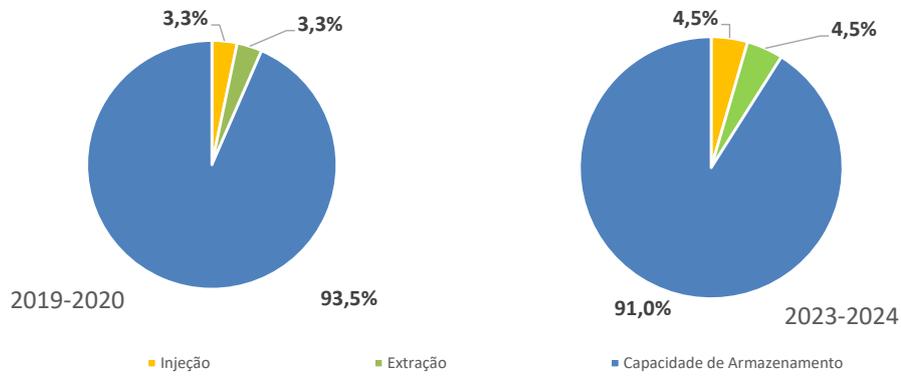
Figura 4-2 - Comparação da estrutura tarifária com a de custos incrementais de 2023-2024



		Custo Incremental		Tarifa	
		2023-2024	2023-2024	2023-2024	2023-2024
Injeção	€/kWh	0,00005349	0,00005349	0,00014680	0,00014680
Extração	€/kWh	0,00005349	0,00005349	0,00014680	0,00014680
Capacidade de Armazenamento	€/(kWh/dia)/dia	0,00000268	0,00000268	0,00001471	0,00001471

Na Figura 4-3 ilustra-se a estrutura das receitas incrementais escaladas 2019-2020, por termo tarifário, função dos preços calculados de acordo com o estabelecido no RT, com a nova estrutura das receitas incrementais escaladas 2023-2024.

Figura 4-3 - Estrutura das receitas por variável de faturação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo



Como se verifica na Figura 4-3 a estrutura das receitas por variável de faturação após o escalamento dos custos incrementais mantém-se aproximadamente constante.

5 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

De acordo com o Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso da Rede de Transporte (tarifa de URT) deve proporcionar ao Operador da Rede de Transporte (ORT) os proveitos permitidos da atividade de transporte de gás, recuperando os custos de exploração, desenvolvimento e manutenção das redes que lhe estão associados ¹⁸.

De referir que, a metodologia de preço de referência (secção 5.2) utilizada para determinar os preços de entrada e saída, bem como os preços pré-escalamento que a metodologia determina, foram mantidos constantes e iguais ao anterior período de regulação, que abrangeu os anos gás 2019-2020 a 2022-2023.

Com a implementação do Código de Rede de Tarifas ¹⁹ em 2019, a ERSE passou a determinar a tarifa de Uso da Rede de Transporte, a aplicar pelo operador da rede de transporte, de acordo com a metodologia modificada da distância ponderada pela capacidade, nos termos da [Diretiva n.º 8/2019 da ERSE](#), de 4 de abril de 2019. A referida metodologia determina, anualmente, os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte nos pontos de entrada e saída da rede de transporte. Esses preços resultam da aplicação de um fator de escalamento multiplicativo aos preços pré-escalamento nos pontos de entrada e de um fator de escalamento multiplicativo aos preços pré-escalamento nos pontos de saída de forma a assegurar a obtenção dos proveitos permitidos, com base nas capacidades previstas. Os preços pré-escalamento são constantes durante o período de regulação ²⁰.

O Código de Rede Tarifas determina a realização de um processo de consulta pública periódica, pelo menos a cada cinco anos. De referir que o processo de consulta pública anterior para Portugal realizou-se entre 17 de agosto e 17 de outubro de 2018 ²¹, pelo que deverá ocorrer nova consulta pública durante o ano de 2023.

¹⁸ A metodologia para a determinação do valor anual dos proveitos permitidos do ORT encontra-se descrita no documento “Parâmetros de Regulação para o Período de 2024 a 2027”. O cálculo dos proveitos permitidos para o ano gás 2023-2024 está no documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o ano gás 2023-2024 das Empresas Reguladas do Setor do Gás”.

¹⁹ [Regulamento \(UE\) 2017/460 da Comissão](#), de 16 de março de 2017, que estabelece um código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás.

²⁰ Diretiva n.º 8/2019 da ERSE, artigo 2.º, n.º 9.

²¹ [Consulta Pública da ERSE n.º 66](#), relativa à implementação do Código de Rede relativo a Estruturas Tarifárias harmonizadas para o Transporte de Gás Natural.

Em paralelo, a ERSE encontra-se de momento a desenvolver um estudo, em conjunto com a entidade reguladora congénere de Espanha (CNMC, *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*), relativo ao papel das tarifas na integração dos mercados de gás em Espanha e Portugal²². Como referido no programa de trabalho da Iniciativa Regional do Sul para o Gás, o estudo deve avaliar um conjunto de opções, entre elas, a eliminação da tarifa no ponto de interligação entre Portugal e Espanha e a aplicação de uma metodologia de cálculo comum para as tarifas de transporte nos dois países. Refira-se que esta opção de eliminação das tarifas de transporte nas interligações²³ está também em discussão no próximo pacote legislativo europeu para o gás.

No ano gás 2023-2024 mantêm-se os preços pré-escalamento da tarifa de Uso da Rede de Transporte que se aplicaram no período de regulação anterior (ver Quadro 5-3). A manutenção desses valores não implica que os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte se manterão constantes, uma vez que os últimos dependem do nível dos proveitos permitidos do operador da rede de transporte e das previsões da procura. Nos anos gás subsequentes, os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte devem resultar da nova metodologia de cálculo, a aprovar na sequência do processo de consulta pública periódica, a realizar nos termos do artigo 26.º do Código de Rede de Tarifas.

A atualização da metodologia de cálculo para o ano gás 2023-2024, ou dos parâmetros utilizados na atual metodologia de cálculo, poderia, no limite, resultar numa nova estrutura de tarifas de transporte que apenas seria aplicada durante um único ano gás, não contribuindo assim para o princípio da estabilidade tarifária.

²² Estudo previsto no programa da Iniciativa Regional do Sul para o Gás (SGRI, *South Gas Regional Initiative*) relativo ao [biénio 2021-2022](#) (ver secção relativa ao 'Target 2').

²³ [Proposta de reformulação](#), do Parlamento Europeu, do Regulamento para o mercado interno dos gases renováveis e do hidrogénio, de 16 de fevereiro de 2023. A eliminação das tarifas de transporte nas interligações encontra-se prevista no novo número 1a) do artigo 5.º (redação em inglês): «*No tariffs shall be charged pursuant to Article 15 for access to transmission systems at interconnection points between Member States unless the regulatory authorities concerned jointly agree on a tariff regime for such access. In the absence of an agreement between the regulatory authorities concerned, ACER shall decide on the tariff regime, including the possibility of avoiding the application of tariffs, in accordance with Article 6(10) of Regulation (EU) 2019/942. When deciding on that tariff regime the regulatory authorities concerned or ACER shall ensure an appropriate return on investment and covering of the operational expenditure born by the gas transmission network operators in relation to the specific interconnection point.*»

5.1 ESTRUTURA GERAL DA TARIFA

A tarifa de URT aplicada pelo ORT tem uma estrutura do tipo **entrada-saída**, isto é, os utilizadores da rede de transporte pagam um preço pelo gás que entra na rede de transporte e pagam outro preço pelo gás que sai da mesma. A estrutura do tipo entrada-saída segue os requisitos definidos a nível europeu, tendo a ERSE implementado a estrutura de entrada-saída pela primeira vez no período tarifário de 2010-2011. O Quadro 5-1 apresenta os pontos de entrada e os pontos de saída da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG), previstos no Regulamento Tarifário.

Quadro 5-1 - Pontos de entrada e pontos de saída da RNTG

Pontos de entrada	VIP Ibérico
	Terminal de GNL
	Armazenamento subterrâneo
	Produtores de gás ligados à rede de transporte
Pontos de saída	VIP Ibérico
	Terminal de GNL
	Armazenamento subterrâneo
	Operadores das redes de distribuição
	Clientes em Alta Pressão
	UAG (propriedade de clientes)

Nota: VIP Ibérico inclui os dois pontos internacionais de interligação com Espanha (Campo Maior e Valença do Minho).

A tarifa de URT é paga por três tipos de utilizadores. Em primeiro lugar, por todos os **clientes finais de gás**, nomeadamente clientes ligados em alta pressão, clientes ligados através dos operadores das redes de distribuição e clientes abastecidos por unidades autónomas de gás (UAG) que sejam propriedade desses clientes. Para todos estes utilizadores o valor da tarifa de URT está incluído no valor da tarifa de Acesso às Redes, cujo pagamento está relacionado apenas com a saída da RNTG. Em segundo lugar, é paga por **agentes de mercado** que contratem a utilização dos pontos de entrada ou de saída da rede de transporte, tratando-se de uma contratação vinculativa de capacidade, designadamente no VIP Ibérico, no terminal de GNL em Sines e no armazenamento subterrâneo no Carriço. Este pagamento está relacionado quer com a entrada na RNTG, quer com a saída da RNTG. Em terceiro lugar, é paga por **produtores de gás ligados à rede de transporte**. Aqui o pagamento está relacionado apenas com a entrada na RNTG.

No que respeita à faturação, a tarifa de URT é cobrada por dois tipos distintos de operador, designadamente pelo (i) ORT e (ii) pelos Operadores das Redes de Distribuição (ORD). Por um lado, a tarifa de URT é aplicada pelo **ORT** aos agentes de mercado que contratem capacidade nos pontos de entrada ou nos pontos de saída de rede de transporte (VIP Ibérico, terminal de GNL, armazenamento subterrâneo) e aos utilizadores da RNTG aos quais não se exige a contratação antecipada de capacidade para utilização (produtores ligados ao transporte, clientes em AP, operadores das redes de distribuição, UAG em propriedade de clientes). Por outro lado, a tarifa de URT é aplicada pelos **ORD** aos utilizadores situados na saída da Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG), designadamente aos clientes em Média Pressão (MP) e aos clientes em Baixa Pressão (BP). Os clientes em MP e em BP devem pagar a tarifa de URT uma vez que também utilizam a RNTG.

O Quadro 5-2 resume a aplicação da tarifa de URT aos vários utilizadores da RNTG. A aplicação da tarifa de URT por parte do ORT e por parte dos ORD é detalhada nas secções 5.3 e 5.4, respetivamente.

Quadro 5-2 - Resumo da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

	Utilizador da Rede de Transporte	Aplicação pelo Operador da Rede de Transporte	Aplicação pelo Operador da Rede de Distribuição
Entrada na RNTG	VIP Ibérico	Pago pelo agente de mercado	<i>Não aplicável</i>
	Terminal de GNL em Sines		
	Armazenamento subterrâneo		
	Produtores de gás	Pago pelo produtor de gás	
Saída da RNTG	VIP Ibérico	Pago pelo agente de mercado	
	Terminal de GNL em Sines		
	Armazenamento subterrâneo		
	Operadores das redes de distribuição	Valor a repercutir nos clientes em Média Pressão e Baixa Pressão	
	Cientes em Alta Pressão	Pago através da Tarifa de Acesso às Redes	
UAG (propriedade de clientes)			
Saída da RNDG	Cientes em Média Pressão	<i>Não aplicável</i>	Pago através da Tarifa de Acesso às Redes
	Cientes em Baixa Pressão		

5.2 METODOLOGIA DE PREÇO DE REFERÊNCIA

Nos termos do [Regulamento \(UE\) 2017/460](#) da Comissão, de 16 de março, que estabelece o código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás (adiante “CR Tarifas”), as tarifas de transporte devem basear-se numa metodologia de preço de referência.

O CR Tarifas define como «**metodologia de preço de referência**» a metodologia aplicada à parte das receitas provenientes dos serviços de transporte a recuperar por meio de tarifas de transporte exclusivamente baseadas em variáveis de capacidade, com o objetivo de obter preços de referência. Por sua vez, o código de rede define como «**preço de referência**» o preço para um produto de capacidade firme com a duração de um ano, aplicável nos pontos de entrada e de saída e que é utilizado para estabelecer tarifas de transporte baseadas em capacidade.

No seguimento do processo de consulta pública obrigatória ²⁴, a ERSE publicou a 18 de março de 2019 a sua decisão fundamentada, nos termos do CR Tarifas, tendo aprovado como metodologia de preço de referência a «**metodologia modificada da distância ponderada pela capacidade**». A designação da metodologia reflete a proximidade desta com a metodologia da distância ponderada pela capacidade (metodologia CWD ²⁵), definida no artigo 8.º do CR Tarifas, cuja aplicação é opcional embora de apresentação obrigatória para efeitos comparativos.

A **metodologia modificada da distância ponderada pela capacidade** (metodologia CWD modificada) é apresentada em detalhe no documento «[Estrutura Tarifária no Ano Gás 2019-2020](#)» ²⁶.

Anualmente são aplicados fatores de escalamento multiplicativos aos preços pré-escalamento do Quadro 5-3 por forma a assegurar a obtenção dos proveitos permitidos do ano com base nas capacidades previstas, preservando a divisão de entrada-saída definida pela ERSE, igual à **repartição de 28%-72%**, isto é, a recuperação de 28% dos proveitos nos pontos de entrada e de 72% nos pontos de saída.

²⁴ Processo de consulta periódica previsto nos artigos 26.º, 27.º e 28.º do CR Tarifas. Toda a documentação sobre a Consulta Pública da ERSE n.º 66 encontra-se na [página](#) da ERSE.

²⁵ Abreviatura para o termo em inglês (CWD – ‘capacity weighted distance’).

²⁶ Para uma descrição mais resumida consulte o documento «[Estrutura Tarifária no Ano Gás 2020-2021](#)».

Quadro 5-3 - Preços pré-escalamento da tarifa de URT, em EUR/(kWh/dia) por ano

	Ponto da RNTG	Preço pré-escalamento EUR/(kWh/dia) por ano
Entrada	VIP Ibérico	0,10843
	Terminal de GNL	0,09987
	Armazenamento subterrâneo	0,00000
	Produtores de gás	0,02937
Saída	VIP Ibérico	0,02380
	Terminal de GNL	0,00000
	Armazenamento subterrâneo	0,00000
	Operadores das redes de distribuição	0,19139
	Cientes em Alta Pressão	0,19139
	UAG (propriedade de clientes)	0,19139

Os fatores de escalamento multiplicativos para o ano gás 2023-2024, a aplicar aos preços pré-escalamento do Quadro 5-3, são de 0,842 para os pontos de entrada e de 0,835 para os pontos de saída, respetivamente.

5.3 APLICAÇÃO PELO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

A tarifa de URT é aplicada pelo ORT aos seus utilizadores nos pontos de fronteira com a RNTG, quer sejam pontos entrada, quer sejam pontos de saída. O Quadro 5-4 indica para cada ponto a variável de faturação da tarifa de URT aplicada pelo ORT, bem como observações complementares.

Quadro 5-4 - Tarifa de URT aplicada pelo Operador da Rede de Transporte

	Utilizador da Rede de Transporte	Variável de faturação (unidade do preço)	Observações
Entrada na RNTG	VIP Ibérico	Capacidade contratada (EUR/kWh/dia/dia) ou (EUR/kWh/hora/hora)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sujeito a processos de atribuição de capacidade (tarifa de URT representa o preço de reserva) ▪ Preço depende do tipo de produto (capacidade firme ou interruptível) e do horizonte temporal (plurianual, anual, trimestral, mensal, diário ou intradiário)
	Terminal de GNL		
	Armazenamento subterrâneo		
	Produtor de gás	Capacidade utilizada na injeção (EUR/kWh/dia/dia)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Não sujeito a processos de atribuição de capacidade
Saída da RNTG	VIP Ibérico	Capacidade contratada (EUR/kWh/dia/dia) ou (EUR/kWh/hora/hora)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sujeito a processos de atribuição de capacidade (tarifa de URT representa o preço de reserva) ▪ Preço depende do tipo de produto (capacidade firme ou interruptível) e do horizonte temporal (plurianual, anual, trimestral, mensal, diário ou intradiário)
	Terminal de GNL		
	Armazenamento subterrâneo		
	Operadores das redes de distribuição	Capacidade utilizada (EUR/kWh/dia/dia)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Os ORD repercutem a tarifa de URT através da tarifa de Acesso às Redes aos clientes ligados em MP e BP
Clientes em Alta Pressão	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Incluído na tarifa de Acesso às Redes ▪ Disponível em diferentes opções tarifárias ²⁷ 		
UAG (propriedade de clientes)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Incluído na tarifa de Acesso às Redes das UAG (propriedade de clientes) ²⁸ 		

No caso da variável **capacidade contratada**, o preço aprovado pela ERSE para a tarifa de URT corresponde ao preço de reserva nos processos de atribuição de capacidade, na forma de leilões de capacidade. Em função das condições de procura e de oferta desses leilões, pode resultar um preço final igual ou superior ao preço de reserva. A diferença entre o preço final e o preço de reserva designa-se por prémio de leilão. Refira-se ainda que o valor de capacidade reservada pelo agente de mercado constitui um direito de utilização de capacidade com pagamento de carácter vinculativo, independentemente do uso efetivo.

No caso da variável **capacidade utilizada na injeção**, o preço aprovado pela ERSE para a tarifa de URT é aplicado ao valor medido na instalação do produtor de gás de capacidade de injeção para a rede de transporte, aplicando-se ao máximo da injeção diária, medido em kWh/dia, registado nos últimos 12 meses.

²⁷ Nas opções tarifárias a variável de faturação é um conceito semelhante à capacidade utilizada.

²⁸ Devido a restrições na medição da capacidade utilizada destes clientes, o preço de capacidade utilizada é convertido para um preço de energia, em euros por kWh.

No caso da variável **capacidade utilizada**, o preço aprovado pela ERSE para a tarifa de URT é aplicado ao valor medido na instalação do consumidor (ou nos pontos de fronteira da RNTG com a RNDG) pela utilização da capacidade de saída da rede de transporte, aplicando-se por defeito ao máximo consumo diário, medido em kWh/dia, registado nos últimos 12 meses. As exceções a esta aplicação ocorrem nas opções tarifárias adicionais para os clientes em AP e no caso das UAG propriedade de clientes ²⁹. As **opções tarifárias** disponíveis para clientes em AP estão caracterizadas no Quadro 5-5, sendo que a opção de «longas utilizações» corresponde à opção por defeito.

Quadro 5-5 - Variável de faturação na tarifa de URT para clientes em AP, por opção tarifária

Opção tarifária	Variável de faturação	Unidade do preço
Longas utilizações	<u>Capacidade utilizada</u> Máximo do consumo diário, medido em kWh/dia, registado nos últimos doze meses, medido no ponto de entrega da rede de transporte.	EUR/(kWh/dia) por dia
	<u>Capacidade base anual</u> A capacidade base anual contratada tem que ser maior ou igual ao máximo consumo diário registado nos meses de inverno (de outubro a março) dos últimos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a fatura respeita.	
Flexível anual	<u>Capacidade mensal adicional</u> A capacidade mensal adicional dos meses de verão (abril a setembro) corresponde à diferença entre a capacidade máxima mensal determinada no mês da faturação e a capacidade base anual.	
	<u>Capacidade mensal</u> Máximo do consumo diário, medido em kWh/dia, registado no mês da fatura. Preços são diferenciados entre a época de verão (abril a setembro) e a época de inverno (outubro a março).	
Flexível mensal	<u>Capacidade diária</u> Consumo diário, medido em kWh/dia, registado no mês da fatura. Preços são diferenciados entre a época de verão (abril a setembro) e a época de inverno (outubro a março).	

Os preços de capacidade das **opções tarifárias flexíveis** são obtidos mediante a aplicação de fatores multiplicativos ao preço de capacidade da tarifa de longas utilizações. Os fatores multiplicativos são apresentados no Quadro 5-6.

²⁹ Nas entregas às instalações abastecidas por UAG propriedade de clientes, devido à impossibilidade de ter uma medição para o conceito de capacidade utilizada, a ERSE procede a uma conversão do preço de capacidade utilizada, aplicável aos clientes em AP, para um preço de energia, em EUR/kWh, de acordo com um fator de modulação a publicar pela ERSE.

Quadro 5-6 - Fatores multiplicativos das opções tarifárias flexíveis para a tarifa de URT

	Mês	Fatores multiplicativos		
		Tarifa anual	Tarifa mensal	Tarifa diária
Inverno	jan	-	3,0	10,0
	fev	-	3,0	10,0
	mar	-	3,0	10,0
Verão	abr	1,5	1,5	6,0
	mai	1,5	1,5	6,0
	jun	1,5	1,5	6,0
	jul	1,5	1,5	6,0
	ago	1,5	1,5	6,0
	set	1,5	1,5	6,0
Inverno	out	-	3,0	10,0
	nov	-	3,0	10,0
	dez	-	3,0	10,0

5.4 APLICAÇÃO PELOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A tarifa de URT é aplicada pelos ORD aos clientes ligados às redes de distribuição em MP e BP. Estes devem pagar a tarifa de URT uma vez que utilizam a RNTG a montante: o gás que chega aos clientes em MP e em BP passa pela RNTG antes de entrar na RNDG.

Importa referir que o pagamento da tarifa de URT pelos clientes em MP e BP aos ORD é neutra para estes últimos, uma vez que transferem a totalidade do valor para o ORT através do pagamento da tarifa de URT aplicada pelo ORT aos ORD. O Quadro 5-7 indica a variável de faturação na tarifa de URT aplicada pelos ORD, bem como observações complementares.

Quadro 5-7 - Tarifa de URT aplicada pelos Operadores das Redes de Distribuição

	Utilizador da Rede de Transporte	Observações	Variável de faturação
Saída da RNDG	Clientes em Média Pressão	▪ Incluído na tarifa de Acesso às Redes	Energia EUR/kWh
	Clientes em Baixa Pressão	▪ Disponível em diferentes opções tarifárias	

Conforme decorre do RT, os preços da tarifa de URT a aplicar pelos ORD às entregas a clientes resultam da conversão, por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos e tendo por base os perfis de consumo. Por esta razão o preço da tarifa de URT, em EUR/kWh, é diferente entre MP e BP ³⁰.

³⁰ O preço da tarifa de URT é igual para todas as opções tarifárias e escalões de consumo dentro do mesmo nível de pressão.

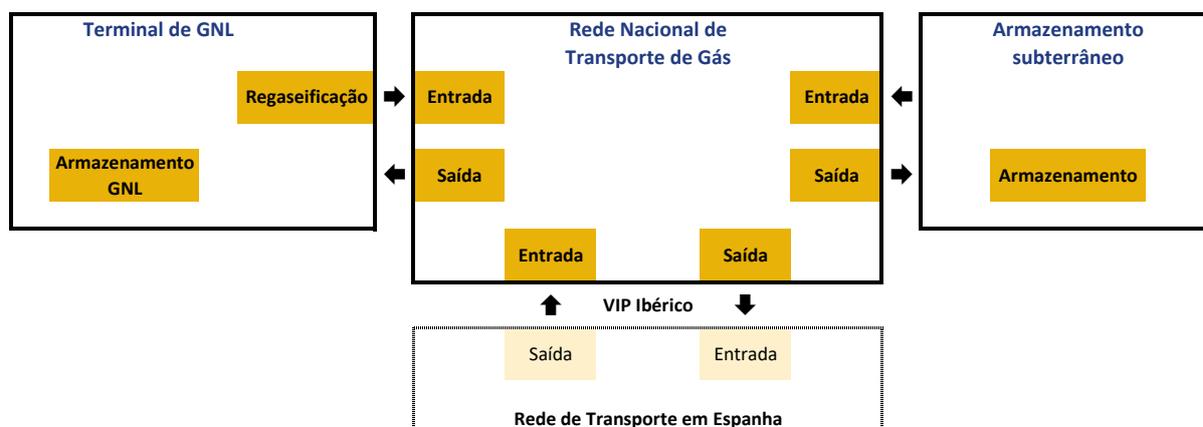
6 PRODUTOS DE CAPACIDADE NAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

Este capítulo caracteriza os produtos de capacidade nas infraestruturas de Alta Pressão (secção 6.1), bem como os multiplicadores aplicáveis aos produtos de prazo inferior ao ano (secção 6.2) e o cálculo dos preços de reserva dos produtos de capacidade interruptível (secção 6.3).

6.1 PRODUTOS DE CAPACIDADE

Nas infraestruturas de Alta Pressão do SNG (terminal de GNL, armazenamento subterrâneo, pontos de entrada e de saída da rede de transporte para estas infraestruturas e interligações internacionais) vigora um modelo de atribuição de capacidade com reserva vinculativa, através de mecanismos de mercado, sujeita a pagamento, independentemente da sua utilização. A Figura 6-1 ilustra os produtos de capacidade em Portugal que decorrem de processos de atribuição de capacidade.

Figura 6-1 - Ilustração dos produtos de capacidade em Portugal



Legenda: Produto de capacidade em Portugal, cujos preços de reserva são aprovados pela ERSE

Produto de capacidade em Espanha, cujos preços de reserva são aprovados pela CNMC

No terminal de GNL os dois produtos de capacidade referem-se ao armazenamento de GNL e à regaseificação. No armazenamento subterrâneo o único produto de capacidade é referente ao armazenamento. No transporte os produtos de capacidade dizem respeito aos pontos de entrada e saída da RNTG com reserva vinculativa, nomeadamente na interface com o VIP Ibérico, o terminal de GNL e o armazenamento subterrâneo. A título complementar, a figura indica igualmente os produtos de capacidade do lado espanhol para o VIP Ibérico, referentes à rede de transporte em Espanha.

Para além dos produtos de capacidade individuais na Figura 6-1, existem ainda produtos ‘*bundle*’, i.e. produtos de capacidade atribuídos de forma conjunta, designados por produtos de capacidade harmonizada ou agrupada:

- Produtos ‘*bundle*’ no VIP Ibérico, que envolvem um ponto de entrada e um ponto de saída das redes de transporte em Portugal e de Espanha, nos dois sentidos de transporte de gás.
- Produto ‘*bundle*’ na fronteira da rede de transporte com o terminal de GNL, que envolve o serviço de regaseificação do terminal e a entrada na rede de transporte.
- Produto ‘*bundle*’ no terminal de GNL, referente à soma de três serviços prestados pelo terminal de GNL, nomeadamente a receção, o armazenamento e a regaseificação de GNL ³¹.

O Quadro 6-1 apresenta os produtos de capacidade, de natureza firme e interruptível, nas infraestruturas de Alta Pressão, sem incluir os produtos ‘*bundle*’ que envolvem mais do que uma infraestrutura.

Quadro 6-1 - Produtos de capacidade em Portugal, por infraestrutura e serviço

Infraestrutura	Serviço	Produto de capacidade
Rede Nacional de Transporte de Gás	Entrada na RNTG	VIP Ibérico <u>Firme</u> : A, T, M, D, ID <u>Interruptível</u> : D, ID
		Terminal de GNL <u>Firme</u> : A, T, M, D, ID <u>Interruptível</u> : ID
		Armazenamento subterrâneo <u>Firme</u> : D, ID <u>Interruptível</u> : ID
	Saída da RNTG	VIP Ibérico <u>Firme</u> : A, T, M, D, ID <u>Interruptível</u> : D, ID
		Terminal de GNL <u>Interruptível</u> : D, ID
		Armazenamento subterrâneo <u>Firme</u> : D, ID <u>Interruptível</u> : ID
Terminal GNL	Armazenamento de GNL <u>Firme</u> : A, T, M, D	
	Regaseificação <u>Firme</u> : A, T, M, D, ID <u>Interruptível</u> : ID	
	Serviço agregado: receção, armazenamento e regaseificação de GNL <u>Firme</u> : A, T, M, D	
Armazenamento subterrâneo	Armazenamento <u>Firme</u> : A, T, M, D	

Legenda: A – anual, T – trimestral, M – mensal, D – diário e ID – intradiário.

³¹ Neste caso o produto de capacidade exige a contratação de capacidade apenas no processo de regaseificação.

A última coluna do Quadro 6-1 identifica os horizontes de contratação (anual, trimestral, mensal, diário, intradiário) disponíveis para produtos de capacidade firme e interruptível.

6.2 MULTIPLICADORES

Os preços de reserva dos produtos de capacidade de prazo inferior a um ano relacionam-se com os preços de reserva dos produtos de capacidade anual através de fatores multiplicativos, designados por multiplicadores.

A definição dos multiplicadores deve garantir que, por um lado, não sejam desencorajadas as reservas de longo prazo de modo a justificar o investimento nas infraestruturas e a justa recuperação de receitas pelos operadores das infraestruturas e, por outro lado, não sejam criadas barreiras à contratação de curto prazo, prejudicando-se a flexibilidade tarifária e a entrada de novos agentes no mercado. Os multiplicadores condicionam o comportamento dos utilizadores, uma vez que cada agente de mercado vai adotar uma utilização temporal por forma a minimizar o seu pagamento.

O modelo de contratação de capacidade com produtos de capacidade de curto prazo oferece vantagens aos agentes de mercado com carteiras de clientes de menor dimensão e maior volatilidade uma vez que estes podem subscrever produtos de capacidade com prazo inferior a um ano, ficando libertos da obrigação de pagamentos anuais por capacidade subutilizada. A oferta de vários produtos de capacidade (anual, trimestral, mensal, diário e intradiário) permite que os vários comercializadores adaptem as suas necessidades de capacidade ao perfil de consumo da sua carteira de mercado.

Por regra, os multiplicadores devem aumentar com a diminuição do horizonte do produto, incentivando-se uma programação que confira maior previsibilidade à gestão do sistema.

O [Regulamento \(UE\) 2017/460](#), de 16 de março, que estabelece um código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás, impõe limites para os multiplicadores dos produtos de curto prazo para produtos de capacidade firme normalizados na atividade de transporte ³².

³² Para os produtos mensal e trimestral o multiplicador não deve ser inferior a 1 nem superior a 1,5. Para os produtos diário e intradiário o multiplicador não deve ser inferior a 1 nem superior a 3. Em casos devidamente justificados o multiplicador pode ser inferior a 1 (mas nunca inferior a 0) e superior a 3.

Tendo em atenção o acima exposto, apresentam-se no Quadro 6-2 os multiplicadores para os produtos de capacidade de curto prazo no ano gás 2023-2024, disponíveis nas infraestruturas de Alta Pressão. Estes multiplicadores são constantes desde o ano gás 2017-2018.

Quadro 6-2 - Multiplicadores dos produtos de capacidade de prazo inferior ao ano, ano gás 2023-2024

Infraestrutura	Serviço	Multiplicadores				
		T	M	D	ID	
Rede Nacional de Transporte de Gás	Entrada na RNTG	VIP Ibérico	1,3	1,5	2,0	2,2
		Terminal de GNL	1,3	1,5	2,0	2,2
		Armazenamento subterrâneo	–	–	1,0	1,1
	Saída da RNTG	VIP Ibérico	1,3	1,5	2,0	2,2
		Terminal de GNL	1,3	1,5	2,0	2,2
		Armazenamento subterrâneo	–	–	1,0	1,1
Terminal GNL	Armazenamento de GNL	1,0	1,0	1,0	-	
	Regaseificação	1,3	1,5	2,0	2,2	
	Serviço agregado: receção, armazenamento e regaseificação de GNL	1,3	1,5	2,0	2,2	
Armazenamento subterrâneo	Armazenamento	1,00	1,05	1,10	–	

Legenda: T – trimestral, M – mensal, D – diário e ID – intradiário.

No caso das interligações internacionais (VIP Ibérico), e para contratação de produtos de capacidade com um horizonte temporal plurianual, aplicam-se os preços do produto de capacidade anual de uso da rede de transporte, em vigor no momento de utilização da capacidade.

6.3 PRODUTOS DE CAPACIDADE INTERRUPTÍVEL

O Regulamento Tarifário do Setor do Gás prevê duas modalidades de desconto para produtos de capacidade interruptível, nomeadamente os descontos prévio e posterior³³. Estes descontos estão

³³ No caso do desconto prévio o preço de reserva do produto interruptível resulta da aplicação de um desconto percentual ao preço de reserva do produto de capacidade firme equivalente. No caso do desconto posterior os utilizadores da rede são compensados após as interrupções ocorrerem.

harmonizados com as definições do [Regulamento \(UE\) 2017/460](#). Cabe à ERSE definir para cada ano gás a modalidade de desconto a aplicar a cada serviço de infraestrutura.

O Regulamento (UE) 2017/459 da Comissão, de 16 de março, que estabelece um código de rede para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás, define que os operadores de redes de transporte devem oferecer produtos de capacidade interruptível normalizados pelo menos nos horizontes diário e intradiário nos pontos de interligação. No sentido de maximizar a capacidade oferecida no ponto de interligação, o operador da rede de transporte poderá também oferecer produtos de capacidade interruptível normalizada de duração anual, trimestral e mensal, até aos montantes que seja possível harmonizar com o operador da rede de transporte adjacente.

O Quadro 6-3 identifica o tipo de desconto a aplicar nos produtos de capacidade interruptível no ano gás 2023-2024, constatando-se a aplicação generalizada do desconto prévio a todos os casos.

Quadro 6-3 - Tipo de desconto a aplicar nos produtos de capacidade interruptível, ano gás 2023-2024

Infraestrutura	Serviço	Tipo de desconto	
Rede Nacional de Transporte de Gás	Entrada na RNTG	VIP Ibérico	Desconto prévio
		Terminal de GNL	Desconto prévio
		Armazenamento subterrâneo	Desconto prévio
	Saída da RNTG	VIP Ibérico	Desconto prévio
		Terminal de GNL	Desconto prévio
		Armazenamento subterrâneo	Desconto prévio
Terminal GNL	Regaseificação	Desconto prévio	

Especificamente, o desconto prévio é calculado pela seguinte expressão:

$$\text{Desconto}_{\text{prévio}} = \text{Pro} \times A \times 100\% ,$$

em que **Pro** é a probabilidade de interrupção e **A** é o fator de ajustamento de modo a refletir o valor económico estimado do tipo de produto de capacidade interruptível³⁴. Ambos os parâmetros devem ser definidos por serviço de cada infraestrutura e por horizonte do produto de capacidade. O Quadro 6-4 apresenta o valor da probabilidade de interrupção (**Pro**) a considerar para o cálculo do desconto prévio.

³⁴ Ambos os parâmetros são fixados pela ERSE após proposta do Operador da Rede de Transporte.

Quadro 6-4 - Probabilidade de interrupção dos produtos de capacidade interruptível, ano gás 2023-2024

Infraestrutura	Serviço	Probabilidade de interrupção		
		D	ID	
Rede Nacional de Transporte de Gás	Entrada na RNTG	VIP Ibérico	4,6%	4,6%
		Terminal de GNL	–	15,3%
		Armazenamento subterrâneo	–	0%
	Saída da RNTG	VIP Ibérico	4,6%	4,6%
		Terminal de GNL	0%	0%
		Armazenamento subterrâneo	–	0%
Terminal GNL	Regaseificação	–	15,3%	

Legenda: D – diário e ID – intradiário.

As probabilidades de interrupção a considerar no (i) serviço de entrada para a RNTG a partir do VIP Ibérico e do Terminal de GNL, (ii) no serviço de saída da RNTG para o VIP Ibérico e (iii) no serviço de regaseificação, equivalem à proposta apresentada pelo ORT, cujos valores se encontram justificados em estudo próprio³⁵. Nos restantes serviços foi assumida uma probabilidade de interrupção nula uma vez que o respetivo preço de reserva do produto de capacidade firme já tem um valor nulo. O RT permite diferenciar a probabilidade de interrupção por horizonte do produto, possibilidade essa que não está a ser ainda explorada. Por fim, é aplicado um fator de ajustamento unitário ($A=1$) a todos os produtos de capacidade interruptível. Os valores para a probabilidade de interrupção (Pro) e para o fator de ajustamento (A), apresentados acima, conduzem aos descontos prévios apresentados no Quadro 6-5.

³⁵ Estudo disponível na [página](#) da ERSE dedicada à informação de transparência das tarifas de transporte.

Quadro 6-5 - Desconto prévio dos produtos de capacidade interruptível, ano gás 2023-2024

Infraestrutura	Serviço	Desconto prévio		
		D	ID	
Rede Nacional de Transporte de Gás	Entrada na RNTG	VIP Ibérico	4,6%	4,6%
		Terminal de GNL	–	15,3%
		Armazenamento subterrâneo	–	0%
	Saída da RNTG	VIP Ibérico	4,6%	4,6%
		Terminal de GNL	0%	0%
		Armazenamento subterrâneo	–	0%
Terminal GNL	Regaseificação	–	15,3%	

Legenda: D – diário e ID – intradiário.

7 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

O RT não prevê a determinação de custos incrementais associados à variável de faturação da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), na medida em que os preços relativos à atividade de gestão global do sistema são diretamente determinados pela divisão dos proveitos permitidos desta atividade pela energia entregue.

A tarifa de UGS é composta por duas parcelas, a parcela I e a parcela II.

A **parcela I** recupera os proveitos permitidos da atividade de gestão técnica global do sistema do operador da rede de transporte, recuperando os custos que lhe estão associados de coordenação sistémica das infraestruturas, tendo em vista a segurança e a continuidade de abastecimento. Na parcela I estão incluídos também os mecanismos de socialização de custos do armazenamento subterrâneo de gás e do Terminal de GNL, bem como o desconto que resulta da aplicação das tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP.

Estes mecanismos foram implementados com o objetivo de diminuir o impacto dos ajustamentos na tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo e na tarifa de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

O desconto que resulta da aplicação das tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP, assim como o desconto dos clientes ligados em BP e faturados em MP, que no passado era repercutido na tarifa de Uso da Rede de Transporte, é recuperado através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema ³⁶.

Este desconto foi definido com o objetivo de evitar decisões de investimento inadequadas numa perspetiva integrada do setor, como a construção de ligações à rede de AP por grandes clientes já abastecidos em MP ou em BP. Na ausência desta opção, determinados clientes industriais com consumos elevados e ligados fisicamente às redes de MP e de BP, poderiam ter um incentivo e ligarem-se à rede de AP, uma vez que os custos que teriam com a ligação à rede seriam compensados por pagamentos inferiores de tarifas de Acesso às Redes, dado que deixariam de pagar tarifas de Acesso às Redes em MP (ou em BP) e passariam a pagar tarifas de Acesso às Redes em AP.

Adicionalmente, no seguimento da recente Revisão Regulamentar do Regulamento Tarifário do Setor do Gás e nos termos do Regulamento ERSE n.º 1/2023, de 1 de junho, que aguarda publicação em Diário da República, a partir do ano gás 2023-2024 uma parte dos custos da atividade de operação logística de

³⁶ Para a adoção deste procedimento, concorreu o facto de o Código de Rede de Tarifas não permitir que as tarifas de Uso da Rede de Transporte recuperem estes custos, uma vez que os mesmos não estão relacionados com a atividade de transporte.

mudança de comercializador passarão a ser recuperados através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema. A razão desta alteração prende-se com o requisito legal³⁷ de recuperar os custos da atividade através de um preço aplicado ao serviço de intermediação prestado no processo de mudança de comercializador, a pagar pelo novo comercializador, com o remanescente a ser recuperado, de forma supletiva, através das tarifas. Para dar resposta ao novo enquadramento legal, a revisão regulamentar introduziu um novo preço regulado, aplicável às mudanças de comercializador, para recuperar uma parte dos custos da atividade de operação logística de mudança de comercializador. O valor remanescente é recuperado através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema. A tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, a qual foi introduzida no ano gás 2018-2019, deixa assim de existir enquanto tarifa autónoma. No ano gás 2023-2024, e de acordo com a estimativa de mudanças de comercializador a ocorrer, a parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema recuperará metade dos proveitos permitidos da atividade de operação logística de mudança de comercializador.

