

ESTRUTURA TARIFÁRIA
NO ANO GÁS 2022-2023

Junho 2022

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	O PROCESSO DE FIXAÇÃO DAS TARIFAS REGULADAS.....	3
2.1	Aditividade tarifária.....	3
2.2	Variáveis de faturação.....	7
2.3	Custos eficientes.....	9
2.4	Determinação das tarifas.....	11
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
3.3	Opção tarifária do serviço agregado.....	16
4	TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO.....	19
4.1	Estrutura geral da tarifa.....	19
4.2	Determinação dos custos incrementais.....	20
5	TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE.....	23
5.1	Estrutura geral da tarifa.....	23
5.2	Metodologia de preço de referência.....	25
5.3	Aplicação pelo operador da rede de transporte.....	27
5.4	Aplicação pelos operadores das redes de distribuição.....	30
6	PRODUTOS DE CAPACIDADE NAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO.....	31
6.1	Produtos de capacidade.....	31
6.2	Multiplicadores.....	33
6.3	Produtos de capacidade interruptível.....	34
7	TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR.....	37
8	TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA.....	41
9	TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	43
9.1	Estrutura geral da tarifa.....	43
9.2	Custos incrementais.....	46
9.2.1	Custos incrementais da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP> e BP<.....	46
9.2.2	Custos incrementais da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP.....	48
9.3	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	49
9.3.1	Limiar de consumo e demais características para aplicação de tarifas de Acesso às Redes opcionais em Média Pressão.....	49

9.3.2	Limiar de consumo e demais características para aplicação de tarifas de Acesso às Redes opcionais em Baixa Pressão > 10 000 m ³	52
9.4	Opções tarifárias de acesso às redes de distribuição	52
10	ESCALÕES DE CONSUMO NAS TARIFAS DE USO DAS REDES DE AP, MP E BP>	55
10.1	Caracterização dos consumos e da faturação dos consumidores faturados em baixa pressão e média pressão, com consumos anuais superiores a 100 000 m ³	58
10.1.1	Consumidores faturados em baixa pressão com consumos anuais superiores a 100 000 m ³	59
10.1.2	Consumidores faturados em média pressão com consumos anuais superiores a 100 000 m ³	61
10.2	Avaliação dos impactes económicos na faturação dos consumidores na fronteira dos escalões de consumo	65
10.2.1	Consumidores faturados em baixa pressão com consumos anuais na fronteira de 700 000 m ³	65
10.2.2	Consumidores faturados em baixa pressão com consumos anuais na fronteira de 1 000 000 m ³	67
10.2.3	Consumidores faturados em média pressão com consumos anuais na fronteira de 2 000 000 m ³	68
11	TARIFA DE ENERGIA	71
11.1	Tarifa de Energia para o fornecimento supletivo do CUR.....	72
12	TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO.....	79
13	TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS.....	81
13.1	Análise da convergência das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para a tarifa aditiva, para consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	82
14	ANÁLISE DAS OFERTAS COMERCIAIS DO MERCADO	87
14.1	Ofertas comerciais de gás natural em BP< no 2.º trimestre de 2022	87
14.1.1	Ofertas de gás natural	88
14.1.2	Ofertas duais	91
14.2	Evolução das ofertas comerciais de gás natural em BP<	94
14.2.1	Evolução da fatura mensal das ofertas de gás natural	94
14.2.2	Evolução da fatura mensal das ofertas duais	96
15	COMPARAÇÃO DE PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS DE GÁS EM PORTUGAL E ESPANHA	99
15.1	Legislação em Espanha	99
15.2	Análise Comparativa	100
15.2.1	Tarifa de Uso do Terminal	101
15.2.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	107
15.2.3	Tarifa de Acesso às Redes de Transporte	112
15.2.3.1	Comparação de preços para modulações constantes e diferentes níveis de consumo.....	114
15.2.3.2	Comparação de preços em função da modulação	115

ANEXO I ESTRUTURA DAS TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO E SUA APLICAÇÃO	121
--	-----

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 - Perfil diário de pagamento do Terminal de Sines desagregado por função	18
Figura 3-2 - Perfil diário de pagamento do Terminal de Sines com a nova tarifa agregada.....	18
Figura 6-1 - Ilustração dos produtos de capacidade em Portugal.....	31
Figura 10-1 - Evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em AP, MP e BP> em (t) e (t-1).....	56
Figura 10-2 - Variação tarifária na tarifa de Acesso às Redes em longas utilizações, por nível de pressão e por escalão de consumo.....	57
Figura 10-3 - Classificação dos consumos anuais dos consumidores faturados em Baixa Pressão.....	59
Figura 10-4 - Classificação da modulação anual dos consumidores em Baixa Pressão.....	60
Figura 10-5 - 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	60
Figura 10-6 - Classificação dos consumos anuais dos consumidores faturados em Média Pressão	61
Figura 10-7 - Classificação da modulação anual dos consumidores faturados em Média Pressão.....	62
Figura 10-8 - Curva de faturação e de preço médio dos consumidores faturados em MP com consumos anuais superiores a 100 000 m ³	63
Figura 10-9 - Número de consumidores faturados em BP> com benefício na fatura total.....	66
Figura 10-10 - Benefício económico dos consumidores em BP>	66
Figura 10-11 - Número de consumidores faturados em BP> com benefício na fatura total	67
Figura 10-12 - Benefício económico dos consumidores em BP>	68
Figura 10-13 - Número de consumidores com benefício na fatura total.....	68
Figura 11-1 - Evolução dos Preços Médios Faturados pelos comercializadores no ML	74
Figura 11-2 - Evolução dos preços da componente de energia no mercado livre e mercado regulado	75
Figura 11-3 - Evolução do diferencial da componente de energia	76
Figura 13-1 - Distância das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para a tarifa aditiva.....	84
Figura 13-2 - Variação da TTVCF e da tarifa aditiva de 2022-2023, face à TTVCF em setembro de 2022	84
Figura 13-3 - Distância da TTVCF face à tarifa aditiva de 2022-2023.....	85
Figura 14-1 - Ofertas de gás natural – Consumidor tipo 1	89
Figura 14-2 - Ofertas de gás natural – Consumidor tipo 2	90
Figura 14-3 - Ofertas de gás natural – Consumidor tipo 3	91
Figura 14-4 - Ofertas duais – Consumidor tipo 1	92
Figura 14-5 - Ofertas duais – Consumidor tipo 2	93
Figura 14-6 - Ofertas duais – Consumidor tipo 3	94
Figura 14-7 - Faturação mensal da oferta de gás natural mais competitiva – Consumidor tipo 1.....	95

Figura 14-8 - Faturação mensal da oferta de gás natural mais competitiva – Consumidor tipo 2.....	95
Figura 14-9 - Faturação mensal da oferta de gás natural mais competitiva – Consumidor tipo 3.....	96
Figura 14-10 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 1	97
Figura 14-11 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 2	97
Figura 14-12 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 3	98
Figura 15-1 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha	104
Figura 15-2 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha	104
Figura 15-3 - Comparação do preço de utilização do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha (produto anual).....	105
Figura 15-4 - Comparação do preço de utilização do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha (produto trimestral).....	105
Figura 15-5 - Comparação do preço de utilização do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha (produto mensal).....	106
Figura 15-6 - Comparação do preço de utilização do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha (produto diário)	106
Figura 15-7 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha.....	109
Figura 15-8 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha.....	109
Figura 15-9 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto anual)	110
Figura 15-10 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto trimestral).....	110
Figura 15-11 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto mensal).....	111
Figura 15-12 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto diário)	111
Figura 15-13 - Comparação das tarifas de Acesso às Redes em AP em Portugal e Espanha (modulação de 237 dias).....	115
Figura 15-14 - Comparação das tarifas de Acesso às Redes em AP em Portugal e Espanha (modulação de 129 dias).....	115
Figura 15-15 - Tarifa de acesso às redes para um cliente industrial ligado em AP, para contratos de duração igual ou superior a 1 ano.....	117
Figura 15-16 - Comparação das tarifas de Acesso às Redes em AP, para contratos com duração inferior a 1 ano (enchimento progressivo).....	117
Figura 15-17 - Comparação das tarifas de Acesso às Redes em AP, para contratos com duração inferior a 1 ano (enchimento uniforme)	117

Figura 15-18 - Tarifas de Acesso às Redes para centros electroprodutores, para contratos de duração igual ou superior a 1 ano.....	118
Figura 15-19 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, para contratos com duração inferior a 1 ano (enchimento progressivo).....	119
Figura 15-20 - Comparação das tarifas de Acesso às Redes para centros electroprodutores, para contratos com duração inferior a 1 ano (enchimento uniforme)	119

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.....	14
Quadro 3-2 - Custos incrementais da tarifa de Uso do Terminal, ano gás 2022-2023	15
Quadro 4-1 - Variáveis de faturação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	19
Quadro 4-2 - Custos incrementais da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, ano gás 2022-2023.....	20
Quadro 5-1 - Pontos de entrada e pontos de saída da RNTG	23
Quadro 5-2 - Resumo da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte	25
Quadro 5-3 - Preços pré-escalamento da tarifa de URT, em EUR/(kWh/dia) por ano	26
Quadro 5-4 - Tarifa de URT aplicada pelo Operador da Rede de Transporte	27
Quadro 5-5 - Variável de faturação na tarifa de URT para clientes em AP, por opção tarifária.....	29
Quadro 5-6 - Fatores multiplicativos das opções tarifárias flexíveis para a tarifa de URT	29
Quadro 5-7 - Tarifa de URT aplicada pelos Operadores das Redes de Distribuição.....	30
Quadro 6-1 - Produtos de capacidade em Portugal, por infraestrutura e serviço	32
Quadro 6-2 - Multiplicadores dos produtos de capacidade de prazo inferior ao ano, ano gás 2022-2023.....	34
Quadro 6-3 - Tipo de desconto a aplicar nos produtos de capacidade interruptível, ano gás 2022-2023.....	35
Quadro 6-4 - Probabilidade de interrupção dos produtos de capacidade interruptível, ano gás 2022-2023.....	36
Quadro 6-5 - Desconto prévio dos produtos de capacidade interruptível, ano gás 2022-2023	36
Quadro 7-1 - Alocação dos custos de Operação Logística de Mudança de Comercializador por nível de pressão.....	38
Quadro 9-1 - Custos incrementais das redes de BP	47
Quadro 9-2 - Custos incrementais das redes de BP para entregas em BP> e BP<	48
Quadro 9-3 - Custos incrementais das redes de distribuição em BP para entregas em BP> e BP<	48
Quadro 9-4 - Custos incrementais das redes de distribuição em MP	49
Quadro 9-5 - Modulação média dos consumidores em MP e BP com tarifa de Acesso às Redes opcionais em MP	51
Quadro 9-6 - Fatores multiplicativos das tarifas flexíveis em MP e BP>	54
Quadro 10-1 - Características dos consumidores faturados em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m ³ , com tarifas do ano gás 2021-2022	63

Quadro 10-2 - Características dos consumidores faturados em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m ³ , com tarifas do ano gás 2022-2023	64
Quadro 10-3 - Variação do preço médio final dos consumidores faturados em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m ³	64
Quadro 10-4 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo para o ano gás 2022-2023	69
Quadro 10-5 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo com tarifas do ano gás 2021-2022	70
Quadro 11-1 - Preços da componente de energia no mercado livre	75
Quadro 11-2 - Diferencial da componente de energia entre o mercado livre e o mercado regulado....	76
Quadro 11-3 - Diferencial da componente de energia no ano de 2021	77
Quadro 11-4 - Diferencial a adicionar à tarifa de Energia a aplicar no fornecimento supletivo	77
Quadro 12-1 - Estrutura dos custos médios de referência	80
Quadro 13-1 - Escalões de consumo em BP<	83
Quadro 13-2 - Variações de preço entre os anos gás 2021-2022 e 2022-2023, por escalão de consumo	83
Quadro 14-1 - Ofertas de gás natural mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 1	88
Quadro 14-2 - Ofertas de gás natural mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 2	89
Quadro 14-3 - Ofertas de gás natural mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 3	90
Quadro 14-4 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 1	91
Quadro 14-5 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 2	92
Quadro 14-6 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 3	93
Quadro 15-1 - Preços da parcela de receção de GNL	101
Quadro 15-2 - Preço da parcela de armazenamento de GNL	102
Quadro 15-3 - Preços da parcela de regaseificação de GNL	102
Quadro 15-4 - Multiplicadores a aplicar nos contratos de curta duração em Espanha	103
Quadro 15-5 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	107
Quadro 15-6 - Multiplicadores a aplicar nos contratos de curta duração	108
Quadro 15-7 - Metodologias de cálculo das tarifas de transporte em Espanha e Portugal.....	112
Quadro 15-8 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte e Distribuição, em Espanha (instalações com telecontagem)	113
Quadro 15-9 - Multiplicadores a aplicar nos contratos de curta duração	114

1 INTRODUÇÃO

O presente documento apresenta (i) a estrutura das tarifas reguladas aprovadas pela ERSE, (ii) uma análise das ofertas comerciais disponíveis no mercado para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ e (iii) uma comparação das tarifas de acesso às infraestruturas de gás em Portugal e em Espanha.

No ano gás 2022-2023 mantém-se a estrutura tarifária das tarifas por atividade, definidas em 2019 para o período de regulação 2020-2023, assegurando-se estabilidade na estrutura das tarifas reguladas.

Salienta-se que resultou da revisão regulamentar ocorrida em 2019 a decisão de que, a partir do ano gás 2019-2020, os anos gás decorrerão de 1 de outubro até 30 de setembro do ano seguinte.

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.

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 12 é descrita a estrutura das tarifas de Operação Logística de Mudança de Comercializador, de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Distribuição, de Energia e de Comercialização.

O capítulo 13 é dedicado à estrutura das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, analisando-se a sua convergência para a tarifa aditiva.

No capítulo 14 comparam-se as ofertas comerciais de mercado dos diversos comercializadores no 2.º trimestre de 2022.

No capítulo 15 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 o ano gás 2021-2022 (ano gás em vigor) e para o ano gás 2022-2023 (próximo ano gás).

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 2022-2023”.

2 O 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
Operação Logística de Mudança de Comercializador	tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	7
Gestão técnica global do sistema	tarifa de Uso Global do Sistema	8
Transporte de gás	tarifa de Uso da Rede de Transporte	5
Distribuição de gás	tarifa de Uso da Rede de Distribuição	9
Compra e venda de gás	tarifa de Energia	11
Comercialização de gás	tarifa de Comercialização	12

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 subsidias cruzadas 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 único 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, a tarifa de Uso da Rede de Distribuição e a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador. A soma destas quatro 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**¹.

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 mais baixos para os consumidores finais.

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

¹ 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 presente exercício tarifário irão extinguir-se, a 31 de dezembro de 2022, as tarifas transitórias em BP>.

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 Operação Logística de Mudança de Comercializador	•	•
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, a operação logística de mudança de comercializador, 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 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 **OLMC** inclui a atividade regulada que se designa por Operação Logística de Mudança de Comercializador e refere-se à gestão e operação dos processos de mudança de comercializador.

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. Importa referir que a rede de distribuição está ainda subdividida por níveis de pressão, com diferenciação entre Média Pressão (MP), Baixa Pressão > ² (BP>) e Baixa Pressão < ³ (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, a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador 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

² Baixa Pressão para fornecimentos anuais superiores a 10 000 m³.

³ Baixa Pressão para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

pressão em que estão ligados ⁴, 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 a tarifa de Uso da Rede de Distribuição, neste caso a jusante.

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

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 Operação Logística de Mudança de Comercializador	•	•	•	•
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).

⁴ Com exceção das regras explícitas de faturação em níveis de pressão diferentes da pressão de ligação, definidas neste documento no capítulo 9.3.

Capacidade, normalmente medida em kWh/dia, mede o valor de energia medida durante um dia ⁵. 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.

Termos tarifários fixos, aplicados individualmente a cada cliente, 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	•	•	•
tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	•	•	
tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador		•	
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

⁵ 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 de capacidade da tarifa de Uso da Rede de Transporte, da tarifa de Uso da Rede de Distribuição e da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, para preços de energia e termos fixos⁶. 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 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 (SNG)».⁷ 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, diferenciados por variável de faturação, podem ser estabelecidos com diferentes conceitos de custo, designadamente como (i) o custo médio, (ii) o 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

⁶ No caso da tarifa de Uso da Rede de Transporte o termo de capacidade é convertido para um termo de energia. No caso da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador o termo de capacidade é convertido para um termo fixo.

⁷ Artigo 55.º.

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 real 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 ⁸ 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 no 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,

⁸ Os investimentos incrementais devem incluir o valor do investimento (CAPEX) e os custos de operação e manutenção (OPEX).

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.⁹

2.4 DETERMINAÇÃO DAS TARIFAS

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, consagra ainda os princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação das tarifas, define 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.

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 SNGN 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 aquela que resulta da adição das tarifas reguladas por atividade, a tarifa aditiva. A convergência tarifária é efetuada garantindo uma limitação das variações dos preços individuais.¹⁰

⁹ Ver a secção 5 para mais detalhes.

¹⁰ Ver a secção 13 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 as seguintes atividades:

- 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 59 navios (89 TWh/ano = 243 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 permitidos 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 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 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 do preço)	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.

Os produtos de capacidade de curto prazo da aplicáveis ao armazenamento de GNL apresentam multiplicadores unitários na medida em que essa capacidade é condicionada pelo descarregamento discreto dos barcos e uma regaseificação contínua da energia entregue em 7 dias. Desta forma, o diagrama de utilização do armazenamento apresenta uma forma triangular, não perfilável por produtos de capacidade retangulares.

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.

No ano gás 2019-2020 atualizaram-se os custos incrementais para cada uma das variáveis de faturação da tarifa de Uso do Terminal. No ano gás 2023-2023 mantém-se a estrutura tarifária do ano gás 2019-2020, estabelecida no documento “Estrutura Tarifária no ano gás 2019-2020”, assegurando estabilidade na estrutura das tarifas durante o período de regulação, conforme o Quadro 3-2.

Quadro 3-2 - Custos incrementais da tarifa de Uso do Terminal, ano gás 2022-2023

		Ano gás 2022/2023
Energia Receção	EUR/kWh	0,00004250
Capacidade de armazenamento	EUR/(kWh/dia)/dia	0,00001375
Capacidade de regaseificação	EUR/(kWh/dia)/mês	0,00444139
Energia Regaseificação	EUR/kWh	0,00012509
Termo tarifário fixo carga cisterna	EUR/carregamento	46,39

De acordo com a metodologia de cálculo estabelecida no RT, os preços da tarifa de Uso do Terminal resultam da aplicação de fatores multiplicativos à estrutura de custos incrementais, por forma a obter os proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL. O RT prevê igualmente que estes fatores multiplicativos possam ser diferenciados por variável de faturação.

Para o ano gás 2022-2023, o preço da capacidade contratada de armazenamento de GNL foi calculado para que fosse igual ao máximo de dois valores: (i) preço do produto diário 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 no terminal de GNL. Assim, garante-se que o preço de armazenamento de gás no terminal não é inferior ao preço do armazenamento subterrâneo. Para o ano gás 2022-2023, o máximo dos dois valores é o preço do armazenamento subterrâneo, sendo aplicado um fator de escalamento igual a 1,050. O preço de energia do serviço de recepção de GNL, os preços de capacidade e de energia do serviço de regaseificação de GNL foram calculados através da aplicação de um fator de escalamento de 0,628, aos respectivos custos incrementais, por forma a obter os proveitos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL. Ao custo incremental da função de carregamento de cisternas é aplicado um escalamento de 2,341.

3.3 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.

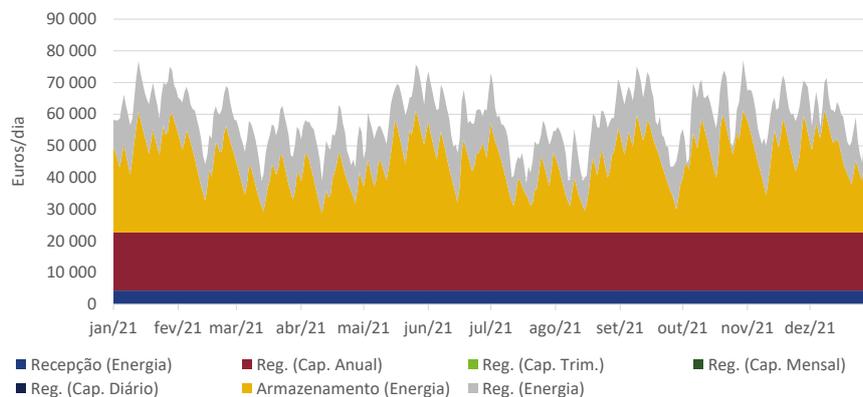
Adicionalmente, a Diretiva n.º 13/2017, de 21 de setembro, alterada pela Diretiva n.º 7/2020, de 21 de abril de 2020, que aprovou o Manual de Procedimentos de Acesso às Infraestruturas (MPAI), estabeleceu um mecanismo de atribuição de capacidade no terminal de GNL, que facilita a utilização do terminal 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 46.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 2022-2023, 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 2022-2023, apresentada no documento “Caracterização da Procura de Gás no ano gás 2022-2023”, apresenta-se na Figura 3-1 o perfil de pagamento do terminal considerando o pagamento dos diferentes serviços de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, em separado.

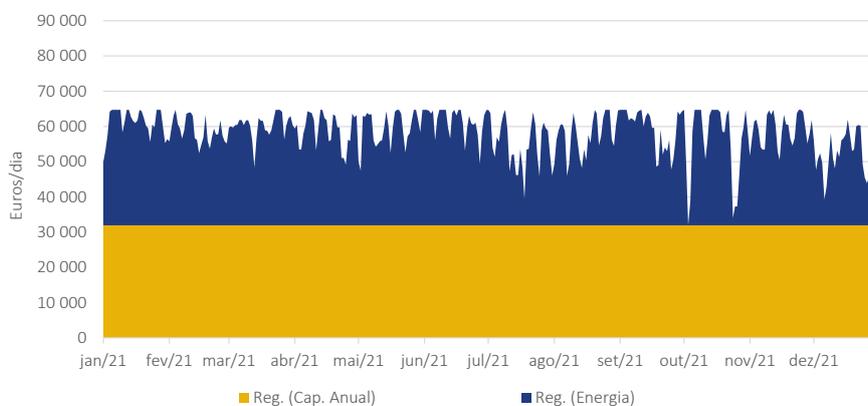
Figura 3-1 - Perfil diário de pagamento do Terminal de Sines desagregado por função



Reg. – Regaseificação e Cap. - Capacidade

Considerando a energia de regaseificação e a capacidade contratada de regaseificação para o ano gás 2022-2023, apresentada no documento “Caracterização da Procura de Gás no ano gás 2022-2023”, apresenta-se na Figura 3-2 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 3-2 - Perfil diário de pagamento do Terminal de Sines com a nova tarifa agregada



Reg. - Regaseificação

4 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo deve proporcionar os proveitos permitidos 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 2,9 milhões m³/dia (34 GWh/dia).
- Capacidade máxima de extração de 7,2 milhões m³/dia (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 do preço)	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.

Na ausência de congestionamento justifica-se a adoção de multiplicadores superiores a 1 nos produtos de mais curto prazo, embora reduzidos, para dar flexibilidade aos comercializadores entrantes.

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.

No ano gás 2019-2020 atualizaram-se os custos incrementais para cada uma das variáveis de faturação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo: energia nas funções de injeção/extração de gás para/do Armazenamento Subterrâneo e capacidade contratada de armazenamento de gás. No ano gás 2022-2023 mantém-se a estrutura tarifária do ano gás 2019-2020 (ver Quadro 4-2), estabelecida no documento “Estrutura Tarifária no ano gás 2019-2020”, assegurando estabilidade na estrutura das tarifas durante o período de regulação.

Quadro 4-2 - Custos incrementais da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, ano gás 2022-2023

		Ano gás 2022/2023
Energia injetada	EUR/kWh	0,00003532
Energia extraída	EUR/kWh	0,00003532
Capacidade contratada de armazenamento	EUR/(kWh/dia)/dia	0,00000236

Para o ano gás 2022-2023, adotam-se fatores de escalamento diferenciados por serviço (injeção/extração e armazenamento). Os preços de energia de injeção/extração de gás foram calculados através da aplicação de um fator de escalamento de 2,612 aos custos incrementais de injeção/extração e o preço de capacidade contratada de armazenamento foi calculado através da aplicação de um fator de escalamento de 5,224 aos custos incrementais de capacidade de armazenamento, por forma a obter os proveitos da atividade do Armazenamento Subterrâneo.

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 ¹¹.

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).

¹¹ 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 2020 a 2023”. O cálculo dos proveitos permitidos para o ano gás 2022-2023 está no documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o ano gás 2022-2023 das Empresas Reguladas do Setor do Gás”.

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	
	Clientes em Alta Pressão	Pago através da Tarifa de Acesso às Redes	
	UAG (propriedade de clientes)		
Saída da RNDG	Clientes em Média Pressão	<i>Não aplicável</i>	Pago através da Tarifa de Acesso às Redes
	Clientes 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 ¹², 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 ¹³), 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](#)» ¹⁴.

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.

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
	Clientes em Alta Pressão	0,19139
	UAG (propriedade de clientes)	0,19139

¹² 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.

¹³ Abreviatura para o termo em inglês (CWD – ‘capacity weighted distance’).

¹⁴ Para uma descrição mais resumida consulte o documento «[Estrutura Tarifária no Ano Gás 2020-2021](#)».

Os fatores de escalamento multiplicativos para o ano gás 2022-2023, a aplicar aos preços pré-escalamento do Quadro 5-3, são de 0,292 para os pontos de entrada e de 0,235 para os pontos de saída, respetivamente. Ambos os fatores são inferiores à unidade principalmente devido ao nível reduzido dos proveitos permitidos do ORT para o ano gás 2022-2023 ¹⁵.

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 ¹⁶
	UAG (propriedade de clientes)		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Incluído na tarifa de Acesso às Redes das UAG (propriedade de clientes) ¹⁷

¹⁵ Os proveitos permitidos do ORT para o ano gás 2019-2020 foram a base para calcular os preços pré-escalamento do Quadro 5-3.

¹⁶ Nas opções tarifárias a variável de faturação é um conceito semelhante à capacidade utilizada.

¹⁷ 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 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.

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 clientes¹⁸. 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.

¹⁸ 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 5-5 - 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 das **opções tarifárias flexíveis** são obtidos mediante a aplicação de fatores multiplicativos ao preço de energia da tarifa de longas utilizações. Os fatores multiplicativos são apresentados no Quadro 5-6.

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
Inverno	set	1,5	1,5	6,0
	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 ¹⁹.

¹⁹ O preço da tarifa de URT é igual para todas as opções tarifárias e escalões de consumo dentro do mesmo nível de pressão.

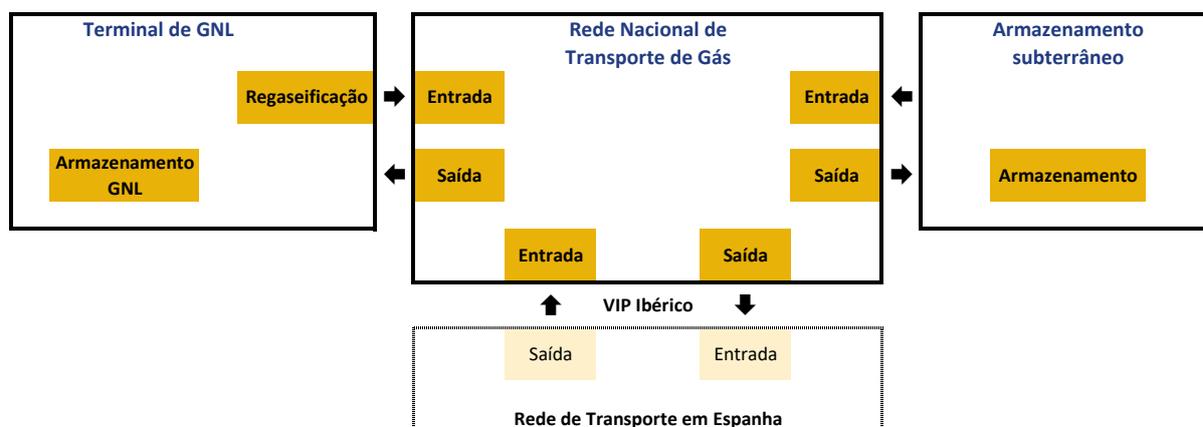
6 PRODUTOS DE CAPACIDADE NAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

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 ²⁰.

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.

²⁰ Neste caso o produto de capacidade exige a contratação de capacidade apenas no processo de regaseificação.

A última coluna da Figura 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 ²¹.

²¹ 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 2022-2023, disponíveis nas infraestruturas de Alta Pressão. Estes multiplicadores foram mantidos constantes desde o ano gás 2017-2018.

Quadro 6-2 - Multiplicadores dos produtos de capacidade de prazo inferior ao ano, ano gás 2022-2023

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 posterior²². Estes descontos estão

²² 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 2022-2023, 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 2022-2023

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 interruptível²³. 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.

²³ 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 2022-2023

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 próprio. 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.

Quadro 6-5 - Desconto prévio dos produtos de capacidade interruptível, ano gás 2022-2023

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 OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

De acordo com o Regulamento Tarifário, a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador (doravante designada por **tarifa OLMC**) deve proporcionar ao Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC) os proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador de gás.

O RT prevê as seguintes tarifas OLMC:

- a) A tarifa OLMC, aplicada pelo operador logístico de mudança de comercializador ao operador da rede de transporte.
- b) A tarifa OLMC aplicada pelo operador da rede de transporte às entregas em AP, às entregas a instalações abastecidas por UAG propriedade de clientes e às entregas nas redes de distribuição abastecidas a partir de GNL.
- c) A tarifa OLMC aplicável pelos operadores das redes de distribuição às restantes entregas (MP e BP).

A **tarifa OLMC, aplicada pelo OLMC ao operador da rede de transporte** é igual à tarifa aplicada pelo operador da rede de transporte e é aplicável às mesmas quantidades. A **tarifa OLMC aplicada pelo operador da rede de transporte** deve proporcionar os proveitos a recuperar pelo operador da rede de transporte relativos à Operação Logística de Mudança de Comercializador.

As diferentes tarifas por atividade do setor do gás devem refletir os custos dessas atividades e os preços dessas tarifas devem ser determinados com base na estrutura dos custos marginais ou incrementais associados. O custo mais relevante do OLMC está associado à plataforma informática que deve estar dimensionada para responder às solicitações decorrentes da mudança de comercializador. Assim, considerando a natureza essencialmente fixa dos custos do OLMC, a tarifa OLMC deveria apresentar uma estrutura monómia, composta por termos tarifários fixos (euros por mês). Esta estrutura é a mais aderente aos custos e a que permite uma alocação mais eficiente dos custos pelos vários utilizadores. Todavia, as tarifas de Acesso às Redes em AP são cobradas pelo operador da rede de transporte e não têm como variável de faturação o termo tarifário fixo. A opção por repercutir os custos do OLMC aos clientes de AP através de um termo fixo seria, assim, impactante ao nível dos sistemas comerciais de faturação do operador de rede de transporte e dos comercializadores, sendo a materialidade do novo termo fixo a introduzir bastante reduzida.

Neste contexto, a tarifa OLMC aplicada pelo operador da rede de transporte é composta por um preço de capacidade utilizada, definido em euros por kWh/dia, por dia. Este preço é diferenciado entre as entregas em AP e as entregas nas redes de distribuição. Nas entregas às instalações abastecidas por UAG propriedade de clientes, devido à impossibilidade de ter uma medição para o conceito de capacidade utilizada, procede-se à conversão deste preço de capacidade utilizada, para um preço de energia, em euros por kWh, de acordo com um fator de modulação de 150 dias/ano.

A repercussão dos custos da atividade do OLMC, através de preços de capacidade utilizada, é efetuada garantindo-se a inexistência de subsídio cruzada entre níveis de pressão. Para tal, os custos totais a recuperar são repartidos por cada nível de pressão em função do número de clientes, conforme apresentado no Quadro 7-1. Assim, garante-se uma alocação de custos por nível de pressão idêntica à que se obteria com a aplicação de termos tarifários fixos em todos os níveis de pressão.

Quadro 7-1 - Alocação dos custos de Operação Logística de Mudança de Comercializador por nível de pressão

	CLIENTES	PROVEITOS A RECUPERAR
	#	€
AP	73	17
MP	406	92
BP>	4 522	1 027
BP<	1 574 252	357 401
Total	1 579 253	358 537

A estrutura de clientes condiciona o valor a repercutir nos consumidores dos diferentes níveis de pressão. O valor a repercutir nos consumidores de AP é 17 euros no ano gás 2022-2023. O valor a repercutir nos restantes níveis de pressão (358 520 euros) é recuperado pelo operador da rede de transporte através da tarifa que este aplica ao operador da rede de distribuição.

A **tarifa OLMC a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição** deve proporcionar os custos que se prevê que os operadores de rede de distribuição paguem ao operador da rede de transporte (358 537 euros) deduzidos dos ajustamentos de anos anteriores, resultantes da diferença entre os valores faturados pelo operador da rede de distribuição às suas entregas e os valores que este pagou ao operador da rede de transporte (artigo 112.º do Regulamento Tarifário). O referido ajustamento incorporado nas tarifas do ano gás 2022-2023 é de -77 013 euros, o que implica que os proveitos a recuperar pela aplicação

da tarifa OLMC às entregas dos operadores das redes de distribuição no ano gás 2022-2023 são de 435 550 euros.

A tarifa OLMC aplicada pelos operadores das redes de distribuição é composta por um termo tarifário fixo, uma vez que as tarifas de Acesso às Redes em MP e em BP já têm como variável de faturação o termo tarifário fixo. Este preço não apresenta diferenciação por nível de pressão.

8 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, (i) a parcela I e (ii) 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.

No atual período regulatório, 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 era repercutido na tarifa de Uso da Rede de Transporte, é recuperado através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.

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.

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.

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.

9 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.

9.1 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 permitidos 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 BP> ²⁴, aplicável às entregas em BP>.
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP< ²⁵, 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 média pressão são muito diferentes dos custos imputáveis à mesma instalação ligada à rede de baixa pressão. Assim, a definição de uma tarifa sem diferenciação por nível de pressão introduz desnecessariamente uma perequação de custos entre utilizadores das redes de níveis de pressão diferentes e não transmite 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 termos tarifários:

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

²⁴ Baixa pressão para consumos anuais superiores a 10 000 m³.

²⁵ Baixa pressão para consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

- **Termo 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.
- **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 termos de capacidade e energia, o **termo tarifário fixo** só é aplicável a clientes diretamente ligados à rede do nível de pressão a que a tarifa diz respeito. Ou seja, o termo tarifário fixo da tarifa de URD de MP só se aplica a clientes diretamente ligados em MP e o termo tarifário fixo da tarifa de URD de BP> ou BP< só se aplica 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 de um 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 termo tarifário 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 **termo 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 **termo 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.

9.2 CUSTOS INCREMENTAIS

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 forma a assegurar a recuperação dos proveitos permitidos da atividade.

O ano gás 2022-2023 preserva a mesma estrutura de custos incrementais nas tarifas de Uso da Rede de Distribuição do ano gás 2021-2022, embora se aplique um fator multiplicativo diferente devido ao novo nível de proveitos permitidos.

9.2.1 CUSTOS INCREMENTAIS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP> E BP<

Apesar de regulamentarmente estarem definidos custos incrementais diferenciados para BP> e BP<, a informação relativa aos investimentos não permite calculá-los separadamente. No Quadro 9-1 apresentam-se os custos incrementais de BP em conjunto.

Quadro 9-1 - Custos incrementais das redes de BP

Cl_{CU} (€/MWh/dia)	Cl_{WV} (€/MWh)	Cl_{WfV} (€/MWh)	Cl_{TF} troço periférico (€/mês)	Cl_{TF} leitura diária (€/mês)
28,26	0,08	3,31	1,08	0,11

Cl_{CU} : Custo incremental de capacidade utilizada

Cl_{WV} : Custo incremental de energia vazio

Cl_{WfV} : Custo incremental de energia fora de vazio

Cl_{TF} troço periférico: Custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico

Cl_{TF} leitura diária: Custo incremental, por cliente, associado à medição, leitura e processamento de dados

De salientar que, com o início do novo período de regulação, no ano gás 2019-2020 alterou-se o procedimento de cálculo dos **custos incrementais de energia no período de vazio**, 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 um *proxy* 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.

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 valor em BP<, uma vez que as entregas em BP>, essencialmente clientes industriais e grandes serviços, têm associados troços periféricos partilhados por um menor número de clientes do que os troços periféricos para as entregas em BP<, essencialmente clientes domésticos e pequenos serviços. Adicionalmente, apesar do custo incremental do termo tarifário 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 resultaram os custos incrementais de BP> e BP< apresentados no Quadro 9-2.

Quadro 9-2 - Custos incrementais das redes de BP para entregas em BP> e BP<

	Cl_{CU} (€/MWh/dia)	Cl_{WV} (€/MWh)	Cl_{Wfv} (€/MWh)	Cl_{TF} troço periférico (€/mês)
URD BP>	28,26	0,08	3,31	1,08
URD BP<	30,36	0,08	6,08	0,22

Cl_{CU} : Custo incremental de capacidade utilizada

Cl_{WV} : Custo incremental de energia

Cl_{Wfv} : Custo incremental de energia fora de vazio

Cl_{TF} troço periférico: Custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico

No que concerne ao custo incremental, por cliente, associado à medição, leitura e processamento de dados, o custo unitário calculado é de 0,11€/mês, tendo o mesmo base na informação das contas reguladas reais de 2017. Sintetizam-se no Quadro 9-3 os custos incrementais de BP, que condicionam neste período de regulação a estrutura das tarifas de Uso da Rede de Distribuição de BP> e de Uso da Rede de Distribuição de BP<.