A **parcela II** visa devolver/recuperar os desvios extraordinários de custos de aquisição de gás transferidos para a tarifa de UGS, no âmbito da sustentabilidade do mercado livre e do mercado regulado. Esta parcela não se aplica aos fornecimentos às centrais de produção de energia elétrica em regime ordinário.

A parcela II apresenta dois preços distintos, que refletem a repercussão tarifária de dois conjuntos diferentes dos desvios referidos: desvios associados à atividade de compra e venda de gás a clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e os desvios associados à atividade de compra e venda de gás a clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

³⁷ O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, veio alterar as fontes de receita da atividade de operação logística de mudança de comercializador. O Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador (OLMCA), cuja nova designação decorre do Decreto-Lei n.º 15/2022, deve passar a cobrar um preço pelos processos de *switching*, a definir pela ERSE e a pagar pelo novo comercializador (e também pelo novo agregador, no caso do Sistema Elétrico Nacional), podendo, supletivamente, ser recuperado uma parte dos custos do OLMCA na tarifa. Sendo estas regras diretamente aplicáveis ao setor elétrico, elas devem ser aplicadas ao setor do gás, com as devidas adaptações, nos termos do n.º 6 do artigo 152.º do Decreto-Lei n.º 15/2022.

8 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

A atividade de Distribuição de gás consiste na veiculação de gás em redes de distribuição de média pressão (entre 4 e 20 bar) e baixa pressão (inferior a 4 bar), para entrega às instalações fisicamente ligadas à rede de distribuição, excluindo a sua comercialização.

Esta atividade regulada é exercida em regime de concessão ou de licença de serviço público, mediante a exploração e manutenção das respetivas infraestruturas que, no seu conjunto, integram a exploração da Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG).

Atualmente, a rede de distribuição está organizada em torno de seis áreas de concessão ligadas à rede de transporte, que correspondem às empresas: Beiragás, Lisboagás, Lusitaniagás, REN Portgás Distribuição, Setgás e Tagusgás. Os restantes 5 operadores das redes de distribuição detêm licenças de distribuição local de gás: Dianagás, Duriensegás, Medigás, Paxgás e Sonorgás.

Cabe ao operador da rede de distribuição, na respetiva área de concessão ou da licença, assegurar condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço na operação da rede, e gerir os fluxos de gás, garantindo a sua interoperacionalidade com as redes a que esteja ligada e com as infraestruturas dos clientes, no quadro da gestão técnica global do sistema. O operador da rede de distribuição é também responsável por assegurar a capacidade da respetiva rede de distribuição de gás, contribuindo para a segurança do abastecimento, bem como, assegurar o planeamento, construção e gestão da rede, de forma a permitir o acesso de terceiros, garantindo a não discriminação entre os utilizadores ou categorias de utilizadores da rede.

A rede de distribuição compreende a rede primária, a rede secundária, ramais, as unidades autónomas de gás (UAG) e os dispositivos terminais de rede, como por exemplo os redutores, entre outros.

8.1 ESTRUTURA GERAL DA TARIFA

Nos termos definidos no RT, as tarifas de Uso da Rede de Distribuição em MP e de Uso da Rede de Distribuição em BP devem proporcionar os proveitos da atividade de Distribuição de gás de cada operador da rede, recuperando os custos que lhe estão associados de exploração, desenvolvimento e manutenção das redes.

São definidas três tarifas de Uso da Rede de Distribuição:

- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP, aplicável às entregas em MP e BP.
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP³⁸, aplicável às entregas em BP>.
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP³⁹, aplicável às entregas em BP<.

A definição da tarifa de Uso da Rede de Distribuição (tarifa de URD) por nível de pressão permite evitar alguns dos problemas associados às tarifas do tipo selo postal. Com efeito, a **diferenciação por nível de pressão** permite dar o sinal de distância aos consumidores, na medida em que a utilização dos ativos da rede de distribuição tipicamente depende diretamente do nível de pressão a que a instalação consumidora se encontra ligada. Uma instalação consumidora ligada à rede de BP, para além de utilizar a rede de baixa pressão, também utiliza a rede de MP. Uma instalação consumidora ligada à rede de MP, pelo contrário, apenas utiliza a rede de distribuição do nível de pressão a que se encontra ligada. Neste contexto, os custos associados à utilização das redes por uma instalação consumidora em MP são muito diferentes dos custos imputáveis à mesma instalação ligada à rede de BP. Assim, a definição de uma tarifa sem diferenciação por nível de pressão introduziria desnecessariamente uma perequação de custos entre utilizadores das redes de níveis de pressão diferentes e não transmitiria sinais preço que traduzam os verdadeiros custos provocados pelos diferentes utilizadores das redes de distribuição. Deste modo, por forma a maximizar a aderência das tarifas aos custos provocados nas redes por cada segmento de consumidores e a minimizar as subsidiações cruzadas entre grupos de consumidores fornecidos em níveis de pressão diferentes, definem-se no RT as três tarifas de Uso da Rede de Distribuição acima mencionadas.

O modelo tarifário adotado para o sistema de gás português contempla a **uniformidade tarifária**, estando previstas **compensações entre os operadores das redes de distribuição**, uma vez que a uniformidade tarifária implica desvios entre os proveitos permitidos e os proveitos faturados de cada operador de rede de distribuição.

De acordo com o RT, as tarifas de Uso da Rede de Distribuição são compostas pelos seguintes preços:

- **Preços de capacidade utilizada**, aplicável ao consumo máximo diário registado nos últimos doze meses, definidos em euros por kWh/dia, por dia.

³⁸ Baixa pressão para consumos anuais superiores a 10 000 m³.

³⁹ Baixa pressão para consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

- **Preços de energia**, com diferenciação entre períodos de vazio e fora de vazio, definido em euros por kWh. Define-se como período de vazio o mês de agosto.
- **Preços do termo tarifário fixo**, definido em euros por dia, com preços dependentes da periodicidade de registo do equipamento de medição, a qual pode ser diária, mensal ou superior.

Refira-se, que contrariamente aos preços de capacidade e energia, os preços do **termo tarifário fixo** só são aplicáveis a clientes diretamente ligados à rede do nível de pressão a que a tarifa diz respeito. Ou seja, os preços do termo tarifário fixo da tarifa de URD de MP só se aplicam a clientes diretamente ligados em MP e os preços do termo tarifário fixo da tarifa de URD de BP> ou BP< só se aplicam a clientes diretamente ligados em BP> ou BP<, respetivamente.

Os preços dos termos tarifários que integram as tarifas de Uso das Redes de Distribuição têm por base a contribuição de cada um dos *drivers* de custos, representados pelas variáveis de faturação adotadas, para os custos totais da atividade de distribuição de gás.

Os custos da atividade de distribuição de gás incluem, fundamentalmente, os custos de investimento nas redes, designadamente custos de instalação das condutas, de postos de redução de pressão e medição e os custos de operação e manutenção das redes.

A inclusão dos preços do termo tarifário fixo nas tarifas de Uso das Redes de Distribuição visa refletir o conjunto de custos que não dependem da energia ou capacidade utilizada, como custos administrativos e custos associados à medição, leitura e processamento de dados, assim como alguns custos dos troços de redes periféricos.

O preço de **capacidade utilizada** visa refletir os custos dos troços da rede de distribuição mais periféricos, de utilização partilhada por um pequeno número de clientes e cujo dimensionamento é diretamente influenciado pela capacidade que cada cliente deseja utilizar. Estes troços da rede são condicionados fundamentalmente pela capacidade máxima solicitada pelo conjunto desses clientes em qualquer momento.

A inclusão de um **preço de energia em períodos de fora de vazio** nas tarifas de Uso das Redes de Distribuição visa refletir os encargos com os troços das redes mais centrais das redes de distribuição, partilhados por um grande número de clientes, e cujo dimensionamento é indiretamente influenciado pela capacidade que cada cliente deseja utilizar, através de um coeficiente de simultaneidade nos períodos em que as redes são objeto de maior solicitação.

Por último, as tarifas incluem um **preço de energia em períodos de vazio** em função do volume de gás consumido nesse período, de modo a refletir os encargos que são proporcionais aos volumes de gás distribuídos pelas redes.

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição são aplicadas pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes dos comercializadores de último recurso e a clientes dos comercializadores de mercado liberalizado.

8.2 CUSTOS INCREMENTAIS

8.2.1 DISCUSSÃO METODOLÓGICA

Nos termos definidos no RT, a estrutura das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em MP e de Uso da Rede de Distribuição em BP deve ser baseada na estrutura de custos incrementais, por forma a dar sinais a uma utilização eficiente da rede de distribuição. Deste modo, são determinados custos incrementais diferenciados para a rede de MP e para a rede de BP, sendo que, para esta última, os valores são ainda diferenciados para entregas a clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ (BP>) e com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ (BP<). Estes custos incrementais são ainda diferenciados por: (i) custo incremental de capacidade utilizada; (ii) custo incremental de energia no período de fora de vazio; (iii) custo incremental de energia no período de vazio; (iv) custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico, não incorporado no preço da ligação; e (v) custo incremental, por cliente, associado à medição, leitura e processamento de dados.

O RT define que a estrutura dos preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição deve repercutir a estrutura dos custos incrementais, sujeita à aplicação de um fator multiplicativo comum de acordo com as seguintes expressões:

$$TCu_{n,t}^{URD} = f_t^{URD} \times Ci \times Cu_n^{URD}$$

$$TWfv_{n,t}^{URD} = f_t^{URD} \times Ci \times Wfv_n^{URD}$$

$$TF_{n,t}^{URD} = f_t^{URD} \times Ci \times NC_n^{URD} + CiMed_{L_t}$$

$$TWV_{n,t}^{URD} = f_t^{URD} \times Ci \times WV_n^{URD}$$

em que:

- $Ci Cu_n^{URD}$ Custo incremental de capacidade utilizada, do nível de pressão ou tipo de fornecimento n
- $Ci Wfv_n^{URD}$ Custo incremental de energia em períodos de fora de vazão do nível de pressão ou tipo de fornecimento n
- $Ci Wv_n^{URD}$ Custo incremental de energia em período de vazão, do nível de pressão ou tipo de fornecimento n
- $Ci NC_n^{URD}$ Custo incremental, por cliente, ligado ao trecho periférico, não incorporado no preço da ligação, do nível de pressão ou tipo de fornecimento n
- $CiMed_{L_t}$ Custo incremental, por cliente, associado à leitura e processamento de dados, no ano gás t, por tipo de leitura L
- f_t^{URD} Fator a aplicar aos custos incrementais das capacidades, energias e dos termos fixos das redes de distribuição em MP e BP, no ano gás t.

Assim, torna-se decisiva a determinação destes custos incrementais das redes de distribuição de MP e das redes de distribuição de BP.

O custo incremental **CI** para determinado indutor de custo **X** é obtido através do rácio entre o valor atualizado dos investimentos incrementais (**ΔINV**) e o valor atualizado dos incrementos do indutor de custo (**ΔX**):

$$CI_X = \frac{VA(\Delta INV)}{VA(\Delta X)} = \frac{\sum_t \frac{\Delta INV_t}{(1+r)^t}}{\sum_t \frac{\Delta X_t}{(1+r)^t}}$$

em que:

- CI_X Custo incremental a médio e longo prazo do indutor X
- $VA(\Delta INV)$ Soma do acréscimo do investimento e de custos de operação e manutenção nas redes anualizado à taxa r, para satisfazer o acréscimo do indutor de custo

$VA(\Delta X)$	Soma dos incrementos do indutor de custo atualizado à taxa r
r	Taxa de atualização
t	Período de tempo

Os indutores de custo da atividade de distribuição são a capacidade utilizada, a energia fora do vazio e o termo fixo.

Os custos incrementais de capacidade utilizada devem ser calculados através do quociente entre o valor atualizado de investimentos em troços de rede periféricos, incluindo os respetivos custos de operação e manutenção e o valor atualizado do acréscimo de capacidade utilizada no mesmo período, no pressuposto que são estes acréscimos de procura que estão na origem e justificam a necessidade desses investimentos.

A capacidade utilizada nas várias saídas é definida como o máximo consumo diário nos últimos doze meses, sendo uma variável determinante no dimensionamento dos troços periféricos da rede cuja utilização é partilhada por um pequeno número de clientes. Todavia, a capacidade utilizada não é a única variável que condiciona estes investimentos, uma vez que se considera que o local de consumo também condiciona estes investimentos sendo uma parcela dos mesmos afeta para determinação do custo incremental, por cliente, dos troços periféricos. A introdução de alguns custos de redes associados ao preço do termo tarifário fixo é importante tendo em conta as especificidades das redes de distribuição de gás, por um lado, e a adoção do modelo de pagamentos nas ligações às redes, por outro lado. Assim, considera-se que há no desenvolvimento de uma infraestrutura de rede de distribuição de gás alguns custos que só dependem de se abastecer mais um cliente, independentemente do seu consumo anual, ou mesmo da sua capacidade utilizada. Por exemplo, induz custos diferentes na configuração de uma rede de gás, a existência de 20 clientes iguais ou a existência de um único cliente com a capacidade e o consumo anual 20 vezes superiores. Tal acontece devido a alguns troços periféricos da rede serem pouco, ou mesmo nada, partilhados.

A consideração deste aspeto na determinação do custo incremental dos troços periféricos, que determina o preço do termo fixo da tarifa, permite também estabelecer uma melhor equidade tarifária entre clientes semelhantes, em termos de consumo e capacidade, localizados em níveis de pressão diferentes. Pois a introdução de termos sensíveis ao número de clientes, no que respeita à recuperação de custos de redes, permite que em termos de preços médios os clientes grandes ligados em baixa pressão não sejam prejudicados pela existência de custos que não são dependentes do consumo.

Deste modo, os custos incrementais, por cliente, dos troços periféricos, devem ser calculados através do quociente entre o valor atualizado de investimentos em troços de rede periféricos, incluindo os respetivos custos de operação e manutenção, e o valor atualizado do acréscimo de clientes no mesmo período, no pressuposto que são estes acréscimos de procura que estão na origem e justificam a necessidade desses investimentos.

Os custos incrementais de energia em período de fora de vazio devem ser calculados através do quociente entre o valor atualizado dos investimentos em troços de rede de uso comum, incluindo os respetivos custos de operação e manutenção, pelo valor atualizado do acréscimo de procura em energia fora de vazio no mesmo período.

No período regulatório anterior alterou-se o procedimento de cálculo dos custos incrementais de energia de vazio, sendo os mesmos determinados através de custo médio em vez de um custo incremental. À semelhança do setor elétrico, os custos incrementais são calculados através de uma *proxi* para os investimentos realizados para evitar perdas na rede de distribuição. Este custo incremental é calculado através do produto entre o preço de energia do CUR grossista e o fator de ajustamento para perdas e autoconsumos da rede de MP (no caso dos custos incrementais de energia de vazio da rede de MP), e o fator de ajustamento para perdas e autoconsumos da rede de BP (para o cálculo dos custos incrementais de energia de vazio em BP).

Os custos incrementais podem não permitir obter a parcela dos proveitos da atividade de distribuição. De facto, a existência de economias de escala nos investimentos e o carácter necessariamente descontínuo desses mesmos investimentos, associados a ineficiências nos custos de operação e investimento, podem justificar esta diferença entre o nível de custos eficientes e os custos médios.

Se os custos incrementais determinados para cada variável de faturação permitirem recuperar os proveitos permitidos, então os preços devem ser iguais aos respetivos custos incrementais. Se esta igualdade não se verificar, os custos incrementais devem ser corrigidos por fatores multiplicativos, ou seja, escalados de forma a proporcionar os proveitos permitidos.

O fator β aplicado aos custos incrementais C_{ix} deve ser tal que a previsão de procura para cada variável de faturação X permita recuperar os proveitos permitidos. Portanto, as tarifas T_x são iguais aos custos incrementais escalados:

$$\text{Proveitos permitidos} = \sum_x \text{Previsão procura}_x \times \text{CI}_x \times \beta$$

↓

Tarifas T_x

Para o ano gás 2023-2024 o fator β é de 1,2 sendo aplicado o mesmo fator a todos os custos incrementais.

8.2.2 PRESSUPOSTOS E DADOS UTILIZADOS

O cálculo dos custos incrementais exige que se considerem os dados dos 11 operadores das redes de distribuição de gás e que se assumam alguns pressupostos.

A série de investimentos considerada no cálculo dos custos incrementais inclui valores entre 2012 e 2026. As séries de procura incluem valores desde o ano gás 2012-2013 até ao ano gás 2026-2027.

No Quadro 8-1 apresentam-se os investimentos nas redes de distribuição de gás, ao longo do período considerado, a preços constantes de 2023. Estes investimentos têm como fonte a informação remetida pelos operadores das redes de distribuição, nomeadamente através da norma 5, que inclui os investimentos nas redes de distribuição transferidos para exploração.

Quadro 8-1 - Investimentos nas redes de distribuição de gás

10³ EUR

Descrição	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Rede MP	2 391	785	2 826	311	421	296	396	1 547	868	761	2 208	4 994	5 050	6 079	8 794
Rede primária	2 391	785	2 826	311	421	296	396	1 547	868	761	2 208	4 994	5 050	6 079	8 794
Rede BP	31 955	24 326	24 445	24 621	20 950	32 504	40 640	42 800	36 278	44 557	54 462	57 508	54 202	61 391	68 800
Rede secundária	25 061	16 341	19 205	18 859	17 087	25 855	29 484	31 345	28 062	34 349	38 299	40 498	41 736	47 744	53 002
Ramais	5 683	4 939	3 677	3 916	3 286	4 930	6 949	6 730	6 017	6 695	7 670	7 206	7 594	8 881	10 271
Rede em urbanizações	430	319	234	203	121	85	89	671	208	86	123	38	40	0	35
Postos de redução e medição	299	1 353	698	990	410	1 542	1 856	1 699	1 820	2 864	3 178	3 176	3 914	4 626	5 341
Unidades Autónomas de Gás (UAG)	482	1 375	631	653	46	91	2 262	2 355	171	563	5 192	4 051	918	139	150
Infraestruturas e equipamentos de gases renováveis												2 540	3 039	3 264	3 535
TOTAL	34 347	25 111	27 271	24 932	21 371	32 800	41 036	44 347	37 147	45 318	56 671	62 503	59 253	67 470	77 593

No cálculo dos custos incrementais não deve ser considerado o investimento de substituição, uma vez que se está a determinar quais os acréscimos de investimentos originados pela procura adicional. Deste modo, as conversões/reconversões não foram consideradas nesta análise, uma vez que incluem investimento de

substituição. Em termos médios as conversões/reconversões representam cerca de 23% do investimento nas redes de distribuição, tendo vindo a diminuir o seu peso no total dos investimentos.

Devido às novas exigências legais e regulatórias foi considerada uma nova rubrica de investimentos Infraestruturas e equipamentos de gases renováveis, verificando-se que até à data não foram efetuados investimentos, no entanto prevendo-se investimentos a partir de 2023.

Refira-se que o investimento em equipamento não específico, a rubrica compra de redes e outros foram alocados proporcionalmente às várias rubricas apresentadas no Quadro 8-1.

No período em análise o investimento na rede de distribuição em MP tem observado em termos gerais uma redução, enquanto que o investimento na rede de BP tem aumentado.

Os investimentos apresentados pelas empresas não são apresentados desagregados pelas redes de MP e BP, pelo que se considerou apenas a rede primária como investimento de média pressão (MP), sendo os restantes investimentos considerados como investimento em baixa pressão (BP).

Como já referido, os investimentos necessários à existência de uma rede de distribuição de gás podem ser repartidos em investimentos em troços periféricos e troços comuns. Esta é uma tarefa que se reveste de alguma dificuldade, pois não está estipulado qual o limiar do número de clientes que torna um cliente “marginal” em relação ao conjunto, além de que uma determinada estrutura pode ser periférica para alguns clientes, que sirva diretamente, mas também ser comum para outros clientes, como é exemplo uma rede de MP que serve os clientes ligados nesse nível de pressão, mas também alimenta clientes em BP. De facto, devido à agregação da rede, à medida que aumenta o nível de pressão, a rede é utilizada para satisfazer mais clientes.

Tendo em conta a estrutura da rede de distribuição de gás e os seus componentes nos diversos níveis de pressão, adotou-se uma classificação entre troços comuns, troços periféricos e troços mistos, sendo esta última designação adotada sempre que a desagregação das rubricas de investimento não permite a sua afetação a troços comuns ou periféricos. No que se refere à rubrica de Infraestruturas e equipamentos de gases renováveis, optou-se por alocar ao troço periférico, em BP, à semelhança da rubrica de Ramais.

A classificação adotada é observável no Quadro 8-2, assim como a rede a que se refere o investimento.

Quadro 8-2 - Classificação dos investimentos na rede de distribuição de gás

	Classificação
Rede primária	Troço misto (MP)
Rede secundária	Troço misto (BP)
Ramais	Troço periférico (BP)
Rede em urbanizações	Troço periférico (BP)
Postos de redução e medição	Troço comum (BP)
Unidades Autónomas de Gás (UAG)	Troço comum (BP)
Infraestruturas e equipamentos de gases renováveis	Troço periférico (BP)

É agora fundamental definir quais são as variáveis que condicionam os investimentos nestes equipamentos, para se poderem alocar estes investimentos no cálculo dos custos incrementais. Tal como já foi referido os investimentos que são considerados como troço comum devem ser recuperados com um maior peso na variável energia fora de vazio, enquanto que os investimentos nos troços periféricos devem ser recuperados maioritariamente através da capacidade utilizada e do termo fixo.

As redes primária e secundária são consideradas troços mistos devendo, por isso, ser recuperadas através das diversas variáveis de faturação.

Como tal, definiu-se para a rede secundária (troço misto) que 20% dos custos são recuperados através de custos incrementais de energia em período de fora de vazio e 80% a ser recuperados através de custos incrementais da capacidade utilizada e custo incremental por cliente, ligado a troço periférico. Para a repartição destes custos incrementais definiu-se $\frac{3}{4}$ a serem recuperados pela capacidade utilizada $\frac{1}{4}$ a ser recuperado pelo custo incremental por cliente, ligado a troço periférico.

As redes primária e secundária são consideradas troços mistos devendo, por isso, ser recuperadas através das diversas variáveis de faturação. Com base na informação disponível não é possível proceder ao cálculo dos custos incrementais de MP de acordo com a discussão metodológica apresentada no ponto 8.2.1, uma vez que só se consideram investimentos de MP os investimentos na rede primária. No ponto 8.2.4 apresenta-se a alternativa encontrada para o cálculo dos referidos custos incrementais.

Prosseguindo com os pressupostos adotados para o cálculo dos custos incrementais em BP, e tendo em conta a classificação dos investimentos apresentada no Quadro 8-2, no Quadro 8-3 apresenta-se o peso de cada investimento a considerar no cálculo do custo incremental de cada uma das variáveis de faturação na rede de BP.

Quadro 8-3 - Alocação dos investimentos por custo incremental de BP

	Ci Wfv	Ci CU	Ci NC
Rede secundária	20%	60%	20%
Ramais	0%	75%	25%
Rede em urbanizações	0%	75%	25%
Postos de redução e medição	50%	38%	13%
Unidades Autónomas de Gás (UAG)	50%	38%	13%
Infraestruturas e equipamentos de gases renováveis	0%	75%	25%

Ci Wfv: Custo incremental de energia em períodos de fora de vazio

Ci CU: Custo incremental de capacidade utilizada

Ci NC: Custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico, não incorporado no preço da ligação

A proporção adotada para as variáveis de faturação é igual à adotada no cálculo dos custos incrementais para as tarifas que estão em vigor (determinados no início do período de regulação – ano gás 2019-2020). Manteve-se assim a alocação efetuada no anterior período de regulação, o que no caso da rede secundária implica considerar que 20% do investimento é de troço comum, a ser recuperado através de custos incrementais de energia em período de fora de vazio, e 80% é de troços periféricos, a ser recuperado através de capacidade utilizada, 60%, e cliente ligado ao troço periférico, 20%.

O investimento realizado nas redes, em cada ano, acarreta custos de operação e manutenção, que dependem não só do investimento realizado em cada ano, mas também do nível de investimento em anos anteriores. Assim, para o cálculo dos custos incrementais é necessário considerar além dos investimentos incrementais, os custos de operação e manutenção daí advenientes.

Para o cálculo dos custos de operação e manutenção inerentes ao investimento, calculou-se o rácio destes custos ⁴⁰ no ativo bruto de 2021 ⁴¹, aplicando-se, em benefício da simplificação, essa percentagem a todos os anos considerados no cálculo dos custos incrementais. Os custos de operação e manutenção representam cerca de 4,8% do ativo bruto.

⁴⁰ Considera-se apenas os fornecimentos e serviços externos, os gastos com pessoal, as provisões e outros gastos e perdas.

⁴¹ Adotam-se as percentagens de 2021, que é o ano mais recente com contas reguladas certificadas.

Para efeitos de atualização dos custos associados ao investimento, dos custos de operação e manutenção e dos incrementos de procura considerou-se uma taxa de atualização de 5,49%, que corresponde à taxa de remuneração real do ativo no ano civil 2022 para a atividade de distribuição de gás.

O cálculo dos custos incrementais baseia-se em rácios entre acréscimos de ativos e acréscimos de procura que condicionam esses acréscimos de ativos, sendo considerado um desfasamento de meio ano entre os investimentos e os acréscimos de procura. No Quadro 8-4 apresentam-se as séries das variáveis físicas utilizadas no cálculo dos custos incrementais da rede de BP, nomeadamente, energia, capacidade utilizada e número de clientes das redes de BP.

Quadro 8-4 - Energia, capacidade utilizada e número de clientes das redes BP

Procura BP	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027
	Real	Previsto	Previsto	Previsto	Previsto										
Energia (GWh)	7 413	7 379	7 468	7 475	7 472	8 034	7 893	7 686	8 133	8 149	8 233	8 485	8 667	8 889	9 081
Energia fora de vazio (GWh)	6 986	6 981	7 035	7 043	7 051	7 642	7 860	7 585	7 223	7 940	7 776	8 014	8 185	8 395	8 576
Capacidade utilizada (GWh/dia)	176	175	177	177	180	194	190	185	196	197	199	205	209	214	218
Nº clientes (10 ³)	1 303	1 338	1 369	1 396	1 423	1 452	1 488	1 515	1 533	1 552	1 567	1 585	1 620	1 645	1 672

Os valores de energia e o número de clientes estão em linha com o balanço de energia apresentado pela ERSE no documento “Caracterização da Procura de Gás no ano gás 2023-2024” e com as quantidades faturadas reportadas pelos operadores das redes de distribuição. A capacidade utilizada é calculada considerando uma modulação de 41 dias, uma vez que não existe faturação desta grandeza física para todos os clientes de BP.

8.2.3 CUSTOS INCREMENTAIS DAS TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP

A determinação da estrutura das tarifas de Uso da Rede de BP implica a determinação dos seguintes custos incrementais para a rede de BP, diferenciados para BP> e BP<: (i) custo incremental de capacidade utilizada; (ii) custo incremental de energia no período de vazio; (iii) custo incremental de energia no período fora de vazio; (iv) custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico, não incorporado no preço da ligação; e (v) custo incremental, por cliente, associado à medição, leitura e processamento de dados.

Apesar de regulamentarmente estarem definidos custos incrementais diferenciados para BP> e BP<, a informação relativa aos investimentos não permite calculá-los separadamente. Assim, calculam-se os custos incrementais de BP em conjunto, que se apresentam no Quadro 8-5, apresentando-se nos quadros seguintes o detalhe dos cálculos efetuados.

Quadro 8-5 - Custos incrementais das redes de BP

Ci CU (EUR/MWh/dia)	Ci Wv (EUR/MWh)	Ci Wfv (EUR/MWh)	Ci NC (EUR/mês)	CiMed_L (EUR/mês)
43,79	0,08	4,38	1,24	0,11

Ci CU: Custo incremental de capacidade utilizada

Ci Wv: Custo incremental de energia de vazio

Ci Wfv: Custo incremental de energia fora de vazio

Ci NC: Custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico

CiMED_L: Custo incremental, por cliente, associado à leitura e processamento de dados

Conforme referido anteriormente, estes custos incrementais são calculados através do rácio entre o valor atualizado dos custos de capital associados ao investimento, acrescidos dos respetivos custos de operação e manutenção, e o valor atualizado dos acréscimos de procura que estão na origem desse investimento. Com base nos investimentos e na vida útil dos mesmos, calculam-se as suas anuidades. Para o cálculo das anuidades totais adicionam-se às anuidades do investimento, os encargos de exploração, que representam 4,8% do ativo bruto. Como fator de atualização das anuidades utiliza-se a taxa de remuneração real do ativo em 2022 para esta atividade, 5,49%.

De salientar que, tal como anteriormente mencionado, manteve-se o procedimento de cálculo dos custos incrementais de energia de vazio, alterado no anterior período de regulação, sendo os mesmos determinados adotando uma metodologia distinta, que se configura como um custo médio em vez de um custo incremental. À semelhança do setor elétrico, os custos incrementais são calculados através de uma *proxi* para os investimentos realizados para evitar perdas na rede de distribuição. O custo incremental é calculado através do produto entre o preço de energia do CUR grossista e o fator de ajustamento para perdas e autoconsumos da rede de BP.

Quadro 8-6 - Custo incremental de capacidade utilizada da rede de BP

Investimento (10 ³ Euros)	CAPEX	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
2012	19 915	1 202	1 202	1 202	1 202	1 202	1 202	1 202	1 202	1 202	1 202	1 202	1 202	1 202	1 202	1 202
2013	14 771		891	891	891	891	891	891	891	891	891	891	891	891	891	891
2014	14 955			902	902	902	902	902	902	902	902	902	902	902	902	902
2015	15 021				906	906	906	906	906	906	906	906	906	906	906	906
2016	12 979					783	783	783	783	783	783	783	783	783	783	783
2017	19 887						1 200	1 200	1 200	1 200	1 200	1 200	1 200	1 200	1 200	1 200
2018	24 513							1 479	1 479	1 479	1 479	1 479	1 479	1 479	1 479	1 479
2019	25 878								1 562	1 562	1 562	1 562	1 562	1 562	1 562	1 562
2020	22 253									1 343	1 343	1 343	1 343	1 343	1 343	1 343
2021	26 980										1 628	1 628	1 628	1 628	1 628	1 628
2022	31 963											1 929	1 929	1 929	1 929	1 929
2023	34 346												2 073	2 073	2 073	2 073
2024	34 858													2 104	2 104	2 104
2025	39 542														2 386	2 386
2026	44 241															2 670

OPEX (4,8%)		57	100	143	186	223	281	351	426	490	567	659	758	858	972	1 099
OPEX+CAPEX		1 259	2 193	3 138	4 088	4 909	6 166	7 716	9 352	10 759	12 465	14 485	16 657	18 861	21 361	24 158
fator de atualização		1,80	1,71	1,62	1,53	1,45	1,38	1,31	1,24	1,17	1,11	1,05	1,00	0,95	0,90	0,85
Valor atualizado		2 267	3 742	5 077	6 269	7 136	8 497	10 080	11 581	12 630	13 871	15 281	16 657	17 879	19 195	20 579

$$\sum_t \frac{\Delta INV_t}{(1+r)^t}$$

Capacidade utilizada BP (MWh/dia)	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027
	174 216	175 865	175 865	177 165	177 334	180 270	193 831	193 831	193 831	196 217	196 601	198 632	204 711	209 096	213 576	218 151
A anual da capacidade utilizada em BP																
2012-2013		1 649	1 649	1 649	1 649	1 649	1 649	1 649	1 649	1 649	1 649	1 649	1 649	1 649	1 649	1 649
2013-2014			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014-2015				1 300	1 300	1 300	1 300	1 300	1 300	1 300	1 300	1 300	1 300	1 300	1 300	1 300
2015-2016					169	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169
2016-2017						2 935	2 935	2 935	2 935	2 935	2 935	2 935	2 935	2 935	2 935	2 935
2017-2018							13 562	13 562	13 562	13 562	13 562	13 562	13 562	13 562	13 562	13 562
2018-2019								0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019-2020									0	0	0	0	0	0	0	0
2020-2021										2 386	2 386	2 386	2 386	2 386	2 386	2 386
2021-2022											383	383	383	383	383	383
2022-2023												2 031	6 078	4 480	4 480	4 576
2023-2024													6 078	6 078	6 078	6 078
2024-2025														4 386	4 480	4 576
2025-2026															4 480	4 576
2026-2027																4 576

Total		1 649	1 649	2 949	3 118	6 054	19 615	19 615	19 615	22 001	22 385	24 416	34 542	37 234	41 902	46 765
fator de atualização		1,80	1,71	1,62	1,53	1,45	1,38	1,31	1,24	1,17	1,11	1,05	1,00	0,95	0,90	0,85
Valor atualizado		2 968	2 813	4 771	4 782	8 800	27 031	25 624	24 291	25 828	24 910	25 756	34 542	35 297	37 654	39 837

$$\sum_t \frac{\Delta X_t}{(1+r)^t}$$

Custo incremental (€/MWh/dia/mês) 43,79



Custo incremental de capacidade utilizada

Quadro 8-7 - Custo incremental de energia fora de vazio da rede de BP

Investimento (10 ³ Euros)	CAPEX		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
	RS + PRM	UAGs															
2012	5 162	241	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329
2013	3 945	688		289	289	289	289	289	289	289	289	289	289	289	289	289	289
2014	4 190	315			276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276
2015	4 267	326				282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282
2016	3 623	23					220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220
2017	5 942	46						362	362	362	362	362	362	362	362	362	362
2018	6 825	1 131							496	496	496	496	496	496	496	496	496
2019	7 119	1 178								517	517	517	517	517	517	517	517
2020	6 523	85									400	400	400	400	400	400	400
2021	8 302	281										522	522	522	522	522	522
2022	9 249	2 596											751	751	751	751	751
2023	9 688	2 026												735	735	735	735
2024	10 304	459													656	656	656
2025	11 862	69														721	721
2026	13 271	75															806
OPEX (4,8%)			16	29	43	56	67	84	108	132	151	176	212	247	278	313	351
CAPEX + OPEX			345	648	938	1 233	1 464	1 843	2 363	2 905	3 324	3 871	4 658	5 428	6 116	6 871	7 716
fator de atualização			0,56	0,59	0,62	0,65	0,69	0,73	0,77	0,81	0,85	0,90	0,95	1,00	1,05	1,11	1,17
Valor atualizado			192	380	580	804	1 007	1 337	1 809	2 346	2 831	3 478	4 415	5 428	6 451	7 646	9 058

$$\sum_t \frac{\Delta INV_t}{(1+r)^t}$$

Energia fora de vazio rede BP (MWh)	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027
6 930 115	6 985 757	6 985 757	7 034 709	7 043 103	7 051 165	7 642 219	7 859 885	7 859 885	7 859 885	7 940 493	7 940 493	8 013 589	8 185 268	8 395 395	8 575 920	
Δ Energia fora de vazio rede BP																
2012-2013		55 642	55 642	55 642	55 642	55 642	55 642	55 642	55 642	55 642	55 642	55 642	55 642	55 642	55 642	55 642
2013-2014			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014-2015				48 951	48 951	48 951	48 951	48 951	48 951	48 951	48 951	48 951	48 951	48 951	48 951	48 951
2015-2016					8 394	8 394	8 394	8 394	8 394	8 394	8 394	8 394	8 394	8 394	8 394	8 394
2016-2017						8 062	8 062	8 062	8 062	8 062	8 062	8 062	8 062	8 062	8 062	8 062
2017-2018							591 054	591 054	591 054	591 054	591 054	591 054	591 054	591 054	591 054	591 054
2018-2019								217 666	217 666	217 666	217 666	217 666	217 666	217 666	217 666	217 666
2019-2020									0	0	0	0	0	0	0	0
2020-2021										0	0	0	0	0	0	0
2021-2022											80 607	80 607	80 607	80 607	80 607	80 607
2022-2023												0	0	0	0	0
2023-2024													73 096	73 096	73 096	73 096
2024-2025														171 679	171 679	171 679
2025-2026															210 127	210 127
2026-2027																180 525
Total		55 642	55 642	104 594	112 988	121 049	712 104	929 770	929 770	929 770	1 010 377	1 010 377	1 083 474	1 255 153	1 465 280	1 645 805
fator de atualização		0,56	0,59	0,62	0,65	0,69	0,73	0,77	0,81	0,85	0,90	0,95	1,00	1,05	1,11	1,17
Valor atualizado		30 909	32 606	64 655	73 679	83 269	516 744	711 736	750 811	792 030	907 948	957 795	1 083 474	1 324 061	1 630 584	1 932 022

$$\sum_t \frac{\Delta X_t}{(1+r)^t}$$

Custo incremental (€/MWh) 4,38 ← Custo incremental de energia fora de vazio

Legenda: RS – Rede Secundária, PRM – postos de redução e medição

Quadro 8-8 - Custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico da rede de BP

Investimento (10 ³ Euros)	CAPEX	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
2012	6 638	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401
2013	4 924		297	297	297	297	297	297	297	297	297	297	297	297	297	297
2014	4 985			301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301
2015	5 007				302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302
2016	4 326					261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261
2017	6 629						400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
2018	8 171							493	493	493	493	493	493	493	493	493
2019	8 626								521	521	521	521	521	521	521	521
2020	7 418									448	448	448	448	448	448	448
2021	8 993										543	543	543	543	543	543
2022	10 654											643	643	643	643	643
2023	11 449												691	691	691	691
2024	11 619													701	701	701
2025	13 181														795	795
2026	14 747															890
OPEX (4,8%)		19	33	48	62	74	94	117	142	163	189	220	253	286	324	366
CAPEX + OPEX		420	731	1 046	1 363	1 636	2 055	2 572	3 117	3 586	4 155	4 828	5 552	6 287	7 120	8 053
fator de atualização		0,56	0,59	0,62	0,65	0,69	0,73	0,77	0,81	0,85	0,90	0,95	1,00	1,05	1,11	1,17
Valor atualizado		233	428	647	889	1 126	1 491	1 969	2 517	3 055	3 734	4 577	5 552	6 632	7 924	9 453

$$\sum_t \frac{\Delta INV_t}{(1+r)^t}$$

Número clientes BP	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027
	1 251 498	1 303 163	1 337 582	1 368 825	1 396 151	1 423 220	1 451 506	1 488 471	1 514 558	1 533 301	1 552 364	1 566 850	1 584 695	1 620 497	1 645 098	1 672 286
Δ anual número clientes em BP																
2012-2013		51 665	51 665	51 665	51 665	51 665	51 665	51 665	51 665	51 665	51 665	51 665	51 665	51 665	51 665	51 665
2013-2014			34 419	34 419	34 419	34 419	34 419	34 419	34 419	34 419	34 419	34 419	34 419	34 419	34 419	34 419
2014-2015				31 244	31 244	31 244	31 244	31 244	31 244	31 244	31 244	31 244	31 244	31 244	31 244	31 244
2015-2016					27 325	27 325	27 325	27 325	27 325	27 325	27 325	27 325	27 325	27 325	27 325	27 325
2016-2017						27 069	27 069	27 069	27 069	27 069	27 069	27 069	27 069	27 069	27 069	27 069
2017-2018							28 287	28 287	28 287	28 287	28 287	28 287	28 287	28 287	28 287	28 287
2018-2019								36 965	36 965	36 965	36 965	36 965	36 965	36 965	36 965	36 965
2019-2020									26 087	26 087	26 087	26 087	26 087	26 087	26 087	26 087
2020-2021										18 743	18 743	18 743	18 743	18 743	18 743	18 743
2021-2022											19 063	19 063	19 063	19 063	19 063	19 063
2022-2023												14 486	14 486	14 486	14 486	14 486
2023-2024													17 845	17 845	17 845	17 845
2024-2025														35 802	35 802	35 802
2025-2026															24 601	24 601
2026-2027																27 188
Total		51 665	86 083	117 327	144 652	171 721	200 008	236 973	263 060	281 803	300 865	315 351	333 197	368 999	393 600	420 788
fator de atualização		0,56	0,59	0,62	0,65	0,69	0,73	0,77	0,81	0,85	0,90	0,95	1,00	1,05	1,11	1,17
Valor atualizado		28 699	50 444	72 526	94 327	118 126	145 137	181 402	212 427	240 056	270 365	298 940	333 197	389 257	438 004	493 966

$$\sum_t \frac{\Delta X_t}{(1+r)^t}$$

Custo incremental (€/cliente/mês) 1,24



Custo incremental por cliente, ligado ao troço periférico

Apesar de não ter sido possível determinar separadamente os custos incrementais de BP> e BP<, o custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico não deve ser igual em BP> e BP<. O custo incremental, por cliente, em BP> deve ser superior ao da BP<, uma vez que estes, essencialmente clientes industriais e grandes serviços, têm associados troços periféricos partilhados por um menor número de clientes do que os troços dos clientes de BP<, essencialmente, domésticos e serviços. Adicionalmente, apesar do custo incremental do termo fixo do troço periférico em BP< ser relativamente reduzido, em termos de equidade a recuperação de custos em termos fixos apresenta problemas, uma vez que pode impedir o acesso dos consumidores mais pequenos a um bem considerado essencial. Assim, considerou-se que este custo incremental em BP< é cerca de 20% do valor determinado para toda a BP, transferindo-se 60% da recuperação da receita remanescente para o termo de energia fora de vazio e 20% da recuperação da receita remanescente para o termo de capacidade utilizada, aumentando-se assim o custo incremental de energia fora de vazio e o custo incremental de capacidade utilizada. Destas alterações resultam os custos incrementais de BP> e BP< apresentados no Quadro 8-9.