Quadro 9-3 - Custos incrementais das redes de distribuição em BP para entregas em BP> e BP<

	Cl_{CU} (€/MWh/dia)	Cl_{WV} (€/MWh)	Cl_{Wfv} (€/MWh)	Cl_{TF} troço periférico (€/mês)	Cl_{TF} leitura diária (€/mês)	Cl_{TF} leitura mensal (€/mês)	Cl_{TF} leitura > mensal (€/mês)
URD BP>	28,26	0,08	3,31	1,08	0,11	0,11	n.a.
URD BP<	30,36	0,08	6,08	0,22	n.a.	n.a.	0,11

Cl_{CU} : Custo incremental de capacidade utilizada

Cl_{WV} : Custo incremental de energia vazio

Cl_{Wfv} : Custo incremental de energia fora de vazio

Cl_{TF} troço periférico: Custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico

Cl_{TF} leitura diária: Custo incremental, por cliente, associado à medição, leitura e processamento de dados

n.a.: não aplicável

9.2.2 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 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.

No Quadro 9-4 são apresentados os custos incrementais das redes de distribuição em MP, que condicionam, neste período de regulação, a estrutura das tarifas de Uso da Rede de Distribuição de MP.

Quadro 9-4 - Custos incrementais das redes de distribuição em MP

	Cl_{CU} (€/MWh/dia)	Cl_{WV} (€/MWh)	Cl_{WfV} (€/MWh)	Cl_{TF} troço periférico (€/mês)	Cl_{TF} leitura diária (€/mês)	Cl_{TF} leitura mensal (€/mês)
URD MP	15,62	0,02	0,30	8,88	0,11	0,11

Cl_{CU} : Custo incremental de capacidade utilizada

Cl_{WV} : Custo incremental de energia vazio

Cl_{WfV} : Custo incremental de energia fora de vazio

Cl_{TF} troço periférico: Custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico

Cl_{TF} leitura diária: Custo incremental, por cliente, associado à medição, leitura e processamento de dados

9.3 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

9.3.1 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:

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

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:

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

$$C_{d1} = 35\,030 \text{ €/km}$$

$$C_{d2} = 39\,596 \text{ €}$$

As constantes C_{d1} e C_{d2} foram determinadas no primeiro ano de implementação do desconto, tendo permanecidas 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 modulação²⁶ 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 deve ser efetuada de forma progressiva, num período de três anos, acautelando-se, assim, os impactes tarifários sobre os consumidores que beneficiam desta opção tarifária.

²⁶ 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).

Com base em informação reportada pelos operadores da rede de distribuição, a ERSE analisou as modulações reais dos consumidores que estão a ser faturados com a tarifa opcional de Acesso às Redes.

Quadro 9-5 - Modulação média dos consumidores em MP e BP com tarifa de Acesso às Redes opcionais em MP

	2018	2019	2020	Média últimos 3 anos
Modulação média (dias/ano)	253	257	249	253

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) é recuperada em 2/3 no ano gás 2022-2023, resultando numa nova modulação teórica de 224 dias/ano.

Desta forma, o termo fixo do desconto (C_w) a aplicar no ano gás 2022-2023 é calculado pela seguinte expressão:

$$C_w = \left[(0,000788 - 0,000071) + \frac{365}{224} \times (0,00083231 - 0,00012318) \right]_{AG\ 2022/2023} = 0,001873 \text{ (€/kWh)}$$

Assim, no ano gás 2022-2023, o desconto, em €/kWh, a aplicar nas tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP é determinado nos termos anteriormente definidos:

$$\text{Desconto [€/kWh]} = 0,001873 - (35\ 030 \times d + 39\ 596) \times \frac{1}{W}$$

Considerando uma modulação de 224 dias/ano, garante-se que o conjunto de consumidores com tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP também beneficiam das reduções generalizadas nas tarifas de Acesso às Redes previstas para os restantes clientes em AP e MP.

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 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.

9.3.2 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 28.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.

9.4 OPÇÕES TARIFÁRIAS DE ACESSO ÀS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

No ano gás 2022-2023 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 é vantajosa para os consumidores com modulações anuais inferiores a cerca de 90 dias e 60 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 2022-2023 são apresentados no quadro seguinte.

Quadro 9-6 - 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

10 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 ²⁷, nos termos do artigo 27.º, n.º 4, do CR Tarifas ²⁸.

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:

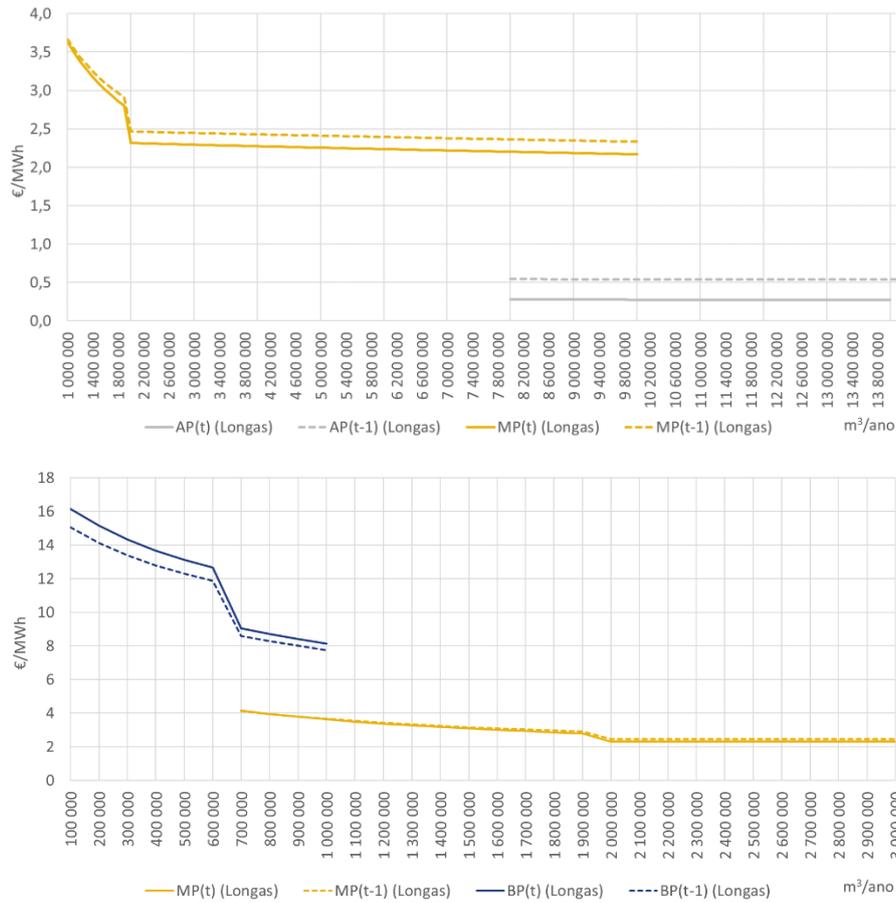
- Média Pressão (MP)
 - Consumo anual < 2 000 000 m³/ano
 - Consumo anual ≥ 2 000 000 m³/ano
- Baixa Pressão > 10 000 m³/ano (BP>)
 - 10 000 m³/ano < Consumo anual < 700 000 m³/ano
 - Consumo anual ≥ 700 000 m³/ano

A Figura 10-1 ilustra os preços médios das tarifas de Acesso às Redes em AP, MP e BP>, em longas utilizações, no ano gás 2021-2022 e no ano gás 2022-2023. Observa-se que nas tarifas a vigorar no ano gás 2022-2023 o diferencial de preços entre as tarifas de Acesso às Redes em AP e MP de longas utilizações apresentam um ligeiro acréscimo. Este acréscimo no diferencial de preços é resultado da tarifa de Uso da Rede de Transporte de longas utilizações observar uma redução tarifária bastante superior à tarifa de Uso da Rede de Distribuição de longas utilizações. A primeira observa uma redução de - 49,1% nos pontos de saída da rede, enquanto que a tarifa de Uso da Rede de Distribuição de longas utilizações observa uma redução de - 6,6%.

²⁷ Pode consultar a decisão fundamentada da ERSE [aqui](#).

²⁸ 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.

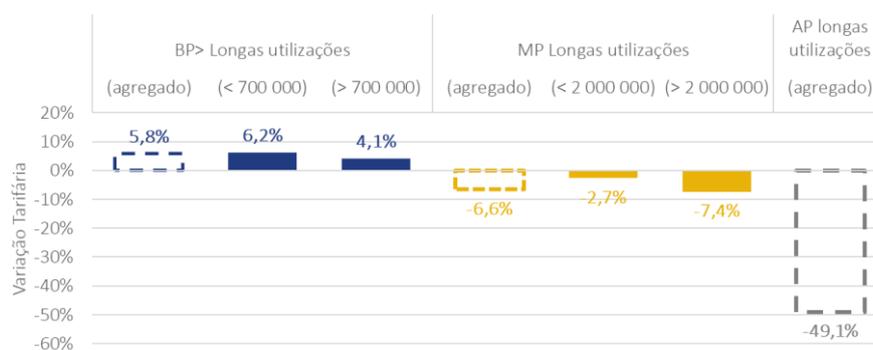
Figura 10-1 - Evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em AP, MP e BP> em (t) e (t-1)



Nota: As referências (t) e (t-1) designam os anos gás 2022-2023 e 2021-2022, respetivamente.

Na Figura 10-2 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 10-2 - 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 os consumidores com consumos anuais localizados no 2.º escalaão de consumo de cada nível de pressão (consumos superiores) observem um decréscimo tarifário superior do que os consumidores localizados no 1.º escalaão de consumo (consumos inferiores) em MP e incrementos inferiores 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”²⁹;
- 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;

²⁹ 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.

Mais recentemente verificou-se que Espanha, depois de um processo de consulta pública, 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 aprova 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, é 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 15.2.3.

Por forma a caracterizar consumos, capacidades e faturações anuais no ano gás 2022-2023, 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.

10.1 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 solicitada informação aos ORD relativa aos consumos anuais de energia e capacidades utilizadas dos consumidores faturados, com consumos anuais superiores a 100 000 m³, tendo sido recebida a informação atualizada relativa aos anos de 2020 e 2021. Para a seleção da amostra optou-se pelo ano real de 2021, uma vez que se considera o ano 2020 como um ano atípico e não representativo da amostra dos consumos. A amostra é constituída por 679 consumidores com consumos anuais superiores a 100 000 m³ faturados em MP ou BP>.

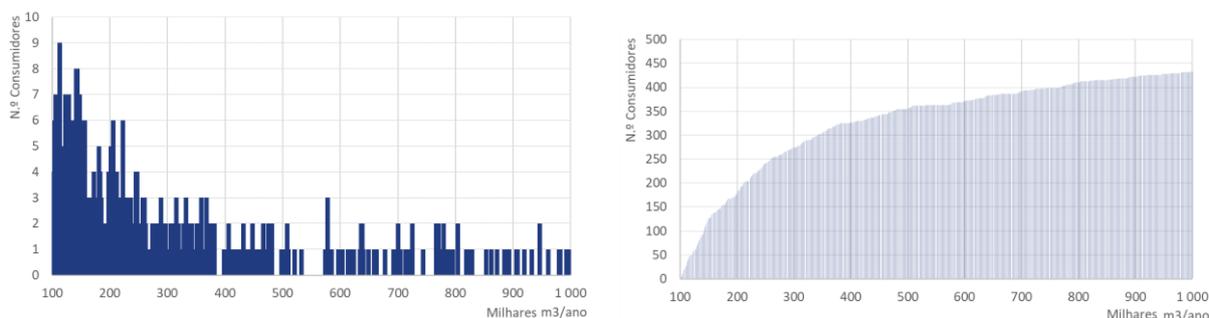
De seguida é apresentada uma análise das características de consumo desta amostra de consumidores nas redes de distribuição de gás.

10.1.1 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. Este universo tem 433 consumidores (64% dos 679 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.

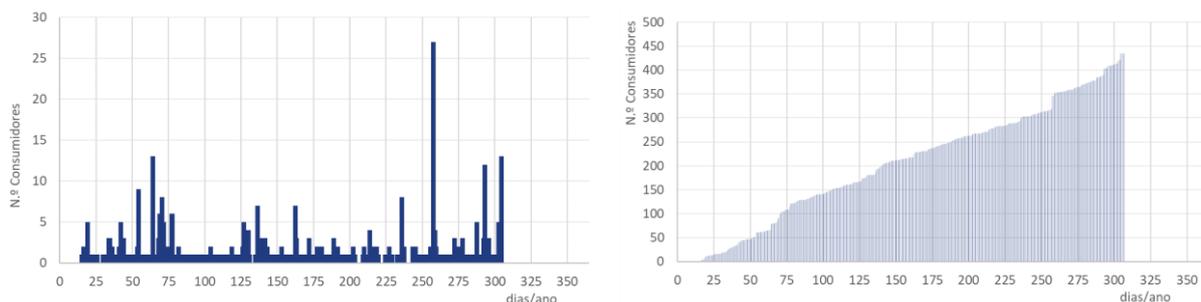
Figura 10-3 - Classificação dos consumos anuais dos consumidores faturados em Baixa Pressão



Verifica-se que o consumo anual médio destes consumidores é de aproximadamente 312 779 m³, com um valor de mediana de 226 791 m³. Cerca de 95% destes consumidores apresenta consumos anuais inferiores a 700 000 m³.

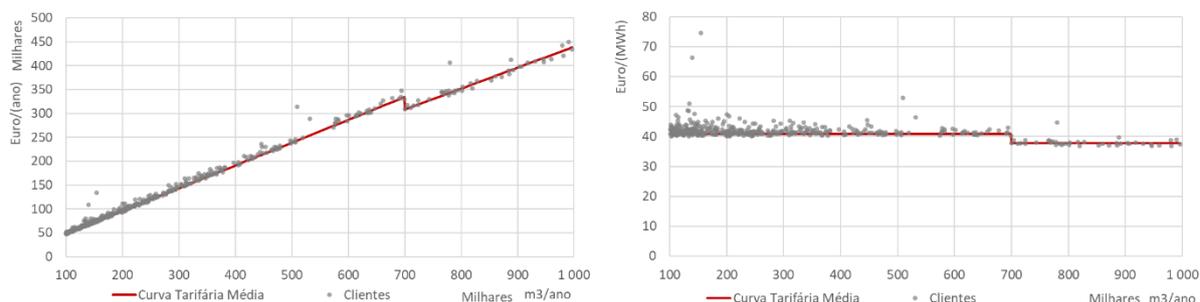
A figura seguinte classifica os consumidores em BP> em função do rácio entre o seu consumo anual e a sua capacidade utilizada, rácio esse denominado por modulação e medido em dias por ano. A figura da esquerda apresenta o número de consumidores por bandas de modulação e a figura da direita apresenta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

Figura 10-4 - Classificação da modulação anual dos consumidores em Baixa Pressão



Verifica-se que a modulação média deste universo de consumidores é aproximadamente de 165 dias/ano, com um valor de mediana de 165 dias/ano. Verifica-se que existe um conjunto de consumidores (aproximadamente 27 consumidores) com modulações de 257 dias/ano e finalmente um conjunto com modulações superiores a 300 dias/ano (aproximadamente 23 consumidores).

Considerando o preço de referência de venda a clientes finais (Capítulo 6.4 do documento “Tarifas e Preços de Gás para o ano gás 2022-2023”), para o ano gás 2022-2023 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>³⁰. 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 10-5 - Curva de faturação e preço médio dos consumidores faturados em BP com consumos anuais entre 100 000 m³ e 1 000 000 m³

³⁰ 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.

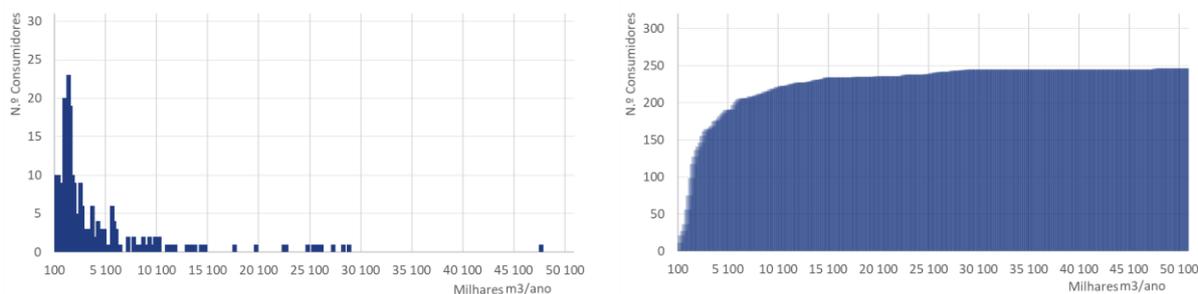
A existência dos dois escalões de consumo (limiar nos 700 000 m³/ano) traduz-se em curvas tarifárias médias distintas, em termos de faturação anual e preço médio. Para consumos inferiores a 700 000 m³/ano, a fatura anual média destes 391 consumidores é de 123 mil euros, com um preço médio de 40,9 €/MWh (Quadro 10-2). Para consumos anuais entre 700 000 m³ e 1 000 000 m³, a fatura anual média destes 42 consumidores é de 367 mil euros, com um preço médio de 37,7 €/MWh (Quadro 10-2).