Quadro 8-9 - Custos incrementais de BP> e BP<

	Ci CU (EUR/MWh/dia)	Ci Wv (EUR/MWh)	Ci Wfv (EUR/MWh)	Ci NC (EUR/mês)
URD BP>	43,79	0,08	4,38	1,24
URD BP<	46,61	0,08	7,78	0,25

Ci CU: Custo incremental de capacidade utilizada

Ci Wv: Custo incremental de energia de vazio

Ci Wfv: Custo incremental de energia fora de vazio

Ci NC: Custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico

No que concerne ao custo incremental, por cliente, associado à medição, leitura e processamento de dados, apesar de o RT prever custos diferenciados de acordo com a periodicidade de leitura (diária, mensal e superior a mensal), não existe informação que permita determinar separadamente estes custos. A informação de custos de leitura que existe é relativa a toda a rede de distribuição de cada operador, calculando-se um custo unitário por cliente, com base na informação das contas reguladas reais de 2021. Esse custo unitário em 2021 é de **0,11 EUR/mês**.

SÍNTESE DOS CUSTOS INCREMENTAIS DE BP

Sintetizam-se no Quadro 8-10 os custos incrementais de BP, que irão condicionar a estrutura das tarifas de Uso da Rede de Distribuição de BP> e de Uso da Rede de Distribuição de BP<.

Quadro 8-10 - Custos incrementais de BP> e BP<

	Ci CU (EUR/MWh/dia)	Ci Wv (EUR/MWh)	Ci Wfv (EUR/MWh)	Ci NC (EUR/mês)	CiMed_i leitura diária (EUR/mês)	CiMed_i leitura mensal (EUR/mês)	CiMed_i > leitura mensal (EUR/mês)
URD BP>	43,79	0,08	4,38	1,24	0,11	0,11	n.a.
URD BP<	46,61	0,08	7,78	0,25	n.a.	n.a.	0,11

Ci CU: Custo incremental de capacidade utilizada

Ci Wv: Custo incremental de energia de vazio

Ci Wfv: Custo incremental de energia fora de vazio

Ci NC: Custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico

CiMed_i: Custo incremental, por cliente, associado à leitura e processamento de dados

n.a.: não aplicável

Estes custos incrementais têm associada a estrutura de receitas incrementais de BP apresentada no Quadro 8-11.

Quadro 8-11 - Receitas incrementais das redes de BP

Ri CU	Ri Wv	Ri Wfv	Ri NC
64,22%	0,02%	31,42%	4,34%

Ri CU: Receita incremental de capacidade utilizada

Ri Wv: Receita incremental de energia de vazio

Ri Wfv: Receita incremental de energia fora de vazio

Ri NC: Receita incremental termo fixo

Importa referir que a repartição das receitas pelos termos de capacidade e de energia não é neutra para os consumidores, nem para as empresas. Com efeito, uma repartição de receitas com maior incidência nos termos de capacidade da tarifa tende a favorecer os consumidores com maiores fatores de carga. Adicionalmente, esta forma de repartição, com maior incidência na capacidade utilizada, favorece os consumidores com maiores utilizações, grandes consumidores industriais, em detrimento dos pequenos consumidores domésticos que têm maior dificuldade em diluir os seus maiores custos fixos em consumos mais reduzidos. A repartição de receitas com maior incidência nos termos de capacidade da tarifa também se apresenta como a mais favorável para os operadores de redes, na medida em que torna as suas receitas num dado ano menos dependentes dos volumes de energia fornecidos.

8.2.4 CUSTOS INCREMENTAIS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MP

A determinação da estrutura da tarifa de Uso da Rede de MP implica a determinação dos seguintes custos incrementais para a rede de MP: (i) custo incremental de capacidade utilizada; (ii) custo incremental de energia em períodos de fora de vazio; (iii) custo incremental de energia no vazio; (iv) custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico, não incorporado no preço da ligação; e (v) custo incremental, por cliente, associado à medição, leitura e processamento de dados.

A informação disponível relativamente aos investimentos nas redes de distribuição não permite identificar com detalhe e clareza todos os investimentos realizados na MP. Assim, não foi possível calcular estes custos incrementais de acordo com os princípios metodológicos discutidos no ponto 8.2.1. O cálculo destes custos incrementais baseia-se assim num conjunto de pressupostos que se apresentam de seguida.

CUSTO INCREMENTAL DE ENERGIA DE VAZIO

À semelhança do setor elétrico, os custos incrementais são calculados através de uma *proxi* para os investimentos realizados para evitar perdas na rede de distribuição. Na prática, este custo configura-se como um custo médio em vez de um custo incremental. Este custo incremental é calculado através do produto entre o preço de energia do CUR grossista e o fator de ajustamento para perdas e autoconsumos da rede de MP.

Deste modo, considera-se que o custo incremental de energia da rede de distribuição em MP é de **0,02 EUR/MWh**.

CUSTO INCREMENTAL DE CAPACIDADE UTILIZADA

Para determinar o custo incremental da capacidade utilizada analisou-se a percentagem de receitas incrementais de capacidade utilizada no uso da rede de transporte e no uso da rede de distribuição de BP, no total das receitas incrementais da respetiva rede. No que se refere ao uso da rede de transporte as receitas são totalmente recuperadas por capacidade utilizada. Quanto ao uso da rede de distribuição em BP a percentagem é de 57%. Assim, considerou-se que sendo a rede de distribuição de MP uma rede intermédia entre estas redes, com algumas características que a aproximam mais da rede de transporte e com outras que a aproximam mais da rede de distribuição em BP, a percentagem de receitas incrementais se devia encontrar dentro deste intervalo, tendo-se definido para este período de regulação o valor de 75%, à semelhança do anterior período de regulação.

Não sendo conhecidas as receitas incrementais de MP foi necessário recorrer à repartição do imobilizado bruto dos operadores das redes de distribuição para identificar a percentagem de imobilizado em MP e em BP. Exclui-se desta análise os imobilizados das empresas que não têm rede de MP e da LisboaGás, por esta constituir um *outlier*, dado a sua rede ser muito mais antiga. O imobilizado em MP representa aproximadamente 20% do imobilizado total, determinando-se com base nesta percentagem e com base no valor de receitas incrementais de BP o valor das receitas incrementais de MP.

CUSTO INCREMENTAL, POR CLIENTE, LIGADO AO TROÇO PERIFÉRICO

Não existindo informação que permita determinar o custo incremental por cliente, ligado ao troço periférico em MP analisou-se a percentagem de receitas incrementais do termo fixo no uso da rede de transporte e no uso da rede de distribuição de BP>, no total das receitas incrementais da respetiva rede (0% e 0,4%, respetivamente), adotou-se como percentagem de receitas incrementais para a rede de distribuição de MP um valor intermédio, 0,2%. Assim, o custo incremental por cliente, ligado ao troço periférico em MP é de **10,04 EUR/mês**.

CUSTO INCREMENTAL, POR CLIENTE, ASSOCIADO À MEDIÇÃO, LEITURA E PROCESSAMENTO DE DADOS

No que concerne ao custo incremental, por cliente, associado à medição, leitura e processamento de dados, o RT prevê custos diferenciados de acordo com a periodicidade de leitura. Em MP têm-se dois custos incrementais, associados à leitura diária e mensal. Na ausência de informação que permita determinar separadamente estes custos, uma vez que a informação de custos de leitura que existe é relativa a toda a rede de distribuição de cada operador, calcula-se um custo unitário por cliente, com base na informação das contas reguladas reais de 2021. Esse custo unitário em 2021 é de **0,11 EUR/mês**.

CUSTO INCREMENTAL DE ENERGIA EM PERÍODOS DE FORA DE VAZIO

O custo incremental de energia em períodos de fora de vazio foi determinado por diferença, entre o total das receitas incrementais em MP e a soma das parcelas custo incremental de energia de vazio, custo

incremental de capacidade utilizada, custo incremental, por cliente, ligado ao trecho periférico e custo incremental, por cliente, associado à medição, leitura e processamento de dados.

SÍNTESE DOS CUSTOS INCREMENTAIS DE MP

Sintetizam-se no Quadro 8-12 os custos incrementais das redes de MP, que irão condicionar a estrutura das tarifas de Uso da Rede de Distribuição de MP.

Quadro 8-12 - Custos incrementais das redes de MP

Ci CU (EUR/MWh/dia)	Ci Wv (EUR/MWh)	Ci Wfv (EUR/MWh)	Ci NC (EUR/mês)	CiMed_L leitura diária (EUR/mês)	CiMed_L leitura mensal (EUR/mês)
21,94	0,02	0,42	10,04	0,11	0,11

Ci CU: Custo incremental de capacidade utilizada

Ci Wv: Custo incremental de energia de vazio

Ci Wfv: Custo incremental de energia fora de vazio

Ci NC: Custo incremental, por cliente, ligado ao trecho periférico

CiMED_L: Custo incremental, por cliente, associado à leitura e processamento de dados

Estes custos incrementais têm associados a estrutura de receitas incrementais de MP apresentada no Quadro 8-13.

Quadro 8-13 - Receitas incrementais das redes de MP

Ri CU	Ri Wv	Ri Wfv	Ri NC
75,0%	0,08%	24,8%	0,12%

Ri CU: Receita incremental de capacidade utilizada

Ri Wv: Receita incremental de energia de vazio

Ri Wfv: Receita incremental de energia fora de vazio

Ri NC: Receita incremental termo fixo

8.2.5 ESTRUTURA DAS TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Devido ao início de um novo período de regulação os estudos realizados relativos aos custos incrementais da rede de distribuição conduzem a uma nova estrutura das tarifas de uso da rede de distribuição. A nova estrutura e a do anterior período de regulação é ilustrada nas figuras seguintes, verificando-se que as receitas de capacidade utilizada se mantêm predominantes.

Figura 8-1 - Estrutura das receitas por variável de faturação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP>

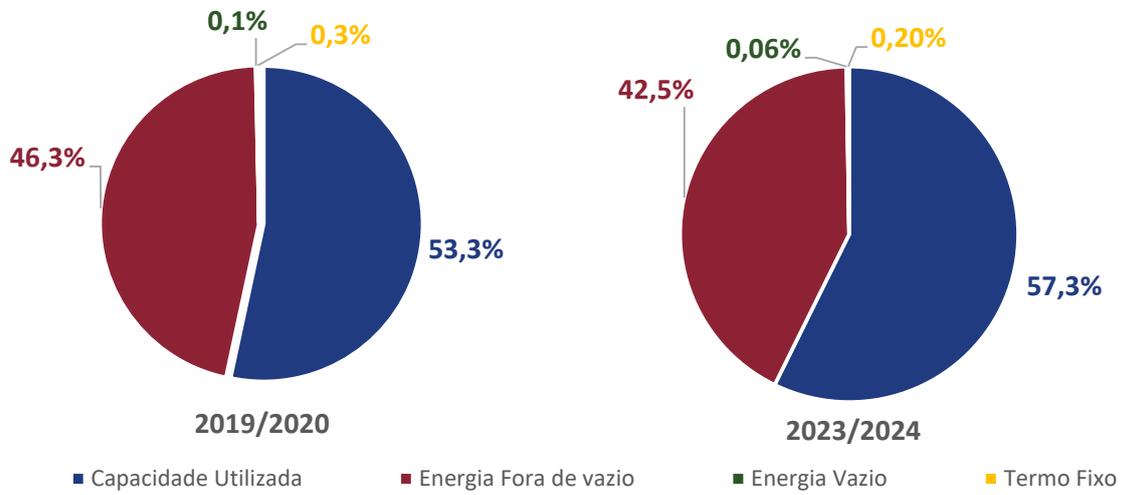


Figura 8-2 - Estrutura das receitas por variável de faturação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP<

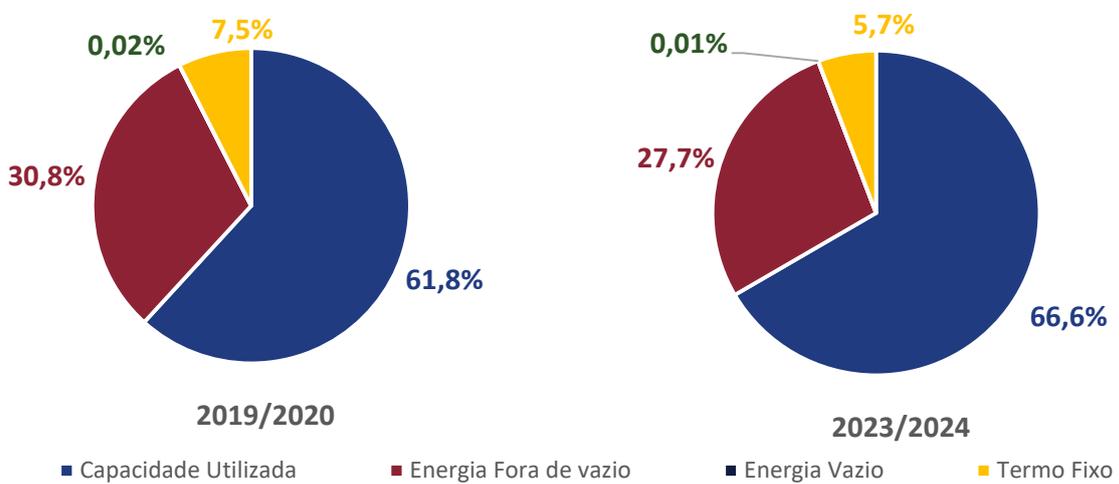
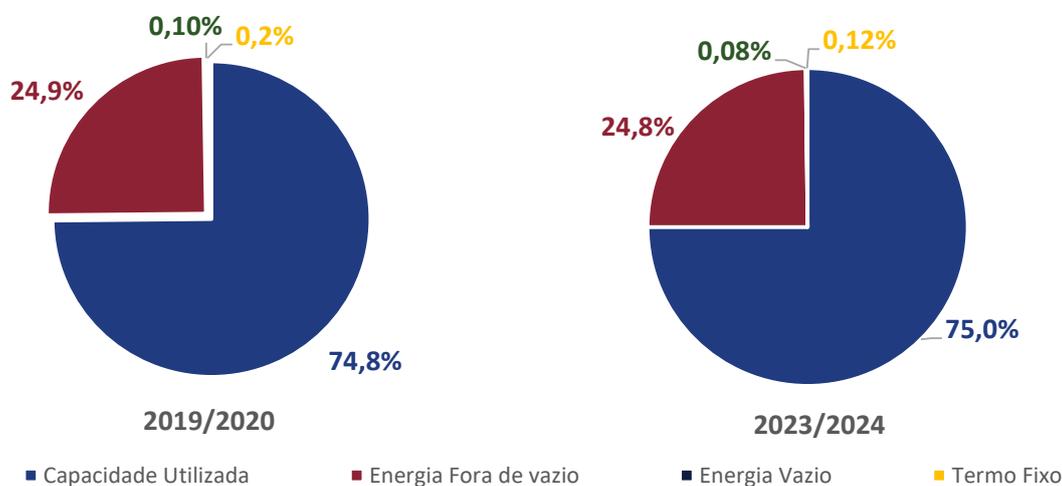


Figura 8-3 - Estrutura das receitas por variável de faturação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em MP



8.3 LIMIAR DE CONSUMO E DEMAIS CARACTERÍSTICAS PARA APLICAÇÃO DE TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES OPCIONAIS EM MÉDIA PRESSÃO E EM BAIXA PRESSÃO > 10 000 m³

8.3.1 LIMIAR DE CONSUMO E DEMAIS CARACTERÍSTICAS PARA APLICAÇÃO DE TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES OPCIONAIS EM MÉDIA PRESSÃO

A tarifa de Acesso às Redes opcional em MP tem como objetivo evitar decisões de investimento inadequadas numa perspetiva social, como a construção de ligações diretas à rede de AP por grandes clientes, atualmente abastecidos em MP ou BP, consequência dos pagamentos mais elevados da tarifa de Acesso às Redes de distribuição em MP e em BP.

Todos os consumidores com faturação em MP, incluindo os consumidores com ligação em BP e faturação em MP, com consumos anuais superiores ou iguais a 10 000 000 m³/ano, podem optar por tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP, obtendo um desconto que depende do consumo anual do cliente (série de 12 meses, a escolher no horizonte temporal dos últimos 3 anos) e da sua distância à rede de transporte em AP. O documento "[Estrutura Tarifária no ano gás 2016-2017](#)", apresenta a fundamentação detalhada da metodologia de cálculo do desconto a aplicar nas tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP.

O cálculo do desconto a aplicar às tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP é efetuado com base na diferença entre as tarifas de Acesso às Redes em AP e MP, descontando o custo de investimento necessário na construção de um ramal de ligação até à rede de AP, através da seguinte fórmula:

$$\text{Desconto (W,d) [EUR/kWh]} = C_w - (C_{d1} \times d + C_{d2}) \times \frac{1}{W}$$

Em que W corresponde à energia anual (kWh), d à distância em km entre a instalação consumidora e a rede de AP e C_w , C_{d1} e C_{d2} são constantes definidas como:

$$C_w = \left[(TW_{MP} - TW_{AP}) + \frac{365}{\text{modulação}} \times (TCap_{MP} - TCap_{AP}) \right]$$

$$C_{d1} = 35\,030 \text{ EUR/km}$$

$$C_{d2} = 39\,596 \text{ EUR}$$

As constantes C_{d1} e C_{d2} foram determinadas no primeiro ano de implementação do desconto, tendo permanecido iguais nos anos gás subsequentes. TW_{MP} e TW_{AP} correspondem aos preços de energia das tarifas de Acesso às Redes em MP e AP, respetivamente, e $TCap_{MP}$ e $TCap_{AP}$ correspondem aos preços de capacidade utilizada das tarifas de Acesso às Redes em MP e AP, respetivamente.

A constante C_w tem sido alterada anualmente, em função do valor das tarifas de Acesso às Redes em AP e em MP e da modulação⁴² considerada em cada ano gás.

Na proposta de tarifas para o ano gás 2021-2022, a ERSE propôs adotar uma modulação de 257 dias, valor real de 2019, na determinação da constante C_w . No entanto, o Conselho Tarifário (CT) no seu Parecer à Proposta de tarifas para o ano gás 2021-2022, recomendou à ERSE nova análise à metodologia utilizada para fixação da constante C_w , dados os impactes tarifários que esta alteração teria neste grupo de consumidores.

Atendendo à solicitação do CT, a ERSE propôs que a modulação considerada no cálculo da constante C_w fosse determinada pela média dos valores reais de modulação dos últimos três anos dos consumidores em MP ou BP com tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP. Esta alteração teve como objetivo evitar variações significativas desta variável em determinado ano. A alteração do valor da modulação foi efetuada

⁴² A modulação é medida em dias e define-se como o quociente entre o consumo anual e o consumo diário máximo (ou seja, a capacidade).

de forma progressiva, num período de três anos, acautelando-se, assim, os impactes tarifários sobre os consumidores que beneficiam desta opção tarifária.

No ano gás 2022-2023 foi utilizada a média dos valores reais de modulação dos últimos três anos (2018 a 2020) e de acordo com a regra estabelecida, a diferença entre a modulação média real dos últimos três anos (253 dias/ano) e a modulação teórica considerada nas tarifas do ano gás 2021-2022 (195 dias/ano) foi recuperada em 2/3 no ano gás 2022-2023, resultando numa nova modulação teórica de 224 dias/ano.

No ano gás 2023-2024 verifica-se que a modulação média real dos últimos três anos é de 249 dias.

Quadro 8-14 - Modulação média dos consumidores em MP e BP com tarifa de Acesso às Redes opcionais em MP para 2023-2024

	2019	2020	2021	Média últimos 3 anos
Modulação média (dias/ano)	257	249	241	249

Propõe-se, assim aumentar em 25 dias a modulação teórica de 224 dias/ano considerada no ano gás 2022-2023, resultando numa nova modulação de 249 dias/ano para o ano gás 2023-2024.

Desta forma, o termo fixo do desconto (C_w) a aplicar no ano gás 2023-2024 é calculado pela seguinte expressão ⁴³:

$$C_w = \left[(0,001811 - 0,000488) + \frac{366}{249} \times (0,0008634 - 0,00043668) \right]_{AG\ 2023/2024} = 0,00195 \text{ (EUR/kWh)}$$

Assim, no ano gás 2023-2024, o desconto, em EUR/kWh, a aplicar nas tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP é determinado nos termos anteriormente definidos:

$$\text{Desconto [EUR/kWh]} = 0,00195 - (35\ 030 \times d + 39\ 596) \times \frac{1}{W}$$

Importa referir que a fórmula de desconto a aplicar aos consumidores é geral e aplicável a cada um dos consumidores a que seja aplicada a tarifa de Acesso às Redes opcional. O desconto unitário que cada

⁴³ O ano 2024 será ano bissexto pelo que se consideram 366 dias.

consumidor irá observar, de acordo com a primeira fórmula acima indicada, depende destas constantes definidas anualmente pela ERSE, do seu consumo (W) e da distância a que se encontra da rede de AP (d).

O consumo W , em kWh, corresponde ao maior consumo anual do consumidor, determinado numa série de 12 meses a escolher no horizonte temporal dos últimos 3 anos. Este consumo é atualizado anualmente pelo respetivo Operador da Rede de Distribuição.

A distância d , em km, é determinada no projeto de ligação, da instalação consumidora à rede de AP, elaborado pelo Operador da Rede de Transporte, mediante solicitação do consumidor.

A regra definida para aplicação das tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP é aplicável a todos os clientes com faturação em MP, ou seja, aos clientes ligados fisicamente em MP ou BP e com consumos anuais superiores a 10 000 000 m³.

8.3.2 LIMIAR DE CONSUMO E DEMAIS CARACTERÍSTICAS PARA APLICAÇÃO DE TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES OPCIONAIS EM BAIXA PRESSÃO > 10 000 M³

No caso dos clientes ligados em Baixa Pressão e com consumos elevados, ao abrigo do artigo 29.º do RT, mantém-se a regra de opção pelas tarifas de Acesso às Redes em MP para consumos anuais superiores a 11,9 GWh (1 milhão de m³), à semelhança do valor publicado para o ano gás anterior.

Na determinação do consumo anual de gás que servirá de base para a aplicação da tarifa de Acesso às Redes em MP deverá ser considerado o maior consumo num período de 12 meses, a escolher no horizonte temporal dos últimos 3 anos.

8.4 OPÇÕES TARIFÁRIAS DE ACESSO ÀS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

No ano gás 2023-2024 as opções tarifárias de acesso às redes de distribuição em MP e em BP> são as seguintes:

- Tarifa de longas utilizações:
 - A capacidade utilizada corresponde à máxima capacidade diária dos últimos 12 meses.
- Tarifa de curtas utilizações:
 - A capacidade utilizada corresponde à máxima capacidade diária dos últimos 12 meses.

-
- O preço da capacidade utilizada nesta opção é inferior ao preço na opção de longas utilizações, por transferência para o preço de energia, que apresenta valores mais elevados.
 - Esta opção tarifária pode ser vantajosa para os consumidores com modulações anuais inferiores a cerca de 80 dias e 50 dias, na MP e na BP>, respetivamente.
 - Tarifa flexível anual:
 - Contratação combinada de capacidade anual e mensal adicional exclusivamente nos meses de verão.
 - A capacidade base anual contratada tem que ser maior ou igual ao máximo consumo diário registado nos meses de inverno (de outubro a março) dos últimos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a fatura respeita.
 - A capacidade mensal adicional dos meses de verão (abril a setembro) corresponde à diferença entre a capacidade máxima mensal determinada no mês da faturação e a capacidade base anual contratada.
 - Só é permitida a agregação no mesmo ponto de entrega da contratação de capacidade anual com a contratação de capacidade mensal nos meses de verão.
 - Tarifa flexível mensal:
 - Contratação exclusivamente mensal.
 - A capacidade mensal corresponde ao máximo consumo diário registado no mês da fatura.
 - O preço da capacidade mensal é diferenciado entre os meses de inverno (de outubro a março) e os meses de verão (abril a setembro), sendo o valor de capacidade utilizada (kWh/dia) determinado mensalmente.

Na contratação mensal, no âmbito da tarifa flexível, e nas tarifas de curtas utilizações, sendo de carácter suplementar, está dependente da disponibilidade de capacidade das infraestruturas.

Os fatores multiplicativos que relacionam os preços de capacidade das opções tarifárias flexíveis em MP e em BP> com os preços de capacidade da opção tarifária de longas utilizações para o ano gás 2023-2024 são apresentados no quadro seguinte.

Quadro 8-15 - Fatores multiplicativos das tarifas flexíveis em MP e BP>

	Mês	Fatores multiplicativos	
		Tarifa anual	Tarifa mensal
Inverno	jan	-	2,50
	fev	-	2,50
	mar	-	2,50
Verão	abr	1,25	1,25
	mai	1,25	1,25
	jun	1,25	1,25
	jul	1,25	1,25
	ago	1,25	1,25
	set	1,25	1,25
Inverno	out	-	2,50
	nov	-	2,50
	dez	-	2,50

9 ESCALÕES DE CONSUMO NAS TARIFAS DE USO DAS REDES DE AP, MP E BP>

A ERSE introduziu escalões de consumo nas tarifas de Acesso às Redes em AP, MP e BP> no ano gás 2016-2017, como justificado no documento «[Estrutura Tarifária no ano gás 2016-2017](#)».

No ano gás 2019-2020 deixou de existir um preço de energia nos escalões de consumo na tarifa de Uso da Rede de Transporte, de acordo com o estabelecido no RT e na decisão fundamentada da ERSE, publicada a 18 de março de 2019 ⁴⁴, nos termos do artigo 27.º, n.º 4, do CR Tarifas ⁴⁵.

As tarifas de Acesso às Redes em MP e BP> de longas utilizações e de curtas utilizações apresentam os seguintes escalões de consumo por nível de pressão:

- Média Pressão (MP)
 - Consumo anual < 2 000 000 m³/ano
 - Consumo anual ≥ 2 000 000 m³/ano
- Baixa Pressão > 10 000 m³/ano (BP>)
 - 10 000 m³/ano < Consumo anual < 700 000 m³/ano
 - Consumo anual ≥ 700 000 m³/ano

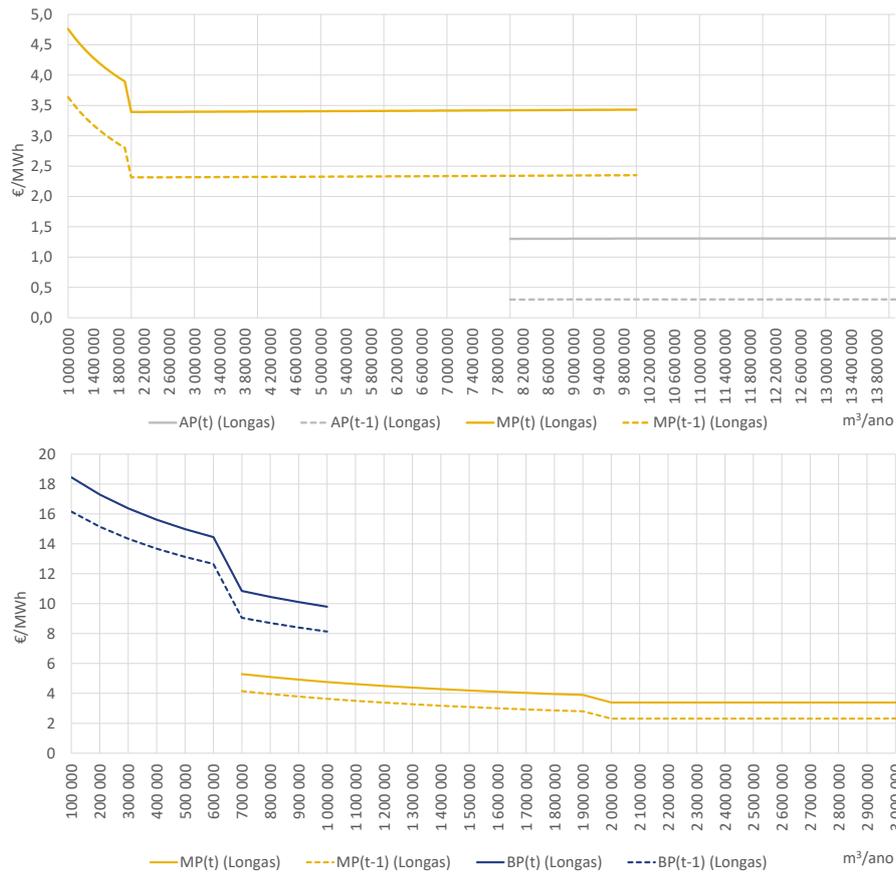
A Figura 9-1 ilustra os preços médios das tarifas de Acesso às Redes em AP, MP e BP>, em longas utilizações, no ano gás 2022-2023 e no ano gás 2023-2024. Nas tarifas a vigorar no ano gás 2023-2024 o diferencial de preços entre as tarifas de Acesso às Redes em AP e MP de longas utilizações observam um ligeiro decréscimo. Este decréscimo no diferencial de preços é resultado da tarifa de Acesso às Redes de longas utilizações em AP observar um aumento tarifário bastante superior ao aumento da tarifa de Acesso às Redes de longas utilizações em MP, 335,8% e 48,8%, respetivamente. Estes acréscimos tão diferenciados nas tarifas de Acesso às Redes decorrem de a tarifa de Uso da Rede de Transporte observar um acréscimo tarifário significativamente superior ao da tarifa de Uso da Rede de Distribuição.

⁴⁴ Pode consultar a decisão fundamentada da ERSE [aqui](#).

⁴⁵ Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março de 2017, que estabelece um código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás.

O diferencial de preços entre as tarifas de Acesso às Redes em MP e BP> de longas utilizações observa também uma redução, em resultado de um acréscimo tarifário superior na tarifa de Acesso às Redes em MP, face ao acréscimo da tarifa de Acesso às Redes em BP>.

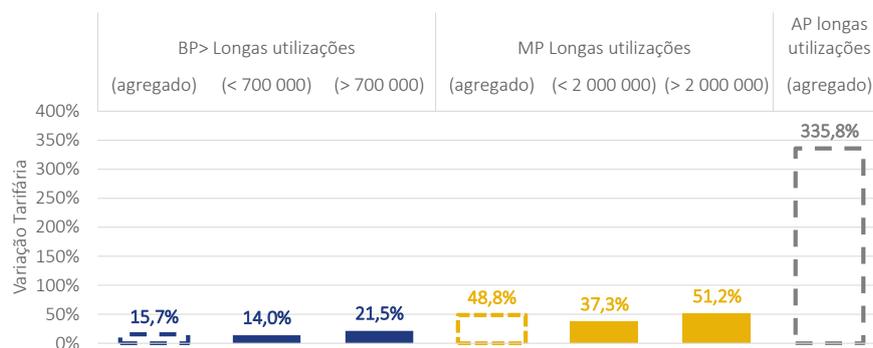
Figura 9-1 - Evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em AP, MP e BP> em (t) e (t-1)



Nota: As referências (t) e (t-1) designam os anos gás 2023-2024 e 2022-2023, respetivamente.

Na Figura 9-2 ilustram-se as variações tarifárias por nível de pressão e por escalão de consumo. A tracejado representam-se as variações médias do agregado do respetivo nível de pressão, nas opções de longas utilizações.

Figura 9-2 - Variação tarifária na tarifa de Acesso às Redes em longas utilizações, por nível de pressão e por escalaão de consumo



Da introdução dos escalaões de consumo, nas tarifas de Acesso às Redes, resulta que nas tarifas a vigorar no ano gás 2023-2024 os consumidores com consumos anuais localizados no 2.º escalaão de consumo de cada nível de pressão (consumos superiores) observem um acréscimo tarifário superior do que os consumidores localizados no 1.º escalaão de consumo (consumos inferiores), em MP e em BP>.

Na revisão regulamentar do gás, de 30 de janeiro de 2019, foi apresentado no documento de “[Enquadramento](#)” um capítulo dedicado ao estudo dos “Escalaões de consumo nas tarifas de uso das redes de MP e BP>”. Esse capítulo teve como objetivo:

1. Caracterizar a estrutura tarifária das redes de distribuição de diversos países europeus;
2. Caracterizar consumos, capacidades e faturações anuais dos consumidores com consumos anuais superiores a 100 000 m³ ligados em MP ou BP;
3. Avaliar os impactes económicos na faturação dos consumidores na fronteira dos escalaões de consumo.

No que respeita à estrutura tarifária das redes de distribuição de outros países europeus, concluiu-se que:

- Todos os países apresentavam preços de energia decrescentes com o consumo anual, não existindo nenhum país que aplicasse tarifas de uso de redes de distribuição por “enchimento”⁴⁶;
- Existia uma distinção tarifária entre as atividades de distribuição de gás e o transporte de gás e, conseqüentemente, uma diferenciação das tarifas entre alta pressão e média/baixa pressão;

⁴⁶ As tarifas por enchimento utilizam como variável de faturação dominante conceitos de energia, abandonando os conceitos de capacidade, que são mais adequados à reflexão dos custos das redes e, conseqüentemente, os mais utilizados na generalidade dos sistemas tarifários europeus de acesso às redes.

- Portugal utilizava uma estrutura tarifária trinómia, constituída por três variáveis de faturação: um termo tarifário fixo, um termo de energia e um termo de capacidade utilizada;
- A capacidade utilizada era uma variável preponderante em 14 países: Áustria, Finlândia, França, Alemanha, Hungria, Irlanda, Luxemburgo, Polónia, Portugal, Eslováquia, Eslovénia, Espanha, Holanda e Reino Unido;
- Adicionalmente, 20 países utilizavam também como variável de faturação a energia e 10 países utilizavam também um termo tarifário fixo.

Na sequência de uma consulta pública, Espanha publicou a [“Resolución de 27 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación para el año de gas 2022”](#), que aprovou as tarifas para as infraestruturas de acesso aos serviços de regaseificação, rede de transporte e redes locais, em vigor de 1 de outubro de 2021 a 30 de setembro de 2022. De notar que, pela primeira vez, foi considerada uma diferenciação de tarifas por pressão de ligação à rede (≤ 4 bar e >4 bar) para alguns escalões de consumo (RL5, RL6 e RL7), conforme apresentado na secção 14.2.3.

Por forma a caracterizar consumos, capacidades e faturações anuais no ano gás 2023-2024, efetua-se uma análise utilizando uma amostra com informação real de consumos do ano 2021.

A caracterização dos consumos, das capacidades e das faturações anuais da amostra de consumidores com consumos anuais superiores a 100 000 m³ faturados em MP ou BP, foi dividida em: (i) consumidores em BP com consumos anuais entre 100 000 m³ e 1 000 000 m³, (ii) consumidores em MP com consumos anuais entre 100 000 m³ e 1 000 000 m³, (iii) 1 000 000 m³ e 2 000 000 m³ e (iv) superiores a 2 000 000 m³.

9.1 CARACTERIZAÇÃO DOS CONSUMOS E DA FATURAÇÃO DOS CONSUMIDORES FATURADOS EM BAIXA PRESSÃO E MÉDIA PRESSÃO, COM CONSUMOS ANUAIS SUPERIORES A 100 000 M³

Para a realização do estudo foi utilizada informação de todos os ORD relativa aos consumos anuais de energia e capacidades utilizadas dos consumidores faturados, com consumos anuais superiores a 100 000 m³. Para a seleção da amostra optou-se pelo último ano real disponível, o ano 2021. A amostra é constituída por 1069 consumidores com consumos anuais superiores a 100 000 m³ faturados em MP ou BP>.

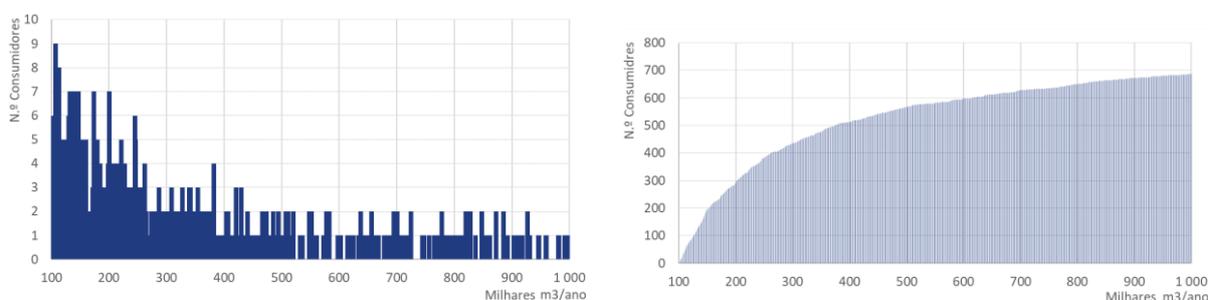
De seguida é apresentada uma análise das características de consumo desta amostra de consumidores nas redes de distribuição de gás.

9.1.1 CONSUMIDORES FATURADOS EM BAIXA PRESSÃO COM CONSUMOS ANUAIS SUPERIORES A 100 000 M³

Nesta análise consideram-se os consumidores faturados em BP> com consumos anuais compreendidos entre 100 000 m³ e 1 000 000 m³, uma vez que a regra do limiar de consumo para aplicação de tarifas de Acesso às Redes opcionais em BP>, define que todos os consumidores ligados em BP> com consumos anuais superiores a 1 000 000 m³, podem optar pelas tarifas de Acesso às Redes em MP. O universo de consumidores de gás, com consumos anuais compreendidos entre 100 000 m³ e 1 000 000 m³, corresponde a 687 consumidores (64% dos 1069 consumidores da amostra).

A figura seguinte classifica os consumidores faturados em BP> em função do seu consumo anual. A figura da esquerda apresenta o número de consumidores por bandas de consumo e a figura da direita apresenta os respetivos valores acumulados.

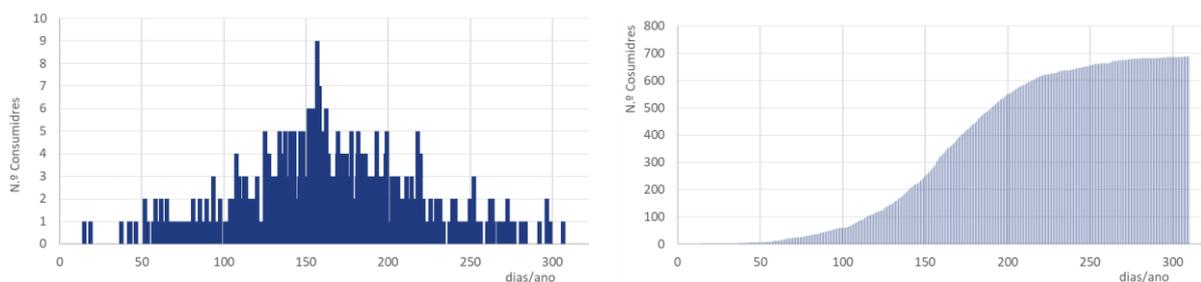
Figura 9-3 - Classificação dos consumos anuais dos consumidores faturados em Baixa Pressão



Verifica-se que o consumo anual médio destes consumidores é de aproximadamente 310 660 m³, com um valor de mediana de 226 028 m³. Cerca de 91% destes consumidores apresenta consumos anuais inferiores a 700 000 m³.

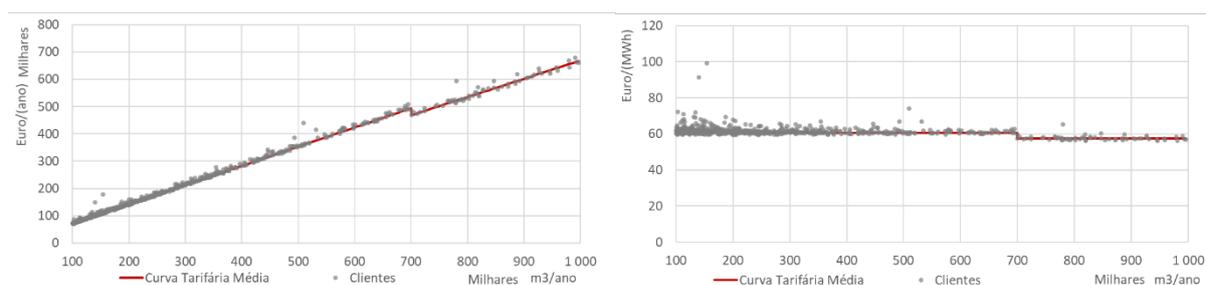
A figura seguinte classifica os consumidores em BP> em função do rácio entre o seu consumo anual e a sua capacidade utilizada, rácio esse denominado por modulação e medido em dias por ano. A figura da esquerda apresenta o número de consumidores por bandas de modulação e a figura da direita apresenta os respetivos valores acumulados.

Figura 9-4 - Classificação da modulação anual dos consumidores em Baixa Pressão



Verifica-se que a modulação média deste universo de consumidores é aproximadamente de 164 dias/ano, com um valor de mediana de 162 dias/ano.

Considerando o preço de referência de venda a clientes finais (Capítulo 6.4 do documento “Tarifas e Preços de Gás para o ano gás 2023-2024 e Parâmetros para o período de regulação 2024-2027”), para o ano gás 2023–2024 em BP>, é possível calcular, para este universo de clientes, a sua faturação anual e o seu preço médio, assim como as respetivas curvas tarifárias médias de faturação e preço médio em BP> ⁴⁷. Na figura seguinte mostram-se nos “pontos cinzentos” quer a faturação (figura da esquerda), quer o preço médio dos consumidores (figura da direita), assim como as respetivas curvas tarifárias médias (linhas a vermelho).

Figura 9-5 - Curva de faturação e preço médio dos consumidores faturados em BP com consumos anuais entre 100 000 m³ e 1 000 000 m³

A existência dos dois escalões de consumo (limiar nos 700 000 m³/ano) traduz-se em curvas tarifárias médias distintas, em termos de faturação anual e preço médio. Para consumos inferiores a

⁴⁷ A análise da faturação anual e do preço médio dos clientes é efetuada com base nos preços da opção tarifária de longas utilizações, nos respetivos níveis de pressão.

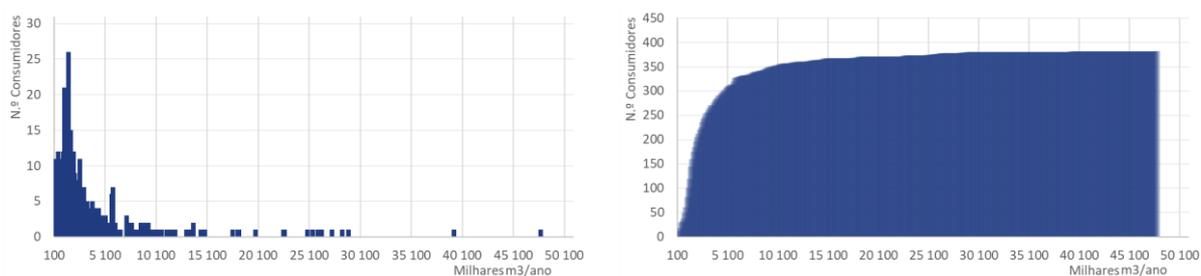
700 000 m³/ano, a fatura anual média destes 627 consumidores é de 178 mil euros, com um preço médio de 58,7 €/MWh (Quadro 9-2). Para consumos anuais entre 700 000 m³ e 1 000 000 m³, a fatura anual média destes 60 consumidores é de 544 mil euros, com um preço médio de 55,6 €/MWh (Quadro 9-2).

9.1.2 CONSUMIDORES FATURADOS EM MÉDIA PRESSÃO COM CONSUMOS ANUAIS SUPERIORES A 100 000 M³

A figura seguinte classifica os consumidores em Média Pressão (MP), com consumos anuais superiores a 100 000 m³/ano em função do seu consumo anual. Trata-se de uma amostra com 382 consumidores (36% dos 1069 consumidores da amostra).

A figura da esquerda apresenta o número de consumidores por bandas de consumo e a figura da direita apresenta os respetivos valores acumulados.

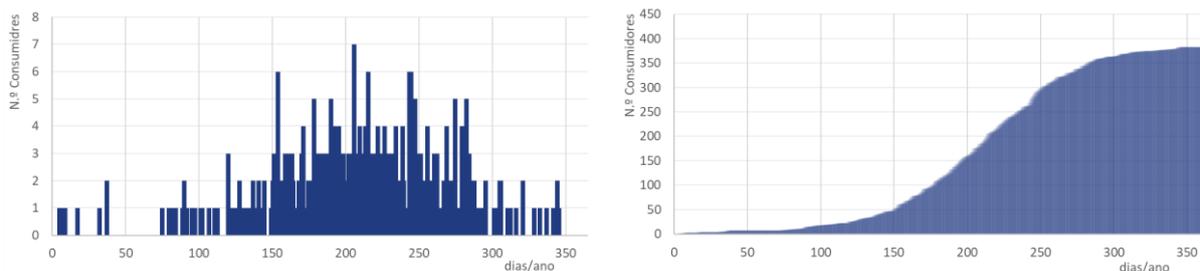
Figura 9-6 - Classificação dos consumos anuais dos consumidores faturados em Média Pressão



Verifica-se que o consumo anual médio destes consumidores é aproximadamente de 3,8 milhões m³/ano, com um valor de mediana de 1,9 Milhões m³/ano. Cerca de 51% destes consumidores apresenta consumos anuais inferiores a 2 milhões m³/ano e 92% destes consumidores apresenta consumos anuais inferiores a 10 Milhões m³/ano, limite a partir do qual os consumidores faturados quer em BP, quer em MP podem optar pelas tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP.

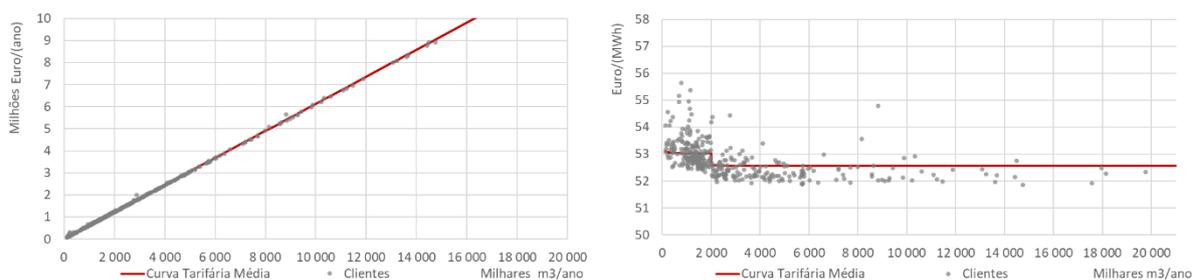
A figura seguinte classifica os consumidores em função do rácio entre o consumo anual e a capacidade utilizada, denominado por modulação e medido em dias por ano. A figura da esquerda apresenta o número de consumidores por bandas de modulação e a figura da direita apresenta os respetivos valores acumulados.

Figura 9-7 - Classificação da modulação anual dos consumidores faturados em Média Pressão



Verifica-se que a modulação média destes consumidores é de aproximadamente de 209 dias/ano, com um valor de mediana de 212 dias/ano.

Considerando o preço de referência de venda a clientes finais (Capítulo 6.4 do documento “Tarifas e Preços de Gás para o ano gás 2023-2024 e Parâmetros para o período de regulação 2024-2027”), definido para o ano gás 2023-2024 em MP, é possível calcular para este universo de clientes a sua faturação anual e o seu preço médio, assim como as respetivas curvas tarifárias médias de faturação e preço médio em MP⁴⁸. Na figura seguinte mostram-se nos “pontos cinzentos” quer a faturação, quer o preço médio dos consumidores, assim como as respetivas curvas tarifárias médias (linhas a vermelho). As figuras estão limitadas a consumos anuais de 20 milhões m³ por razões de escala. A análise é efetuada com a totalidade dos consumidores (o consumo máximo nesta análise é de 47,8 milhões m³/ano).

Figura 9-8 - Curva de faturação e de preço médio dos consumidores faturados em MP com consumos anuais superiores a 100 000 m³

⁴⁸ A análise da faturação anual e do preço médio dos consumidores é efetuada com base nos preços da opção tarifária de longas utilizações, nos respetivos níveis de pressão.

Para consumos inferiores a 2 000 000 m³/ano a fatura anual média destes 197 consumidores é de cerca de 695 mil euros, com um preço médio de 51,3 €/MWh (Quadro 9-2). Para consumos anuais superiores a 2 000 000 m³, a fatura anual média destes 185 consumidores é de 4 milhões euros, com um preço médio de 50,8 €/MWh (Quadro 9-2).

No Quadro 9-1 são apresentadas, para a mesma amostra de consumidores, a faturação média e preço médio aplicando as tarifas do ano gás 2022-2023.

Quadro 9-1 - Características dos consumidores faturados em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m³, com tarifas do ano gás 2022-2023

Tarifas 2022-2023		N.º Consumidores	Consumo Médio (m ³ /ano)	Modulação Média (dias/ano)	Faturação Média (€/ano)	Preço Médio (€/MWh)
BP>	100 000 < 700 000	627	260 163	161	122 571	40,91
	700 000 < 1 000 000	60	838 356	194	366 750	37,70
MP	100 000 < 2 000 000	197	1 162 137	190	451 168	33,86
	≥ 2 000 000	185	6 682 564	228	3 070 649	33,41

No Quadro 9-2 são apresentadas, para a mesma amostra de consumidores, as características de consumo médio, modulação média, faturação média e preço médio aplicando as tarifas para o ano gás 2023-2024.

Quadro 9-2 - Características dos consumidores faturados em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m³, com tarifas do ano gás 2023-2024

Tarifas 2023-2024		N.º Consumidores	Consumo Médio (m ³ /ano)	Modulação Média (dias/ano)	Faturação Média (€/ano)	Preço Médio (€/MWh)
BP>	100 000 < 700 000	627	260 163	161	178 230	58,72
	700 000 < 1 000 000	60	838 356	194	543 622	55,58
MP	100 000 < 2 000 000	197	1 162 137	190	695 314	51,29
	≥ 2 000 000	185	6 682 564	228	3 963 051	50,83

No quadro seguinte apresentam-se as variações dos preços médios entre os anos gás 2022-2023 e 2023-2024, por nível de pressão e por escalão de consumo, para esta amostra de consumidores. É possível verificar que todos os consumidores observam um acréscimo do seu preço médio. O aumento é superior para os consumidores de MP, nomeadamente para os consumidores com consumos anuais superiores a

2 000 000 m³, o que decorre sobretudo da componente de energia considerada na análise ⁴⁹, que tem um maior peso nos consumidores com consumos mais significativos.

Quadro 9-3 - Variação do preço médio final dos consumidores faturados em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m³

Tarifas 2023-2024/ Tarifas 2022-2023		Variação (%)
BP>	100 000 < 700 000	43,5%
	700 000 < 1 000 000	47,4%
MP	100 000 < 2 000 000	51,5%
	> 2 000 000	52,1%

Nos próximos subcapítulos são analisados os impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo para o ano gás 2023-2024.

9.2 AVALIAÇÃO DOS IMPACTES ECONÓMICOS NA FATURAÇÃO DOS CONSUMIDORES NA FRONTEIRA DOS ESCALÕES DE CONSUMO

9.2.1 CONSUMIDORES FATURADOS EM BAIXA PRESSÃO COM CONSUMOS ANUAIS NA FRONTEIRA DE 700 000 M³

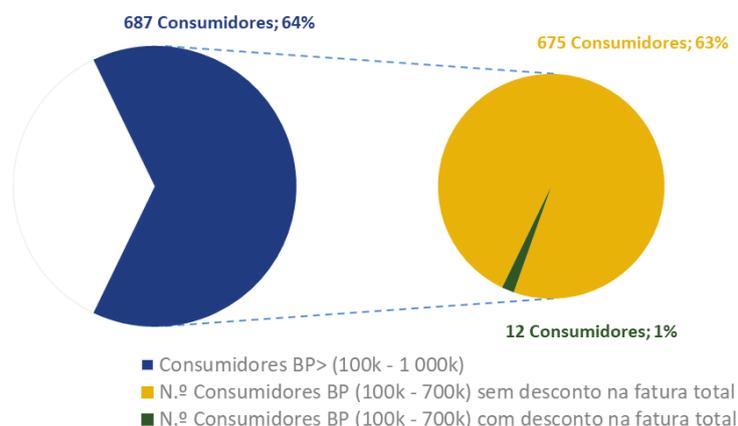
Nesta análise consideram-se todos os consumidores faturados em BP e com consumos anuais entre 100 000 m³ e 700 000 m³. Os consumidores com consumos anuais perto do limiar inferior do escalão em BP> (considere-se por exemplo um consumidor com um consumo anual de 699 999 m³) poderiam usufruir de uma tarifa de Acesso às Redes inferior caso o seu consumo fosse um pouco superior (considere-se por exemplo um consumo anual de 700 001 m³), uma vez que ficariam a pagar a tarifa de Acesso às Redes do escalão $\geq 700\ 000\ m^3/ano$.

⁴⁹ A componente de energia considerada inclui (1) a tarifa de Energia aplicada pelos comercializadores de último recurso retalhistas e, desde o ano gás 2022-2023, (2) um diferencial, em EUR/kWh, a refletir os diferenciais médios verificados na componente de energia entre mercado livre e mercado regulado.

A análise pretende avaliar o impacto na fatura final dos consumidores do escalão $< 700\ 000\ \text{m}^3/\text{ano}$, caso verificassem um incremento no seu consumo anual e lhes fosse aplicável a tarifa de Acesso às Redes do escalão $\geq 700\ 000\ \text{m}^3/\text{ano}$. Por um lado, verificariam um incremento na fatura pela componente de energia, mas por outro lado, verificariam uma redução nos preços das tarifas de Acesso às Redes. Este exercício permite verificar que, em alguns casos o incremento na componente de energia é superior à redução dos preços das tarifas de Acesso às Redes, e por isso, não teriam qualquer benefício em ter um consumo anual $\geq 700\ 000\ \text{m}^3$, ou seja, não são prejudicados pela existência de escalões de consumo. Este exercício foi aplicado aos consumidores em BP> com consumos anuais $\geq 100\ 000\ \text{m}^3$ e $< 1\ 000\ 000\ \text{m}^3$ (687 consumidores, representando 64% dos 1069 consumidores da amostra).

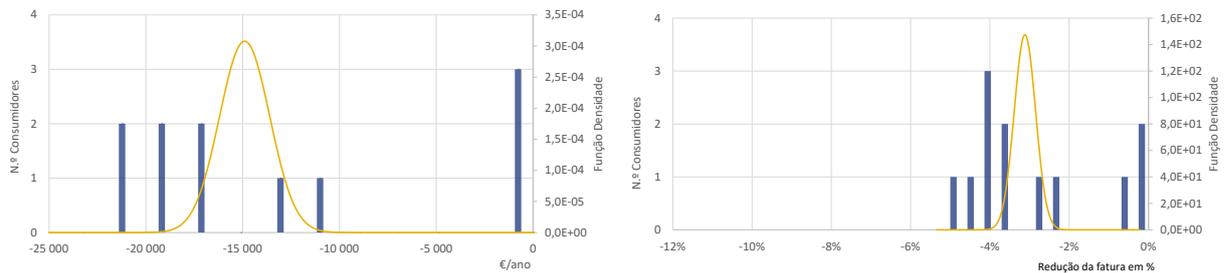
Verifica-se, que apenas 12 consumidores (1% dos 1069 consumidores da amostra) teriam benefício económico caso verificassem um incremento no seu consumo anual e lhes fosse aplicada a tarifa de Acesso às Redes para consumos anuais $\geq 700\ 000\ \text{m}^3$.

Figura 9-9 - Número de consumidores faturados em BP> com benefício na fatura total



Nas figuras seguintes são classificados os benefícios dos referidos consumidores em euros (figura da esquerda) e em % (figura da direita) da sua fatura total final. Apresentam-se adicionalmente as respetivas funções densidade de probabilidade (linha laranja). Verifica-se, para os 12 consumidores, uma redução total média de aproximadamente 14 899 €/ano, representando uma redução média de -3,1% no total da fatura final destes consumidores.

Figura 9-10 - Benefício económico dos consumidores em BP>

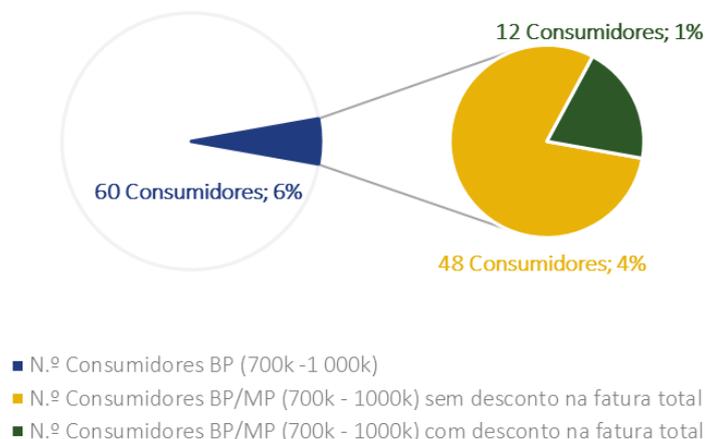


O valor total do benefício económico destes 12 consumidores seria de aproximadamente 178 792 €/ano e representaria 0,2% do total da faturação da totalidade dos clientes da amostra em BP> com consumos anuais inferiores a 1 milhão de m³.

9.2.2 CONSUMIDORES FATURADOS EM BAIXA PRESSÃO COM CONSUMOS ANUAIS NA FRONTEIRA DE 1 000 000 m³

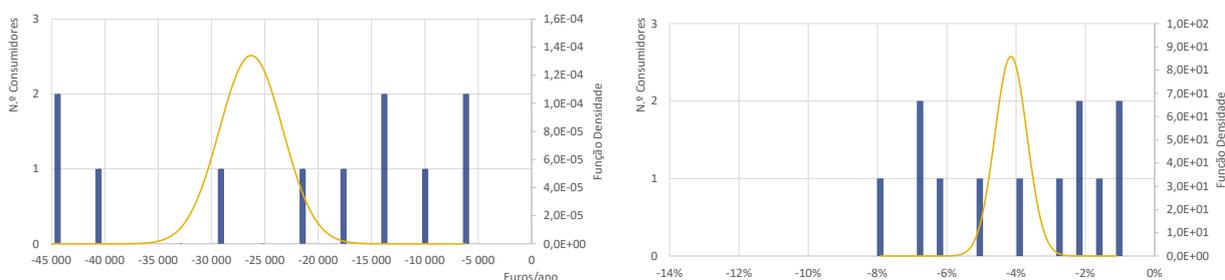
Esta análise pretende avaliar qual seria o impacto na fatura final dos 60 consumidores da amostra, atualmente com tarifas de Acesso às Redes em BP> no escalão $\geq 700\,000\text{ m}^3/\text{ano}$, caso estes verificassem um incremento no seu consumo anual e lhes fosse aplicável a tarifa de Acesso às Redes em MP do escalão $< 2\,000\,000\text{ m}^3/\text{ano}$. Como se mostra na Figura 9-11, tratam-se de 12 consumidores e representam 1% dos 1069 consumidores da amostra. Estes 12 consumidores teriam benefício económico caso verificassem um aumento no seu consumo e lhes fosse aplicada a tarifa de acesso às redes em MP para consumos anuais $< 2\,000\,000\text{ m}^3$.

Figura 9-11 - Número de consumidores faturados em BP> com benefício na fatura total



Nas figuras seguintes são classificados os benefícios dos consumidores em euros (figura da esquerda) e em percentagem (figura da direita) da sua fatura total final. Apresentam-se adicionalmente as respetivas funções densidade de probabilidade (linha laranja). Verifica-se, para os 12 consumidores, um desconto médio de aproximadamente 26 824 €/ano, representando um desconto médio de 4,2% do total da fatura final destes consumidores.

Figura 9-12 - Benefício económico dos consumidores em BP>

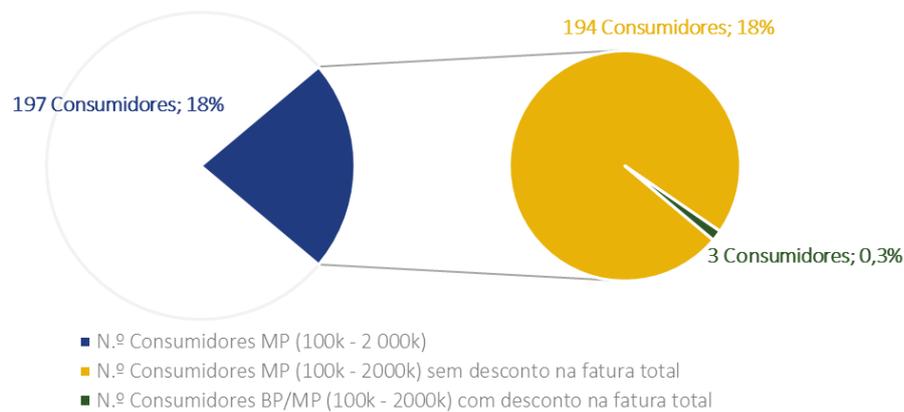


O valor total do benefício económico destes 12 consumidores seria de aproximadamente 315 403 €/ano e representaria 1% do total da faturação da totalidade dos clientes da amostra em BP> com consumos anuais entre 700 000 m³ e 1 000 000 m³.

9.2.3 CONSUMIDORES FATURADOS EM MÉDIA PRESSÃO COM CONSUMOS ANUAIS NA FRONTEIRA DE 2 000 000 M³

Neste ponto avalia-se o impacto na fatura final dos consumidores com tarifas de Acesso às Redes em MP no escalão < 2 000 000 m³/ano, caso estes verificassem um incremento no seu consumo anual e lhes fosse aplicável a tarifa de Acesso às Redes em MP do escalão ≥ 2 000 000 m³/ano. Como se mostra na Figura 9-13 tratam-se de 197 consumidores e representam 18% dos 1069 consumidores da amostra. Verifica-se, que apenas 3 consumidores (0,3% dos 1069 consumidores da amostra) teriam benefício económico caso verificassem um aumento no seu consumo e lhes fosse aplicada a tarifa de Acesso às Redes em MP para consumos anuais ≥ 2 000 000 m³.

Figura 9-13 - Número de consumidores com benefício na fatura total



Para estes 3 consumidores, verifica-se um desconto médio de aproximadamente 4 430 €/ano, representando um desconto médio de 0,4% do total da fatura final do consumidor. O valor total do benefício económico destes 3 consumidores é de aproximadamente 13 290 €/ano e representa cerca de 0,01% do total da faturação da totalidade dos clientes da amostra.

Nos quadros seguintes é apresentada informação resumo relativa a:

- N.º de consumidores afetados – número de consumidores que pagariam menos caso tivessem incrementos de consumo e lhes fosse aplicada a tarifa do escalão de consumo superior;
- N.º de consumidores afetados (%) – peso do “N.º de consumidores afetados” no número total de consumidores da amostra (1069 consumidores com consumos superiores a 100 000 m³/ano faturados em BP> e MP)

- Benefício médio por consumidor (€/ano) – Valor médio da poupança anual que seria observada pelos consumidores caso aumentassem os seus consumos e lhes fosse aplicada a tarifa do escalão de consumo superior;
- Benefício médio por consumidor (%) – Peso, em % do benefício (€/ano) na fatura final atual dos consumidores afetados;
- Benefício total do escalão (€/ano) – Soma de todos os “Benefício médio por consumidor (€/ano)” de todos os consumidores afetados.
- Peso dos benefícios nas receitas do escalão (%) – Peso % do “Benefício total do escalão (€/ano)” no total anual das faturas de todos os consumidores do escalão de consumo.

Assim, no Quadro 9-4 sumarizam-se os impactes económicos na faturação dos consumidores nas várias fronteiras dos escalões de consumo assumindo as tarifas para o ano gás 2023-2024.

Quadro 9-4 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo para o ano gás 2023-2024 ⁵⁰

Fronteira	N.º Consumidores afetados	N.º Consumidores afetados (%)	Benefício médio por consumidor (€/ano)	Benefício médio por consumidor (%)	Benefício total do escalão (€/ano)	Peso dos benefícios nas receitas do escalão (%)	
BP>	700 000	12	1,12%	-14 899	-3,1%	-178 792	-0,2%
BP>	1 000 000	12	1,12%	-26 284	-4,2%	-315 403	-1,0%
MP	2 000 000	3	0,28%	-4 430	-0,4%	-13 290	-0,01%

No Quadro 9-5 sumarizam-se os impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo assumindo as tarifas do ano gás 2022-2023.

⁵⁰ A tarifa de energia considerada nas tarifas atuais resulta da média ponderada entre o valor de outubro de 2022 e os valores atualizados em janeiro de 2023.

Quadro 9-5 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo com tarifas do ano gás 2022-2023 ⁵¹

Fronteira		N.º Consumidores afetados	N.º Consumidores afetados (%)	Benefício médio por consumidor (€/ano)	Benefício médio por consumidor (%)	Benefício total do escalão (€/ano)	Peso dos benefícios nas receitas do escalão (%)
BP>	700 000	16	1,50%	-15 057	-4,4%	-240 914	-0,3%
BP>	1 000 000	17	1,59%	-22 221	-5,1%	-377 756	-1,6%
MP							
MP	2 000 000	4	0,37%	-5 125	-0,6%	-20 501	-0,03%

Conclui-se que há uma redução do número de consumidores que beneficiariam de uma redução da fatura total se fossem faturados no escalão superior de consumos, de 37 para 27 de consumidores.

Verifica-se um aumento do benefício médio em valor absoluto para os consumidores em BP> e em MP, com consumo anual maior que 1 000 000 m³, embora em termos percentuais o seu impacto na fatura diminua, devido ao aumento da componente de energia. Por sua vez, os consumidores em BP>, com consumos anuais até 700 000 m³, e os consumidores em MP, com consumos anuais superiores a 2 000 000 m³, sofrem uma ligeira diminuição do benefício caso optem pela aplicação da tarifa do escalão de consumo superior. Exemplificando, com tarifas do ano gás 2022-2023, um consumidor em BP> com um consumo anual até 700 000 m³/ano teria um benefício de 15 057 euros se fosse faturado no escalão de consumo seguinte, enquanto que no ano gás 2023-2024 esse benefício passa a ser de 14 899 euros.

No ano gás 2022-2023 um consumidor em BP> com um consumo anual maior que 1 000 000 m³/ano teria um benefício de 22 221 euros se fosse faturado no escalão de consumo seguinte, enquanto que no ano gás 2023-2024 esse benefício passa a ser de 26 284 euros.

Na fronteira dos 2 000 000 m³/ano em MP verifica-se que o impacte é limitado, uma vez que apenas 3 consumidores se encontram afetados pelas descontinuidades tarifárias.

⁵¹ A tarifa de energia considerada nas tarifas do ano gás 2022-2023 resulta da média ponderada entre o valor de outubro de 2021 e os valores atualizados em abril e julho de 2022.

10 TARIFA DE ENERGIA

A tarifa de Energia da atividade regulada de compra e venda de gás, desempenhada pelos comercializadores de último recurso retalhistas (CUR), reflete o custo previsto para a aquisição de gás, bem como o custo com a utilização das infraestruturas da RNTIAT (terminal de receção de GNL, armazenamento subterrâneo e termo de entrada do uso da rede de transporte).

Adicionalmente, a tarifa reflete o custo da constituição da reserva de segurança de gás, que decorre do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, e da Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro, que fixa a quantidade global mínima de reservas de segurança de gás e determina a constituição de uma reserva adicional no Sistema Nacional de Gás.

Uma vez que os custos associados à compra e venda de gás são predominantemente uma função da quantidade de energia, medida em kWh, a tarifa de Energia está definida em euros por kWh.

A ERSE procedeu a uma alteração do Regulamento Tarifário em abril de 2020, após consulta pública, aprovando um mecanismo de adequação da tarifa de energia, que prevê a possibilidade de esta tarifa ser revista trimestralmente ⁵². De acordo com o previsto no artigo 152.º do atual Regulamento Tarifário e definido no documento “Tarifas e Preços de Gás para o ano gás 2023-2024 e Parâmetros para o período de regulação 2024-2027”, os parâmetros β_t e μ_t para o ano gás 2023-2024, são os seguintes:

$$\beta_t = 0,5$$

$$\mu_t = 0,004 \text{ EUR/kWh}$$

Deste modo, o mecanismo de atualização da tarifa de energia, prevê que no caso de desvios superiores ou iguais a 4 EUR/MWh na previsão do custo unitário com a aquisição de gás pelo comercializador de último recurso grossista para o conjunto do ano gás ao qual se referem as tarifas, deve ocorrer a atualização em 2 EUR/MWh no mesmo sentido.

De salientar que até à data, a atualização trimestral da tarifa de Energia ocorreu em julho de 2020, com uma redução de 2 EUR/MWh, em abril e julho de 2022 e em janeiro de 2023, com um acréscimo de 2 EUR/MWh.

⁵² Mecanismo aprovado pelo Regulamento [n.º 455/2020](#), de 8 de maio.

De acordo com os n.ºs 4 e 5 do artigo 152.º, a atualização da tarifa de Energia para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas é repercutida nas várias tarifas de energia aplicadas pelos comercializadores de último recurso retalhistas, bem como em todos os preços de energia da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais e da tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de último recurso retalhistas.

Adicionalmente, de acordo com o artigo 16.º do RT do setor do gás estabelece-se que os CUR deverão aplicar uma tarifa de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo que resulta da soma da tarifa de Energia, da tarifa de Comercialização e da tarifa de Acesso às Redes, para cada um destes níveis de pressão, podendo a tarifa de energia ser acrescida de um diferencial para o mercado.

10.1 TARIFA DE ENERGIA PARA O FORNECIMENTO SUPLETIVO DO CUR

O conceito de fornecimento supletivo encontra-se previsto no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás e no n.º 2 do artigo 234.º do Regulamento n.º 1129/2020, de 30 de dezembro, que aprova o Regulamento das Relações Comerciais dos Setores Elétrico e do Gás⁵³. O fornecimento de gás pelos comercializadores de último recurso, a título supletivo, é aplicável aos clientes finais economicamente vulneráveis, nas situações em que o comercializador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a atividade, bem como o fornecimento de gás em locais onde não exista oferta dos comercializadores de gás em regime de mercado.

Em matéria de aplicação de tarifas de gás, o fornecimento supletivo está contemplado no artigo 16.º do Regulamento Tarifário (RT) do setor do gás.

A tarifa de Venda a Clientes Finais, no âmbito do fornecimento supletivo do CUR, aplica-se também aos clientes que após extinção das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais permaneçam no mercado regulado. As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em AP, MP e BP> estão extintas, sendo que para os fornecimentos nestes níveis de pressão, os CUR deverão aplicar uma tarifa que resulta da soma da tarifa de Energia, da tarifa de Comercialização e da tarifa de Acesso às Redes, para cada um destes níveis de pressão. Conforme decorre do Regulamento ERSE n.º 1/2023, de 1 de junho, que aguarda publicação em

⁵³ Corresponde aos artigos 247.º a 249.º da [proposta de reformulação do RRC](#) no âmbito da Consulta Pública n.º 113.

Diário da República, as tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo podem ser acrescidas de um diferencial para mercado.

Nesta análise apresenta-se a metodologia de cálculo da tarifa de Energia que serve de base para a construção da tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar no âmbito do fornecimento supletivo.

METODOLOGIA DE ANÁLISE

Uma vez que o fornecimento supletivo deve ter um carácter de permanência provisório, ou seja, até que se possa concretizar o regresso do cliente ao fornecimento em mercado livre, é desejável que a tarifa de Energia para o fornecimento supletivo reflita as condições de mercado. Caso a tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR se situe abaixo do valor de mercado, os clientes não têm o incentivo para regressar ao mercado livre, sendo esse comportamento condicionado por um incorreto sinal de preço da tarifa de Energia.

Existe, assim, a necessidade de uma metodologia para determinar a tarifa de Energia a aplicar no contexto do fornecimento supletivo. Neste sentido, a ERSE determina que a tarifa de Energia em regime supletivo resulte da adição de um diferencial ao preço da tarifa Energia do CUR que serve de base para a construção da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais (TTVCF). Este diferencial é calculado com valores históricos e traduzem a diferença entre o preço médio de energia do mercado livre e a tarifa de Energia do CUR que serviu de base para a TTVCF. A ERSE determina que o diferencial seja aplicado apenas quando este assume valores positivos, ou seja, quando o custo médio de gás no mercado livre seja superior ao custo de gás que serviu de base para a tarifa de Energia do CUR. Quando o diferencial assume valores negativos ou nulos a tarifa de Energia em regime supletivo é igual a tarifa de Energia do CUR.

A ERSE fez a análise do custo da componente de energia associada aos clientes fornecidos em regime de mercado, focando-se nos anos de 2021 e 2022, anos em que ocorreu um aumento muito significativo do preço do gás nos mercados grossistas, aumento este que não foi acompanhado nas TTVCF.

O mecanismo de atualização trimestral da tarifa de energia dos CUR não atuou em 2021, devido aos contratos de longo prazo que estão na base do fornecimento dos CUR e que contemplam um preço de energia inferior ao praticado no mercado livre. No entanto, durante o ano de 2022 este mecanismo atuou duas vezes, no 2.º trimestre e 3.º trimestres de 2022, com um incremento da tarifa de Energia no valor de 2 EUR/MWh, em cada um dos trimestres.

Nesta análise é utilizada informação referente aos preços médios faturados no mercado livre aos clientes em AP, MP e BP>, entre 2018 e 2022. Esta informação foi enviada trimestralmente pela globalidade dos comercializadores (Despacho n.º 3677/2011), no âmbito da monitorização de preços do mercado retalhista de gás.

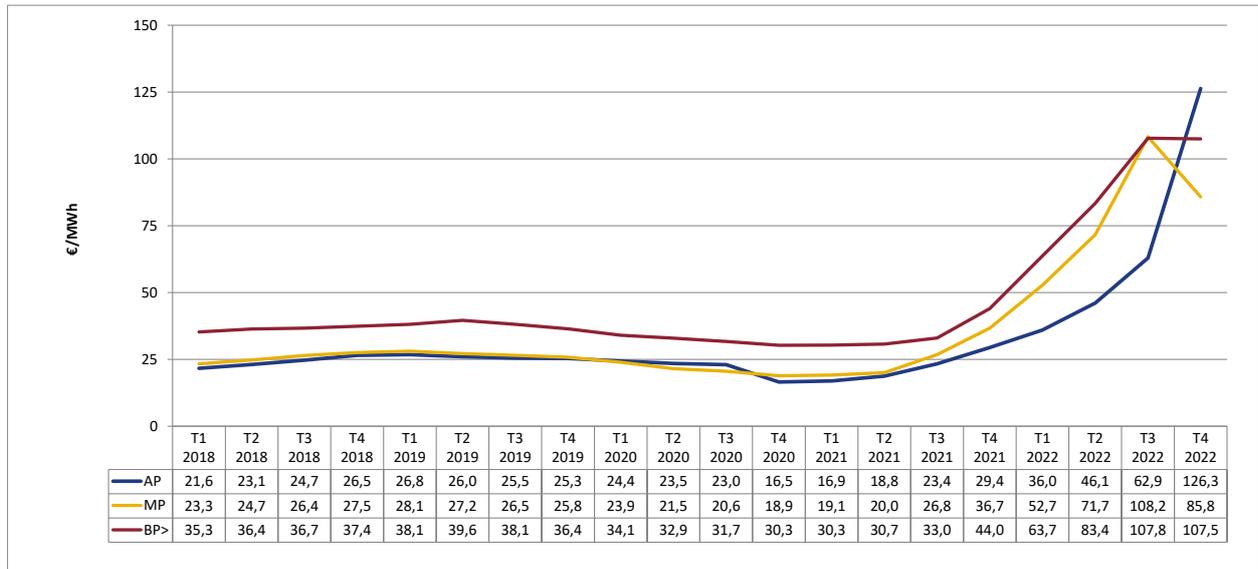
O preço da componente de energia no mercado livre resulta da diferença entre o “Preço Médio Faturado, sem taxas e sem impostos” e o “Preço Médio do Acesso às Redes de Gás”. Estes preços são calculados no referencial de mercado através da aplicação dos respetivos fatores de perdas e autoconsumos. É também retirado o custo estimado de comercialização, de acordo com a informação das tarifas de comercialização de gás dos CUR ⁵⁴ em vigor em cada um dos trimestres analisados.