10.1.2 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 246 consumidores (36% dos 679 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 10-6 - Classificação dos consumos anuais dos consumidores faturados em Média Pressão

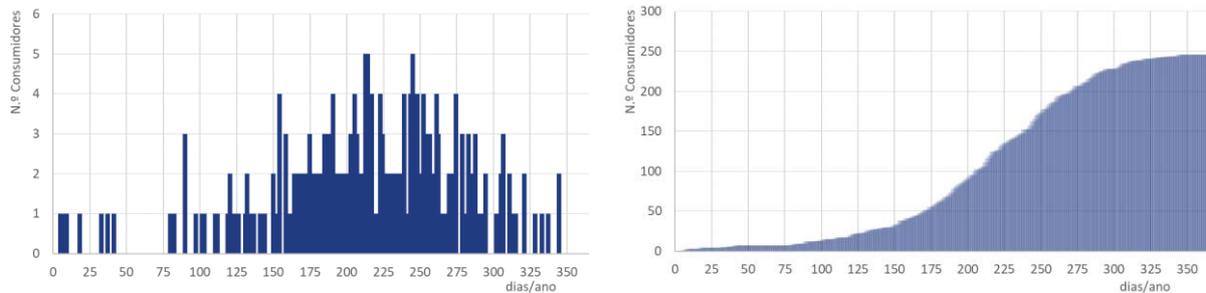


Verifica-se que o consumo anual médio destes consumidores é aproximadamente de 4,2 milhões m³/ano, com um valor de mediana de 1,8 Milhões m³/ano. Cerca de 55% destes consumidores apresenta consumos anuais inferiores a 2 milhões m³/ano e 90% destes consumidores apresenta consumos anuais inferiores a 10 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 10-7 - Classificação da modulação anual dos consumidores faturados em Média Pressão

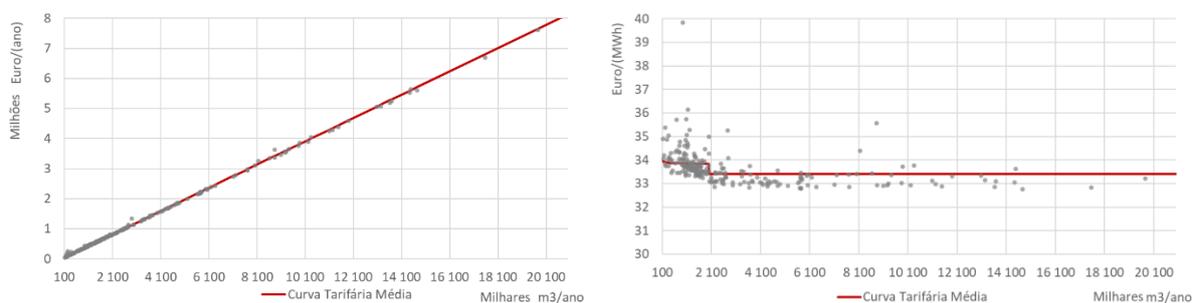


Verifica-se que a modulação média destes consumidores é de aproximadamente de 214 dias/ano, com um valor de mediana de 217 dias/ano.

Considerando o preço de referência de venda a clientes finais (Capítulo 6.4 do documento “Tarifas e Preços de Gás para o ano gás 2022-2023”), definido para o ano gás 2022-2023 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 MP³¹. 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).

³¹ 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.

Figura 10-8 - Curva de faturação e de preço médio dos consumidores faturados em MP com consumos anuais superiores a 100 000 m³



Para consumos inferiores a 2 000 000 m³/ano a fatura anual média destes 134 consumidores é de cerca de 451 mil euros, com um preço médio de 33,9 €/MWh (Quadro 10-2). Para consumos anuais superiores a 2 000 000 m³, a fatura anual média destes 112 consumidores é de 3,0 milhões euros, com um preço médio de 33,4 €/MWh (Quadro 10-2).

No Quadro 10-1 são apresentadas, para a mesma amostra de consumidores, a faturação média e preço médio aplicando as tarifas do ano gás 2021-2022.

Quadro 10-1 - Características dos consumidores faturados em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m³, com tarifas do ano gás 2021-2022

Tarifas 2021-2022		N.º Consumidores	Consumo Médio (m ³ /ano)	Modulação Média (dias/ano)	Faturação Média (€/ano)	Preço Médio (€/MWh)
BP>	100 000 < 700 000	391	256 815	161	85 074	28,40
	700 000 < 1 000 000	42	833 772	200	247 856	25,48
MP	100 000 < 2 000 000	134	1 142 366	195	293 301	22,01
	≥ 2 000 000	112	7 877 096	237	1 985 770	21,61

No Quadro 10-2 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 2022-2023.

Quadro 10-2 - 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	391	256 815	161	122 571	40,91
	700 000 < 1 000 000	42	833 772	200	366 750	37,70
MP	100 000 < 2 000 000	134	1 142 366	195	451 168	33,86
	≥ 2 000 000	112	7 877 096	237	3 070 649	33,41

No quadro seguinte apresentam-se as variações dos preços médios entre os anos gás 2021-2022 e 2022-2023, por nível de pressão e por escalaão 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 ³², que tem um maior peso nos consumidores com consumos mais significativos.

Quadro 10-3 - Variação do preço médio final dos consumidores faturados em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m³

Tarifas 2022-2023/ Tarifas 2021-2022		Variação (%)
BP>	100 000 < 700 000	44,1%
	700 000 < 1 000 000	48,0%
MP	100 000 < 2 000 000	53,8%
	≥ 2 000 000	54,6%

Nos próximos subcapítulos são analisados os impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalaões de consumo para o ano gás 2022-2023.

³² 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 em mercado livre comparativamente com o valor da tarifa de Energia.

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

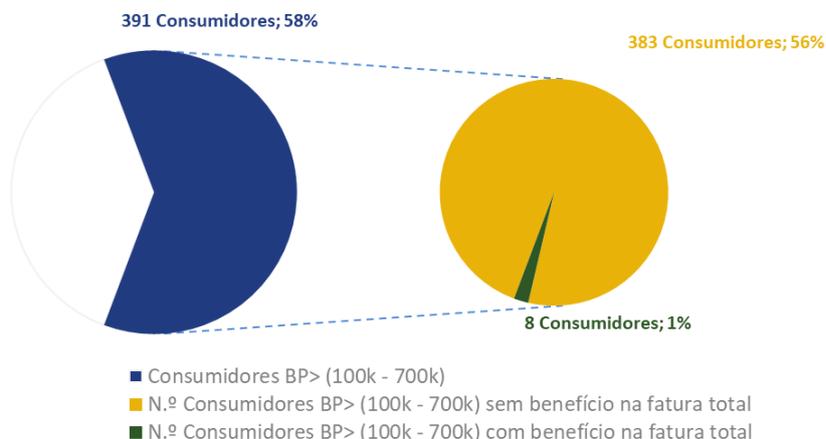
10.2.1 CONSUMIDORES FATURADOS EM BAIXA PRESSÃO COM CONSUMOS ANUAIS NA FRONTEIRA DE 700 000 m³

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 $\geq 700\ 000\ \text{m}^3/\text{ano}$.

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 $< 1\ 000\ 000\ \text{m}^3$ (433 consumidores, representando 64% dos 679 consumidores da amostra).

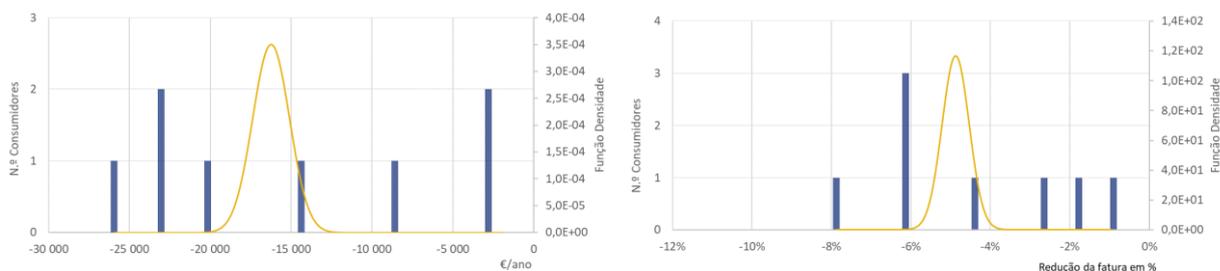
Verifica-se, que apenas 8 consumidores (1% dos 679 consumidores da amostra) teriam benefício económico caso verificassem um incremento no seu consumo anual e lhes fosse aplicada a tarifa de Acesso às Redes para consumos anuais $\geq 700\ 000\ \text{m}^3$.

Figura 10-9 - 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 8 consumidores, uma redução total média de aproximadamente 16 238 €/ano, representando uma redução média de -4,9% no total da fatura final destes consumidores.

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

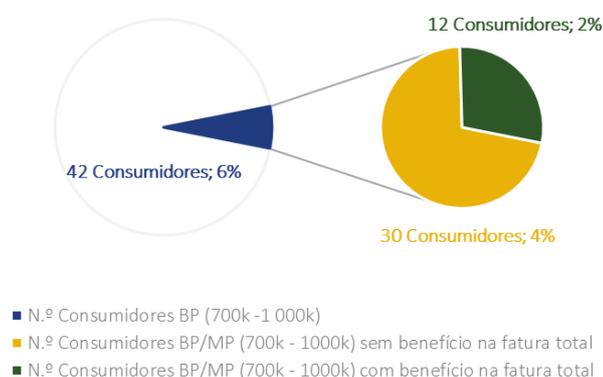


O valor total do benefício económico destes 8 consumidores seria de aproximadamente 129 907 €/ano e representaria 0,3% do total da faturação da totalidade dos clientes da amostra em BP> com consumos anuais inferiores a 1 milhão de m³.

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

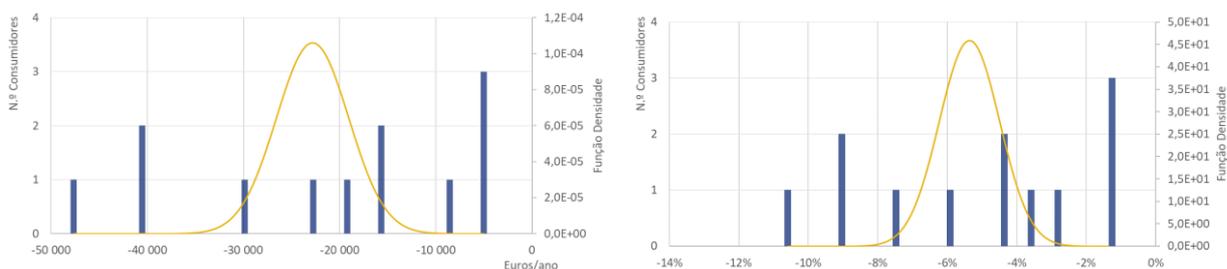
Esta análise pretende avaliar qual seria o impacto na fatura final dos 42 consumidores da amostra, atualmente com tarifas de Acesso às Redes em BP> no escalão $\geq 700\,000$ m³/ano, caso estes verificassem um incremento no seu consumo anual e lhes fosse aplicável a tarifa de Acesso às Redes em MP do escalão $< 2\,000\,000$ m³/ano. Como se mostra na Figura 10-11, tratam-se de 12 consumidores e representam 2% dos 679 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 $< 2\,000\,000$ m³.

Figura 10-11 - 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 22 806 €/ano, representando um desconto médio de 5,4% do total da fatura final destes consumidores.

Figura 10-12 - Benefício económico dos consumidores em BP>

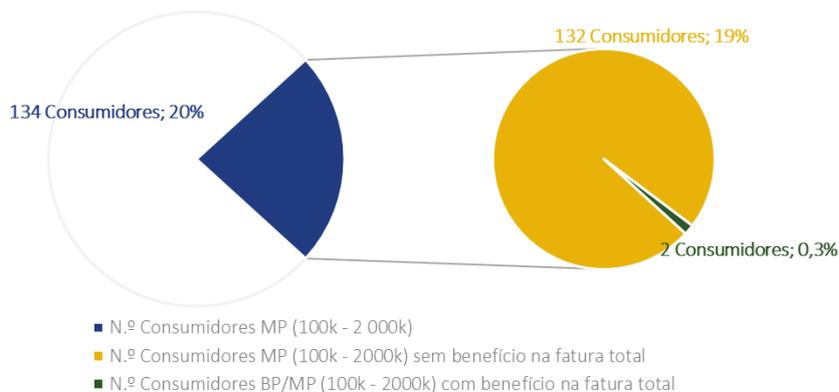


O valor total do benefício económico destes 12 consumidores seria de aproximadamente 273 675 €/ano e representaria 1,8% do total da faturação da totalidade dos clientes da amostra em BP> com consumos anuais entre 700 000 m³ e 1 000 000 m³.

10.2.3 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 10-13 tratam-se de 134 consumidores e representam 20% dos 679 consumidores da amostra. Verifica-se, que apenas 2 consumidores (0,3% dos 679 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 10-13 - Número de consumidores com benefício na fatura total



Para estes 2 consumidores, verifica-se um desconto médio de aproximadamente 6 831 €/ano, representando um desconto médio de 0,87% do total da fatura final do consumidor. O valor total do benefício económico destes 2 consumidores é de aproximadamente 13 662 €/ano e representa cerca de 0,03% 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 (629 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 10-4 sumarizam-se os impactes económicos na faturação dos consumidores nas várias fronteiras dos escalaões de consumo para o ano gás 2022-2023.

Quadro 10-4 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalaões de consumo para o ano gás 2022-2023

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	8	1,18%	-16 238	-4,9%	-129 907	-0,3%
BP>	1 000 000	12	1,77%	-22 806	-5,5%	-273 675	-1,8%
MP							
MP	2 000 000	2	0,29%	-6 831	-0,9%	-13 662	-0,03%

No Quadro 10-5 sumarizam-se os impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalaões de consumo com tarifas do ano gás 2021-2022.

Quadro 10-5 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalaões de consumo com tarifas do ano gás 2021-2022³³

Fronteira		N.º Consumidores afetados	N.º Consumidores afetados (%)	Benefício médio por consumidor (€/ano)	Benefício médio por consumidor (%)	Benefício total do escalaão (€/ano)	Peso dos benefícios nas receitas do escalaão (%)
BP>	700 000	15	2,21%	-10 916	-5,0%	-163 739	-0,5%
BP>	1 000 000	18	2,65%	-19 105	-6,9%	-343 895	-3,3%
MP							
MP	2 000 000	3	0,44%	-5 327	-1,0%	-15 981	-0,05%

Conclui-se que há uma redução do número de consumidores que beneficiariam de uma redução da fatura total se fossem faturados no escalaão superior de consumos, de 36 para 22 de consumidores.

Verifica-se um ligeiro aumento do benefício médio por consumidor, para todos os níveis de pressão e escalaões de consumo, o que revela que há um ligeiro aumento das descontinuidades tarifárias. Exemplificando, com tarifas do ano gás 2021-2022, um consumidor em BP> com um consumo anual até 700 000 m³/ano teria um benefício de 11 165 euros se fosse faturado no escalaão de consumo seguinte, enquanto que no ano gás 2022-2023 esse benefício passa a ser de 15 734 euros.

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

³³ A tarifa de energia considerada nas tarifas do ano gás 2021-2022 resulta da média ponderada entre o valor de outubro de 2021 e o valor atualizado em abril de 2022.

11 TARIFA DE ENERGIA

A tarifa de Energia da atividade regulada de compra e venda de gás, desempenhada pelos comercializadores de último recurso (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 ³⁴. De acordo com o previsto no artigo 159.º do atual Regulamento Tarifário e definido no documento “Tarifas e Preços de Gás para o ano gás 2022-2023”, os parâmetros β_t e μ_t para o ano gás 2022-2023, 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 de 2022 e em julho de 2022 com um acréscimo de 2 EUR/MWh.

De acordo com os n.ºs 4 e 5 do artigo 159.º, a atualização da tarifa de Energia para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas é repercutida nas várias tarifas de energia aplicadas pelos

³⁴ Mecanismo aprovado pelo Regulamento [n.º 455/2020](#), de 8 de maio.

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.

11.1 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 Gás. Encontra-se previsto o fornecimento de gás por parte dos comercializadores de último recurso 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. De acordo com o disposto no n.º 5 do referido artigo, aplicam-se aos clientes abrangidos as tarifas transitórias vigentes no ano gás e, após a extinção destas, o preço equivalente à soma das parcelas relevantes da tarifa que serve de base ao cálculo da tarifa Social.

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 e MP estão extintas, seguindo-se a da BP>, cuja extinção se concretiza a 1 de janeiro de 2023. Assim, 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.

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 no ano de 2021, ano 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.

Nesta análise é utilizada informação referente aos preços médios faturados no mercado livre aos clientes em AP, MP e BP>, entre 2018 e 2021. 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.

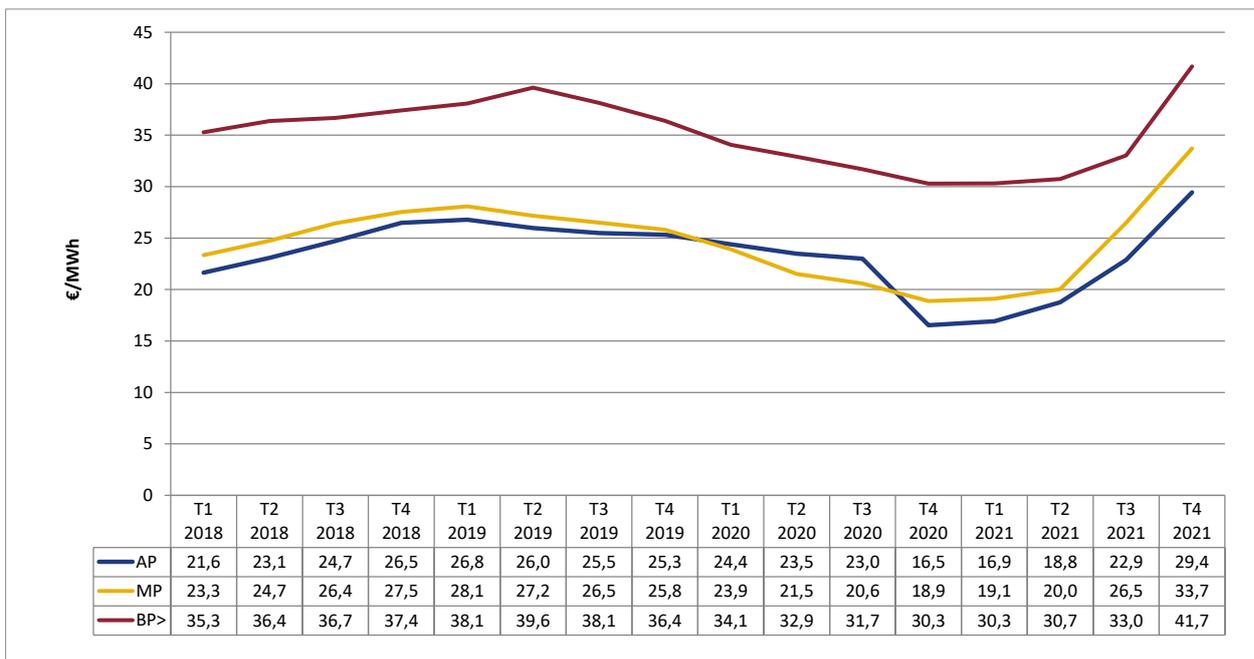
O preço da componente de energia no mercado livre resulta da diferença entre o “Preço Médio Faturado, sem taxas e sem impostos” e o “Preço Médio do Acesso às Redes de Gás”. Estes preços são calculados no referencial de mercado através da aplicação dos respetivos fatores de perdas e autoconsumos. É também retirado o custo estimado de comercialização, de acordo com a informação das tarifas de comercialização de gás dos CUR³⁵ em vigor em cada um dos trimestres analisados.

³⁵ A tarifa de energia dos CURr 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 129.º do Regulamento Tarifário.

Na Figura 11-1 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 2021, para os níveis de pressão AP, MP e BP>.