Na Figura 10-1 apresenta-se a evolução dos preços médios faturados (sem taxas e sem impostos) pelos comercializadores de gás a atuar no mercado livre, entre 2018 e 2022, para os níveis de pressão AP, MP e BP>.

Da análise da figura verifica-se um acréscimo acentuado dos preços médios faturados a partir de meados de 2021, atingindo valores máximos no 3.º trimestre de 2022, para os níveis de pressão BP> e MP, e no 4.º trimestre de 2022, para os clientes em AP.

⁵⁴ A tarifa de energia dos CUR reflete os custos de referência para a função de Comercialização de gás, no âmbito de uma gestão criteriosa e eficiente, nos termos do Artigo 55.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, e do artigo 126.º do Regulamento Tarifário.

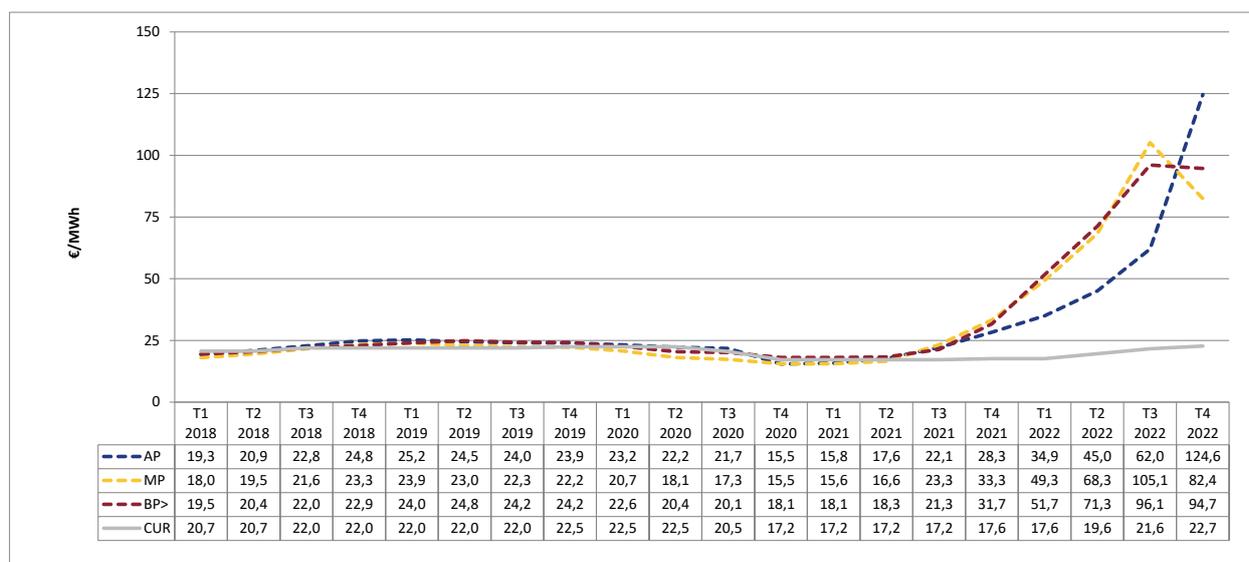
Figura 10-1 - Evolução dos Preços Médios Faturados pelos comercializadores no mercado livre



Na Figura 10-2 apresenta-se a evolução dos preços da componente de energia associada aos preços médios faturados, apresentados na Figura 10-1, entre 2018 e 2022. Adicionalmente apresenta-se também a evolução da tarifa de Energia do CUR, para o mesmo período em análise.

Verifica-se que a partir do 2.º semestre de 2021 o preço da componente de energia no mercado livre é claramente superior ao preço da componente de energia que serve de base para a TTVCF, refletindo assim o aumento dos custos de aprovisionamento de gás nos mercados grossistas.

Figura 10-2 - Evolução dos preços da componente de energia no mercado livre e mercado regulado



No Quadro 10-1 apresentam-se os preços da componente de energia no mercado livre para 2021 e 2022, para os vários níveis de pressão, e as respetivas quantidades faturadas, obtendo-se assim um preço médio da componente da energia no mercado livre, em cada um dos trimestres analisados.

Quadro 10-1 - Preços da componente de energia no mercado livre

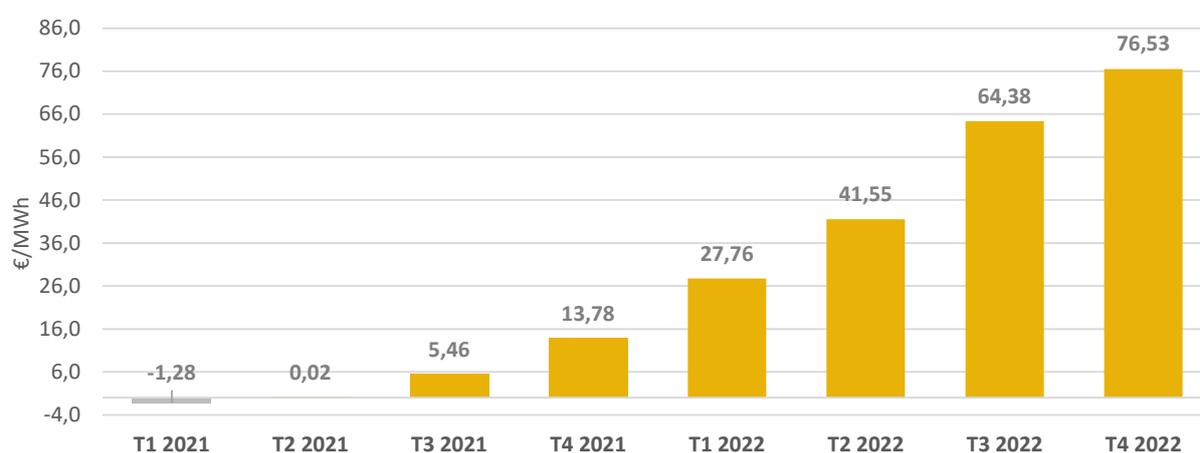
Preço Componente Energia(€/MWh)	T1 2021	T2 2021	T3 2021	T4 2021	T1 2022	T2 2022	T3 2022	T4 2022
AP	15,82	17,64	22,14	28,33	34,93	45,04	62,04	124,61
MP	15,56	16,58	23,30	33,28	49,30	68,32	105,12	82,40
BP>	18,10	18,27	21,34	31,71	51,66	71,27	96,08	94,65
Quantidades faturadas por nível de pressão (MWh)	T1 2021	T2 2021	T3 2021	T4 2021	T1 2022	T2 2022	T3 2022	T4 2022
AP	4 309 164	4 104 931	3 657 148	2 802 358	2 079 296	2 224 948	2 821 894	2 339 900
MP	3 913 553	3 817 996	4 222 131	4 302 695	3 685 651	3 706 574	3 224 494	3 322 595
BP>	836 751	650 148	636 323	637 663	1 119 334	899 924	566 071	732 174
Preço Médio Componente de Energia no ML (€/MWh)	15,92	17,21	22,66	31,36	45,34	61,13	85,96	99,25

No Quadro 10-2 apresentam-se os preços da componente de energia no mercado livre e no mercado regulado, e o respetivo diferencial, nos últimos dois anos.

Quadro 10-2 - Diferencial da componente de energia entre o mercado livre e o mercado regulado

Preço Médio Componente de Energia (€/MWh)	T1 2021	T2 2021	T3 2021	T4 2021	T1 2022	T2 2022	T3 2022	T4 2022
Mercado livre (ML)	15,92	17,21	22,66	31,36	45,34	61,13	85,96	99,25
Mercado regulado (CUR)	17,20	17,20	17,20	17,58	17,58	19,58	21,58	22,72
Diferencial ML / MR	-1,28	0,02	5,46	13,78	27,76	41,55	64,38	76,53

Da análise da Figura 10-3 verifica-se que ao longo dos anos de 2021 e 2022, os preços da componente de energia no mercado livre são sempre superiores aos preços da componente de energia no mercado regulado, com exceção do 1.º trimestre de 2021, atingindo este diferencial um valor máximo no 4.º trimestre de 2022 (76,53 EUR/MWh).

Figura 10-3 - Evolução do diferencial da componente de energia**DIFERENCIAL A APLICAR À TARIFA DE ENERGIA NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO**

Na determinação do diferencial para o mercado livre a incluir na tarifa de Energia no contexto do regime supletivo deveria ser considerado um valor médio referente a um período de um ano, dado que a tarifa transitória é determinada para o período de um ano. Todavia, o preço do gás natural nos mercados grossistas observou acréscimos muito significativos desde meados de 2021, verificando-se mais recentemente (final do ano de 2022) uma redução deste preço. Neste contexto justifica-se a utilização de um período mais longo e superior a um ano, na determinação deste diferencial, para que de alguma forma se possa refletir a variabilidade deste valor.

No Quadro 10-3 apresenta-se o cálculo do diferencial a aplicar à tarifa de Energia no âmbito do fornecimento supletivo, para diferentes horizontes temporais, tendo como base os valores apresentados anteriormente. O valor mais elevado, de 76,53 EUR/MWh, corresponde ao diferencial registado no 4.º trimestre de 2022, os valores intermédios de 70,35 EUR/MWh e 52,02 EUR/MWh correspondem aos valores médios registados no 2.º semestre de 2022 e no ano de 2022, respetivamente, e o valor mais baixo, de 25,27 EUR/MWh, corresponde ao valor médio dos anos 2021 e 2022.

Quadro 10-3 - Diferencial da componente de energia

Diferencial ML / MR	€/MWh
Valor T4 2022	76,53
Valor Médio S2 2022	70,35
Valor Médio Ano 2022	52,02
Valor Médio Ano 2021 + Ano 2022	25,27

Tendo em conta os valores apresentados na análise anterior e o contexto atual extraordinário, determina-se pela utilização do diferencial resultante da média dos valores registados nos anos de 2021 e 2022, para a construção da tarifa de Energia do fornecimento supletivo, uma vez que é um valor que resulta dos diferenciais históricos, mas que permite também repercutir uma expectável redução dos custos do gás natural nos próximos meses.

Ou seja, para o ano gás 2023-2024 o valor da tarifa de Energia para os clientes que estejam a ser fornecidos pelos CUR através do fornecimento supletivo (AP, MP e BP>) resulta da soma da tarifa de Energia que serve de base para os CUR, à qual é adicionado o valor de 25,27 €/MWh, ajustado para o nível de pressão em causa (fator de perdas correspondente), obtendo-se os valores apresentados no Quadro 10-4.

Quadro 10-4 - Diferencial a adicionar à tarifa de Energia a aplicar no fornecimento supletivo

Diferencial a aplicar na Tarifa de Energia	€/MWh
AP	25,30
MP	25,31
BP>	25,40

11 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO

A tarifa de Comercialização da atividade regulada de Comercialização de gás, desempenhada pelos comercializadores de último recurso retalhistas (CURr), reflete os custos da estrutura comercial afeta ao fornecimento de gás aos seus clientes, nomeadamente os custos de contratação, de tratamento e disponibilização de dados, de cobrança e gestão da cobrança e de atendimento presencial e telefónico.

A forma como os custos são refletidos nas tarifas depende das variáveis de faturação das tarifas, cuja definição e escolha são fundamentais para uma aplicação coerente do sistema tarifário. A escolha e definição destas variáveis de faturação e das suas regras de medição devem permitir refletir o custo de fornecimento dos vários serviços, originados por cada cliente.

Conforme decorre do RT, a tarifa de Comercialização é composta por dois termos tarifários: (i) o termo tarifário fixo, definido em euros por dia e (ii) o preço de energia, definido em euros por kWh.

No caso da atividade de comercialização, a estrutura dos preços da tarifa é aderente à estrutura de custos médios de referência. O preço da tarifa é calculado aplicando aos custos médios de referência um escalamento que permita que o seu produto pelas quantidades físicas, número de clientes e energia dos fornecimentos a clientes, proporcione o montante de proveitos de cada CURr.

A estabilidade na estrutura tarifária é importante para fornecer sinais económicos consistentes e previsíveis aos consumidores e agentes. Em benefício da estabilidade na estrutura tarifária e dada a extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais dos CURr e, conseqüentemente das tarifas de comercialização reguladas, a ERSE tem optado por manter os custos médios de referência. De acordo com o calendário previsto para a extinção das tarifas de último recurso (reguladas)⁵⁵, desde 1 de janeiro de 2013 que todas as tarifas de Venda a Clientes Finais publicadas pela ERSE passaram a ter um carácter transitório. Após a extinção das tarifas transitórias, nos termos do artigo 61.º, n.º 4 do Decreto-Lei n.º 62/2020, os comercializadores de último recurso retalhistas são responsáveis por assegurar o fornecimento supletivo, aos clientes cujo comercializador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a sua atividade, bem como por assegurar o fornecimento de gás em locais onde não exista oferta dos comercializadores de gás em regime de mercado.

⁵⁵ Nos termos do Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 março.

No documento “[Determinação de estrutura tarifária no ano gás 2010-2011](#)”, de junho de 2010, foram determinados os custos médios de referência, que se têm mantido constantes. A estrutura destes custos face ao termo tarifário fixo consta no Quadro 11-1.

No âmbito do Regulamento ERSE n.º 1/2023, de 1 de junho, que aguarda publicação em Diário da República, deixa de haver distinção entre escalões de consumo na atividade de comercialização.

Quadro 11-1 - Estrutura dos custos médios de referência

	Termo de Energia (euros/kWh)	Termo Tarifário Fixo (euros/mês)
Tarifa de Comercialização	0,00024607	1

Nos termos do RT, os referidos custos médios de referência são ajustados de forma multiplicativa, por forma a obterem-se os proveitos dos CUR. O ajustamento incide de forma igual sobre os dois termos tarifários.

12 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

O RT consagra o princípio da aditividade tarifária, que consiste na definição de tarifas de Venda a Clientes Finais com preços que resultam da adição dos preços das tarifas por atividade aplicáveis em cada nível de pressão e opção tarifária aos clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas, nomeadamente ⁵⁶: (i) tarifa de Energia, (ii) tarifa de Uso Global do Sistema, (iii) tarifa de Uso da Rede de Transporte, (iv) tarifas de Uso da Rede de Distribuição e (v) tarifa de Comercialização.

A aditividade das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais tem sido implementada de forma gradual, garantindo a estabilidade e protegendo os clientes face à evolução das tarifas, evitando-se impactes tarifários significativos por cliente. Esta estabilidade é garantida através do mecanismo de convergência para as tarifas aditivas, o qual estabelece uma evolução gradual da estrutura dos preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para aquela que resulta da adição das tarifas por atividade, mediante a limitação das variações por termo tarifário (preço). No presente capítulo descreve-se como atua o mecanismo de convergência no cálculo das tarifas para o ano gás 2023-2024.

A diretiva europeia do mercado interno de gás ⁵⁷ define um papel para a comercialização de último recurso de gás exclusivamente no âmbito dos clientes vulneráveis, representando um papel residual na globalidade do mercado. Assim, o enquadramento legislativo nacional tem vindo a definir um calendário para a extinção das tarifas reguladas do comercializador de último recurso.

O processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás iniciou-se em 2010 ⁵⁸ com o estabelecimento de um procedimento aplicável à extinção das tarifas reguladas de venda de gás a clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m³. A título transitório foi determinado que os comercializadores de último recurso continuassem 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 o respetivo fornecimento no mercado livre.

⁵⁶ Nos termos do Regulamento ERSE n.º 1/2023, de 1 de junho, que aguarda publicação em Diário da República, a partir do ano gás 2023-2024 a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador deixa de existir enquanto tarifa autónoma. Uma parte dos custos que eram recuperados com essa tarifa passam a ser recuperados através de um preço regulado, aplicado às mudanças de comercializador, com o remanescente a ser recuperado, de forma supletiva, através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.

⁵⁷ Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, na redação vigente.

⁵⁸ Iniciou-se com a aprovação do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 77/2011, de 20 de junho, n.º 74/2012, de 26 de março, n.º 15/2013, de 28 de janeiro, e n.º 15/2015, de 30 de janeiro.

De acordo com o estabelecido na Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, que procede à aprovação da data prevista no Decreto-lei n.º 66/2010, de 11 de junho, na redação vigente, o prazo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes de Baixa Pressão com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m³ terminou em 31 de dezembro de 2022. Como já referido, após a extinção das tarifas transitórias, os comercializadores de último recurso retalhistas são responsáveis por assegurar o fornecimento supletivo, aos clientes cujo comercializador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a sua atividade, bem como por assegurar o fornecimento de gás em locais onde não exista oferta dos comercializadores de gás em regime de mercado.

No mesmo sentido, e em cumprimento dos objetivos de liberalização do mercado interno de gás, adotou-se⁵⁹ um regime semelhante, destinado a permitir a extinção, de forma gradual, de todas as tarifas reguladas de venda de gás a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³. De acordo com o estabelecido na Portaria n.º 83/2020, o prazo para prolongamento das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m³ é de 31 de dezembro de 2025.

Salienta-se que o ano gás 2020-2021 marcou a concretização da uniformidade tarifária em Portugal nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais (TTVCF) e nas tarifas sociais de Venda a Clientes Finais, eliminando-se assim as diferenças na estrutura de preços aplicados pelos diferentes comercializadores de último recurso retalhistas. No ano gás 2023-2024, o objetivo de atingir a aditividade tarifária continua a ser seguido, acautelando sempre os impactes tarifários nos clientes finais.

12.1 ANÁLISE DA CONVERGÊNCIA DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA A TARIFA ADITIVA, PARA CONSUMOS ANUAIS DE GÁS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 M³

As TTVCF em BP para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ são calculadas tendo em conta a limitação de acréscimos tarifários resultantes da convergência para a tarifa aditiva. Na presente secção descreve-se o referido processo de convergência para as tarifas aditivas no ano gás 2023-2024. Nesta secção as tarifas para o ano gás 2022-2023 referem-se aos preços em vigor em setembro de 2023, uma vez que são os valores relevantes para a aplicação do mecanismo de limitação de impactes por termo tarifário.

⁵⁹ Através do Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro.

De referir que o custo de energia implícito na tarifa aditiva que serve de base para o cálculo da TTVCf para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ é de 22,12 €/MWh, correspondendo ao preço da tarifa de Energia do ano gás 2023-2024.

Esta análise é efetuada por escalão de consumo da BP<, sendo estes apresentados no Quadro 12-1.

Quadro 12-1 - Escalões de consumo em BP<

Escalão de consumo	Consumo anual
1	0 a 220 m ³
2	221 a 500 m ³
3	501 a 1 000 m ³
4	1 001 a 10 000 m ³

A convergência para as tarifas aditivas tem sido implementada gradualmente, para atender aos impactes tarifários nos clientes dos CUR. Apesar de se ter alcançado a uniformidade tarifária em território nacional, verifica-se que as TTVCf ainda não são aditivas por escalão de consumo.

Em termos médios, a TTVCf em BP< observa uma variação tarifária média de 0,6% entre setembro e outubro de 2023. O limiar para a variação máxima de preços foi definido em 7,1%, o que corresponde a um diferencial de 6,5 pontos percentuais acima da variação tarifária média, de forma a permitir uma convergência para a tarifa aditiva entre o ano gás 2022-2023 e o ano gás 2023-2024. O limiar de 7,1% é uma restrição ativa nos termos tarifários fixos do 1.º e 2.º escalão de consumo⁶⁰. Os preços de energia observam descidas de preços entre -0,9% e -0,5% nos vários escalões de consumo, face aos valores em vigor em setembro de 2023. As variações de preço são apresentadas no Quadro 12-2 para o termo de energia e para o termo tarifário fixo.

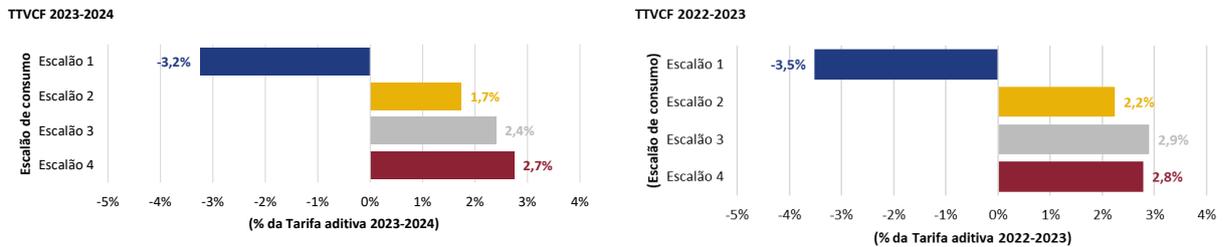
Quadro 12-2 - Variações de preço no ano gás 2023-2024 face a setembro de 2023

	Energia (EUR/kWh)				Termo tarifário fixo (EUR/mês)			
	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4
Varição absoluta	-0,0003	-0,0005	-0,0004	-0,0004	+0,16	+0,24	+0,17	+0,31
Varição relativa	-0,5%	-0,9%	-0,7%	-0,7%	+7,1%	+7,1%	+3,9%	+6,1%

⁶⁰ O impacte unitário mais elevado ocorre no termo tarifário fixo do 4.º escalão, com um aumento de 0,31 EUR/mês.

Na Figura 12-1 é apresentado o diferencial das TTVCF no ano gás 2023-2024 em relação à tarifa aditiva, por escalão de consumo, assim como o referido diferencial no ano gás anterior.

Figura 12-1 - Distância das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para a tarifa aditiva



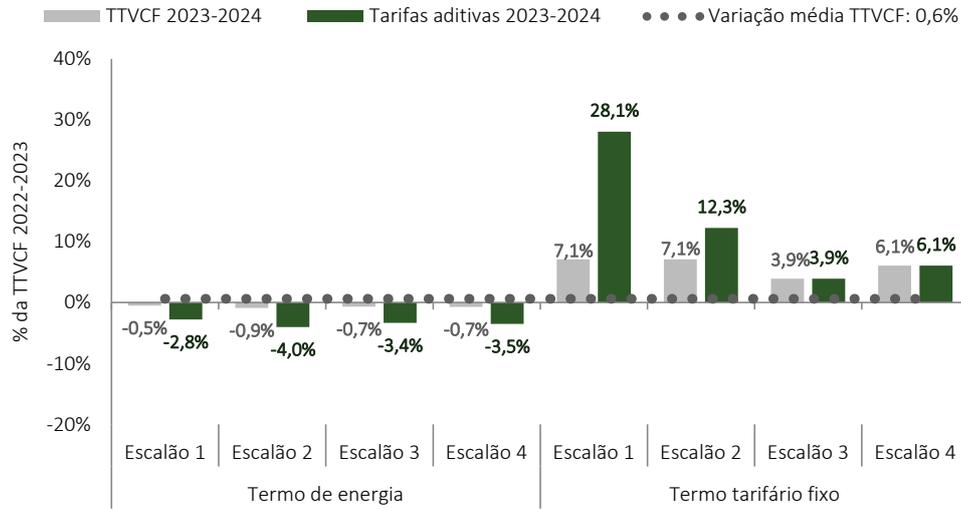
Nota: Os valores do gráfico relativo ao ano gás 2022-2023 não consideram a atualização trimestral ocorrida em janeiro de 2023.

Por um lado, a divergência existente aconselharia a estabelecer uma variação máxima de preços superior aos limiares definidos, para poder acelerar o processo de convergência, por outro lado, a limitação de impactes tarifários condiciona o limiar de variação máxima. Para uma maior convergência seria necessário um maior acréscimo nos preços dos termos tarifários fixos do 1.º e do 2.º escalão, além dos apresentados no Quadro 12-2, num contexto em que a TTVCF em BP< observa uma variação tarifária média de 0,6% entre setembro e outubro de 2023.

A Figura 12-2 apresenta a variação percentual, preço a preço, da TTVCF dos CUR e da tarifa aditiva em outubro de 2023, face à TTVCF dos CUR em setembro de 2023. Mostra-se ainda a variação média global da TTVCF em BP< entre outubro e setembro de 2023.

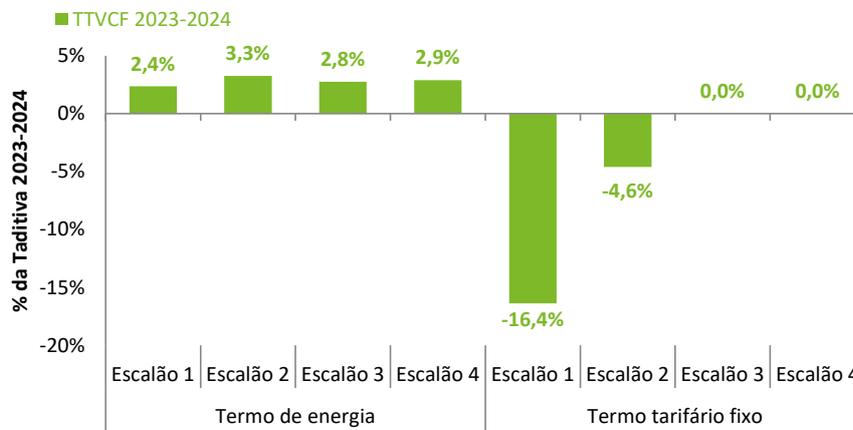
A Figura 12-3 apresenta a diferença percentual remanescente, preço a preço, da TTVCF dos CUR para a tarifa aditiva no ano gás 2023-2024.

Figura 12-2 - Variação da TTVCf e da tarifa aditiva de 2023-2024, face à TTVCf em setembro de 2023



Nota: O eixo vertical apresenta as variações face aos preços em vigor no final do ano gás 2022-2023, isto é, considera a atualização trimestral ocorrida a 1 de janeiro de 2023.

Figura 12-3 - Distância da TTVCf face à tarifa aditiva de 2023-2024



13 ANÁLISE DE PREÇOS NO MERCADO RETALHISTA DE GÁS

13.1 ANÁLISE DOS PREÇOS MÉDIOS FATURADOS

Neste capítulo são analisados os preços médios faturados em Portugal continental que resultam da informação enviada pelos comercializadores que atuam no mercado retalhista de gás (nos termos do [Despacho n.º 3677/2011](#)), no âmbito da monitorização de preços do mercado retalhista de gás. A análise de preços abrange o período entre o 1.º trimestre de 2018 e o 4.º trimestre de 2022.

Tratando-se de informação sobre preços faturados, esta integra todas as ofertas comerciais da carteira de cada comercializador, ou seja, incorpora informação de preços, quer dos contratos históricos, quer dos novos contratos de cada comercializador.

É considerada a informação relativa a preços, sem impostos (IVA) e sem taxas, praticados pela totalidade dos comercializadores a atuar no mercado retalhista de gás, incluindo os comercializadores de último recurso retalhista (CUR) ⁶¹.

13.1.1 EVOLUÇÃO DOS PREÇOS MÉDIOS FATURADOS

Na Figura 13-1 apresenta-se a evolução dos preços médios finais faturados no mercado retalhista de gás, ao longo do período em análise, para os diferentes níveis de pressão ⁶², no mercado livre e no mercado regulado.

Na Figura 13-2 faz-se uma agregação de preços por segmento de consumo, com uma análise dos preços médios finais faturados para o segmento doméstico (BP<) e para o segmento não doméstico (AP, MP, BP> e BP< NDom).

⁶¹ São considerados os seguintes CURR: EDP Gás Serviço Universal, Floene, Galp e Sonorgás.

⁶² Na informação enviada pelos comercializadores de mercado são excluídos os preços faturados em Alta Pressão relativos aos Centros Electroprodutores.

Figura 13-1 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de gás, por nível de pressão

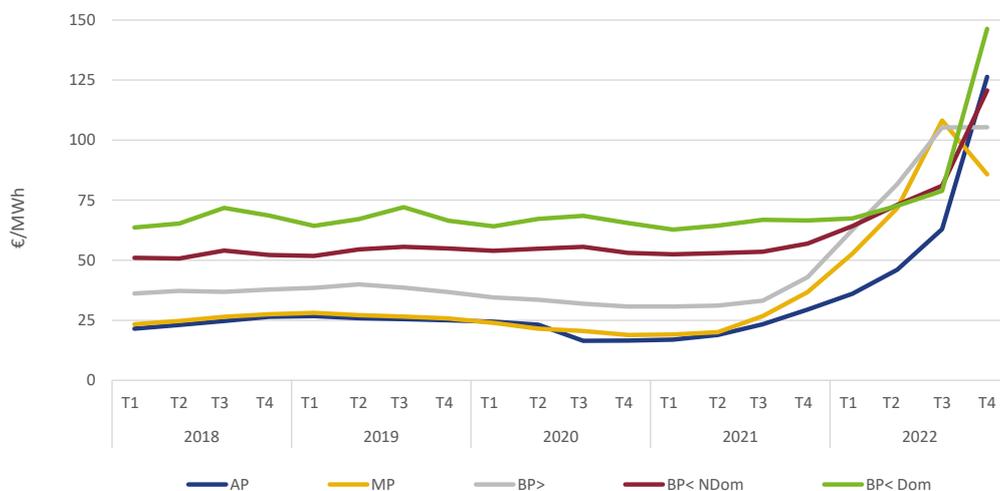
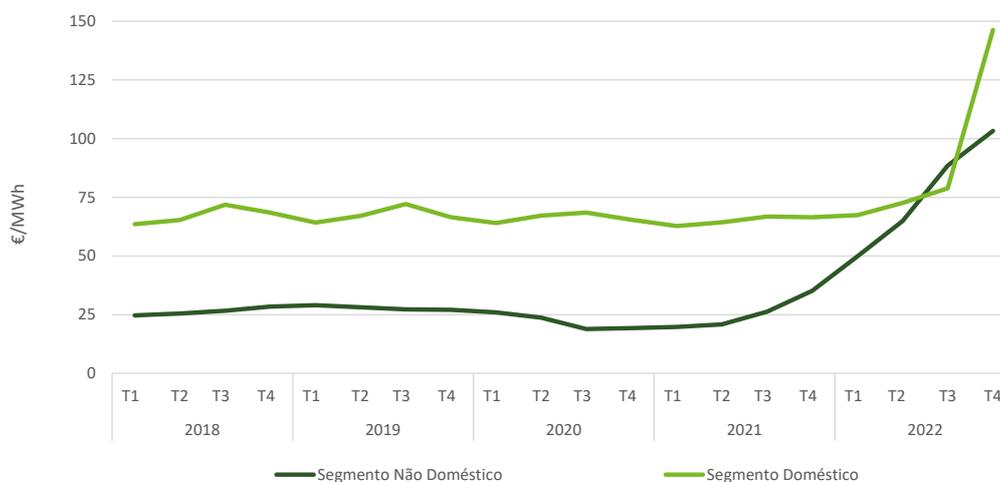


Figura 13-2 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de gás, por segmento de consumo



Os preços médios faturados nos clientes ligados em Baixa Pressão (BP< Dom, BP< NDom e BP>) apresentam um valor relativamente estável até ao final do ano de 2021, com um aumento gradual ao longo do ano de 2022, sendo este aumento muito significativo no 4.º trimestre para os clientes em BP<. De uma forma geral, estes preços são mais elevados do que os praticados nos restantes níveis de pressão, devido à componente de acesso às redes que é mais elevada para os clientes ligados em baixa pressão.

Os preços faturados aos clientes em Média Pressão (MP) mantêm-se relativamente estáveis até meados de 2021. A partir do 3.º trimestre de 2021 apresentam um incremento muito acentuado, atingindo um

valor máximo no 3.º trimestre de 2022. No 4.º trimestre observa-se um decréscimo muito significativo destes preços.

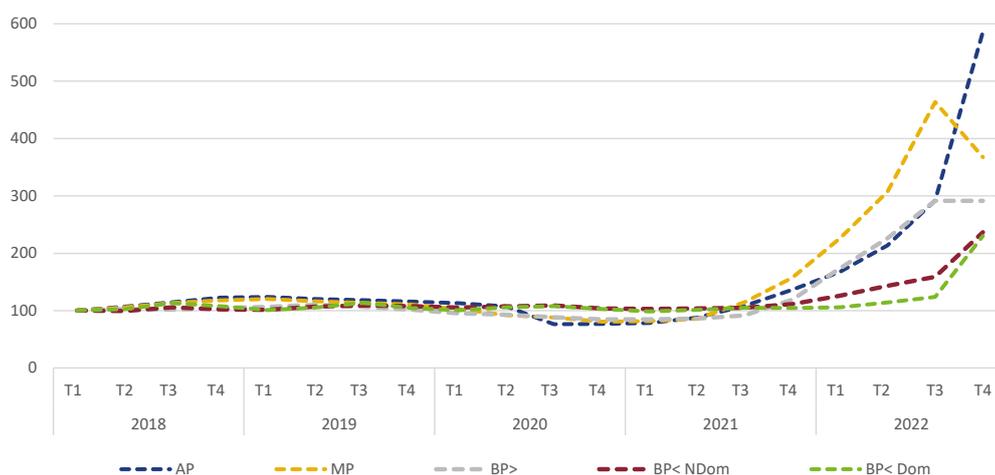
Os preços faturados aos clientes industriais em AP apresentam igualmente valores relativamente estáveis até meados de 2021. A partir dessa data aumentam gradualmente, atingindo um valor máximo no final do ano de 2022.

Numa análise por segmento de clientes verifica-se um aumento muito acentuado dos preços faturados no segmento doméstico ao longo do ano de 2022. No segmento não doméstico esse aumento dos preços fez-se sentir antecipadamente, desde meados de 2021, sendo que no 4.º trimestre de 2022 já se verifica um decréscimo no preço médio faturado.

Na Figura 13-3 e na Figura 13-4 é efetuada uma análise à variação relativa dos preços apresentados anteriormente, tendo como base o 1.º trimestre de 2018 (Base = 100).

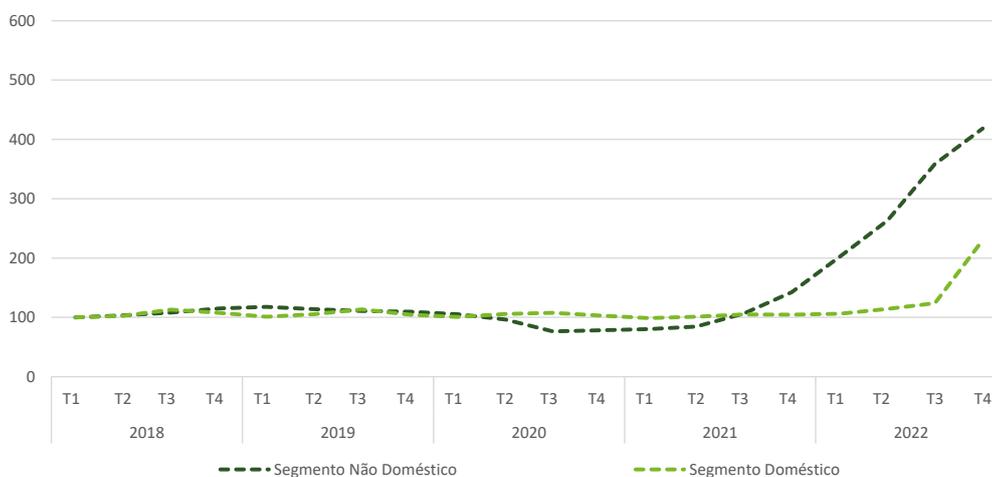
Da análise verifica-se que são os clientes do segmento não doméstico que apresentam uma maior variabilidade nos preços médios faturados, com um nível de preços no 4.º trimestre de 2022 3,5 vezes superior ao nível de preços no 4.º trimestre de 2018. No segmento doméstico os preços médios faturados no 4.º trimestre de 2022 duplicam face aos preços faturados no 4.º trimestre de 2018.

Figura 13-3 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de gás, por nível de pressão



Nota: Valores relativos face aos preços do 1.º trimestre de 2018 (base = 100).

Figura 13-4 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de gás, por segmento de consumo



Nota: Valores relativos face aos preços do 1.º trimestre de 2018 (base = 100).

13.1.2 EVOLUÇÃO DOS PREÇOS MÉDIOS FATURADOS NO MERCADO REGULADO E NO MERCADO LIVRE

À semelhança da análise efetuada no capítulo 13.1.1, na Figura 13-5 apresenta-se a evolução dos preços médios finais faturados no mercado retalhista de gás, ao longo do período em análise, para os diferentes níveis de pressão, com uma separação entre os preços do Mercado Regulado e do Mercado Livre.

No Mercado Regulado não se apresentam os preços para os níveis de pressão MP e AP porque já se encontra extinta a tarifa transitória de Venda a Clientes Finais, durante o período em análise.

Na Figura 13-6 faz-se uma agregação de preços por segmento de consumo, com uma análise dos preços médios finais faturados para o segmento doméstico (BP<) e outra para o segmento não doméstico (AP, MP, BP> e BP< NDom), com uma análise separada entre Mercado Regulado e Mercado Livre.

Figura 13-5 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de gás, por nível de pressão

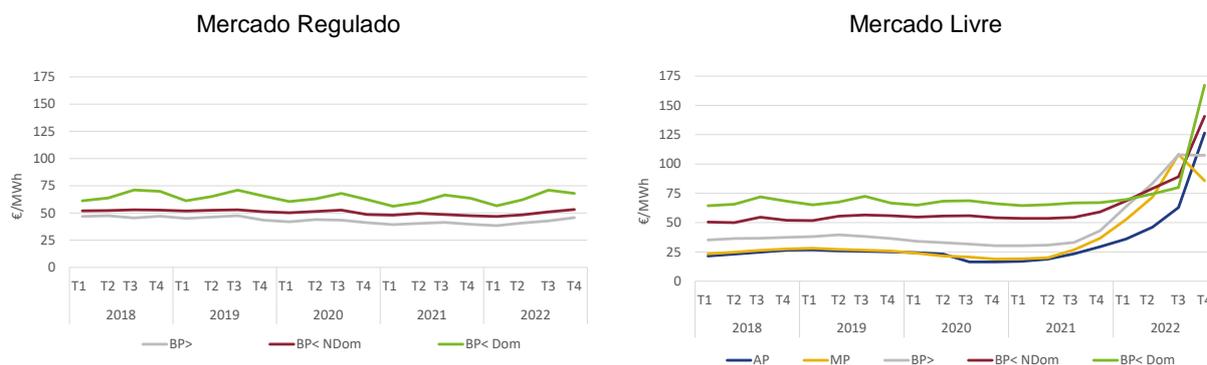
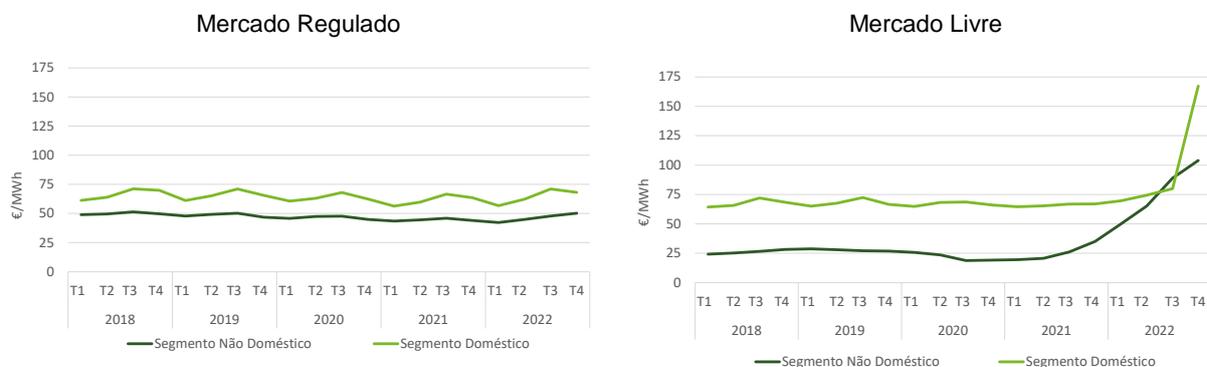


Figura 13-6 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de gás, por segmento de consumo



No Mercado Regulado verifica-se uma maior estabilidade dos preços ao longo do período analisado, em ambos os segmentos de consumo. De uma forma geral, no segmento doméstico (BP< Dom), os preços faturados são mais elevados no 2.º semestre de cada ano, face ao 1.º semestre, manifestando-se assim alguma sazonalidade no consumo de gás.