Da análise da figura verifica-se um acréscimo acentuado dos preços médios faturados ao longo do ano de 2021, atingindo valores máximos no 4.º trimestre de 2021.

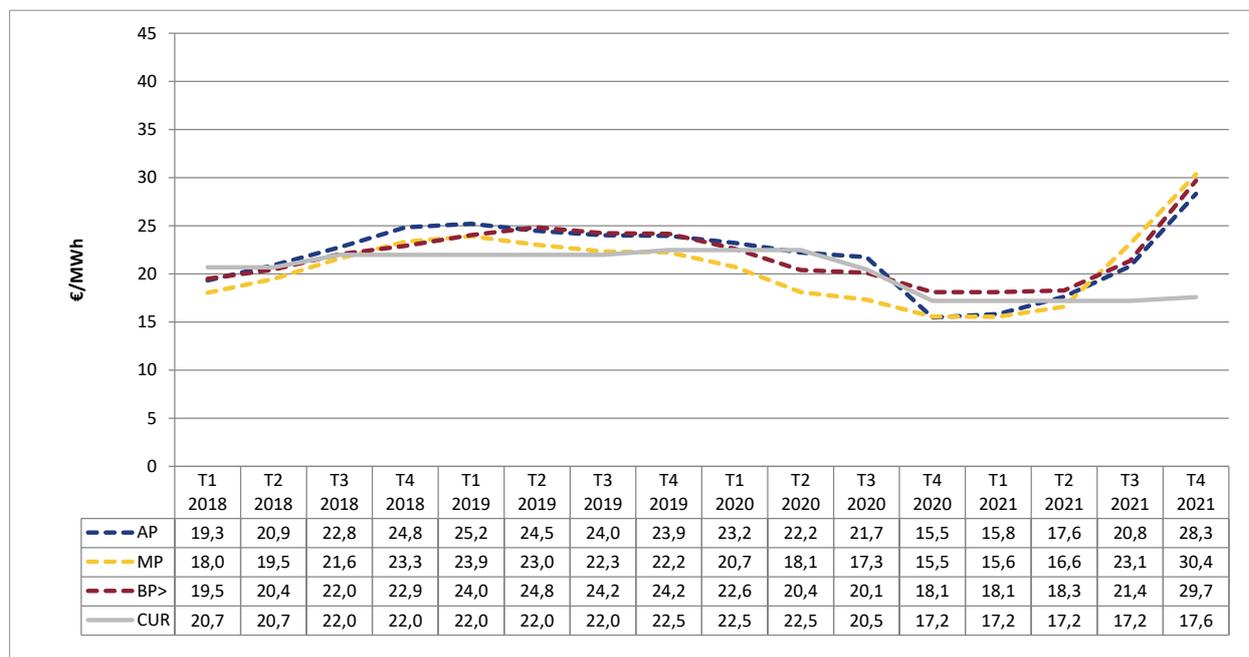
Figura 11-1 - Evolução dos Preços Médios Faturados pelos comercializadores no ML



Na Figura 11-2 apresenta-se a evolução dos preços da componente de energia associada aos preços médios faturados, apresentados na Figura 11-1, entre 2018 e 2021. Adicionalmente apresenta-se também a evolução da tarifa de Energia do CUR, para o mesmo período em análise.

Verifica-se que no 2.º semestre de 2021 o custo da componente de energia no mercado livre é claramente superior ao custo 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 11-2 - Evolução dos preços da componente de energia no mercado livre e mercado regulado



No Quadro 11-1 apresentam-se os preços da componente de energia no mercado livre nos últimos dois anos, 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 11-1 - Preços da componente de energia no mercado livre

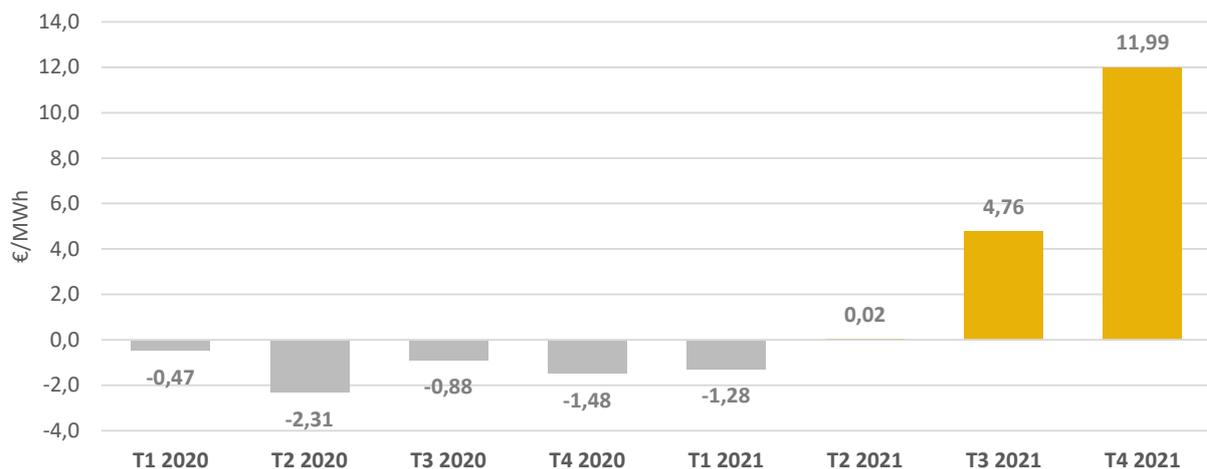
Preço Componente Energia(€/MWh)	T1 2020	T2 2020	T3 2020	T4 2020	T1 2021	T2 2021	T3 2021	T4 2021
AP	23,21	22,21	21,74	15,47	15,82	17,64	20,79	28,33
MP	20,72	18,10	17,33	15,55	15,56	16,58	23,12	30,36
BP>	22,61	20,41	20,12	18,10	18,10	18,27	21,36	29,68
Quantidades faturadas por nível de pressão (MWh)	T1 2020	T2 2020	T3 2020	T4 2020	T1 2021	T2 2021	T3 2021	T4 2021
AP	4 141 677	3 706 025	3 695 821	4 311 691	4 309 164	4 104 931	3 588 191	2 802 358
MP	4 362 036	3 739 573	3 676 173	4 250 104	3 913 553	3 817 996	3 922 268	4 240 640
BP>	1 016 484	588 794	710 635	767 901	836 751	650 148	601 997	702 531
Preço Médio Componente de Energia no ML (€/MWh)	22,00	20,16	19,59	15,72	15,92	17,21	21,96	29,57

No Quadro 11-2 apresentam-se os preços da componente de energia no mercado livre e no mercado regulado, e o respetivo diferencial, nos últimos dois anos.

Quadro 11-2 - Diferencial da componente de energia entre o mercado livre e o mercado regulado

Preço Médio Componente de Energia (€/MWh)	T1 2020	T2 2020	T3 2020	T4 2020	T1 2021	T2 2021	T3 2021	T4 2021
Mercado livre (ML)	22,00	20,16	19,59	15,72	15,92	17,21	21,96	29,57
Mercado regulado (CUR)	22,47	22,47	20,48	17,20	17,20	17,20	17,20	17,58
Diferencial ML / MR	-0,47	-2,31	-0,88	-1,48	-1,28	0,02	4,76	11,99

Da análise da Figura 11-3 verifica-se que ao longo do ano de 2021, os preços da componente de energia no mercado livre são superiores aos preços da componente de energia no mercado regulado a partir do 2.º trimestre de 2021, atingindo este diferencial um valor máximo no 4.º trimestre de 2021 (11,99 EUR/MWh).

Figura 11-3 - 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 essencialmente no 2.º semestre de 2021, o que neste momento pode justificar a utilização de um período mais recente na determinação deste diferencial. Adicionalmente, é exetável que a informação do 1.º trimestre de 2022 venha a revelar que este diferencial será superior no início de 2022 devido à escalada de preços decorrente do conflito na Ucrânia.

No Quadro 11-3 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 11,99 EUR/MWh, corresponde ao diferencial registado no 4.º trimestre de 2021, o valor intermédio de 8,29 €/MWh corresponde ao valor médio registado no 2.º semestre de 2021 e o valor mais baixo, de 3,58 €/MWh, corresponde ao valor médio dos quatro trimestres de 2021.

Quadro 11-3 - Diferencial da componente de energia no ano de 2021

Diferencial ML / MR	€/MWh
Valor T4 2021	11,99
Valor Médio S2 2021	8,29
Valor Médio Ano 2021	3,58

Tendo em conta os valores apresentados na análise anterior e o contexto atual extraordinário, determina-se pela utilização do diferencial resultante do 2.º semestre de 2021 para a construção da tarifa de Energia do fornecimento supletivo, uma vez que é um valor intermédio e já comporta alguma materialidade para dar o incentivo de regresso dos clientes ao mercado livre.

Ou seja, para o ano gás 2022-2023 o valor da tarifa de Energia para os clientes que estejam a ser fornecidos pelos CURr através do fornecimento supletivo (AP, MP e BP> a partir de 1 de janeiro de 2023) resulta da soma da tarifa de Energia que serve de base para os CUR, à qual é adicionado o valor de 8,29 €/MWh, ajustado para o nível de pressão em causa (fator de perdas correspondente), obtendo-se os seguintes valores:

Quadro 11-4 - Diferencial a adicionar à tarifa de Energia a aplicar no fornecimento supletivo

Diferencial a aplicar na Tarifa de Energia	€/MWh
AP	8,30
MP	8,30
BP>	8,33

12 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, em cada opção tarifária, 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), definido no Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 março, a partir de 1 de janeiro de 2013 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.

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, dado o carácter cada vez mais residual dos CURr. A estrutura destes custos face ao termo tarifário fixo consta no Quadro 12-1.

Quadro 12-1 - Estrutura dos custos médios de referência

Tarifa de Comercialização	Termo de Energia (euros/kWh)	Termo Tarifário Fixo (euros/mês)
$\leq 10\,000\text{ m}^3$	0,000246	1
$> 10\,000\text{ m}^3$	0,000246	1

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

13 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, nomeadamente: (i) tarifa de Energia, (ii) tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, (iii) tarifa de Uso Global do Sistema, (iv) tarifa de Uso da Rede de Transporte, (v) tarifas de Uso da Rede de Distribuição e (vi) tarifa de Comercialização.

A aditividade das tarifas 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 de Venda a Clientes Finais para aquela que resulta da adição das tarifas por atividade a montante, 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 2022-2023.

A diretiva europeia do mercado interno de gás ³⁶ 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 ³⁷ 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.

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

³⁶ Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, na redação vigente.

³⁷ 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.

Venda a Clientes Finais para clientes de Baixa Pressão com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m³ vigora até 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-se³⁸ 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. No ano gás 2022-2023, o objetivo de atingir a aditividade tarifária continua a ser seguido, acautelando sempre os impactes tarifários nos clientes finais.

13.1 ANÁLISE DA CONVERGÊNCIA DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA A TARIFA ADITIVA, PARA CONSUMOS ANUAIS 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 tarifas aditivas no ano gás 2022-2023. Nesta secção as tarifas para o ano gás 2021-2022 referem-se aos preços em vigor em setembro de 2022, uma vez que são os valores relevantes para a aplicação do mecanismo de limitação de impactes por termo tarifário.

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 22,84 €/MWh, correspondendo ao preço da tarifa de energia transitória.

³⁸ Através do Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro.

Esta análise é efetuada por escalão de consumo da BP<, sendo estes apresentados no Quadro 13-1.

Quadro 13-1 - 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.

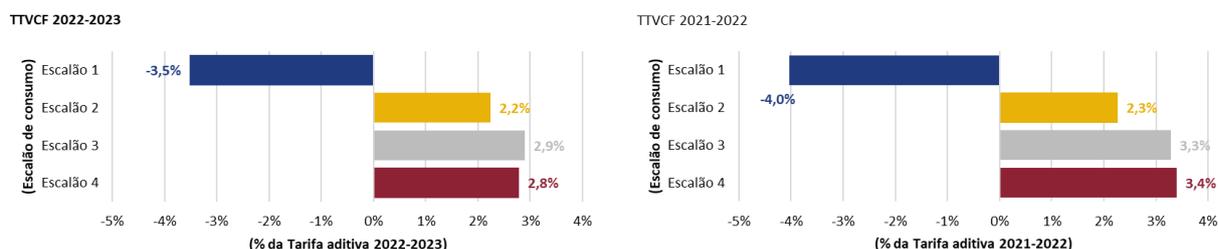
Em termos médios, as TTVCF em BP< observam uma variação tarifária média de 3,9% entre setembro e outubro de 2022. O limiar para a variação máxima de preços foi definido em 6,5%, acima da variação tarifária média, de forma a permitir uma convergência para a tarifa aditiva entre o ano gás 2021-2022 e o ano gás 2022-2023. O limiar de 6,5% é uma restrição ativa nos termos tarifários fixos do 1.º e 2.º escalão de consumo. Os preços de energia observam aumentos médios de preços na ordem dos 3,5% em todos os escalões de consumo. Os acréscimos são apresentados no Quadro 13-2 para o termo de energia e para o termo fixo.

Quadro 13-2 - Variações de preço entre os anos gás 2021-2022 e 2022-2023, por escalão de consumo

Energia (€/kWh)				Termo tarifário fixo (€/mês)			
Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4
0,0019	0,0018	0,0018	0,0018	0,14	0,21	0,16	0,19

Na Figura 13-1 é apresentado o diferencial das TTVCF no ano gás 2022-2023 em relação à tarifa aditiva, por escalão de consumo, assim como o referido diferencial no ano gás anterior.

Figura 13-1 - Distância das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para a tarifa aditiva



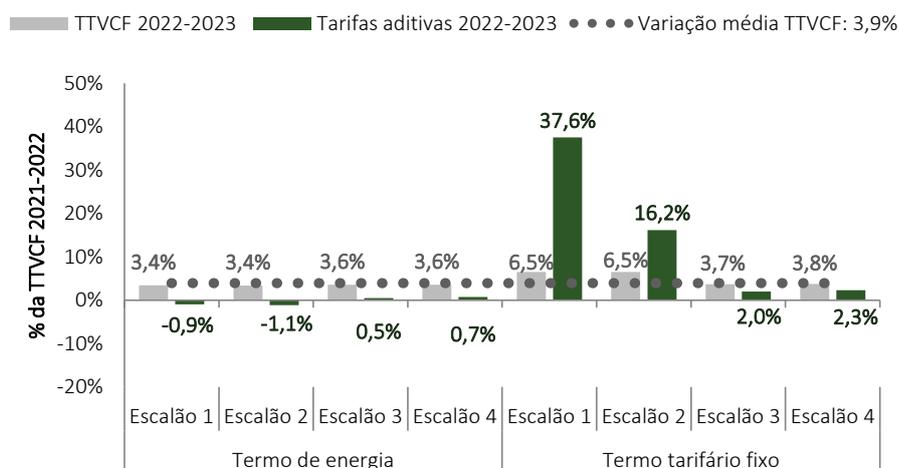
Nota: Os valores do gráfico relativo ao ano gás 2021-2022 não consideram as atualizações trimestrais ocorridas ao longo do ano de 2022.

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 acréscimo nos preços dos termos tarifários fixos do 1.º e do 2.º escalão, além dos apresentados no Quadro 13-2.

A Figura 13-2 apresenta a variação percentual, preço a preço, da TTVCF dos CUR e da tarifa aditiva em outubro de 2022, face à TTVCF dos CUR em setembro de 2022. Mostra-se ainda a variação média global das TTVCF em BP< entre outubro e setembro de 2022.

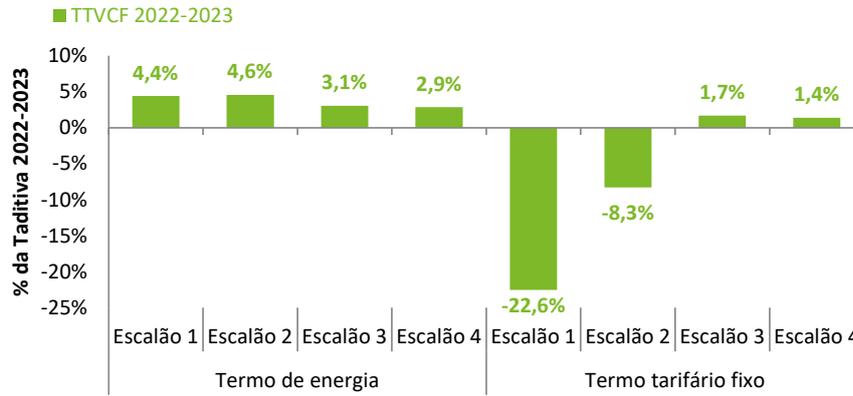
A Figura 13-3 apresenta a diferença percentual remanescente, preço a preço, das TTVCF dos CUR para a tarifa aditiva no ano gás 2022-2023.

Figura 13-2 - Variação da TTVCF e da tarifa aditiva de 2022-2023, face à TTVCF em setembro de 2022



Nota: O eixo vertical apresenta as variações face aos preços em vigor no final do ano gás 2021-2022, isto é, consideram as atualizações trimestrais ocorridas a 1 de abril de 2022 e 1 de julho de 2022.

Figura 13-3 - Distância da TTVCf face à tarifa aditiva de 2022-2023



14 ANÁLISE DAS OFERTAS COMERCIAIS DO MERCADO

Neste capítulo caracterizam-se as ofertas comerciais de gás natural no simulador de preços de energia ³⁹, de acordo com a informação disponível no **2.º trimestre de 2022** ⁴⁰.

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 no fornecimento de eletricidade e de gás natural, representativos do segmento residencial.

	Consumidor tipo 1	Consumidor tipo 2	Consumidor tipo 3
Eletricidade 	 <p>Casal sem filhos consumo anual: 1 900 kWh, consumo em vazio 40% potência contratada 3,45 kVA</p>	 <p>Casal com dois filhos consumo anual 5 000 kWh consumo em vazio 40% potência contratada 6,9 kVA</p>	 <p>Casal com quatro filhos consumo anual 10 900 kWh consumo em vazio 40% potência contratada 13,8 kVA</p>
Gás natural 	 <p>Casal sem filhos e sem aquecimento central consumo anual: 138 m³</p>	 <p>Casal dois com filhos e sem aquecimento central consumo anual: 292 m³</p>	 <p>Casal com quatro filhos e com aquecimento central consumo anual: 640 m³</p>

14.1 OFERTAS COMERCIAIS DE GÁS NATURAL EM BP< NO 2.º TRIMESTRE DE 2022

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).

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

³⁹ 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.

⁴⁰ Baseado nas ofertas disponíveis no simulador de preços de energia da ERSE durante a segunda semana de maio de 2022.

pela primeira vez pelo comercializador). Não são consideradas as ofertas comerciais com serviços adicionais obrigatórios.

14.1.1 OFERTAS DE GÁS NATURAL ⁴¹

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 GoldEnergy (Monogás ACP 21) com um valor de 13,84 euro/mês.