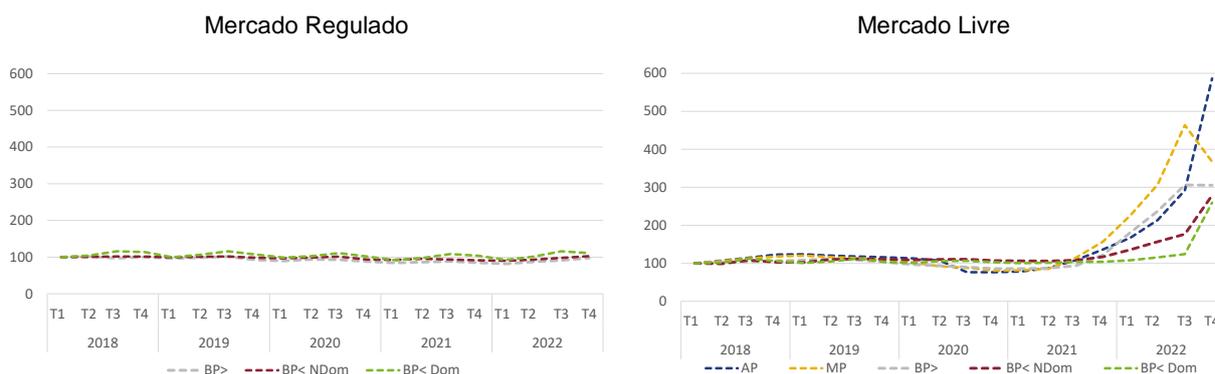
No Mercado Livre existe alguma estabilidade nos preços faturados até meados de 2021. A partir do 3.º trimestre de 2021 assiste-se a um acréscimo muito significativo dos preços no segmento não doméstico, em linha com a análise efetuada no capítulo 13.1.1., o que resulta da maioria dos clientes deste segmento ser abastecida no Mercado Livre, por vezes com contratos com indexação a mercados grossistas. Para o segmento doméstico o acréscimo dos preços manifesta-se de forma mais evidente apenas a partir de meados do ano 2022.

Tendo em consideração a trajetória ascendente do custo de aprovisionamento de gás nos mercados internacionais, desde meados de 2021, podemos verificar que a repercussão deste aumento se faz notar

de uma forma mais rápida no Mercado Livre e no segmento não doméstico, onde prevalecem os contratos com uma maior componente de indexação de preços dos clientes aos custos de aprovisionamento de gás.

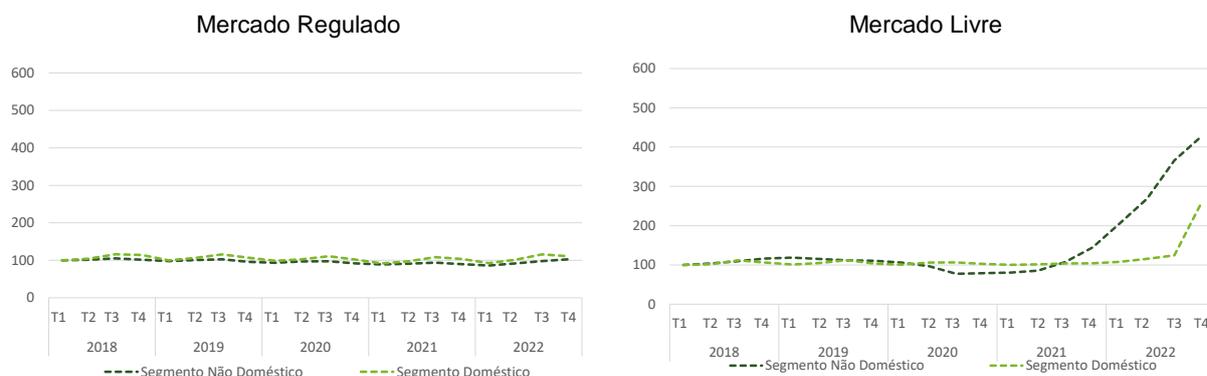
Na Figura 13-7 e na Figura 13-8 apresenta-se a evolução relativa dos preços apresentados anteriormente, tendo como base os preços do 1.º trimestre de 2018 (Base = 100).

Figura 13-7 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de gás, por nível de pressão



Nota: Valores relativos face aos preços do 1.º trimestre de 2018 (base = 100).

Figura 13-8 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de gás, por segmento de consumo



Nota: Valores relativos face aos preços do 1.º trimestre de 2018 (base = 100).

Da análise das figuras evidencia-se a estabilidade da trajetória dos preços médios faturados no Mercado Regulado ao longo de todo o período analisado.

No Mercado Livre verifica-se que são os clientes do segmento não doméstico que apresentam uma maior variabilidade nos preços médios faturados, com um nível de preços no final de 2022 3,6 vezes superior ao

nível de preços no 4.º trimestre de 2018. No segmento doméstico os preços médios faturados no 4.º trimestre de 2022 duplicam face aos preços faturados no 4.º trimestre de 2018.

13.2 ANÁLISE DAS OFERTAS COMERCIAIS DO MERCADO EM BP<

Neste capítulo caracterizam-se as ofertas comerciais de gás natural no simulador de preços de energia ⁶³, disponíveis para novas adesões, de acordo com a informação do **2.º trimestre de 2023** ⁶⁴.

A comparação das ofertas em termos de fatura anual inclui as taxas e impostos aplicáveis, exceto a taxa DGEG para a eletricidade e a taxa de ocupação do subsolo para o gás natural.

Na análise são consideradas as ofertas de gás (apenas gás natural) e as ofertas duais (gás natural e eletricidade), não sendo consideradas as ofertas que incluem serviços adicionais obrigatórios (por exemplo, serviços de assistência técnica e diagnósticos energéticos).

A análise é feita para três consumidores tipo de eletricidade e de gás natural, representativos do segmento residencial.

	Consumidor tipo 1	Consumidor tipo 2	Consumidor tipo 3
Eletricidade 	 Casal sem filhos consumo anual: 1 900 kWh, consumo em vazio 40% potência contratada 3,45 kVA	 Casal com dois filhos consumo anual 5 000 kWh consumo em vazio 40% potência contratada 6,9 kVA	 Casal com quatro filhos consumo anual 10 900 kWh consumo em vazio 40% potência contratada 13,8 kVA
Gás natural 	 Casal sem filhos e sem aquecimento central consumo anual: 138 m ³	 Casal dois com filhos e sem aquecimento central consumo anual: 292 m ³	 Casal com quatro filhos e com aquecimento central consumo anual: 640 m ³

13.2.1 OFERTAS COMERCIAIS DE GÁS NATURAL EM BP< NO 2.º TRIMESTRE DE 2023

A análise efetuada inclui a totalidade das ofertas comerciais, ou seja, para além das **ofertas padrão** (sem qualquer tipo de restrição), inclui as **ofertas condicionadas** (com condições contratuais que condicionam a subscrição ao público em geral, como por exemplo as ofertas que obrigam ao estabelecimento de parcerias com outras instituições ou as ofertas que obrigam ao cumprimento de outras condições).

⁶³ O simulador de preços de energia da ERSE compara as ofertas comerciais para os consumidores de eletricidade em Baixa Tensão Normal (potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA) e de gás natural em Baixa Pressão (consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³) em Portugal continental.

⁶⁴ Baseado nas ofertas disponíveis no simulador de preços de energia da ERSE durante a terceira semana de maio de 2023.

Abrange ainda, **ofertas com fidelização** (obrigam à permanência durante um período previamente estabelecido, com a existência de penalizações no caso de saída antecipada), **ofertas indexadas** (ofertas com mecanismos de indexação de preços aos mercados de energia grossistas) e **ofertas para novos clientes** (ofertas cujas condições de preço e condições comerciais apenas se aplicam a clientes que são contratados pela primeira vez pelo comercializador). Não são consideradas as ofertas comerciais com serviços adicionais obrigatórios.

13.2.1.1 OFERTAS DE GÁS NATURAL ⁶⁵

Para o **consumidor tipo 1**, considerando as ofertas de gás mais competitivas de cada um dos comercializadores, verifica-se que nenhum comercializador apresenta um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial de gás com menor fatura mensal para além da Tarifa Regulada, é da LuziGás (GÁS NATURAL) com um valor de 16,70 euro/mês. Esta oferta comercial tem um valor 23% superior ao da Tarifa Regulada.

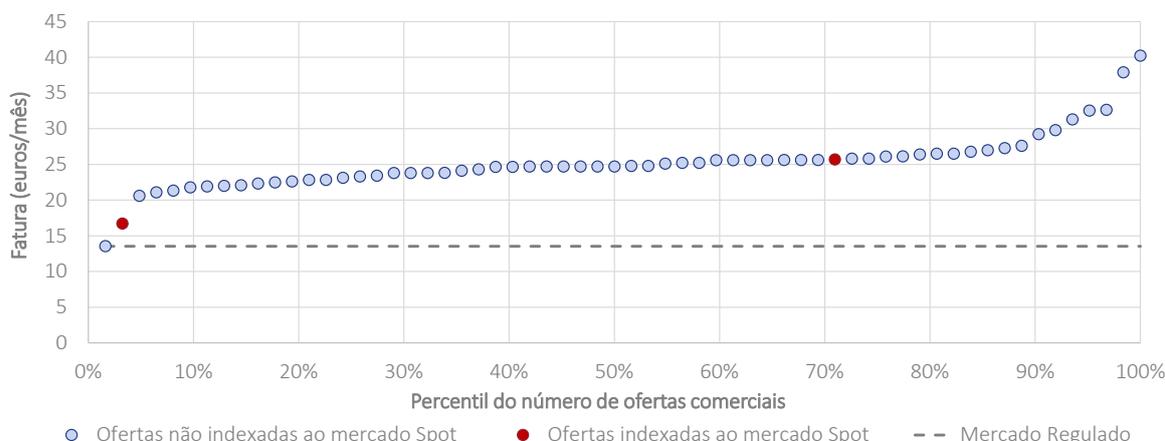
Quadro 13-1 - Ofertas de gás natural mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 1

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Ofertas comerciais
1	Mercado Regulado	13,54 €	Tarifa Mercado Regulado	Padrão
2	LuziGás	16,70 € (23%)	GÁS NATURAL	Indexada
3	Dourogás	20,60 € (52%)	Gás Natural - Adesão On-line	Padrão
4	GALP	21,07 € (56%)	Galp & Continente Gás Natural (DD)	Novos clientes, Condicionada
5	Endesa	21,32 € (57%)	Tarifa Simples	Condicionada
6	GoldEnergy	22,08 € (63%)	Monogás ACP 22	Condicionada
7	Audax Renovables	25,68 € (90%)	Classic Indexado 12 Meses	Condicionada, Fidelização, Indexada
8	Iberdrola	26,97 € (99%)	MAIS CASA (FE e DDC)	Padrão
9	EDP Comercial	29,78 € (120%)	Gás	Padrão
10	Eni Plenitude	31,29 € (131%)	TARIFA ROMA	Fidelização
11	G9 Energy	32,52 € (140%)	Casa Plus	Padrão
12	YES ENERGY	37,90 € (180%)	Mono Gás	Padrão
13	JAFPLUS	40,23 € (197%)	Casa Plus	Padrão

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais de gás natural disponibilizadas pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 1. Das 61 ofertas comerciais disponíveis, nenhuma apresenta um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

⁶⁵ Lista completa das ofertas para o [consumidor tipo 1](#), [consumidor tipo 2](#) e [consumidor tipo 3](#).

Figura 13-9 - Ofertas de gás natural – Consumidor tipo 1



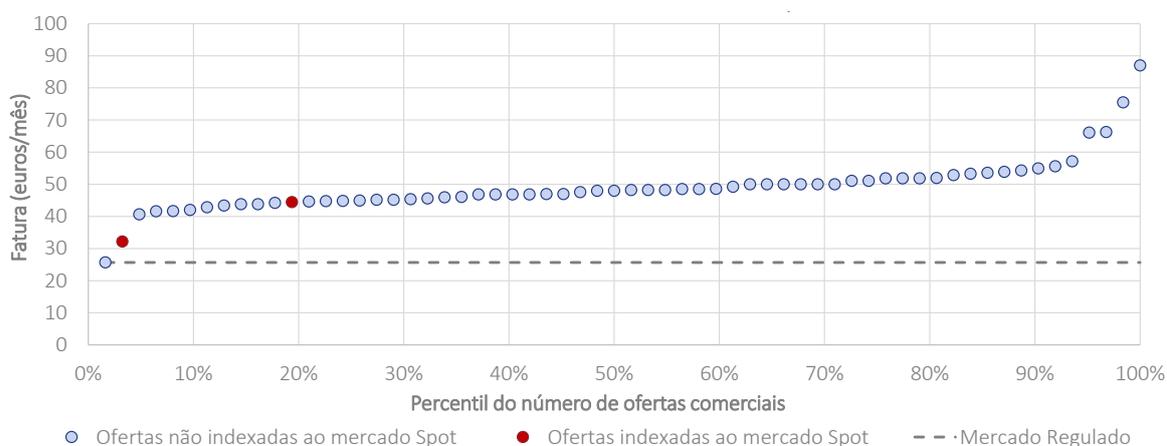
Para o **consumidor tipo 2**, considerando as ofertas de gás mais competitivas de cada um dos comercializadores, verifica-se que nenhum comercializador apresenta um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial de gás com menor fatura mensal para além da Tarifa Regulada, é da LuziGás (GÁS NATURAL) com um valor de 32,19 euro/mês. Esta oferta comercial tem um valor 25% superior ao da Tarifa Regulada.

Quadro 13-2 - Ofertas de gás natural mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 2

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Ofertas comerciais
1	Mercado Regulado	25,68 €	Tarifa Mercado Regulado	Padrão
2	LuziGás	32,19 € (25%)	GÁS NATURAL	Indexada
3	Endesa	40,64 € (58%)	Tarifa Simples	Condicionada
4	Dourogás	41,62 € (62%)	Gás Natural - Adesão On-line	Padrão
5	GALP	42,00 € (64%)	Galp & Continente Gás Natural (DD)	Novos clientes, Condicionada
6	Audax Renovables	44,46 € (73%)	Classic Indexado 12 Meses	Condicionada, Fidelização, Indexada
7	GoldEnergy	45,18 € (76%)	+ Cliente 22 Monogás com DD+FE	Padrão
8	Eni Plenitude	53,56 € (109%)	TARIFA ROMA	Fidelização
9	EDP Comercial	53,84 € (110%)	Gás	Padrão
10	Iberdrola	54,30 € (111%)	MAIS CASA (FE e DDC)	Padrão
11	G9 Energy	66,07 € (157%)	Casa Plus	Padrão
12	YES ENERGY	75,49 € (194%)	Mono Gás	Padrão
13	JAFPLUS	86,98 € (239%)	Casa Plus	Padrão

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais de gás natural disponibilizadas pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 2. Das 61 ofertas comerciais disponíveis, nenhuma apresenta um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

Figura 13-10 - Ofertas de gás natural – Consumidor tipo 2



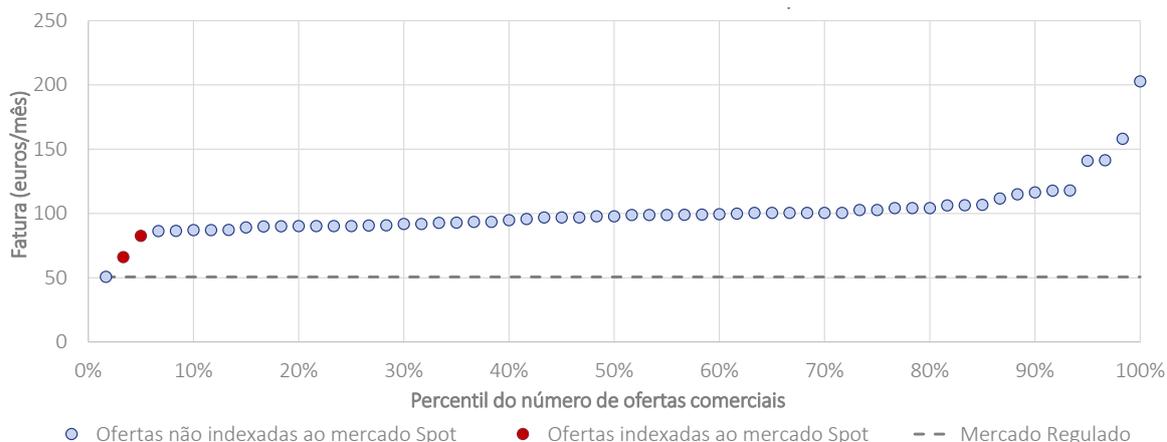
Para o **consumidor tipo 3**, considerando as ofertas de gás mais competitivas de cada um dos comercializadores, verifica-se que nenhum comercializador apresenta um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial de gás com menor fatura mensal para além da Tarifa Regulada, é da LuziGás (GÁS NATURAL) com um valor de 66,02 euro/mês. Esta oferta comercial tem um valor 30% superior ao da Tarifa Regulada.

Quadro 13-3 - Ofertas de gás natural mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 3

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Ofertas comerciais
1	Mercado Regulado	50,64 €	Tarifa Mercado Regulado	Padrão
2	LuziGás	66,02 € (30%)	GÁS NATURAL	Indexada
3	Audax Renovables	82,58 € (63%)	Classic Indexado 12 Meses	Condicionada, Fidelização, Indexada
4	GALP	86,27 € (70%)	Galp & Continente GN (DD)	Novos clientes, Condicionada
5	Dourogás	86,48 € (71%)	Gás Natural - Adesão On-line	Padrão
6	GoldEnergy	86,94 € (72%)	+ Cliente 22 Monogás com DD+FE	Padrão
7	Endesa	91,77 € (81%)	Tarifa e-gás	Condicionada
8	EDP Comercial	106,66 € (111%)	Gás	Padrão
9	Iberdrola	114,93 € (127%)	MAIS CASA (FE e DDC)	Padrão
10	Eni Plenitude	117,77 € (133%)	TARIFA ROMA	Fidelização
11	G9 Energy	140,88 € (178%)	Casa Plus	Padrão
12	YES ENERGY	158,06 € (212%)	Mono Gás	Padrão
13	JAFPLUS	202,80 € (300%)	Casa Plus	Padrão

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais de gás natural disponibilizadas pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 3. Das 59 ofertas comerciais disponíveis, nenhuma apresenta um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

Figura 13-11 - Ofertas de gás natural – Consumidor tipo 3

13.2.1.2 OFERTAS DUAIS⁶⁶

Para o **consumidor tipo 1**, o consumidor tipo 1, considerando as ofertas duais mais competitivas de cada um dos comercializadores, verifica-se que quatro comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial dual com menor fatura mensal é da Eni Plenitude (Tarifa Indexada) com um valor de 36,21 euro/mês, que corresponde a um desconto de 28% e uma poupança mensal de 13,95 euros em relação à Tarifa Regulada.

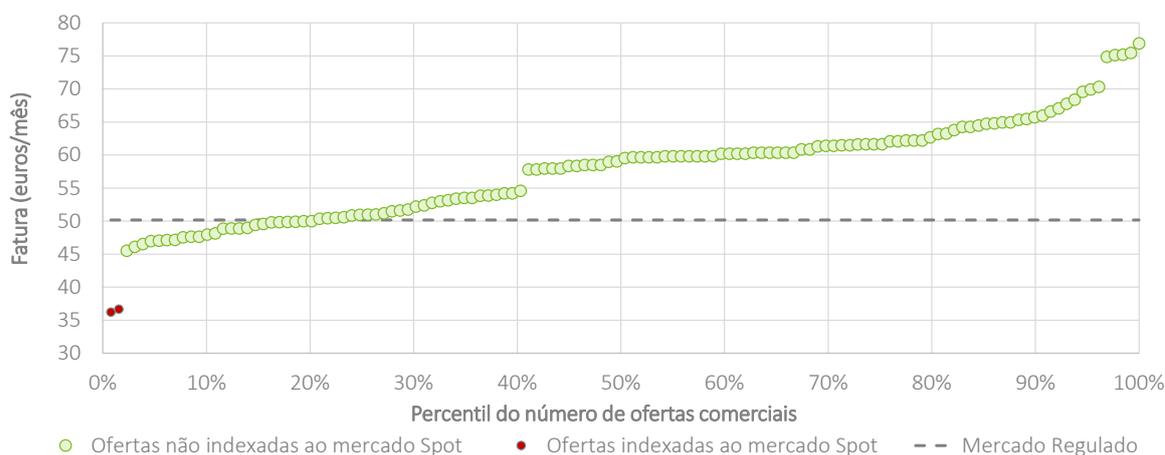
Quadro 13-4 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 1

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	Eni Plenitude	36,21 € (-28%)	Tarifa Indexada	Bi-horária	Fidelização, Indexada
2	GALP	45,51 € (-9%)	Galp & Continente ELE & GN (DD)	Bi-horária	Novos clientes, Condicionada
3	Endesa	46,95 € (-6%)	Tarifa Simples	Simples	Condicionada
4	GoldEnergy	49,56 € (-1%)	Dual ACP 23	Simples	Condicionada
5	Mercado Regulado	50,16 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
6	Repsol	53,14 € (6%)	VIVA MAIS	Bi-horária	Padrão
7	EDP Comercial	63,17 € (26%)	Gás + Eletricidade DD+FE - Digital 2023	Simples	Padrão
8	YES ENERGY	70,31 € (40%)	Dual	Simples	Padrão
9	G9 Energy	74,84 € (49%)	DUAL Casa Plus	Bi-horária	Padrão

⁶⁶ Lista completa das ofertas para o [consumidor tipo 1](#), [consumidor tipo 2](#) e [consumidor tipo 3](#).

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais duais disponibilizados pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 1. Das 129 ofertas comerciais 26 ofertas (20%) apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

Figura 13-12 - Ofertas duais – Consumidor tipo 1



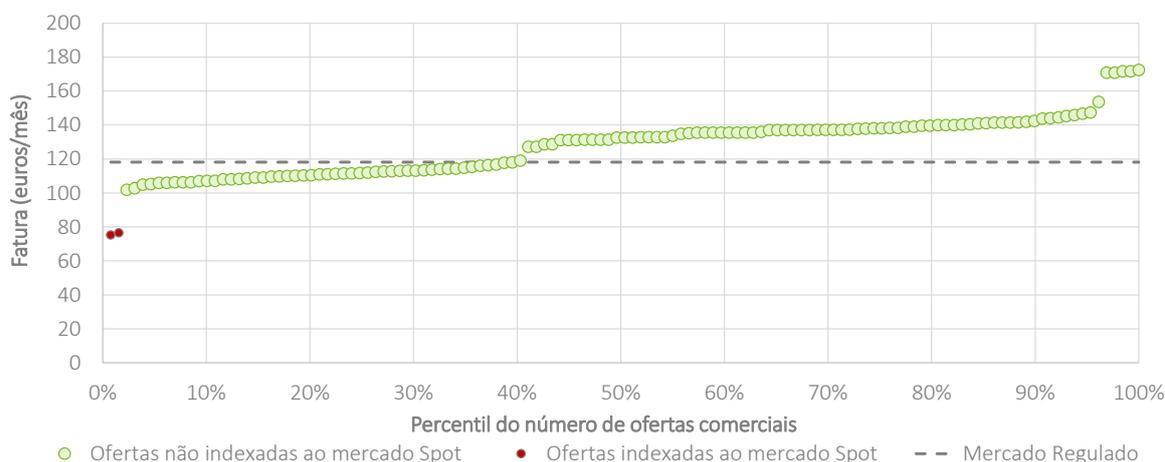
Para o **consumidor tipo 2**, considerando as ofertas duais mais competitivas de cada um dos comercializadores, verifica-se que cinco comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial dual com menor fatura mensal é da Eni Plenitude (Tarifa Indexada) com um valor de 75,29 euro/mês, que corresponde a um desconto de 36% e uma poupança mensal de 42,82 euros em relação à Tarifa Regulada.

Quadro 13-5 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 2

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	Eni Plenitude	75,29 € (-36%)	Tarifa Indexada	Bi-horária	Fidelização, Indexada
2	Endesa	101,79 € (-14%)	Tarifa Simples	Simples	Condicionada
3	Repsol	106,27 € (-10%)	VIVA MAIS	Bi-horária	Padrão
4	GALP	106,31 € (-10%)	Galp & Continente ELE & GN (DD)	Bi-horária	Novos clientes, Condicionada
5	GoldEnergy	112,45 € (-5%)	Dual ACP 23	Simples	Condicionada
6	Mercado Regulado	118,11 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
7	EDP Comercial	137,67 € (17%)	Gás + Eletricidade DD+FE - Digital 2023	Simples	Padrão
8	YES ENERGY	153,59 € (30%)	Dual	Simples	Padrão
9	G9 Energy	170,82 € (45%)	DUAL Casa Plus	Bi-horária	Padrão

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais duais disponibilizados pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 2. Das 129 ofertas comerciais 51 ofertas (40%) apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

Figura 13-13 - Ofertas duais – Consumidor tipo 2



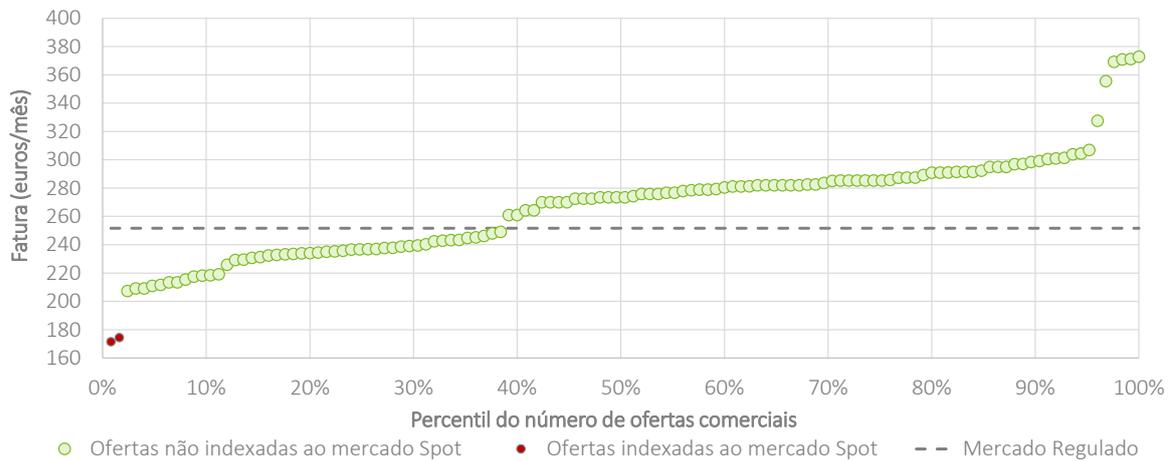
Para o **consumidor tipo 3**, considerando as ofertas duais mais competitivas de cada um dos comercializadores, verifica-se que cinco comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial dual com menor fatura mensal é da Eni Plenitude (Tarifa Indexada) com um valor de 171,39 euro/mês, que corresponde a um desconto de 32% e uma poupança mensal de 80,21 euros em relação à Tarifa Regulada.

Quadro 13-6 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 3

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	Eni Plenitude	171,39 € (-32%)	Tarifa Indexada	Bi-horária	Fidelização, Indexada
2	Repsol	207,26 € (-18%)	VIVA MAIS	Bi-horária	Padrão
3	Endesa	217,44 € (-14%)	Tarifa e-luz&gás	Bi-horária	Condicionada
4	GALP	225,79 € (-10%)	Galp & Continente ELE & GN (DD)	Bi-horária	Novos clientes, Condicionada
5	GoldEnergy	243,22 € (-3%)	Dual ACP 23	Simple	Condicionada
6	Mercado Regulado	251,60 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
7	EDP Comercial	285,00 € (13%)	Gás + Eletricidade DD+FE - Digital 2023	Bi-horária	Padrão
8	YES ENERGY	327,43 € (30%)	Dual	Simple	Padrão
9	G9 Energy	369,11 € (47%)	DUAL Casa Plus	Bi-horária	Padrão

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais duas disponibilizados pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 3. Das 125 ofertas comerciais 48 ofertas (38%) apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

Figura 13-14 - Ofertas duais – Consumidor tipo 3



13.2.2 EVOLUÇÃO DAS OFERTAS COMERCIAIS DE GÁS NATURAL EM BP<

13.2.2.1 EVOLUÇÃO DA FATURA MENSAL DAS OFERTAS DE GÁS NATURAL

Ao longo do período em análise, verifica-se que a oferta de gás de valor mínimo nunca é mais competitiva do que a tarifa do Mercado Regulado.

A partir do 4.º trimestre de 2022 o diferencial entre a oferta de gás de valor mínimo e a Tarifa Regulada aumenta significativamente, com os preços das ofertas de gás sempre superiores à Tarifa Regulada.

Figura 13-15 - Faturação mensal da oferta de gás natural mais competitiva – Consumidor tipo 1

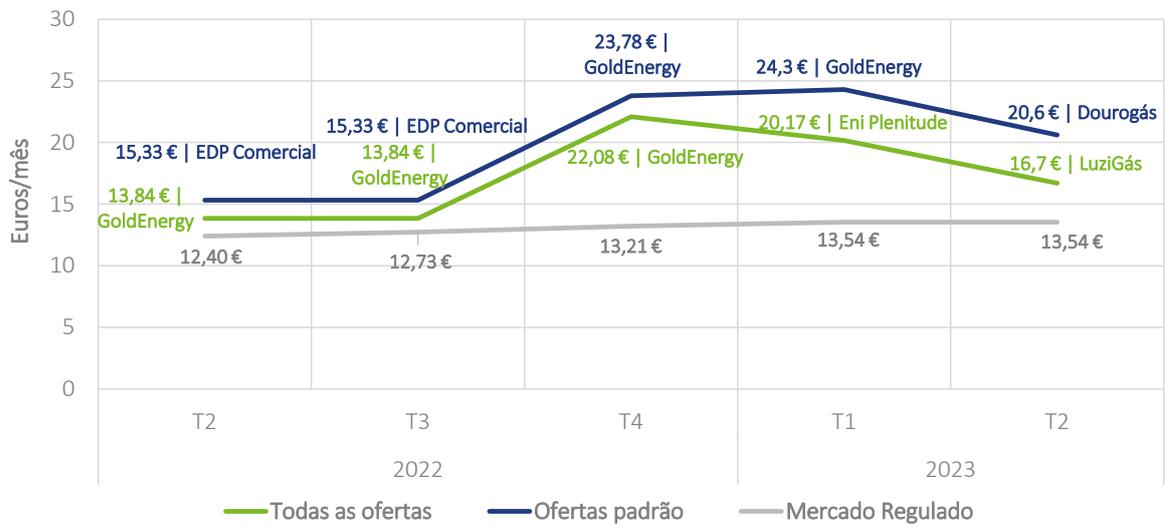


Figura 13-16 - Faturação mensal da oferta de gás natural mais competitiva – Consumidor tipo 2

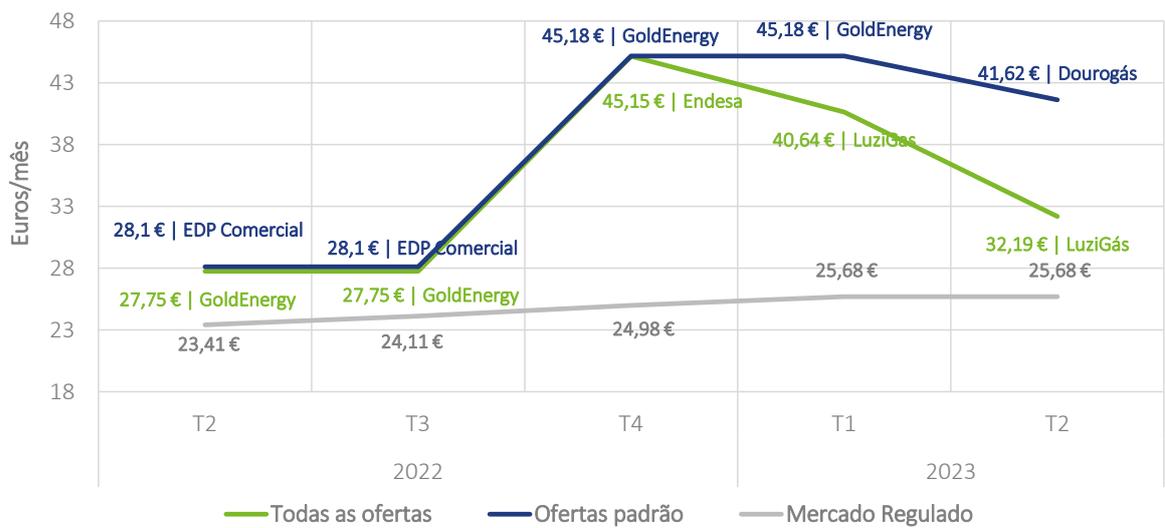
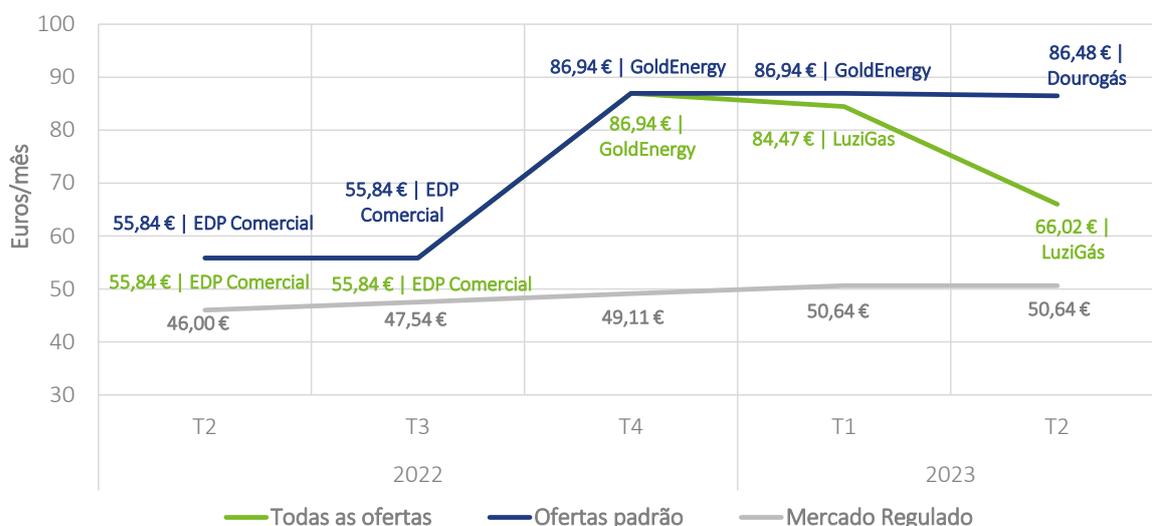


Figura 13-17 - Faturação mensal da oferta de gás natural mais competitiva – Consumidor tipo 3



13.2.2.2 EVOLUÇÃO DA FATURA MENSAL DAS OFERTAS DUAIS

Até ao 1.º trimestre de 2023, verifica-se que a oferta padrão de valor mínimo é sempre superior à tarifa do Mercado Regulado, para os três consumidores tipo. Apenas no 2.º trimestre de 2023, a oferta padrão apresenta um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

Tendo como base a totalidade das ofertas comerciais, verifica-se que o diferencial entre a melhor oferta e a Tarifa Regulada tem vindo a diminuir consideravelmente ao longo do período analisado, apresentando um preço superior ao da Tarifa Regulada, no 4.º trimestre de 2022, para os três consumidores tipo. No entanto, a partir do 1.º trimestre de 2023, os preços destas ofertas apresentam um decréscimo muito acentuado, com valores inferiores aos da Tarifa Regulada.

No 2.º trimestre de 2023, a diferença entre a melhor oferta dual e a oferta do Mercado Regulado corresponde a 13,85 euro/mês, 80,21 euro/mês e 35,61 euro/mês, para os consumidores tipo 1, 2 e 3, respetivamente, tendo por base a totalidade das ofertas comerciais.

Figura 13-18 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 1

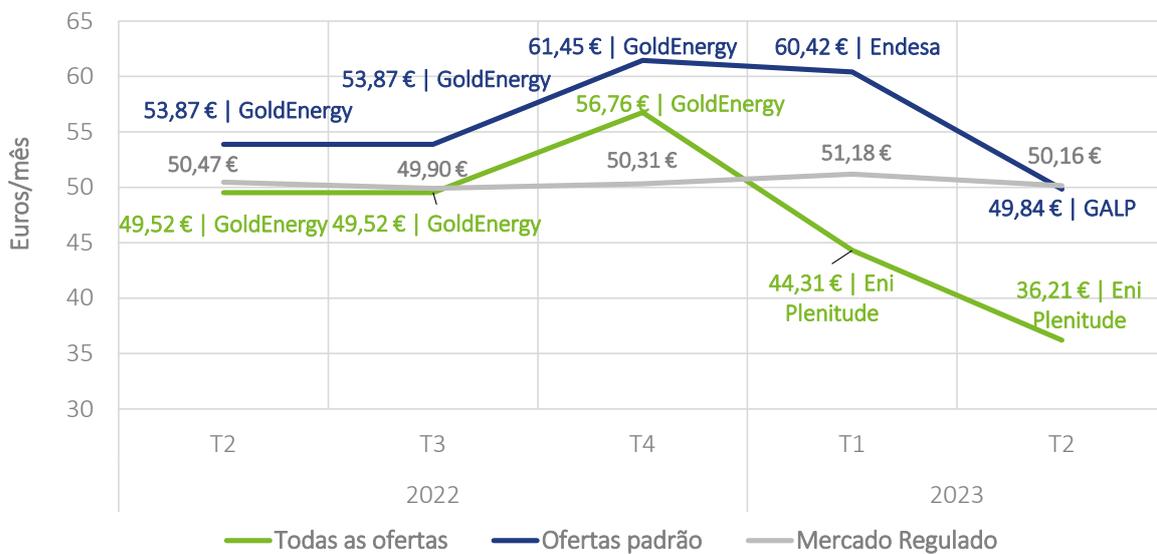


Figura 13-19 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 2

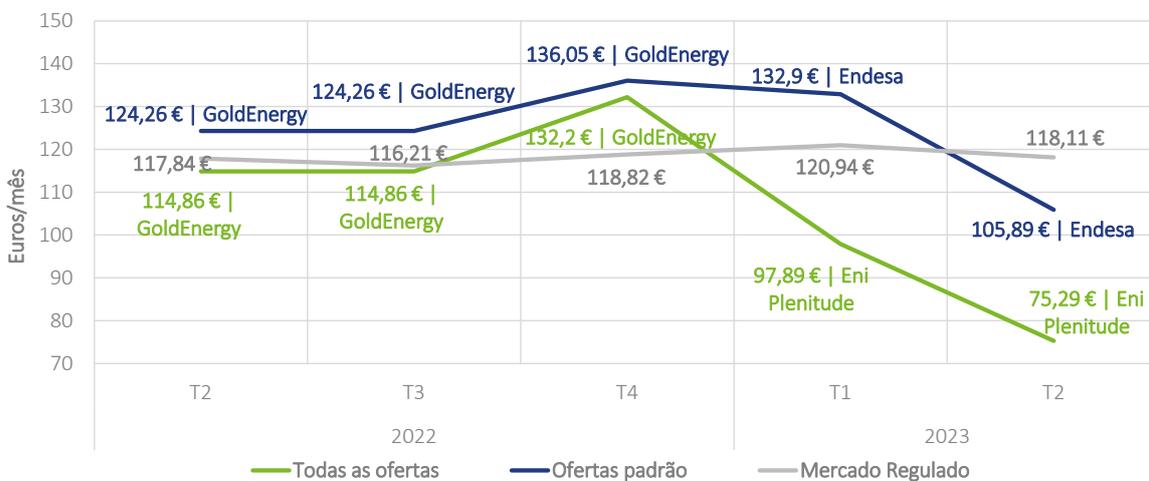
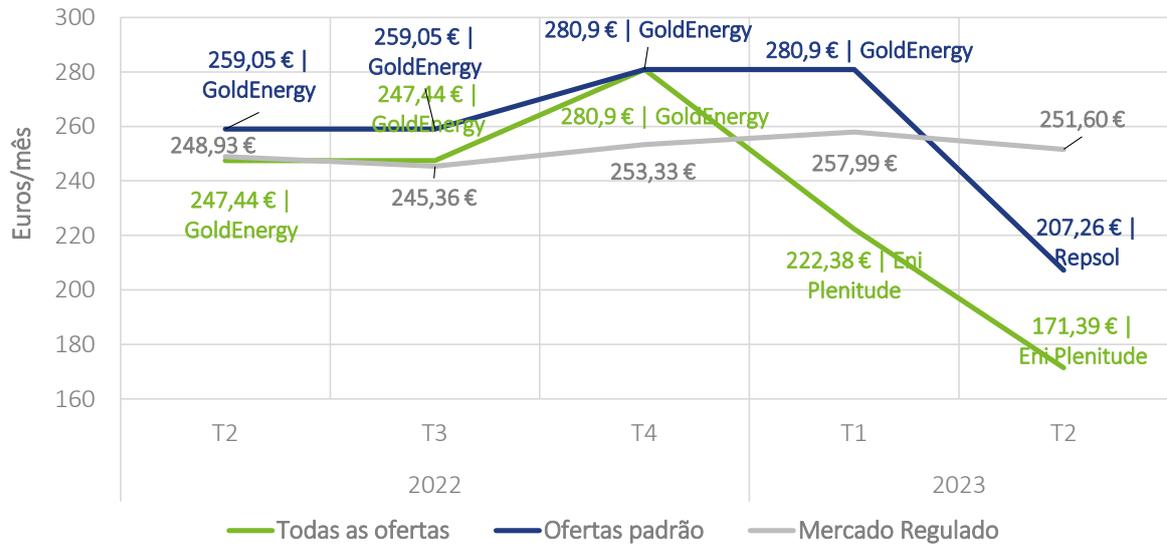


Figura 13-20 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 3



14 COMPARAÇÃO DE PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS DE GÁS EM PORTUGAL E ESPANHA

O presente capítulo compara os preços das tarifas de acesso às infraestruturas de gás em Portugal e Espanha. Como enquadramento é apresentado o atual quadro legal em Espanha (secção 14.1). Nas restantes secções é apresentada a comparação das tarifas reguladas nos dois países, ao nível do terminal de GNL (secção 14.2.1), do armazenamento subterrâneo (secção 14.2.2) e do acesso à rede de transporte (secção 14.2.3), sendo esta comparação efetuada para o ano gás 2022-2023 (ano gás em vigor) e para o ano gás 2023-2024 (próximo ano gás).

14.1 LEGISLAÇÃO EM ESPANHA

Em 11 de janeiro de 2019 foi aprovado o [Decreto-Lei Real 1/2019](#), com medidas para adequar as competências da Comissão Nacional de Mercados e Concorrência (CNMC), a entidade reguladora do setor do gás em Espanha, aos requisitos decorrentes da legislação da União Europeia no que diz respeito às Diretivas 2009/72/CE e 2009/73/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, sobre as regras comuns para o mercado interno de eletricidade e gás natural. Esse Decreto-Lei Real alterou o n.º 1 do artigo 7.º da [Lei 3/2013](#), de 4 de junho, atribuindo à CNMC a função de estabelecer, por meio de uma Circular, a metodologia de cálculo das tarifas e preços de acesso às infraestruturas de transporte, distribuição e regaseificação de gás.

Em 22 de julho de 2020, foi aprovada a [Circular 6/2020](#) da CNMC, com uma nova metodologia de cálculo das tarifas da rede de transporte, das redes locais e do serviço de regaseificação para o setor do gás.

Em maio de 2022, depois de um processo de consulta pública, foi publicada a [“Resolución de 19 de mayo de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación para el año de gas 2023”](#), que aprovou as tarifas para as infraestruturas de acesso aos serviços de regaseificação, rede de transporte e redes locais, em vigor de 1 de outubro de 2022 a 30 de setembro de 2023.

Em setembro de 2022 foi publicada a [“Orden TED/929/2022, de 27 de septiembre, por la que se establecen los cargos del sistema gasista y la retribución y los cánones de los almacenamientos subterráneos básicos para el año de gas 2023”](#), que aprovou as tarifas de acesso às instalações de armazenamento subterrâneo, vigentes no período de 1 de outubro de 2022 a 30 de setembro de 2023.

Recentemente, em abril de 2023, deu-se início em Espanha ao [processo de consulta pública](#) para a aprovação das tarifas para as infraestruturas de acesso aos serviços de regaseificação, rede de transporte e redes locais, a vigorar de 1 de outubro de 2023 a 30 de setembro de 2024.

14.2 ANÁLISE COMPARATIVA

Nesta análise comparativa das tarifas de acesso às infraestruturas de gás em Portugal e Espanha, são considerados dois horizontes temporais distintos.

É feita uma análise comparativa com as tarifas de acesso às infraestruturas em alta pressão em vigor no **ano gás 2022-2023**. Em Espanha, para as infraestruturas de acesso aos serviços de regaseificação, rede de transporte e rede local consideram-se as tarifas definidas na [“Resolución de 19 de mayo de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación para el año de gas 2023”](#). Para o Armazenamento Subterrâneo consideram-se as tarifas estabelecidas na [“Orden TED/929/2022, de 27 de septiembre, por la que se establecen los cargos del sistema gasista y la retribución y los cánones de los almacenamientos subterráneos básicos para el año de gas 2023”](#).

Simultaneamente, é feita uma análise comparativa com as tarifas de acesso às infraestruturas em alta pressão a vigorar no **ano gás 2023-2024**. Em Espanha, para as infraestruturas de acesso aos serviços de regaseificação, rede de transporte e rede local consideram-se as tarifas da proposta tarifária da CNMC ⁶⁷, que ainda aguardam pela aprovação final do regulador.

Até à data ainda não existe informação sobre a proposta de tarifas de armazenamento subterrâneo, em Espanha, para o novo ano gás 2023-2024. Neste contexto, apenas se faz a comparação destas tarifas para o ano gás 2022-2023.

⁶⁷ Veja-se o [processo de consulta pública](#).

14.2.1 TARIFA DE USO DO TERMINAL

Em Espanha, a metodologia de cálculo apresentada pela CNMC na Circular 6/2020 abrange os seguintes serviços prestados pelos terminais de GNL: receção ('*unloading*'), armazenamento, regaseificação, enchimento de camiões cisterna, '*ship reloading*', '*transhipment*', '*cooling down*' e '*virtual liquefaction*'.

Espanha introduziu um modelo de *Tanque Virtual de Balance-TVB*⁶⁸ em que é atribuída capacidade virtual de armazenamento de GNL, agregando as capacidades físicas dos seis terminais de GNL em funcionamento. Isto significa que, uma vez descarregado o GNL por um utilizador num determinado terminal (à sua escolha), o GNL é considerado como estando localizado no ponto virtual de GNL, independentemente do terminal de descarregamento. Os utilizadores dos terminais podem reservar e nomear capacidade de regaseificação virtual, o que significa que a regaseificação já não estará associada a nenhum terminal em particular, mas sim à capacidade de regaseificação de todo o sistema de GNL. Com a introdução deste modelo deixaram de existir preços diferenciados por terminal de GNL.

Em Espanha, de acordo com o estabelecido na Circular 6/2020, a tarifa de descarga de navios é uma tarifa binómia composta por um termo fixo, definido em EUR/navio, e por um termo variável, definido em EUR/kWh.

Em Portugal a tarifa de receção de GNL é uma tarifa monómia, com um termo de energia, definido em EUR/kWh.

No Quadro 14-1 apresentam-se os preços para a parcela de receção de GNL, em ambos os países, para o ano gás 2023-2024.

Quadro 14-1 - Preços da parcela de receção de GNL⁶⁹

PARCELA DE RECEÇÃO	PREÇOS PT	PREÇOS ES
Termo Fixo (EUR/navio)	-	3 946
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,000035	0,000024

⁶⁸ Veja-se a [Circular 8/2019](#), de 12 de dezembro, que estabelece a metodologia e condições de acesso e atribuição de capacidade no sistema de gás, e a [Circular 2/2020](#), de 9 de janeiro, que estabelece as normas de balanço de gás natural.

⁶⁹ Considera-se um barco de tamanho L: entre 75.000 m³ e 150.000 m³ de GNL.

Em Espanha, de acordo com o estabelecido na Circular 6/2020, a tarifa de Armazenamento de GNL é uma tarifa binómia composta por um termo de capacidade, definido em EUR/(kWh/dia)/ano, e por um termo variável, definido em EUR/kWh.

Em Portugal, a tarifa de Armazenamento de GNL é uma tarifa monómia, aplicável à totalidade de GNL armazenado, composta por um termo de capacidade, definido em EUR/(kWh/dia)/dia. A tarifa tem preços diferenciados de acordo com o prazo do produto de capacidade: anual, trimestral, mensal e diário (nas tarifas para o ano gás 2023-2024 os preços dos vários produtos são iguais).

No Quadro 14-2 apresentam-se os preços para a parcela de armazenamento de GNL, em ambos os países, para o ano gás 2023-2024.

Quadro 14-2 - Preço da parcela de armazenamento de GNL

PARCELA DE ARMAZENAMENTO	PREÇOS PT produto anual	PREÇOS PT produto trimestral	PREÇOS PT produto mensal	PREÇOS PT produto diário	PREÇOS ES produto anual
Termo de Capacidade (*)	0,00001735	0,00001735	0,00001735	0,00001735	0,000446
Termo de Energia (EUR/kWh)	-	-	-	-	0,000002

(*) EUR/(kWh/dia)/dia em PT e EUR/(kWh/dia)/ano em ES

Em Espanha, de acordo com o estabelecido na Circular 6/2020, a tarifa de Regaseificação é uma tarifa binómia composta por um termo de capacidade, definido em EUR/(kWh/dia)/ano, e por um termo variável, definido em EUR/kWh.

Em Portugal, a tarifa de Regaseificação é igualmente uma tarifa binómia composta por um termo de capacidade, definido em EUR/(kWh/dia)/dia, e por um termo de energia, definido em EUR/kWh. O termo de capacidade apresenta preços diferenciados, de acordo com o prazo do produto de capacidade: anual, trimestral, mensal, diário e intradiário.

No quadro seguinte apresentam-se os preços para a parcela de regaseificação de GNL, em Portugal e Espanha, para o ano gás 2023-2024, não sendo considerado o produto intradiário de Portugal.

Quadro 14-3 - Preços da parcela de regaseificação de GNL

PARCELA REGASEIFICAÇÃO	PREÇOS PT produto anual	PREÇOS PT produto trimestral	PREÇOS PT produto mensal	PREÇOS PT produto diário	PREÇOS ES produto anual
Termo de Capacidade (*)	0,00010749	0,00013973	0,00016123	0,00021497	0,015644
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00010091	0,00010091	0,00010091	0,00010091	0,000183

(*) EUR/(kWh/dia)/dia em PT e EUR/(kWh/dia)/ano em ES

Em Espanha, tal como em Portugal, existem contratos de curta duração na utilização do terminal através da aplicação de multiplicadores aos termos de capacidade contratada dos serviços de Regaseificação e de Armazenamento de GNL.

De acordo com o estabelecido no artigo 32.º, n.º 1, da Circular 6/2020, os multiplicadores aplicáveis aos contratos trimestrais, mensais e diários são calculados de forma que, atendendo ao perfil de consumo diário previsto para o serviço, a faturação de cada um destes contratos é equivalente ao que resultaria do contrato anual. Os multiplicadores dos contratos trimestrais e mensais não podem ter valores inferiores a 1,0 nem superiores a 1,5. Os multiplicadores dos contratos diários não podem ter valores inferiores a 1,0 nem superiores a 3,0.

Por outro lado, o artigo 32.º, n.º 2, da Circular 6/2020 estabelece que o multiplicador associado ao contrato intradiário será o resultado do produto do multiplicador diário por um coeficiente que resulta para uma duração do contrato intradiário de 12 horas. O multiplicador aplicável aos contratos intradiários com uma duração superior ou igual a 24 horas é igual ao multiplicador diário.

No Quadro 14-4 apresentam-se os multiplicadores a aplicar aos contratos de curta duração do serviço de Regaseificação e Armazenamento de GNL, para o ano gás 2023-2024, e calculados de acordo com a metodologia estabelecida na Circular 6/2020.

Quadro 14-4 - Multiplicadores a aplicar nos contratos de curta duração em Espanha

	Trimestral	Mensal	Diário	Intradiário
Armazenamento GNL	1,2	1,3	1,5	5,2
Regaseificação	1,2	1,3	1,7	6,7

Nas figuras seguintes comparam-se as estruturas de pagamentos das tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL em Portugal e Espanha. Considerou-se um perfil de utilização idêntico ao do Terminal de Sines, previsto para o ano gás 2023-2024.

Verifica-se que no ano gás 2023-2024 em Espanha existe uma estrutura de custos de capacidade inferior à de Portugal, com um valor da capacidade contratada de regaseificação de GNL cerca de 0,4 vezes os valores da capacidade contratada de regaseificação de GNL no Terminal de Sines. A componente variável da energia de receção (incluindo a descarga de navios em Espanha) e da energia de regaseificação é, em Espanha, cerca de 1,6 vezes o valor equivalente no Terminal de Sines. Importa referir que a estrutura de custos em Espanha, face à estrutura de custos em Portugal, inverteu-se no ano gás 2023-2024.

Figura 14-1 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha, no ano gás 2023-2024

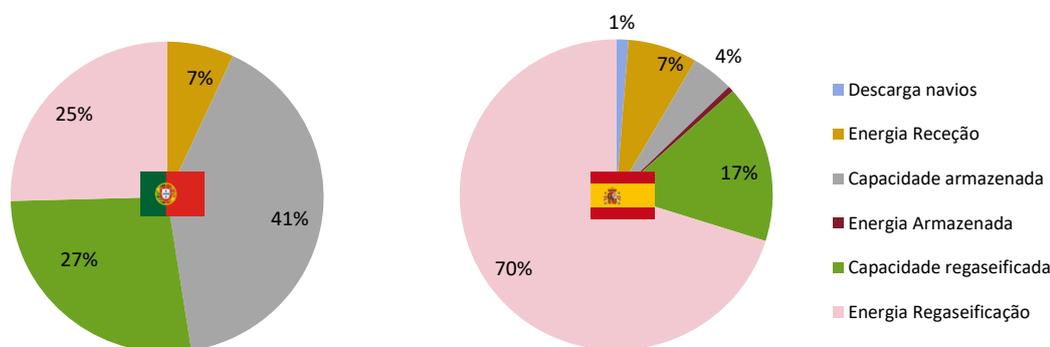
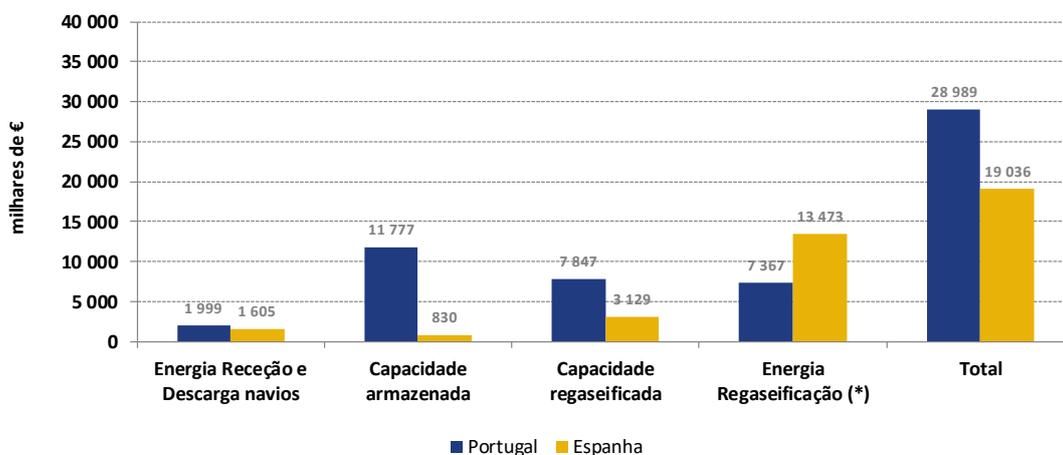


Figura 14-2 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha, no ano gás 2023-2024



(*) Inclui parcela de faturação de energia do Armazenamento de GNL

Nas figuras seguintes apresenta-se a evolução dos preços de utilização dos terminais de GNL em Portugal e em Espanha, em função do número anual de navios metaneiros que descarregam a sua carga de GNL, para os anos gás 2022-2023 e 2023-2024.

Nesta análise foram considerados navios metaneiros com uma carga média de aproximadamente 1 TWh (136 000 m³ GNL) e com um tempo médio de regaseificação de 14 dias. Assume-se ainda que cada utilizador do terminal regaseifica a totalidade do GNL logo de imediato à sua descarga, sem haver lugar à aplicação de penalidades.

Em Portugal são considerados cenários distintos: a utilização do terminal através de um contrato com duração igual a 1 ano (produto anual) e a utilização do terminal através de três contratos com duração inferior a 1 ano (produto trimestral, produto mensal e produto diário).

Em Espanha, para além do contrato base, com duração superior ou igual a 1 ano, são também considerados contratos trimestrais, mensais e diários, com a aplicação dos respetivos multiplicadores.

Figura 14-3 - Comparação do preço de utilização do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha (produto anual)

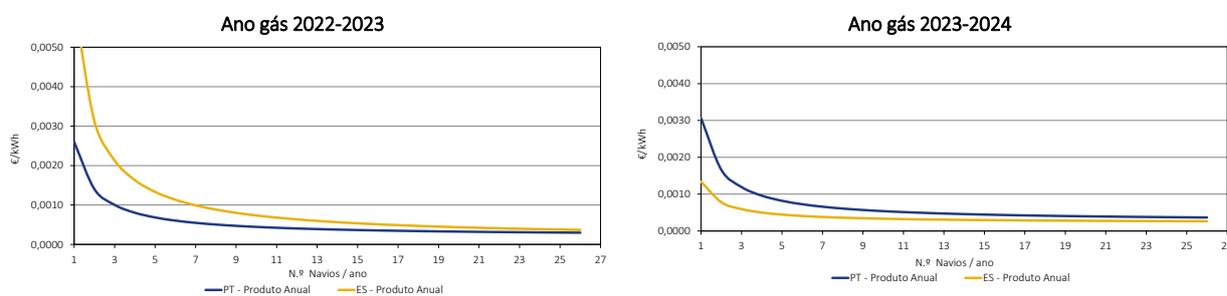


Figura 14-4 - Comparação do preço de utilização do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha (produto trimestral)

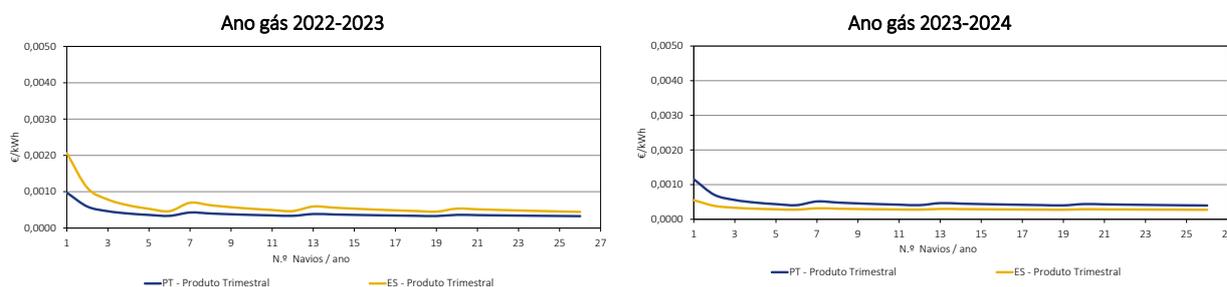


Figura 14-5 - Comparação do preço de utilização do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha (produto mensal)

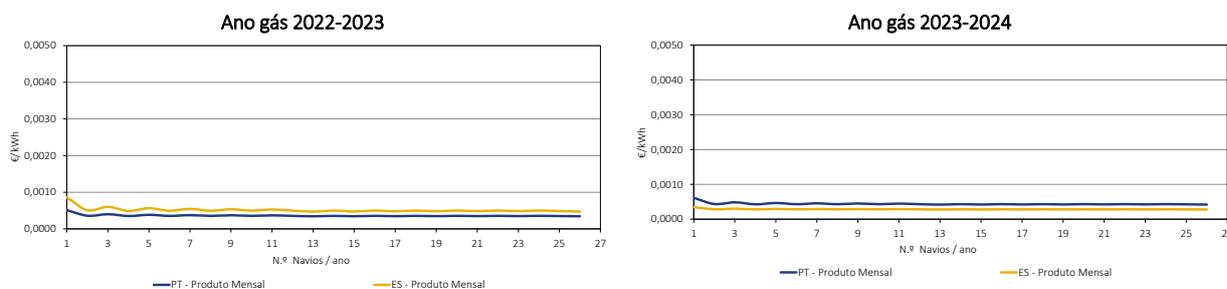
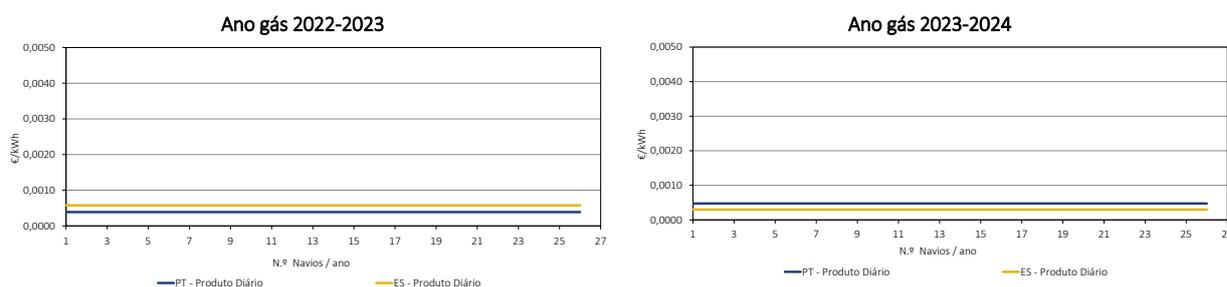


Figura 14-6 - Comparação do preço de utilização do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha (produto diário)



No ano gás 2022-2023, o terminal de GNL em Portugal é mais competitivo do que em Espanha, com preços médios de utilização sempre inferiores aos de Espanha, sendo que existe uma perda de competitividade para valores de modulação mais elevados, onde os preços se aproximam bastante nos produtos anual, trimestral e mensal.

No ano gás 2023-2024 em Portugal verifica-se um acréscimo dos preços médios de utilização do terminal de GNL, enquanto que em Espanha se verifica uma descida acentuada da componente fixa dos preços médios de utilização do terminal de GNL (custo de descarga de navios, o termo de capacidade de armazenamento de GNL e o termo de capacidade de regaseificação de GNL) e uma subida da componente variável dos preços médios de utilização do terminal de GNL.

Desta forma, verifica-se que no ano gás 2023-2024, o terminal de GNL em Portugal passa a ser menos competitivo do que em Espanha, quer para o produto anual, quer para os produtos de curta duração.

14.2.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO ⁷⁰

Na legislação em Espanha, o artigo 63.º, n.º 2, da [Lei 18/2014](#), de 15 de outubro, na sua redação dada pelo [Decreto-Lei Real 1/2019](#), de 11 de janeiro, determina que compete ao Ministério da Transição Ecológica e do Desafio Demográfico, na sequência de um relatório da CNMC, a aprovação da remuneração anual das empresas operadoras do armazenamento subterrâneo básico de gás natural.

Da mesma forma, o artigo 92.º, n.º 1, da [Lei 34/1998](#), de 7 de outubro, do setor de hidrocarbonetos, na sua redação dada pelo [Decreto-Lei Real 1/2019](#), de 11 de janeiro, atribui a titularidade ao Ministério da Transição Ecológica e do Desafio Demográfico, com o acordo prévio da Comissão Delegada do Governo para os Assuntos Económicos, da aprovação dos preços de acesso às instalações subterrâneas básicas de armazenamento subterrâneo.

Em Espanha, de acordo com o estabelecido [Real Decreto 1184/2020](#), a tarifa de Armazenamento Subterrâneo é uma tarifa trinómia composta por um termo de capacidade aplicável à capacidade de armazenamento contratada, definido em EUR/(kWh/dia)/ano, e por dois termos variáveis aplicáveis ao gás injetado e extraído, definidos em EUR/(kWh/dia)/ano.

Em Portugal a tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo é igualmente uma tarifa trinómia composta por um termo de capacidade aplicável à capacidade contratada de armazenamento, definido em EUR/(kWh/dia)/dia, e por dois termos variáveis aplicáveis ao volume de gás injetado e extraído, definidos em EUR/kWh.

⁷⁰ A análise comparativa do Armazenamento Subterrâneo é feita para o ano gás 2022-2023 pois não se conhecem as tarifas associadas à utilização desta infraestrutura em Espanha, para o novo ano gás 2023-2024.

No quadro seguinte apresentam-se os preços para a tarifa de Armazenamento Subterrâneo, em Portugal e Espanha, no ano gás 2022-2023.

Quadro 14-5 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	PREÇOS PT produto anual	PREÇOS PT produto trimestral	PREÇOS PT produto mensal	PREÇOS PT produto diário	PREÇOS ES produto anual
Termo de Injeção (*)	0,00009226	0,00009226	0,00009226	0,00009226	0,213891
Termo de Extração (*)	0,00009226	0,00009226	0,00009226	0,00009226	0,382193
Termo de Capacidade (**)	0,00001233	0,00001233	0,00001294	0,00001356	0,002909

(*) EUR/kWh em PT e EUR/(kWh/dia)/ano em ES
 (**) EUR/(kWh/dia)/dia em PT e EUR/(kWh/dia)/ano em ES

Em Portugal o termo de capacidade da tarifa de Armazenamento Subterrâneo tem preços diferenciados de acordo com o prazo do produto de capacidade: anual, trimestral, mensal e diário (nas tarifas para o ano gás 2022-2023 os preços do produto anual e trimestral são iguais).

Em Espanha, de acordo com o estabelecido no ponto 2 do artigo 3.º da Orden TED/1023/2021, aplicam-se multiplicadores trimestrais, mensais, diários e intradiários aos contratos de acesso ao serviço de Armazenamento Subterrâneo, com diferenciação mensal. No Quadro 14-6 apresentam-se os multiplicadores a aplicar aos diferentes tipos de contrato, para o ano gás 2022-2023.

Quadro 14-6 - Multiplicadores a aplicar nos contratos de curta duração

Mês	Produto Trimestral	Produto Mensal	Produto Diário	Produto Intradiário
Janeiro	1,0	1,3	1,6	2,4
Fevereiro		1,1	1,3	2,1
Março		1,0	1,2	1,9
Abril	1,0	1,1	1,3	2,1
Maiο		1,1	1,3	2,1
Junho		1,1	1,3	2,1
Julho	1,3	1,3	1,6	2,4
Agosto		1,5	1,8	2,8
Setembro		1,6	2,0	3,0
Outubro	1,4	1,6	2,0	3,0
Novembro		1,5	1,8	2,8
Dezembro		1,5	1,8	2,8

Na Figura 14-7 e na Figura 14-8 é feita a comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo em Portugal e Espanha, considerando um perfil de utilização de 365 dias (12 meses de armazenamento), correspondente ao produto anual.

Assume-se que a energia injetada é igual à energia extraída, tendo-se assumido o valor da capacidade máxima de injeção do armazenamento subterrâneo do Carriço (23 800 MWh/dia). Considerou-se que esta quantidade de energia permanece durante 365 dias nesta infraestrutura, assumindo-se assim um valor para a capacidade contratada de armazenamento de 23 800 MWh/dia.

Na análise comparativa verifica-se que o custo unitário do armazenamento subterrâneo em Espanha é mais vantajoso do que em Portugal, resultado de uma estrutura de custos de capacidade mais favorável em Espanha.

Figura 14-7 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha, no ano gás 2022-2023

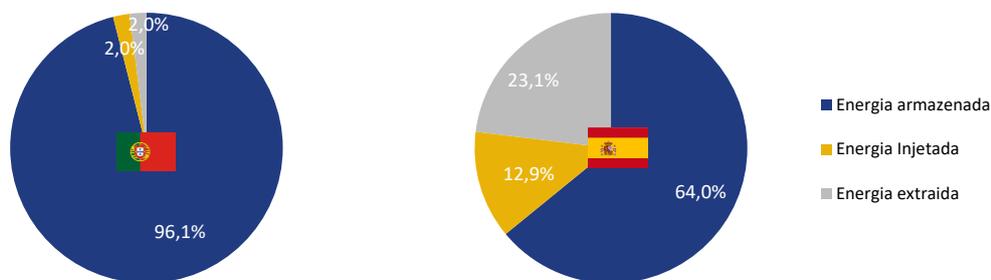
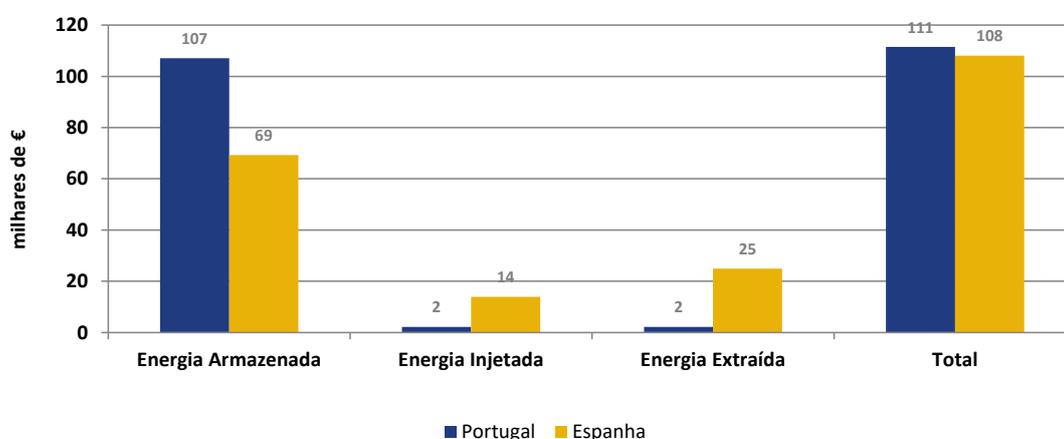


Figura 14-8 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha, no ano gás 2022-2023



Da Figura 14-9 à Figura 14-12 apresentam-se os preços médios de acesso ao Armazenamento Subterrâneo em Portugal e Espanha, em função do número de dias de armazenamento, assumindo os pressupostos descritos anteriormente, em relação à energia injetada, energia extraída e capacidade contratada de armazenamento.

Em Portugal para além do produto anual são também considerados os produtos trimestral, mensal e diário. Em Espanha, para além do contrato base, com duração superior ou igual a 1 ano, são também considerados contratos trimestrais, mensais e diários, com a aplicação dos respetivos multiplicadores ao termo de capacidade contratada e aos termos de injeção e extração do Armazenamento Subterrâneo. Para cada um destes contratos com duração inferior a 1 ano, em Espanha, são considerados valores médios dos multiplicadores identificados no Quadro 14-6.

Da análise das figuras verifica-se que a tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo é ligeiramente mais vantajosa em Espanha do que em Portugal, para o contrato anual. Nos contratos de curta duração verifica-se que a utilização do armazenamento subterrâneo em Portugal é mais competitiva do que em Espanha.

Figura 14-9 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto anual)

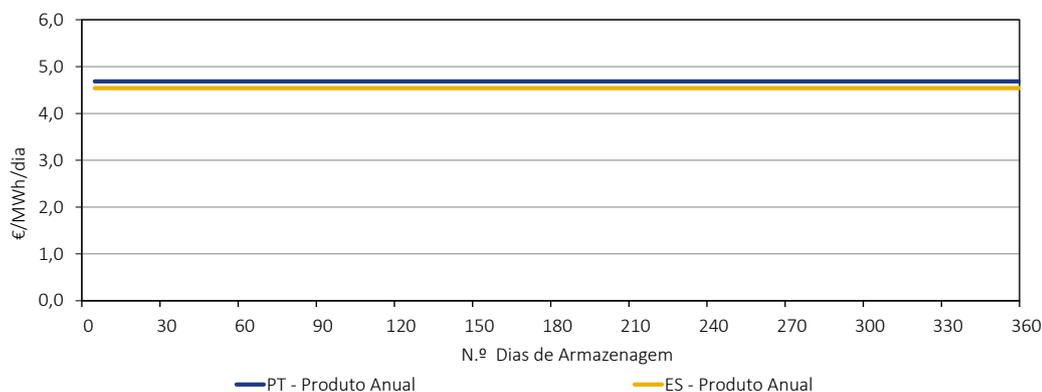


Figura 14-10 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto trimestral)

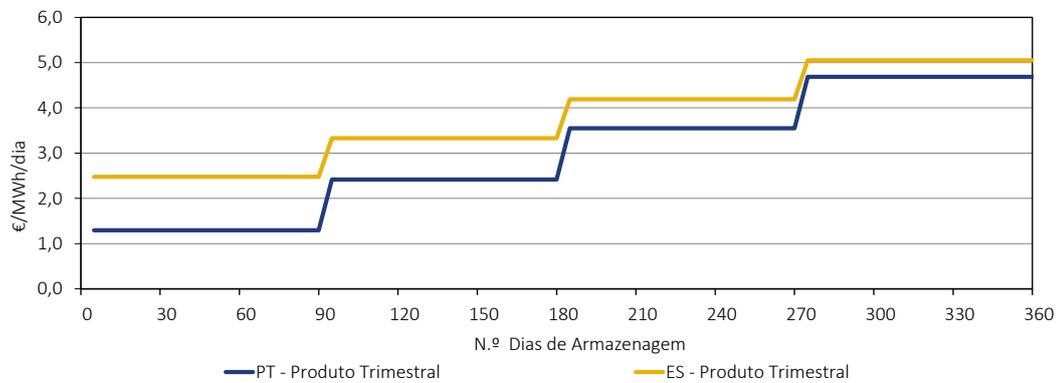


Figura 14-11 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto mensal)

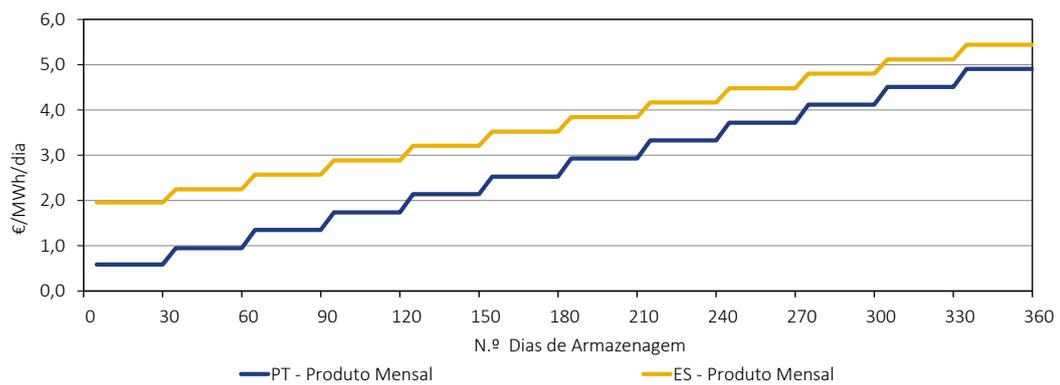
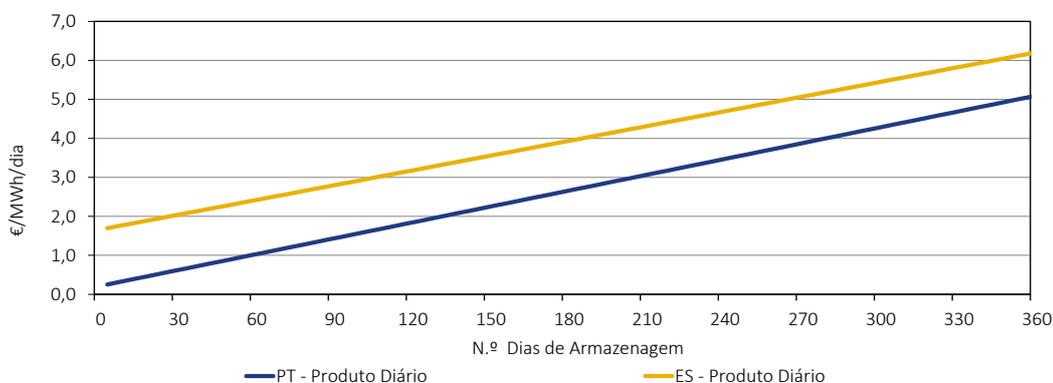


Figura 14-12 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto diário)



14.2.3 TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DE TRANSPORTE

Em Espanha, a partir do ano gás 2021-2022, com início a 1 de outubro de 2021, a CNMC passou a aplicar a nova metodologia de cálculo para as tarifas de transporte, passando de um modelo do tipo selo postal para a metodologia da distância ponderada pela capacidade.

A metodologia da distância ponderada pela capacidade corresponde à aplicação direta da metodologia definida no artigo 8.º do Código de Rede de Tarifas. Anteriormente, Espanha seguia um modelo do tipo selo postal, em que os pontos de entrada e os pontos de saída apresentavam preços uniformes. A nova metodologia, ao utilizar como indutores de custos as distâncias entre pontos e as capacidades previstas de cada ponto, estabelece preços diferenciados para cada ponto de entrada e saída.

O Quadro 14-7 resume as principais características da metodologia de cálculo das tarifas de transporte em Espanha, comparando-as com a metodologia adotada em Portugal, para o ano gás 2023-2024.

Quadro 14-7 - Metodologias de cálculo das tarifas de transporte em Espanha e Portugal

	Espanha	Portugal
Metodologia de Preço de Referência	Metodologia da distância ponderada pela capacidade	Metodologia modificada da distância ponderada pela capacidade
Divisão entrada-saída	50% - 50%	28% - 72%
Divisão capacidade-energia	80% - 20%	100% - 0%
Descontos nos pontos de interface com instalações de armazenamento	100% (entrada e saída)	100% (entrada e saída)
Descontos nas entradas a partir de instalações de GNL	13,9%	-

Fonte: Informação para Espanha com base na [página](#) da CNMC. No caso de Espanha, a divisão de entrada-saída de 50%-50% deve ser atingida gradualmente até ao ano gás 2025-2026, assumindo uma divisão de 40%-60% no ano gás 2023-2024.