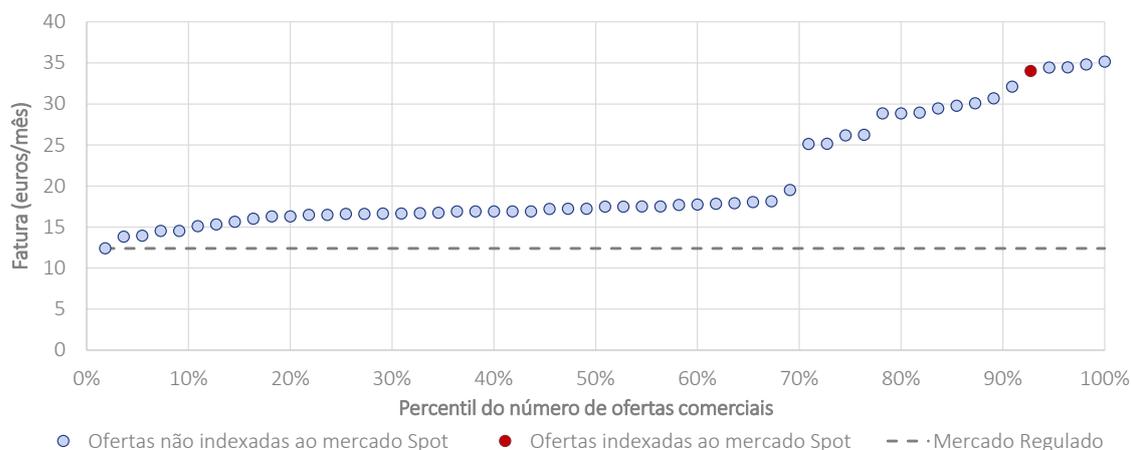
Quadro 14-1 - Ofertas de gás natural mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 1

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Ofertas comerciais
1	Mercado Regulado	12,40 €	Condições de Preço Regulado	Padrão
2	GoldEnergy	13,84 € (12%)	Monogás ACP 21	Condicionada
3	EDP Comercial	15,33 € (24%)	Gás	Padrão
4	Endesa	15,65 € (26%)	Tarifa Simples	Condicionada
5	Usenergy	18,05 € (46%)	Gás Online 2022	Padrão
6	LuziGas	25,13 € (103%)	GÁS NATURAL	Padrão
7	Aldro Energía	25,15 € (103%)	TARIFA PRO PREMIUM	Fidelização
8	G9 Energy	26,17 € (111%)	Casa Plus	Padrão
9	GALP Power	28,84 € (133%)	Plano Amigo - Casa & Estrada Gás Natural	Condicionada
10	Dourogás	28,94 € (133%)	GÁS NATURAL	Padrão
11	JAFPLUS	32,11 € (159%)	Casa Plus	Padrão
12	Audax	34,01 € (174%)	Classic Indexado 12 Meses	Condicionada, Fidelização, Indexada
13	YES ENERGY	34,44 € (178%)	#MYGAS	Padrão
14	Iberdrola	34,46 € (178%)	Casa (FE e DDC)	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 54 ofertas comerciais disponíveis, nenhuma apresenta um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

⁴¹ Lista completa das ofertas para o [consumidor tipo 1](#), [consumidor tipo 2](#) e [consumidor tipo 3](#).

Figura 14-1 - Ofertas de gás natural – Consumidor tipo 1



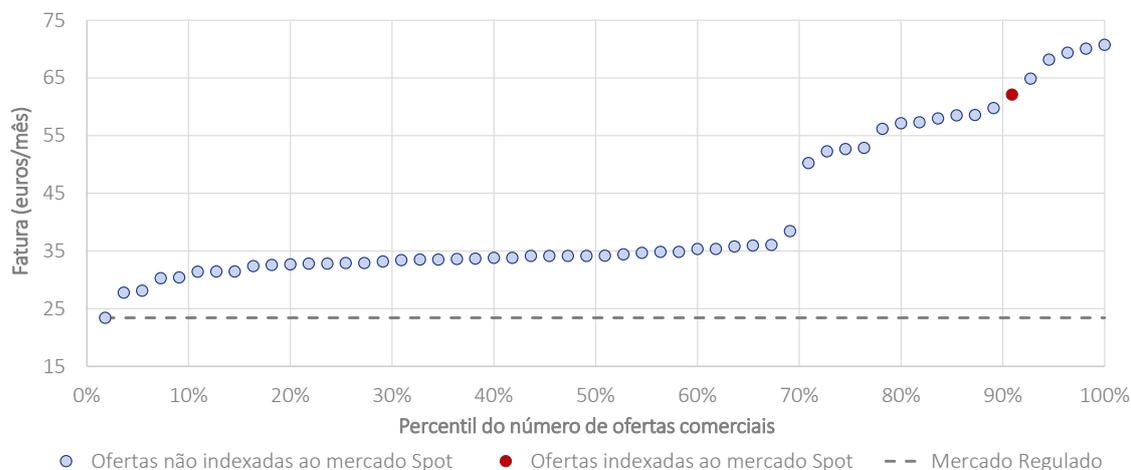
Para o **consumidor tipo 2**, considerando as ofertas de gás mais competitivas de cada um dos comercializadores, verifica-se que nenhum comercializador apresenta um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial de gás com menor fatura mensal para além da Tarifa Regulada, é da GoldEnergy (Monogás ACP 21) com um valor de 27,75 euro/mês.

Quadro 14-2 - Ofertas de gás natural mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 2

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Ofertas comerciais
1	Mercado Regulado	23,41 €	Condições de Preço Regulado	Padrão
2	GoldEnergy	27,75 € (19%)	Monogás ACP 21	Condicionada
3	EDP Comercial	28,10 € (20%)	Gás	Padrão
4	Endesa	30,38 € (30%)	Tarifa Simples	Condicionada
5	Usenergy	35,77 € (53%)	Gás Online 2022	Padrão
6	LuziGas	50,24 € (115%)	GÁS NATURAL	Padrão
7	Aldro Energía	52,26 € (123%)	TARIFA PRO PREMIUM	Fidelização
8	G9 Energy	52,68 € (125%)	Casa Plus	Padrão
9	GALP Power	56,16 € (140%)	Galp & Continente Gás Natural (DD)	Condicionada
10	Dourogás	57,13 € (144%)	GÁS NATURAL	Padrão
11	Audax	62,11 € (165%)	Classic Indexado 12 Meses	Condicionada, Fidelização, Indexada
12	JAFPLUS	64,88 € (177%)	Casa Plus	Padrão
13	YES ENERGY	68,18 € (191%)	#MYGAS	Padrão
14	Iberdrola	69,37 € (196%)	Casa (FE e DDC)	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 54 ofertas comerciais disponíveis, nenhuma apresenta um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

Figura 14-2 - Ofertas de gás natural – Consumidor tipo 2



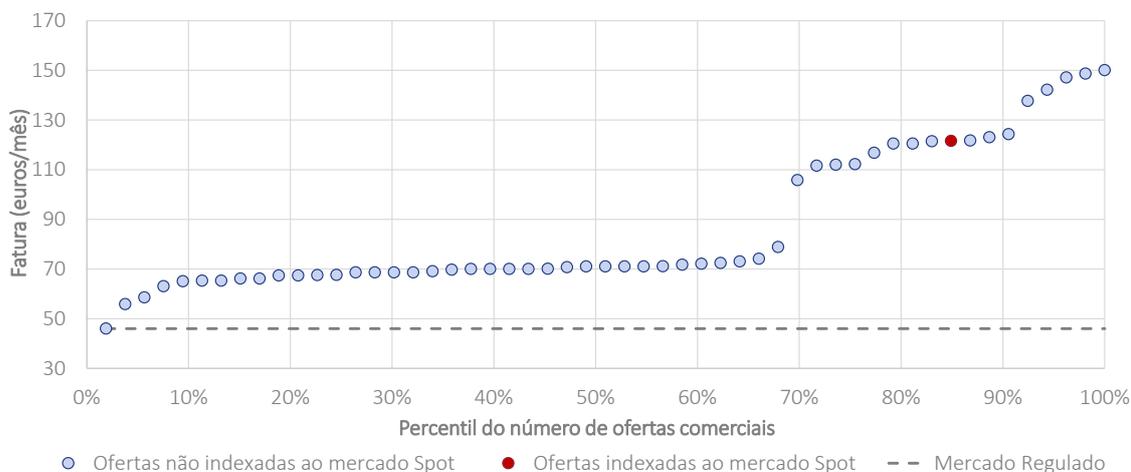
Para o **consumidor tipo 3**, considerando as ofertas de gás mais competitivas de cada um dos comercializadores, verifica-se que nenhum comercializador apresenta um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial de gás com menor fatura mensal para além da Tarifa Regulada, é da EDP Comercial (Gás) com um valor de 55,84 euro/mês.

Quadro 14-3 - Ofertas de gás natural mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 3

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Ofertas comerciais
1	Mercado Regulado	46,00 €	Condições de Preço Regulado	Padrão
2	EDP Comercial	55,84 € (21%)	Gás	Padrão
3	GoldEnergy	58,58 € (27%)	Monogás ACP 21	Condicionada
4	Endesa	69,09 € (50%)	Tarifa e-gás	Condicionada
5	Usenergy	74,10 € (61%)	Gás Online 2022	Padrão
6	LuziGas	105,76 € (130%)	GÁS NATURAL	Padrão
7	G9 Energy	111,62 € (143%)	Casa Plus	Padrão
8	Aldro Energía	112,24 € (144%)	TARIFA PRO PREMIUM	Fidelização
9	GALP Power	116,75 € (154%)	Galp & Continente Gás Natural (DD)	Condicionada
10	Dourogás	121,47 € (164%)	GÁS NATURAL	Padrão
11	Audax	121,59 € (164%)	Classic Indexado 12 Meses	Condicionada, Fidelização, Indexada
12	JAFPLUS	137,69 € (199%)	Casa Plus	Padrão
13	YES ENERGY	142,19 € (209%)	#MYGAS	Padrão
14	Iberdrola	147,15 € (220%)	Casa (FE e DDC)	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 52 ofertas comerciais disponíveis, nenhuma apresenta um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

Figura 14-3 - Ofertas de gás natural – Consumidor tipo 3



14.1.2 OFERTAS DUAIS ⁴²

Para o **consumidor tipo 1**, considerando as ofertas duais mais competitivas de cada um dos comercializadores, apenas um comercializador apresenta um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial dual com menor fatura mensal é da GoldEnergy (+ Cliente Dual), com um valor de 49,52 euro/mês, que corresponde a um desconto de 2% e uma poupança mensal de 0,95 euros em relação à Tarifa Regulada.

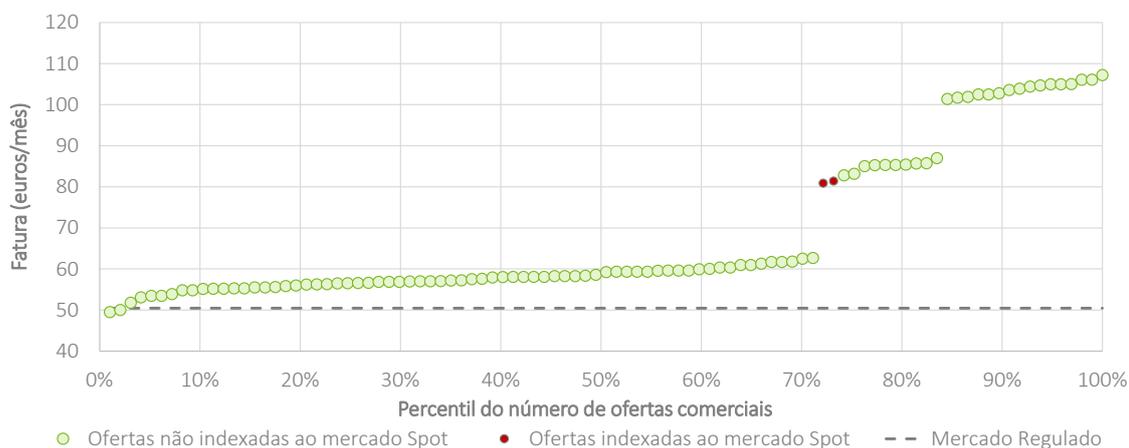
Quadro 14-4 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 1

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	GoldEnergy	49,52 € (-2%)	+ Cliente Dual	Bi-horária	Padrão
2	Mercado Regulado	50,47 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
3	Endesa	55,19 € (9%)	Quero+ Luz e Gás	Bi-horária	Novos clientes, Condicionada
4	EDP Comercial	59,55 € (18%)	Gás + Eletricidade	Simplex	Padrão
5	Aldro Energia	80,90 € (60%)	Indexado	Bi-horária	Fidelização, Indexada
6	G9 Energy	85,05 € (69%)	DUAL Casa Plus	Bi-horária	Padrão
7	YES ENERGY	85,26 € (69%)	#SMARTDUAL	Simplex	Padrão
8	GALP Power	101,37 € (101%)	Plano Amigo - Casa & Estrada Eletricidade Verde & Gás Natural &	Bi-horária	Condicionada

⁴² 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 97 ofertas comerciais apenas duas (2%) apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

Figura 14-4 - Ofertas duais – Consumidor tipo 1



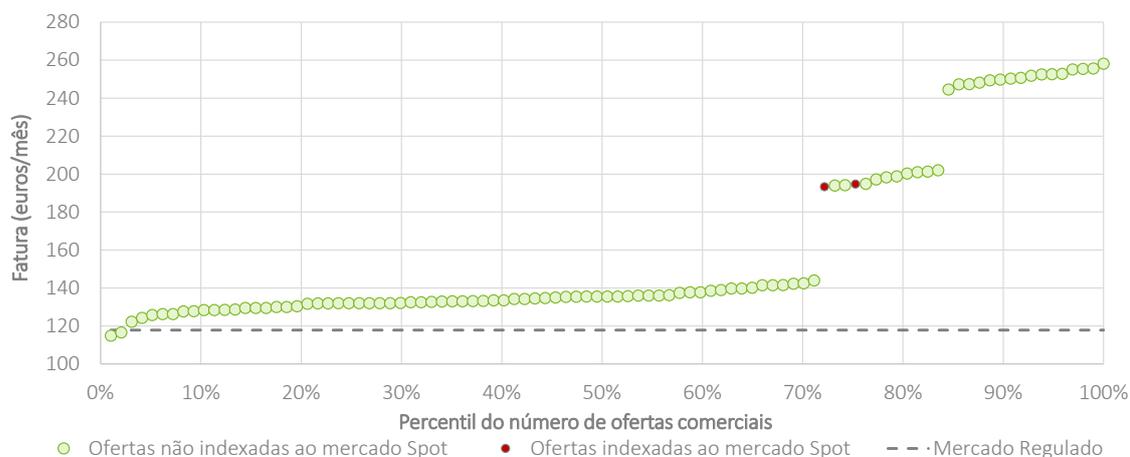
Para o **consumidor tipo 2**, considerando as ofertas duais mais competitivas de cada um dos comercializadores, apenas um comercializador apresenta um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial dual com menor fatura mensal é da GoldEnergy (Dual ACP 22), com um valor de 114,86 euro/mês, que corresponde a um desconto de 3% e uma poupança mensal de 2,98 euros em relação à Tarifa Regulada.

Quadro 14-5 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 2

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	GoldEnergy	114,86 € (-3%)	Dual ACP 22	Simple	Condicionada
2	Mercado Regulado	117,84 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
3	Endesa	127,64 € (8%)	Tarifa e-luz&gás	Simple	Condicionada
4	EDP Comercial	135,30 € (15%)	Gás e Eletricidade Mobilidade Elétrica Verde VE20 DD+FE	Bi-horária	Condicionada
5	Aldro Energía	193,34 € (64%)	Indexado	Bi-horária	Fidelização, Indexada
6	YES ENERGY	194,12 € (65%)	#SMARTDUAL	Simple	Padrão
7	G9 Energy	200,26 € (70%)	DUAL Casa Plus	Bi-horária	Padrão
8	GALP Power	244,47 € (107%)	Galp & Continente Eletricidade Verde & Gás Natural (DD)	Bi-horária	Condicionada

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais duais disponibilizados pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 2. Das 97 ofertas comerciais apenas duas (2%) apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

Figura 14-5 - Ofertas duais – Consumidor tipo 2



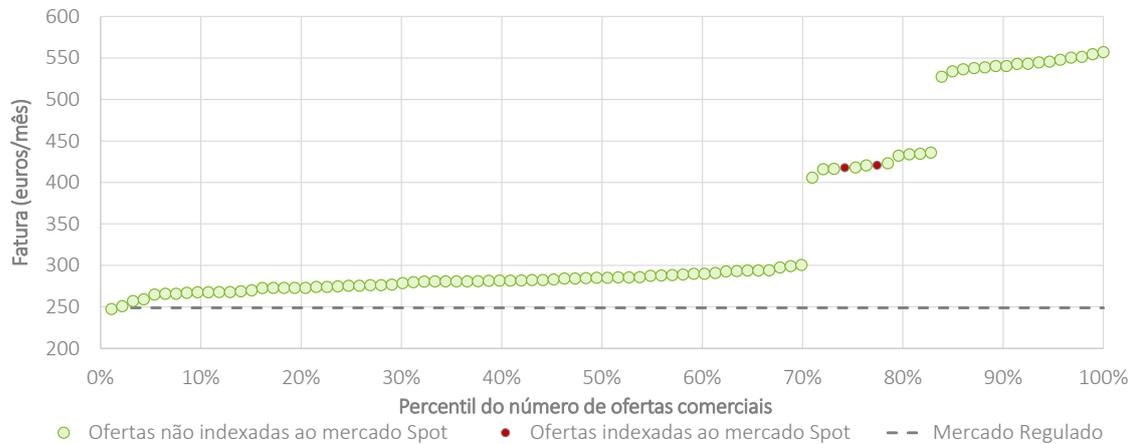
Para o **consumidor tipo 3**, considerando as ofertas duais mais competitivas de cada um dos comercializadores, apenas um comercializador apresenta um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial dual com menor fatura mensal é da GoldEnergy (Dual ACP 22), com um valor de 247,44 euro/mês, que corresponde a um desconto de 1% e uma poupança mensal de 1,49 euros em relação à Tarifa Regulada.