Para a análise comparativa das tarifas de Acesso às Redes de transporte consideram-se, em Espanha, as tarifas aplicáveis nas redes de transporte de influência local (gasodutos de transporte utilizados fundamentalmente para o fornecimento local de gás natural, com uma pressão de fornecimento superior ou igual a 60 bar) e nas redes de transporte secundário (redes de transporte de gás para fornecimentos com pressões compreendidas entre 16 e 60 bar).

Em Espanha, de acordo com o estabelecido na Circular 6/2020, a tarifa de acesso às redes da rede de transporte e distribuição, aplicada aos clientes finais, é uma tarifa binómia composta por um termo de capacidade contratada, definido em EUR/(kWh/dia)/ano, e por um termo variável, definido em EUR/kWh, com diferenciação de preços através de 11 bandas de consumo anual.

No Quadro 14-8 apresentam-se os preços da tarifa de acesso às redes de transporte e distribuição, em Espanha, para o ano gás 2023-2024, para as instalações com telecontagem, com uma diferenciação de tarifas por pressão de ligação à rede (≤ 4 bar e >4 bar) para alguns escalões de consumo (RL5, RL6 e RL7).

**Quadro 14-8 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte e Distribuição, em Espanha
(instalações com telecontagem)**

	Nível de pressão	Capacidade Contratada	Energia	Escalão de consumo
	(bar)	€/((kWh/día)/ano)	€/kWh	(kWh)
RL1		3,231338	0,001905	C ≤ 5.000
RL2		2,289438	0,001858	5.000 < C ≤ 15.000
RL3		2,071929	0,001832	15.000 < C ≤ 50.000
RL4		1,923992	0,001832	50.000 < C ≤ 300.000
RLTB5	≤ 4 bar	1,036147	0,005843	300.000 < C ≤ 1.500.000
RLTA5	> 4 bar	1,322448	0,001481	300.000 < C ≤ 1.500.000
RLTB6	≤ 4 bar	1,311807	0,001382	1.500.000 < C ≤ 5.000.000
RLTA6	> 4 bar	0,921235	0,001224	1.500.000 < C ≤ 5.000.000
RLTB7	≤ 4 bar	0,683945	0,000907	5.000.000 < C ≤ 15.000.000
RLTA7	> 4 bar	0,485676	0,000896	5.000.000 < C ≤ 15.000.000
RL8		0,405090	0,000684	15.000.000 < C ≤ 50.000.000
RL9		0,157522	0,000474	50.000.000 < C ≤ 150.000.000
RL10		0,150770	0,000389	150.000.000 < C ≤ 500.000.000
RL11		0,120833	0,000094	C > 500.000.000

No Quadro 14-9 apresentam-se os multiplicadores a aplicar aos contratos de curta duração em Espanha, no ano gás 2023-2024. Estes multiplicadores aplicam-se ao termo de capacidade contratada da tarifa de acesso às redes da rede de transporte e distribuição, de acordo com o período de duração do contrato em causa. Importa referir que em Espanha as capacidades contratadas com prazos inferiores a 1 ano podem ser adicionadas a capacidades contratadas com prazos superiores a 1 ano, para o mesmo ponto de fornecimento, somente entre os meses de abril e setembro (período de 6 meses).

Quadro 14-9 - Multiplicadores a aplicar nos contratos de curta duração

Mês	Trimestral	Mensal	Diário	Intradiário
janeiro	1,34	1,84	2,12	5,37
fevereiro	1,34	1,32	1,52	3,85
março	1,34	1,30	1,50	3,80
abril	1,02	1,09	1,25	3,18
maio	1,02	1,00	1,15	2,91
junho	1,02	1,11	1,28	3,24
julho	1,20	1,28	1,48	3,74
agosto	1,20	1,17	1,35	3,41
setembro	1,20	1,19	1,37	3,47
outubro	1,24	1,20	1,39	3,52
novembro	1,24	1,55	1,79	4,52
dezembro	1,24	1,57	1,81	4,58

Em Portugal, a tarifa de acesso à rede de transporte em alta pressão (AP) para entrega a clientes em AP e para entrega a produtores de eletricidade em regime ordinário, designada por tarifa de Acesso às Redes

em AP, tem opções tarifárias distintas: contrato de Longas Utilizações, contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão (opção Flexível Anual), contrato exclusivamente mensal (opção Flexível Mensal) e contrato diário (opção Flexível Diária).

Em todas estas opções tarifárias existe um termo de energia, definido em EUR/kWh, e um ou mais termos de capacidade, em EUR/(kWh/dia)/dia. No documento de “Tarifas e Preços de Gás para o ano gás 2023-2024” (capítulo 3.6.1) apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes em AP, para as diferentes opções tarifárias disponíveis, para o ano gás 2023-2024.

14.2.3.1 COMPARAÇÃO DE PREÇOS PARA MODULAÇÕES CONSTANTES E DIFERENTES NÍVEIS DE CONSUMO

Na Figura 14-13 e na Figura 14-14 apresentam-se os preços da tarifa de Acesso às Redes em AP, em Portugal e Espanha, para diferentes valores de consumo anual e para modulações constantes de 209 dias (clientes industriais em AP na opção Longas Utilizações, no ano gás 2023-2024 – valor previsto) e 153 dias (centros electroprodutores na opção Flexível Anual, no ano gás 2023-2024 – valor previsto). A análise comparativa é feita para os dois anos gás 2022-2023 e 2023-2024.

Figura 14-13 - Comparação das tarifas de Acesso às Redes em AP em Portugal e Espanha (modulação de 209 dias)

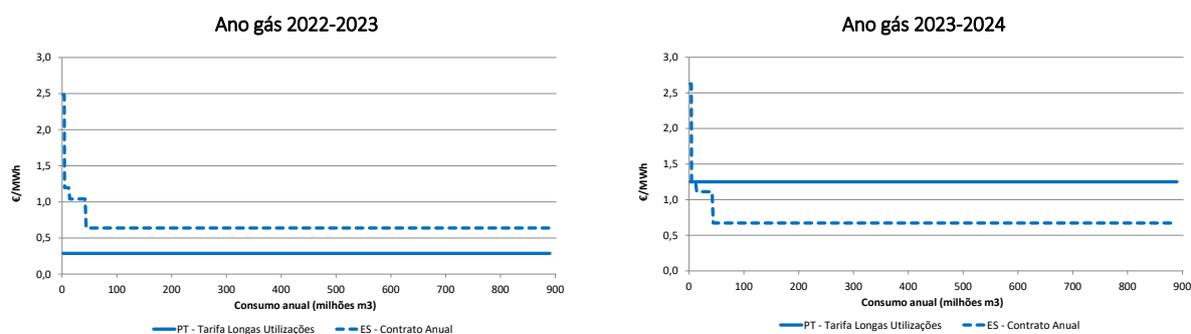
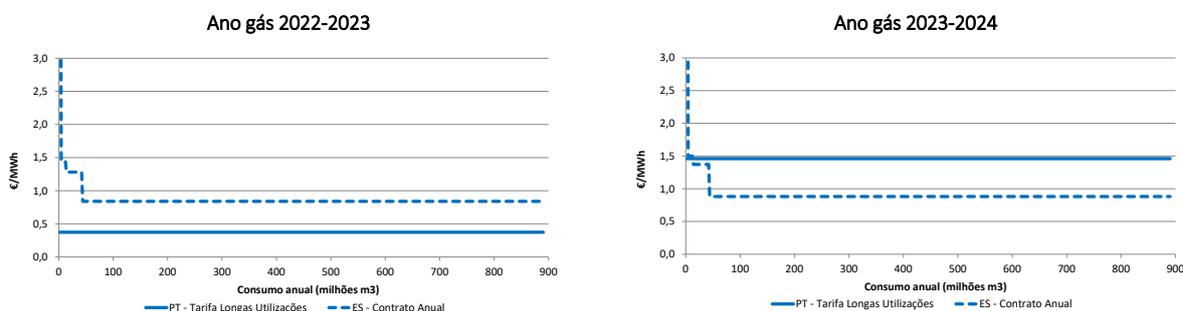


Figura 14-14 - Comparação das tarifas de Acesso às Redes em AP em Portugal e Espanha
(modulação de 153 dias)



No ano gás 2022-2023 verifica-se que os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de AP em Portugal são inferiores aos preços médios pagos em Espanha.

No ano gás 2023-2024 a situação altera-se, passando as tarifas de Acesso às Redes em AP em Espanha a ser praticamente sempre mais competitivas do que em Portugal. Esta situação resulta da subida muito acentuada das tarifas de Acesso às Redes em Portugal, com uma ligeira subida das tarifas em Espanha, entre o ano gás 2022-2023 e o ano gás 2023-2024.

14.2.3.2 COMPARAÇÃO DE PREÇOS EM FUNÇÃO DA MODULAÇÃO

Neste ponto comparam-se os preços médios da tarifa de Acesso às Redes em AP, em Portugal e Espanha, para diferentes períodos de utilização da capacidade (modulação).

Na análise comparativa entre Portugal e Espanha são considerados dois exemplos distintos, a saber, um cliente industrial ligado em AP (capacidade média anual de 3,4 GWh/dia) e um centro electroprodutor (capacidade média anual de 33,9 GWh/dia).

Para a distribuição do consumo ao longo dos 365 dias do ano, para os vários valores de modulação, foram consideradas duas estratégias distintas de funcionamento do centro electroprodutor e do cliente industrial em AP, a saber:

- **Estratégia de enchimento uniforme:** na distribuição do consumo ao longo dos 365 dias do ano, para os vários valores de modulação, foi considerada uma alocação do consumo de uma forma uniforme ao longo dos vários meses e dias do ano.
- **Estratégia de enchimento progressivo:** na distribuição do consumo ao longo dos 365 dias do ano, para os vários valores de modulação, foi considerada uma alocação do consumo de uma forma

progressiva ao longo dos vários dias. Para uma modulação de 10 dias considera-se o consumo do dia 1 ao dia 10 de janeiro, para uma modulação de 20 dias considera-se o consumo do dia 1 ao dia 20 de janeiro, e assim progressivamente, até atingir os 365 dias.

Em Portugal consideram-se quatro cenários distintos, com a aplicação da tarifa de Longas Utilizações, a Opção Flexível Anual, a Opção Flexível Mensal e a Opção Flexível Diária. Para simplificação da análise comparativa nos contratos flexíveis o preço da parcela de capacidade é calculado através de uma média dos preços de capacidade nos períodos de verão e inverno.

Em Espanha consideram-se três cenários distintos: contrato anual, contrato mensal e contrato diário. Para simplificação da análise comparativa em Espanha, nos contratos com duração inferior a 1 ano, é aplicado o valor médio do multiplicador mensal, para os contratos mensais, e o valor médio do multiplicador diário, para os contratos diários.

Não são consideradas as tarifas de entrada na rede de transporte, quer em Portugal quer em Espanha.

Comparação de preços para clientes industriais em AP, em função da modulação

Nas figuras seguintes apresenta-se uma análise do custo de acesso às redes de transporte de gás, para um cliente industrial em AP, para os diferentes tipos de contrato e estratégias de utilização da capacidade ao longo dos 365 dias do ano, para os dois anos gás 2022-2023 e 2023-2024.

Figura 14-15 - Tarifa de acesso às redes para um cliente industrial ligado em AP, para contratos de duração igual ou superior a 1 ano

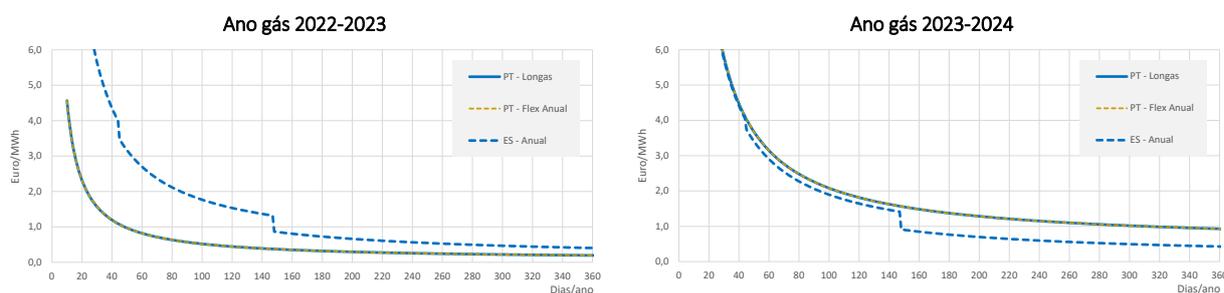


Figura 14-16 - Comparação das tarifas de Acesso às Redes em AP, para contratos com duração inferior a 1 ano (enchimento progressivo)

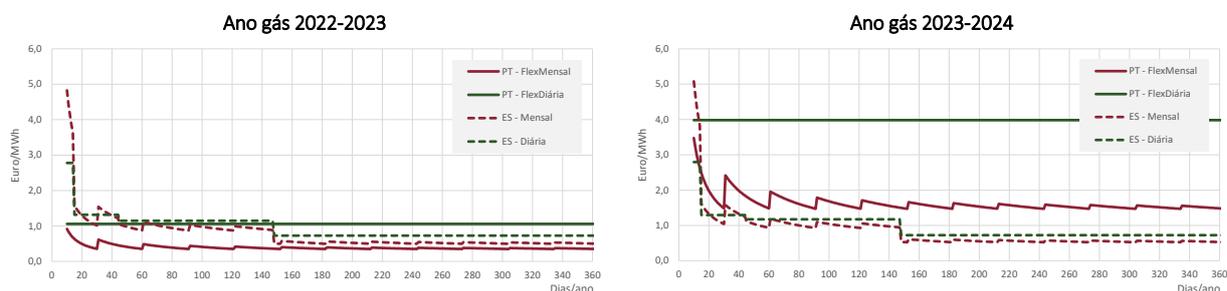
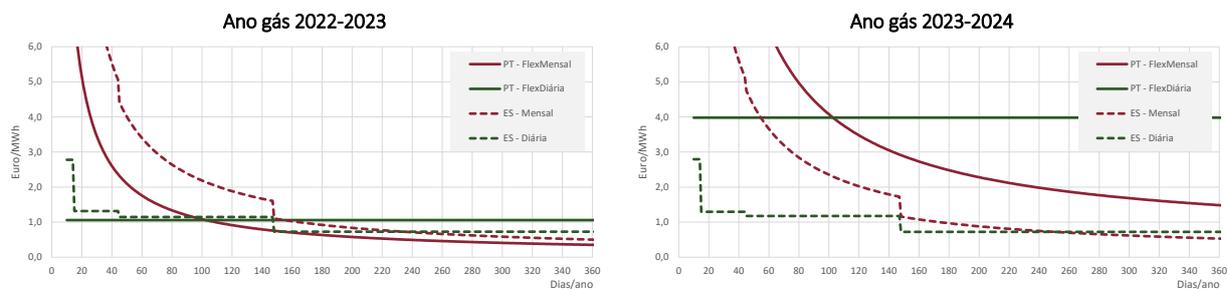


Figura 14-17 - Comparação das tarifas de Acesso às Redes em AP, para contratos com duração inferior a 1 ano (enchimento uniforme)



No ano gás 2022-2023 para contratos com duração superior ou igual a 1 ano as tarifas de Acesso às Redes em Portugal são sempre mais competitivas do que em Espanha, com as duas curvas a aproximarem-se para modulações mais elevadas. Para contratos mensais verifica-se que as tarifas de Acesso às Redes também são mais competitivas em Portugal, enquanto que para os contratos diários as tarifas de Acesso às Redes em Espanha são mais competitivas do que em Portugal para as modulações superiores a 150 dias.

No ano gás 2023-2024 as tarifas de acesso às redes de AP em Portugal perdem competitividade face às tarifas previstas para Espanha: para contratos com duração superior ou igual a 1 ano, as tarifas de acesso em Portugal são sempre menos competitivas do que em Espanha, o mesmo acontecendo para os contratos com duração inferior a 1 ano.

Comparação de preços para centros electroprodutores, em função da modulação

Nas figuras seguintes apresenta-se uma análise da evolução do custo de acesso às redes de transporte de gás, para um centro electroprodutor, para os diferentes tipos de contrato e estratégias de utilização da capacidade ao longo dos 365 dias do ano, para os dois anos gás 2022-2023 e 2023-2024.

Figura 14-18 - Tarifas de Acesso às Redes para centros electroprodutores, para contratos de duração igual ou superior a 1 ano

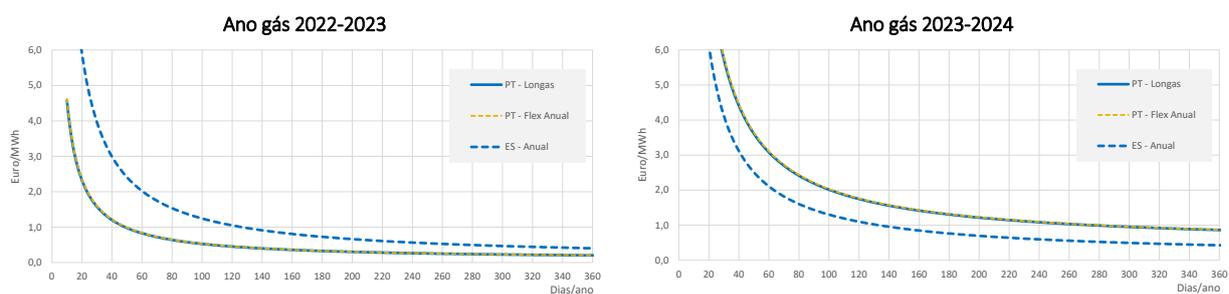


Figura 14-19 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, para contratos com duração inferior a 1 ano (enchimento progressivo)

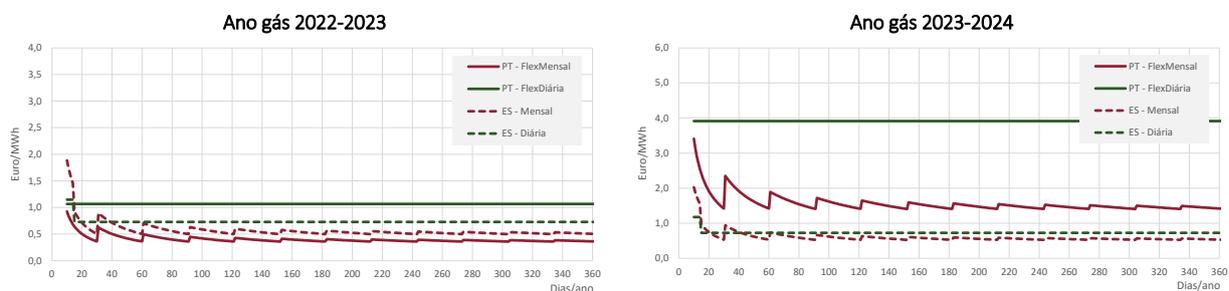
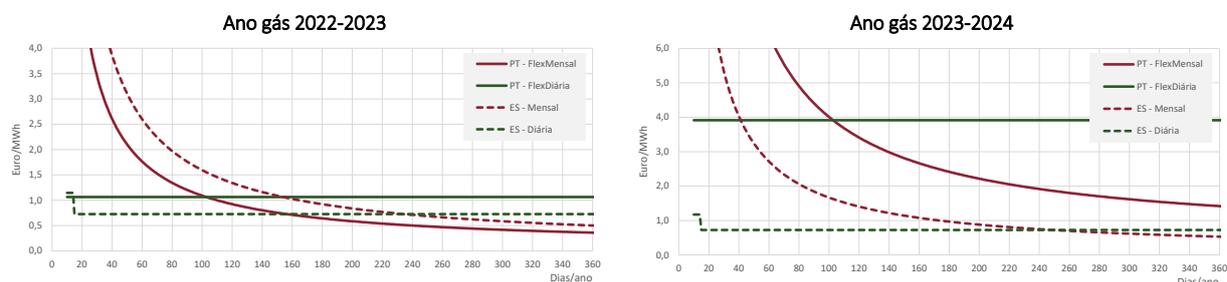


Figura 14-20 - Comparação das tarifas de Acesso às Redes para centros electroprodutores, para contratos com duração inferior a 1 ano (enchimento uniforme)



No ano gás 2022-2023 para contratos com duração superior ou igual a 1 ano as tarifas de acesso em Portugal são sempre mais competitivas do que em Espanha, com as duas curvas a aproximarem-se para modulações mais elevadas. Para contratos mensais verifica-se que as tarifas de Acesso às Redes também são mais competitivas em Portugal. Para os contratos diários as tarifas de Acesso às Redes em Espanha são praticamente sempre mais competitivas do que em Portugal.

No ano gás 2023-2024 as tarifas de acesso às redes de AP em Portugal perdem competitividade face às tarifas previstas para Espanha: para contratos com duração superior ou igual a 1 ano, as tarifas de acesso em Portugal são sempre menos competitivas do que em Espanha, o mesmo acontecendo para os contratos com duração inferior a 1 ano.

ANEXO I
ESTRUTURA DAS TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO E SUA APLICAÇÃO

ESTRUTURA DAS TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO E SUA APLICAÇÃO

A estrutura de preços das Taxas de Ocupação do Subsolo (TOS) utilizada por todos os operadores de redes, definida pela Diretiva n.º 13/2016, de 27 de junho, é determinada por forma a que os pagamentos das TOS apresentem uma estrutura aderente à da faturação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, atividade sobre a qual recai a obrigação de pagamento das taxas. Esta estrutura é apresentada no Quadro I - 1.

Quadro I - 1 - Estrutura das taxas de ocupação do subsolo

Taxas de Ocupação do Subsolo			
Nível de Pressão	TW	TF	
	(Eur/kWh)	(Eur/mês)	(Eur/dia)
MP e BP>	0,000006169	1,000	0,032876712
BP<	0,000049968	0,001769246	0,000058167

TW - Preço de energia

TF - Preço do termo tarifário fixo

MP e BP> - Fornecimentos superiores a 10 000 m³

BP< - Fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³

Os operadores das redes de distribuição disponibilizam nas suas páginas de internet, o valor das TOS que aplicam às entregas a clientes do Município. O Quadro I - 2 apresenta o valor aplicado em janeiro de 2023 pelos operadores das redes, em cada Município, para os fornecimentos em BP< e BP> e MP.

Os quadros Quadro I - 3 e Quadro I - 4 retratam os preços médios da TOS repercutidas em cada município em 2023, assumindo dois consumidores tipo. Em BP< considera-se um consumidor tipo com um consumo anual de 138 m³ ⁷¹ e em BP> e MP um consumidor tipo com um consumo anual de 100 000 m³.

No Quadro I - 3 apresenta-se, para os fornecimentos em BP<, BP> e MP, o valor médio das TOS, por unidade de energia em €/MWh e o seu **peso na fatura anual de acesso às redes** destes clientes (excluindo taxas e impostos), considerando as tarifas de Acesso às Redes a vigorar no ano gás 2023-2024.

No Quadro I - 4 apresentam-se para os fornecimentos em BP<, BP> e MP, o valor médio das TOS, por unidade de energia em €/MWh e o seu **peso na fatura anual dos clientes** (sem TOS), considerando o preço médio de venda a clientes finais a vigorar no ano gás 2023-2024 ⁷².

⁷¹ Consumidor tipo 1 do simulador de preços de energia da ERSE, incluído no escalão de consumo mais representativo da BP <.

⁷² Os valores apresentados consideram a tarifa aditiva de venda a clientes finais (tarifas de Acesso às Redes + tarifa de Energia + tarifa de Comercialização), por consumidor tipo e não incluem taxas e impostos.

Quadro I - 2 - Taxas de ocupação do subsolo, por Município

Entidade	Município	BP<		BP> e MP	
		Termo Fixo €/dia	Termo Variável €/kWh	Termo Fixo €/dia	Termo Variável €/kWh
Lisboagás	Alenquer	0,002975	0,002556	1,681471	0,000316
Setgás	Almada	0,003673	0,003155	2,075863	0,000390
Lisboagás	Amadora	0,001956	0,001680	1,105433	0,000207
Duriensegás	Amarante	0,006470	0,005558	3,657069	0,000686
Lisboagás	Arruda dos Vinhos	0,013416	0,011525	7,582978	0,001423
Lusitaniagás	Aveiro	0,004244	0,003646	2,398726	0,000450
Lisboagás	Azambuja	0,004779	0,004106	2,701322	0,000507
REN Portgás	Barcelos	0,000015	0,000012	0,008196	0,000002
Setgás	Barreiro	0,006688	0,005745	3,780163	0,000709
Paxgás	Beja	-0,000047	-0,000041	-0,026670	-0,000005
REN Portgás	Braga	0,000796	0,000684	0,450021	0,000084
Tagusgás	Cartaxo	0,030321	0,026047	17,137594	0,003216
Lisboagás	Cascais	0,016801	0,014433	9,495996	0,001782
Duriensegás	Chaves	0,008925	0,007667	5,044604	0,000947
Lusitaniagás	Coimbra	0,007423	0,006377	4,195827	0,000787
Lusitaniagás	Condeixa A Nova	0,003481	0,002990	1,967233	0,000369
Beiragás	Covilhã	0,008606	0,007393	4,864335	0,000913
REN Portgás	Esposende	-0,004568	-0,003924	-2,582126	-0,000485
Lusitaniagás	Estarreja	0,003253	0,002795	1,838664	0,000345
Dianagás	Évora	0,015953	0,013704	9,016864	0,001692
REN Portgás	Fafe	0,001155	0,000992	0,652783	0,000122
Lusitaniagás	Figueira da Foz	0,000018	0,000015	0,010157	0,000002
Beiragás	Fundão	0,004137	0,003554	2,338150	0,000439
REN Portgás	Gondomar	0,000843	0,000725	0,476727	0,000089
REN Portgás	Guimarães	0,001765	0,001516	0,997466	0,000187
Beiragás	Lamego	0,005435	0,004669	3,071882	0,000576
Lisboagás	Lisboa	0,003779	0,003246	2,135835	0,000401
Lisboagás	Loures	0,006553	0,005630	3,703980	0,000695
Beiragás	Lousã	0,002182	0,001875	1,233572	0,000231
Lisboagás	Mafra	0,002128	0,001828	1,202965	0,000226
REN Portgás	Maia	0,005138	0,004414	2,904088	0,000545
REN Portgás	Matosinhos	0,004099	0,003521	2,316922	0,000435
Sonorgás	Mirandela	0,002484	0,002134	1,403805	0,000263
Setgás	Moita	0,014600	0,012542	8,252244	0,001548
Setgás	Montijo	0,006905	0,005931	3,902559	0,000732
Lusitaniagás	Murtosa	0,001677	0,001440	0,947723	0,000178
Lisboagás	Odivelas	0,004487	0,003855	2,536358	0,000476
Lisboagás	Oeiras	0,005049	0,004337	2,853648	0,000535
Lusitaniagás	Ovar	0,004574	0,003929	2,585134	0,000485
REN Portgás	Paços de Ferreira	0,002304	0,001980	1,302440	0,000244
Setgás	Palmela	0,004137	0,003554	2,338315	0,000439
REN Portgás	Paredes	0,001391	0,001195	0,786162	0,000148
REN Portgás	Penafiel	0,004571	0,003926	2,583432	0,000485
Sonorgás	Peso da Régua	0,002829	0,002430	1,599022	0,000300
Medigás	Portimão	0,002928	0,002515	1,654767	0,000311
REN Portgás	Porto	0,001903	0,001635	1,075658	0,000202
REN Portgás	Póvoa Varzim	0,006383	0,005483	3,607644	0,000677
Lusitaniagás	Santa Maria da Feira	0,001503	0,001291	0,849394	0,000159
REN Portgás	Santo Tirso	0,007556	0,006491	4,270639	0,000801
Setgás	Seixal	0,010380	0,008917	5,867017	0,001101
Dianagás	Sines	0,008921	0,007664	5,042253	0,000946
Lisboagás	Sintra	0,011147	0,009576	6,300532	0,001182
Lisboagás	Torres Vedras	0,006013	0,005165	3,398480	0,000638
REN Portgás	Trofa	-0,000007	-0,000006	-0,004133	-0,000001
REN Portgás	Valongo	0,007453	0,006402	4,212305	0,000790
Lisboagás	Vila Franca de Xira	0,008298	0,007129	4,690257	0,000880
REN Portgás	Vila Nova de Famalicão	0,000655	0,000563	0,370400	0,000070
REN Portgás	Vila Nova de Gaia	0,002903	0,002493	1,640562	0,000308
Duriensegás	Vila Real	0,009853	0,008464	5,569029	0,001045
Beiragás	Vila Velha de Ródão	0,000817	0,000702	0,461839	0,000087
Beiragás	Viseu	0,001890	0,001624	1,068423	0,000200
REN Portgás	Vizela	0,004305	0,003698	2,433158	0,000457

Fonte: Informação disponível na página da internet da [REN Portgás](#), [Floene](#) e [Sonorgás](#), em março de 2023.

Nota: Valores não incluem IVA.

Quadro I - 3 - Preço médio por unidade de energia das taxas de ocupação do subsolo, por Município, e seu impacte na fatura de acesso às redes dos clientes

Entidade	Município	BP<		BP> e MP	
		Preço médio TOS (€/MWh)	Peso da TOS na Fatura de Acesso (%)	Preço médio TOS (€/MWh)	Peso da TOS na Fatura de Acesso (%)
Lisboagás	Alenquer	3,2	8,4%	0,8	8,4%
Setgás	Almada	4,0	10,3%	1,0	10,3%
Lisboagás	Amadora	2,1	5,5%	0,6	5,5%
Duriensegás	Amarante	7,0	18,2%	1,8	18,2%
Lisboagás	Arruda dos Vinhos	14,6	37,7%	3,8	37,7%
Lusitaniagás	Aveiro	4,6	11,9%	1,2	11,9%
Lisboagás	Azambuja	5,2	13,4%	1,4	13,4%
REN Portgás	Barcelos	0,0	0,0%	0,0	0,0%
Setgás	Barreiro	7,3	18,8%	1,9	18,8%
Paxgás	Beja	-0,1	-0,1%	0,0	-0,1%
REN Portgás	Braga	0,9	2,2%	0,2	2,2%
Tagusgás	Cartaxo	32,9	85,3%	8,6	85,3%
Lisboagás	Cascais	18,2	47,2%	4,8	47,2%
Duriensegás	Chaves	9,7	25,1%	2,5	25,1%
Lusitaniagás	Coimbra	8,1	20,9%	2,1	20,9%
Lusitaniagás	Condeixa A Nova	3,8	9,8%	1,0	9,8%
Beiragás	Covilhã	9,3	24,2%	2,4	24,2%
REN Portgás	Esposende	-5,0	-12,8%	-1,3	-12,8%
Lusitaniagás	Estarreja	3,5	9,1%	0,9	9,1%
Dianagás	Évora	17,3	44,9%	4,5	44,9%
REN Portgás	Fafe	1,3	3,2%	0,3	3,2%
Lusitaniagás	Figueira da Foz	0,0	0,1%	0,0	0,1%
Beiragás	Fundão	4,5	11,6%	1,2	11,6%
REN Portgás	Gondomar	0,9	2,4%	0,2	2,4%
REN Portgás	Guimarães	1,9	5,0%	0,5	5,0%
Beiragás	Lamego	5,9	15,3%	1,5	15,3%
Lisboagás	Lisboa	4,1	10,6%	1,1	10,6%
Lisboagás	Loures	7,1	18,4%	1,9	18,4%
Beiragás	Lousã	2,4	6,1%	0,6	6,1%
Lisboagás	Mafra	2,3	6,0%	0,6	6,0%
REN Portgás	Maia	5,6	14,4%	1,5	14,4%
REN Portgás	Matosinhos	4,5	11,5%	1,2	11,5%
Sonorgás	Mirandela	2,7	7,0%	0,7	7,0%
Setgás	Moita	15,9	41,1%	4,1	41,1%
Setgás	Montijo	7,5	19,4%	2,0	19,4%
Lusitaniagás	Murtosa	1,8	4,7%	0,5	4,7%
Lisboagás	Odivelas	4,9	12,6%	1,3	12,6%
Lisboagás	Oeiras	5,5	14,2%	1,4	14,2%
Lusitaniagás	Ovar	5,0	12,9%	1,3	12,9%
REN Portgás	Paços de Ferreira	2,5	6,5%	0,7	6,5%
Setgás	Palmela	4,5	11,6%	1,2	11,6%
REN Portgás	Paredes	1,5	3,9%	0,4	3,9%
REN Portgás	Penafiel	5,0	12,9%	1,3	12,9%
Sonorgás	Peso da Régua	3,1	8,0%	0,8	8,0%
Medígás	Portimão	3,2	8,2%	0,8	8,2%
REN Portgás	Porto	2,1	5,4%	0,5	5,4%
REN Portgás	Póvoa Varzim	6,9	17,9%	1,8	17,9%
Lusitaniagás	Santa Maria da Feira	1,6	4,2%	0,4	4,2%
REN Portgás	Santo Tirso	8,2	21,2%	2,1	21,2%
Setgás	Seixal	11,3	29,2%	2,9	29,2%
Dianagás	Sines	9,7	25,1%	2,5	25,1%
Lisboagás	Sintra	12,1	31,3%	3,2	31,3%
Lisboagás	Torres Vedras	6,5	16,9%	1,7	16,9%
REN Portgás	Trofa	0,0	0,0%	0,0	0,0%
REN Portgás	Valongo	8,1	21,0%	2,1	21,0%
Lisboagás	Vila Franca de Xira	9,0	23,3%	2,3	23,3%
REN Portgás	Vila Nova de Famalicão	0,7	1,8%	0,2	1,8%
REN Portgás	Vila Nova de Gaia	3,2	8,2%	0,8	8,2%
Duriensegás	Vila Real	10,7	27,7%	2,8	27,7%
Beiragás	Vila Velha de Ródão	0,9	2,3%	0,2	2,3%
Beiragás	Viseu	2,1	5,3%	0,5	5,3%
REN Portgás	Vizela	4,7	12,1%	1,2	12,1%

Nota: Valores não incluem IVA nem imposto especial sobre o consumo de gás natural.

Quadro I - 4 - Preço médio por unidade de energia das taxas de ocupação do subsolo, por Município, e seu impacto na fatura total dos clientes

Entidade	Município	BP<		BP> e MP	
		Preço médio TOS (€/MWh)	Peso da TOS na Fatura Total (%)	Preço médio TOS (€/MWh)	Peso da TOS na Fatura Total (%)
Lisboagás	Alenquer	3,2	4,1%	0,8	1,4%
Setgás	Almada	4,0	5,0%	1,0	1,7%
Lisboagás	Amadora	2,1	2,7%	0,6	0,9%
Duriensegás	Amarante	7,0	8,8%	1,8	3,1%
Lisboagás	Arruda dos Vinhos	14,6	18,3%	3,8	6,3%
Lusitaniagás	Aveiro	4,6	5,8%	1,2	2,0%
Lisboagás	Azambuja	5,2	6,5%	1,4	2,3%
REN Portgás	Barcelos	0,0	0,0%	0,0	0,0%
Setgás	Barreiro	7,3	9,1%	1,9	3,2%
Paxgás	Beja	-0,1	-0,1%	0,0	0,0%
REN Portgás	Braga	0,9	1,1%	0,2	0,4%
Tagusgás	Cartaxo	32,9	41,4%	8,6	14,3%
Lisboagás	Cascais	18,2	22,9%	4,8	7,9%
Duriensegás	Chaves	9,7	12,2%	2,5	4,2%
Lusitaniagás	Coimbra	8,1	10,1%	2,1	3,5%
Lusitaniagás	Condeixa A Nova	3,8	4,7%	1,0	1,6%
Beiragás	Covilhã	9,3	11,7%	2,4	4,1%
REN Portgás	Esposende	-5,0	-6,2%	-1,3	-2,2%
Lusitaniagás	Estarreja	3,5	4,4%	0,9	1,5%
Dianagás	Évora	17,3	21,8%	4,5	7,5%
REN Portgás	Fafe	1,3	1,6%	0,3	0,5%
Lusitaniagás	Figueira da Foz	0,0	0,0%	0,0	0,0%
Beiragás	Fundão	4,5	5,6%	1,2	2,0%
REN Portgás	Gondomar	0,9	1,2%	0,2	0,4%
REN Portgás	Guimarães	1,9	2,4%	0,5	0,8%
Beiragás	Lamego	5,9	7,4%	1,5	2,6%
Lisboagás	Lisboa	4,1	5,2%	1,1	1,8%
Lisboagás	Loures	7,1	8,9%	1,9	3,1%
Beiragás	Lousã	2,4	3,0%	0,6	1,0%
Lisboagás	Mafra	2,3	2,9%	0,6	1,0%
REN Portgás	Maia	5,6	7,0%	1,5	2,4%
REN Portgás	Matosinhos	4,5	5,6%	1,2	1,9%
Sonorgás	Mirandela	2,7	3,4%	0,7	1,2%
Setgás	Moita	15,9	19,9%	4,1	6,9%
Setgás	Montijo	7,5	9,4%	2,0	3,3%
Lusitaniagás	Murtosa	1,8	2,3%	0,5	0,8%
Lisboagás	Odivelas	4,9	6,1%	1,3	2,1%
Lisboagás	Oeiras	5,5	6,9%	1,4	2,4%
Lusitaniagás	Ovar	5,0	6,2%	1,3	2,2%
REN Portgás	Paços de Ferreira	2,5	3,1%	0,7	1,1%
Setgás	Palmela	4,5	5,6%	1,2	2,0%
REN Portgás	Paredes	1,5	1,9%	0,4	0,7%
REN Portgás	Penafiel	5,0	6,2%	1,3	2,2%
Sonorgás	Peso da Régua	3,1	3,9%	0,8	1,3%
Medigás	Portimão	3,2	4,0%	0,8	1,4%
REN Portgás	Porto	2,1	2,6%	0,5	0,9%
REN Portgás	Póvoa Varzim	6,9	8,7%	1,8	3,0%
Lusitaniagás	Santa Maria da Feira	1,6	2,0%	0,4	0,7%
REN Portgás	Santo Tirso	8,2	10,3%	2,1	3,6%
Setgás	Seixal	11,3	14,2%	2,9	4,9%
Dianagás	Sines	9,7	12,2%	2,5	4,2%
Lisboagás	Sintra	12,1	15,2%	3,2	5,3%
Lisboagás	Torres Vedras	6,5	8,2%	1,7	2,8%
REN Portgás	Trofa	0,0	0,0%	0,0	0,0%
REN Portgás	Valongo	8,1	10,2%	2,1	3,5%
Lisboagás	Vila Franca de Xira	9,0	11,3%	2,3	3,9%
REN Portgás	Vila Nova de Famalicão	0,7	0,9%	0,2	0,3%
REN Portgás	Vila Nova de Gaia	3,2	4,0%	0,8	1,4%
Duriensegás	Vila Real	10,7	13,4%	2,8	4,7%
Beiragás	Vila Velha de Ródão	0,9	1,1%	0,2	0,4%
Beiragás	Viseu	2,1	2,6%	0,5	0,9%
REN Portgás	Vizela	4,7	5,9%	1,2	2,0%

Nota: Valores não incluem IVA nem imposto especial sobre o consumo de gás natural.