Quadro 14-6 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 3

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	GoldEnergy	247,44 € (-1%)	Dual ACP 22	Simple	Condicionada
2	Mercado Regulado	248,93 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
3	Endesa	268,77 € (8%)	Tarifa e-luz&gás	Simple	Condicionada
4	EDP Comercial	284,16 € (14%)	Gás e Eletricidade Mobilidade Elétrica Verde VE20 DD+FE	Bi-horária	Condicionada
5	YES ENERGY	405,84 € (63%)	#SMARTDUAL	Simple	Padrão
6	Aldro Energía	415,80 € (67%)	TARIFA PRO PREMIUM	Bi-horária	Fidelização
7	G9 Energy	432,19 € (74%)	DUAL Casa Plus	Bi-horária	Padrão
8	GALP Power	527,30 € (112%)	Galp & Continente Eletricidade Verde & Gás Natural (DD)	Bi-horária	Condicionada

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais duais disponibilizados pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 3. Das 93 ofertas comerciais apenas uma (1%) apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

Figura 14-6 - Ofertas duais – Consumidor tipo 3



14.2 EVOLUÇÃO DAS OFERTAS COMERCIAIS DE GÁS NATURAL EM BP<

14.2.1 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 nem sempre é mais competitiva do que a tarifa do Mercado Regulado.

Para os três consumidores tipo verifica-se que a partir do 4.º trimestre de 2021 a Tarifa Regulada é sempre a oferta de menor valor, tendo como base as ofertas padrão.

Ao longo do ano de 2021 verifica-se que o diferencial entre a oferta de gás de valor mínimo e a tarifa do Mercado Regulado tem vindo a diminuir, tendo como base a totalidade das ofertas comerciais. No 1.º e 2.º trimestres de 2022 verifica-se que não existe qualquer oferta comercial mais competitiva do que a Tarifa Regulada, para os três consumidores tipo.

Figura 14-7 - Faturação mensal da oferta de gás natural mais competitiva – Consumidor tipo 1



Figura 14-8 - Faturação mensal da oferta de gás natural mais competitiva – Consumidor tipo 2

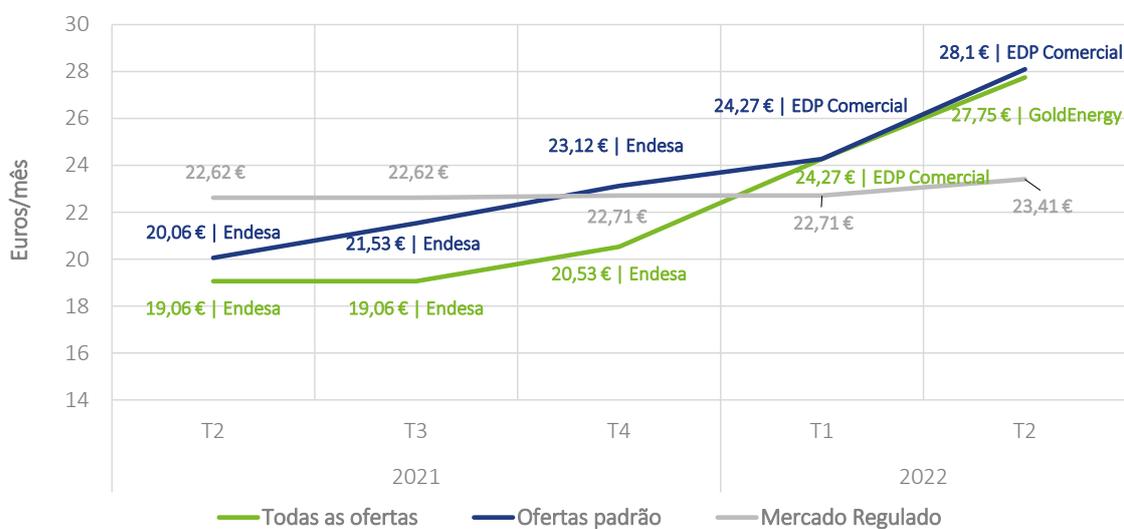


Figura 14-9 - Faturação mensal da oferta de gás natural mais competitiva – Consumidor tipo 3



14.2.2 EVOLUÇÃO DA FATURA MENSAL DAS OFERTAS DUAIS

Ao longo do período em análise verifica-se que a oferta padrão de valor mínimo é mais competitiva do que a tarifa do Mercado Regulado, até ao 4.º trimestre de 2021. A partir do 1.º trimestre de 2022 esta oferta padrão apresenta um preço mais elevado do que a Tarifa Regulada.

Tendo como base a totalidade das ofertas comerciais, verifica-se que o diferencial face à Tarifa Regulada aumentou até ao 4.º trimestre de 2021, para os três consumidores tipo. A partir do 1.º trimestre de 2022 esse diferencial diminui consideravelmente.

No 2.º trimestre de 2022, a diferença face ao Mercado Regulado corresponde a 0,95 euro/mês, 2,98 euro/mês e 1,49 euro/mês, para os consumidores tipo 1, 2 e 3, respetivamente, tendo por base a totalidade das ofertas comerciais.

Figura 14-10 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 1

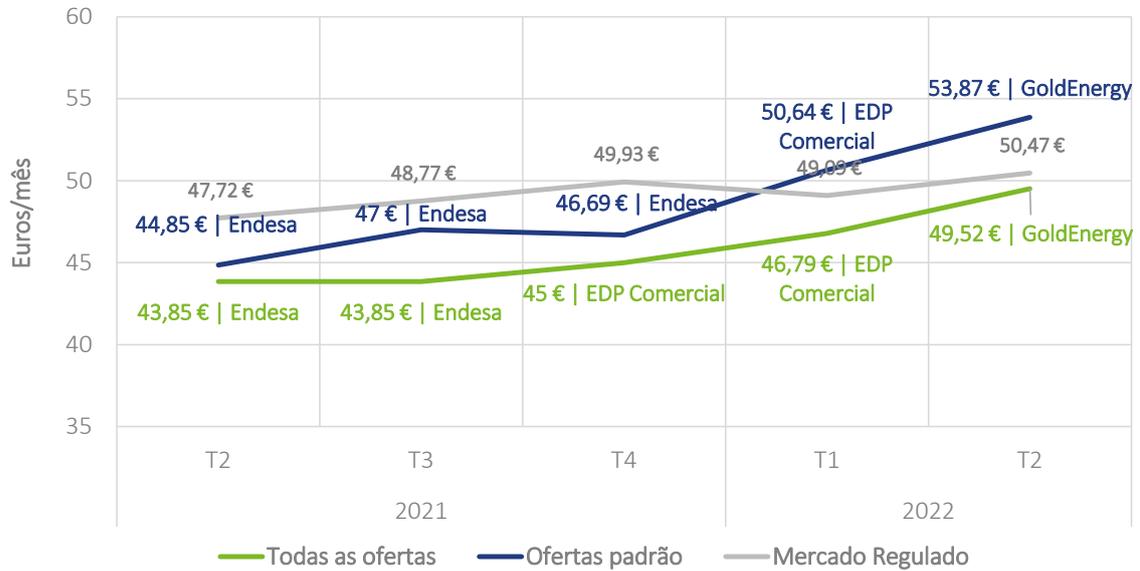


Figura 14-11 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 2

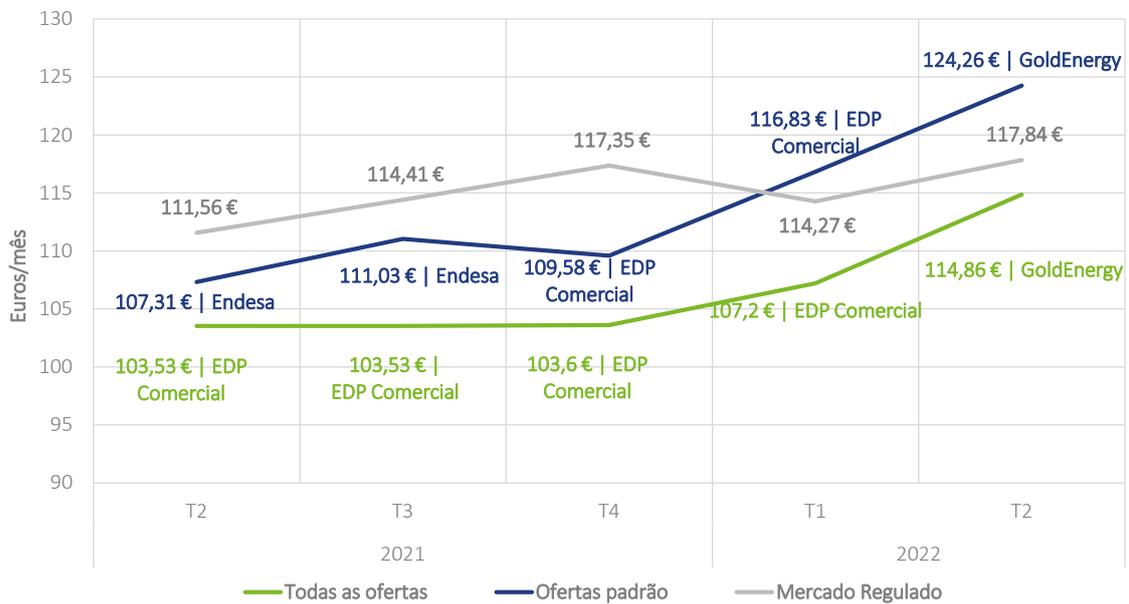
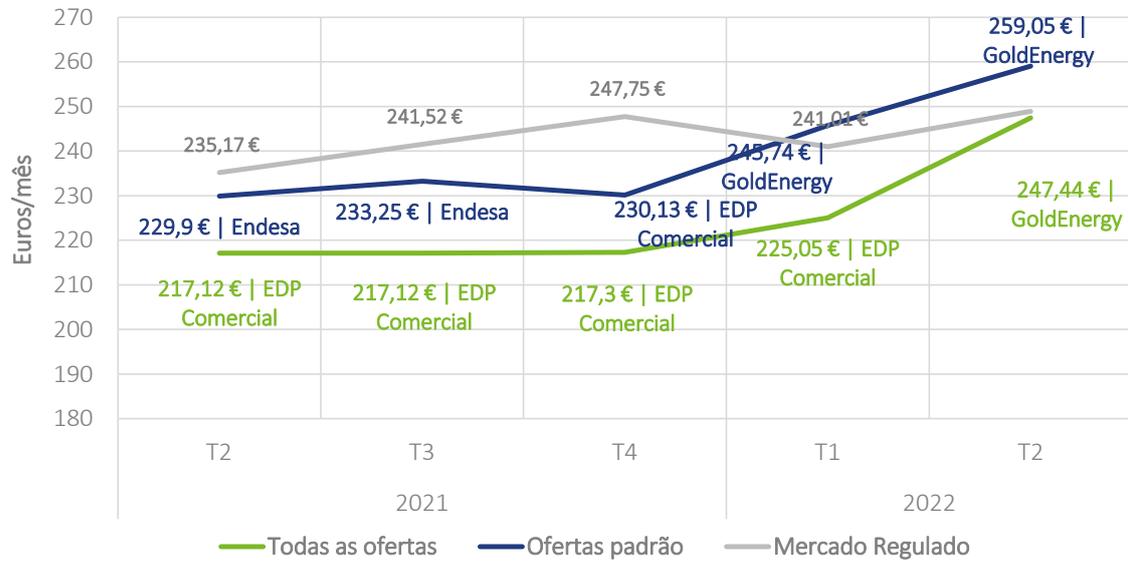


Figura 14-12 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 3



15 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 15.1). Nas restantes secções é apresentada a comparação das tarifas reguladas nos dois países, ao nível do terminal de GNL (secção 15.2.1), do armazenamento subterrâneo (secção 15.2.2) e do acesso à rede de transporte (secção 15.2.3), sendo esta comparação efetuada para o ano gás 2021-2022 (ano gás em vigor) e para o ano gás 2022-2023 (próximo ano gás).

15.1 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 2021, depois de um processo de consulta pública, foi publicada 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.

Em setembro de 2021 foi publicada a [“Orden TED/1023/2021, 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 2022”](#), que aprovou as tarifas de acesso às instalações de armazenamento subterrâneo, vigentes no período de 1 de outubro de 2021 a 30 de setembro de 2022.

Recentemente, em abril de 2022, 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 2022 a 30 de setembro de 2023.

15.2 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 2021-2022**. Em Portugal, consideram-se as tarifas do ano gás 2021-2022, a vigorarem entre 1 de outubro de 2021 e 30 de setembro de 2022. 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 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”](#), em vigor de 1 de outubro de 2021 a 30 de setembro de 2022. Para o serviço de Armazenamento Subterrâneo consideram-se as tarifas estabelecidas na [“Orden TED/1023/2021, 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 2022](#), vigentes no período de 1 de outubro de 2021 a 30 de setembro de 2022.

Simultaneamente, é feita uma análise comparativa com as tarifas de acesso às infraestruturas em alta pressão a vigorar no **ano gás 2022-2023**. Em Portugal, consideram-se as tarifas a vigorarem entre 1 de outubro de 2022 e 30 de setembro de 2023. Em Espanha, para as infraestruturas de acesso aos serviços de regaseificação, rede de transporte e rede local consideram-se as tarifas definidas na proposta tarifária da CNMC⁴³, para vigorar entre 1 de outubro de 2022 e 30 de setembro de 2023, e 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 2022-2023. Neste contexto na análise comparativa apenas se faz a comparação destas tarifas, em Portugal e em Espanha, para o ano gás 2021-2022.

⁴³ Veja-se o [processo de consulta pública](#).

15.2.1 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*', '*transshipment*', '*cooling down*' e '*virtual liquefaction*'.

Espanha introduziu um modelo de *Tanque Virtual de Balance-TVB*⁴⁴ 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 15-1 apresentam-se os preços para a parcela de receção de GNL, em ambos os países, para o ano gás 2022-2023.

Quadro 15-1 - Preços da parcela de receção de GNL⁴⁵

PARCELA DE RECEÇÃO	PREÇOS PT	PREÇOS ES
Termo Fixo (EUR/navio)	-	26 723
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,000027	0,000010

⁴⁴ 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.

⁴⁵ 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 2022-2023 os preços dos vários produtos são iguais).

No Quadro 15-2 apresentam-se os preços para a parcela de armazenamento de GNL, em ambos os países, para o ano gás 2022-2023.

Quadro 15-2 - 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 (*)	0,00001444	0,00001444	0,00001444	0,00001444	0,003053
Termo de Energia (EUR/kWh)	-	-	-	-	0,000001

(*) 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 2022-2023, não sendo considerado o produto intradiário de Portugal.

Quadro 15-3 - 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 (*)	0,00009170	0,00011922	0,00013756	0,00018341	0,101240
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00007856	0,00007856	0,00007856	0,00007856	0,000069

(*) 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 15-4 apresentam-se os multiplicadores a aplicar aos contratos de curta duração do serviço de Regaseificação e Armazenamento de GNL, para o ano gás 2022-2023, e calculados de acordo com a metodologia estabelecida na Circular 6/2020.

Quadro 15-4 - Multiplicadores a aplicar nos contratos de curta duração em Espanha

	Trimestral	Mensal	Diário	Intradiário
Armazenamento GNL	1,2	1,3	1,6	5,6
Regaseificação	1,3	1,4	1,8	7,1

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 2022-2023.

Verifica-se que no caso de Espanha existe uma estrutura de custos de capacidade mais elevada do que em Portugal, com um valor da capacidade contratada de regaseificação de GNL cerca de 3,0 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 1,2 vezes o valor equivalente no Terminal de Sines.

Figura 15-1 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha

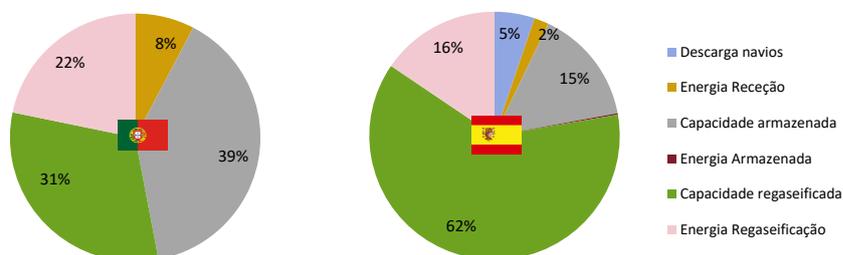
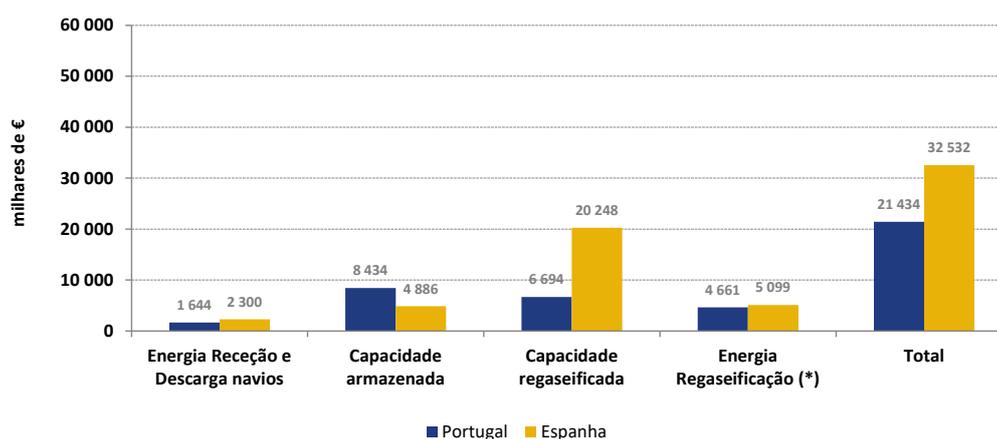


Figura 15-2 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha



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 2021-2022 e 2022-2023.

Nesta análise foram considerados navios metaneiros com uma carga média de aproximadamente 1 TWh (141 000 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 15-3 - Comparação do preço de utilização do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha (produto anual)

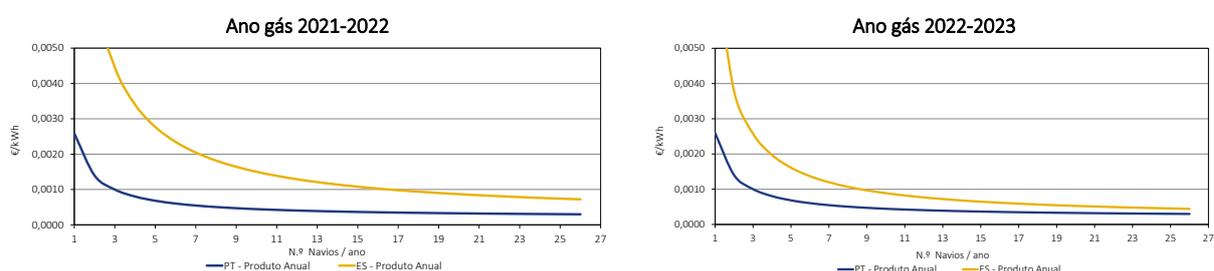


Figura 15-4 - Comparação do preço de utilização do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha (produto trimestral)

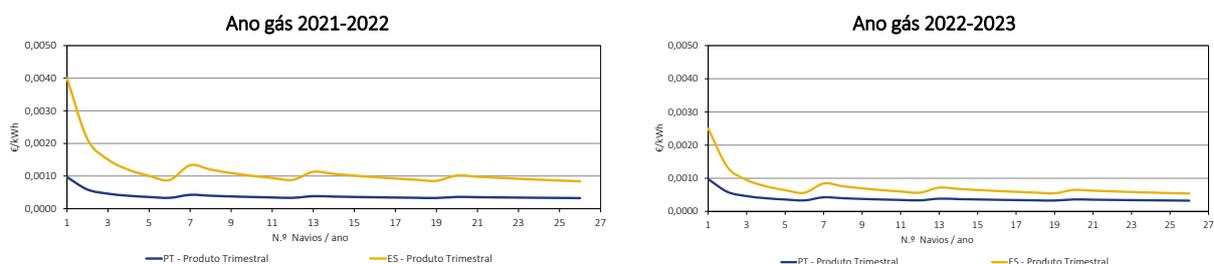


Figura 15-5 - Comparação do preço de utilização do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha (produto mensal)

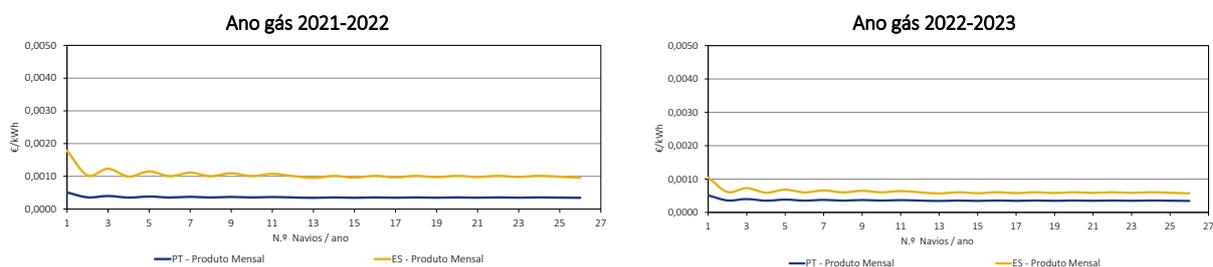
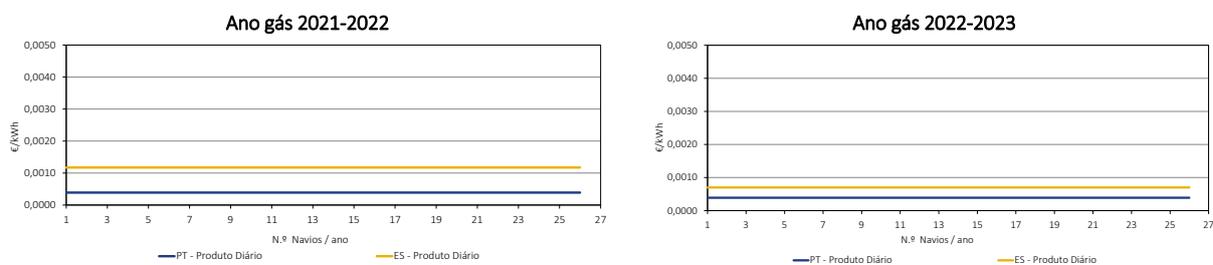


Figura 15-6 - Comparação do preço de utilização do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha (produto diário)



Em Portugal verifica-se praticamente uma manutenção dos preços médios de utilização do terminal de GNL, entre o ano gás 2021-2022 e o ano gás 2022-2023, quer para o produto anual, quer para os produtos de curta duração.

Em Espanha verifica-se uma descida acentuada nos preços médios de utilização do terminal de GNL, entre o ano gás 2021-2022 e o ano gás 2022-2023, sendo esta descida resultado de uma redução significativa dos custos fixos de utilização do Terminal: o custo de descarga de navios, o termo de capacidade de armazenamento de GNL e o termo de capacidade de regaseificação de GNL.

No ano gás 2022-2023, o terminal de GNL em Portugal apesar de se manter mais competitivo do que em Espanha, com preços médios de utilização sempre inferiores aos de Espanha, perde competitividade face aos terminais do país vizinho.

15.2.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO ⁴⁶

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.

No quadro seguinte apresentam-se os preços para a tarifa de Armazenamento Subterrâneo, em Portugal e Espanha, no ano gás 2021-2022.

Quadro 15-5 - 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	0,081094
Termo de Extração (*)	0,00009226	0,00009226	0,00009226	0,00009226	0,075563
Termo de Capacidade (**)	0,00001233	0,00001233	0,00001294	0,00001356	0,003114

(*) EUR/kWh em PT e EUR/(kWh/dia)/ano em ES

(**) EUR/(kWh/dia)/dia em PT e EUR/(kWh/dia)/ano em ES

⁴⁶ A análise comparativa do Armazenamento Subterrâneo é feita para o ano gás 2021-2022 pois não se conhecem as tarifas associadas à utilização desta infraestrutura em Espanha, para o novo ano gás 2022-2023.

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 2021-2022 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 15-6 apresentam-se os multiplicadores a aplicar aos diferentes tipos de contrato, para o ano gás 2021-2022.

Quadro 15-6 - 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
Mai		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
Valor médio	1,18	1,31	1,58	2,46

Na Figura 15-7 e na Figura 15-8 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 15-7 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha

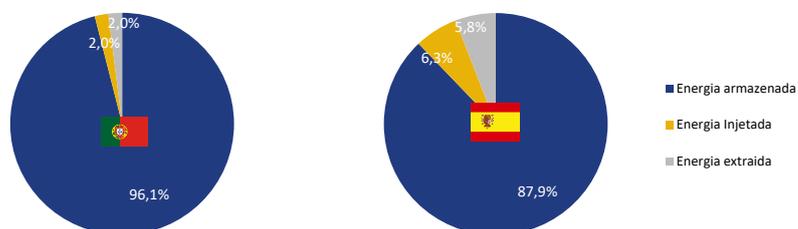
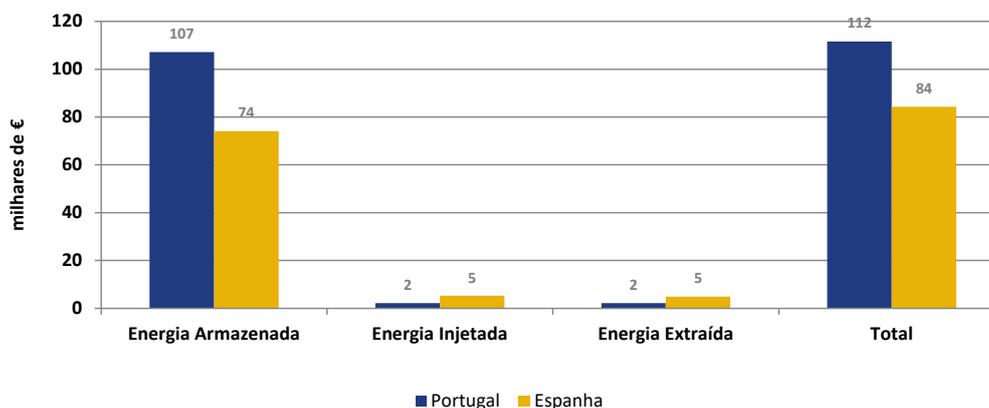


Figura 15-8 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha



Da Figura 15-9 à Figura 15-12 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 15-6.

Da análise das figuras verifica-se que a tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo é 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 ganha alguma competitividade, tornando-se sempre mais competitiva no contrato diário.

Figura 15-9 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto anual)

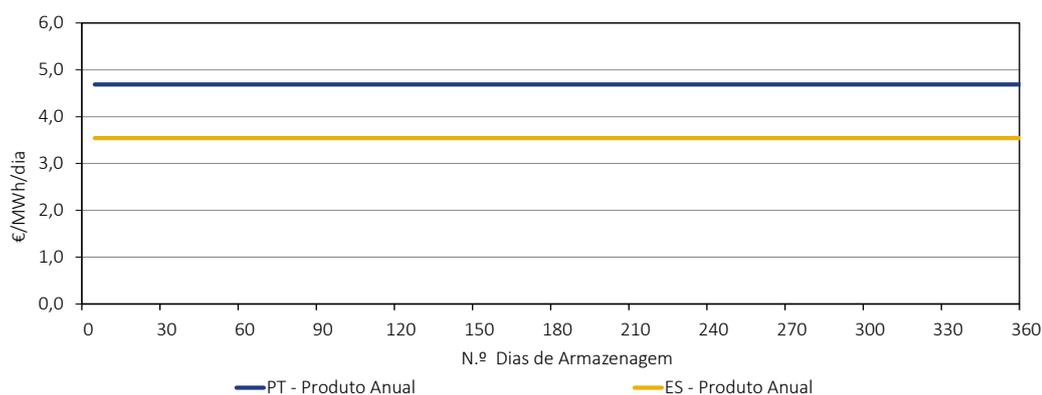


Figura 15-10 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto trimestral)

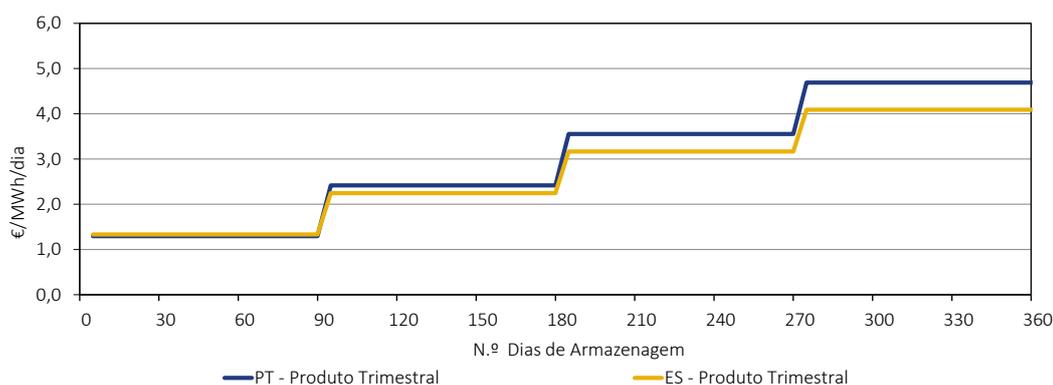


Figura 15-11 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto mensal)

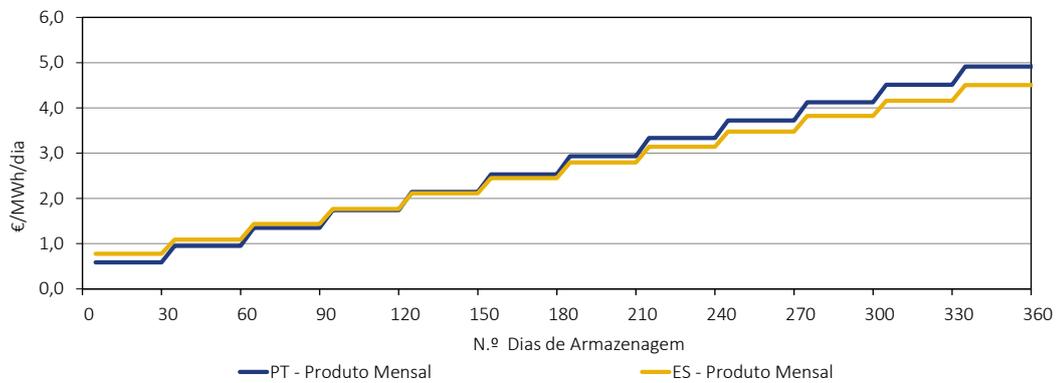
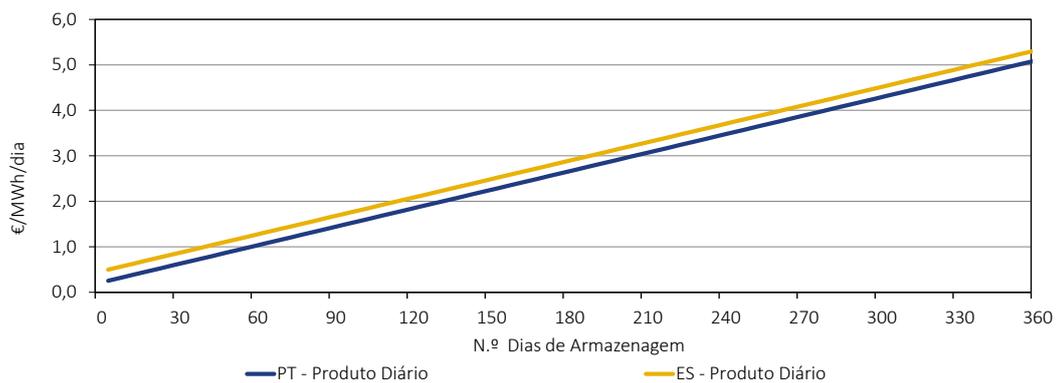


Figura 15-12 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto diário)



15.2.3 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 15-7 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 2022-2023.

Quadro 15-7 - 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	97% - 3%	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, partindo de uma divisão de 30%-70% no ano gás 2021-2022.

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 15-8 apresentam-se os preços da tarifa de acesso às redes de transporte e distribuição, em Espanha, para o ano gás 2022-2023, para as instalações com telecontagem. De notar que, pela primeira vez, é 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).

**Quadro 15-8 - 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		3,457134	0,002124	$C \leq 5.000$
RL2		2,497853	0,001987	$5.000 < C \leq 15.000$
RL3		2,253926	0,001914	$15.000 < C \leq 50.000$
RL4		2,101042	0,001934	$50.000 < C \leq 300.000$
RLTB5	≤ 4 bar	0,753372	0,007919	$300.000 < C \leq 1.500.000$
RLTA5	> 4 bar	1,182823	0,001455	$300.000 < C \leq 1.500.000$
RLTB6	≤ 4 bar	1,423778	0,001239	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$
RLTA6	> 4 bar	0,800176	0,001230	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$
RLTB7	≤ 4 bar	0,733622	0,000897	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$
RLTA7	> 4 bar	0,423962	0,000956	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$
RL8		0,395599	0,000633	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$
RL9		0,165317	0,000488	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$
RL10		0,147608	0,000400	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$
RL11		0,141903	0,000099	$C > 500.000.000$

No Quadro 15-9 apresentam-se os multiplicadores a aplicar aos contratos de curta duração em Espanha, no ano gás 2022-2023. 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 15-9 - Multiplicadores a aplicar nos contratos de curta duração

Mês	Trimestral	Mensal	Diário	Intradiário
janeiro	1,34	1,81	2,23	5,30
fevereiro	1,34	1,35	1,67	3,96
março	1,34	1,31	1,61	3,83
abril	1,05	1,11	1,37	3,25
maio	1,05	1,03	1,26	3,00
junho	1,05	1,07	1,31	3,12
julho	1,15	1,21	1,52	3,55
agosto	1,15	1,13	1,39	3,31
setembro	1,15	1,16	1,43	3,40
outubro	1,26	1,24	1,52	3,61
novembro	1,26	1,56	1,92	4,56
dezembro	1,26	1,62	1,99	4,72

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 2022-2023” (capítulo 3.7.1) apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes em AP, para as diferentes opções tarifárias disponíveis, para o ano gás 2022-2023.

15.2.3.1 COMPARAÇÃO DE PREÇOS PARA MODULAÇÕES CONSTANTES E DIFERENTES NÍVEIS DE CONSUMO

Na Figura 15-13 e na Figura 15-14 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 237 dias (valor médio registado para os clientes industriais em AP na opção Longas Utilizações, no ano gás 2020-2021 – valor real) e 129 dias (valor médio registado para os centros electroprodutores na opção Flexível Anual, no ano gás 2020-2021 – valor real). A análise comparativa é feita para os dois anos gás 2021-2022 e 2022-2023.

Figura 15-13 - Comparação das tarifas de Acesso às Redes em AP em Portugal e Espanha (modulação de 237 dias)

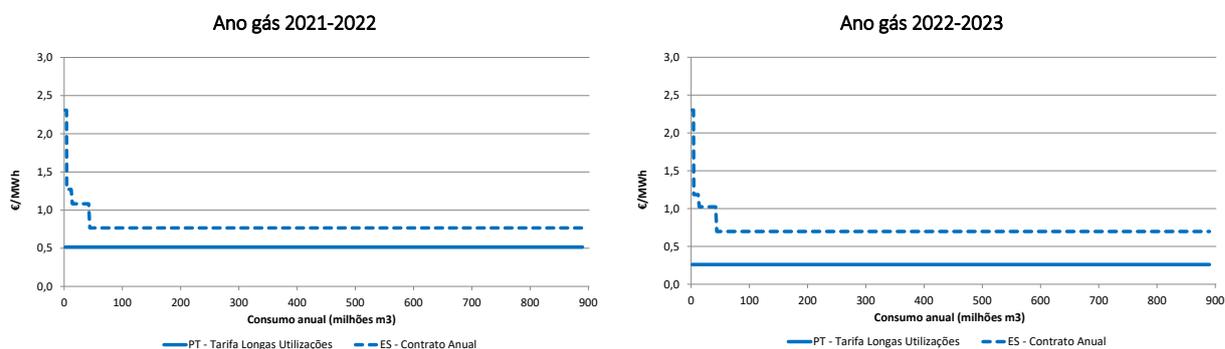
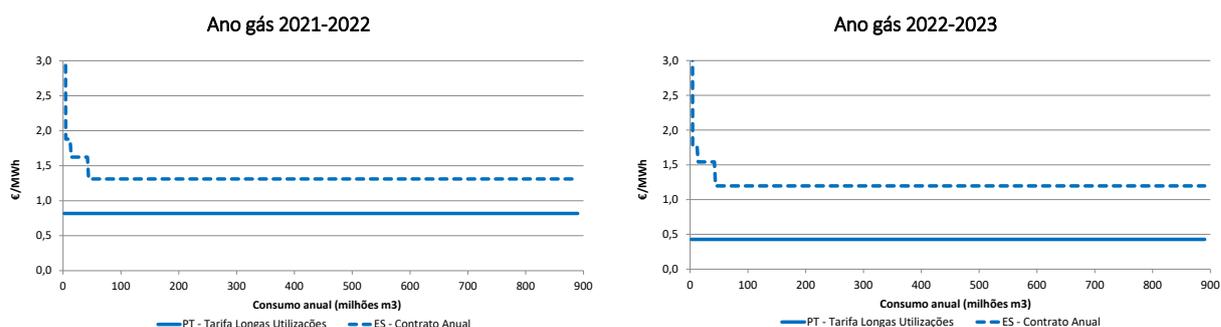


Figura 15-14 - Comparação das tarifas de Acesso às Redes em AP em Portugal e Espanha (modulação de 129 dias)



Verifica-se que os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de AP em Portugal são inferiores aos preços médios pagos em Espanha. Na comparação entre os dois anos gás, verifica-se uma descida acentuada dos preços médios em Portugal, com um consequente aumento de competitividade das tarifas de acesso as redes em Portugal face a Espanha.

15.2.3.2 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 alta pressão (capacidade média anual de 4,5 GWh/dia - valor real no ano gás

2020-2021) e um centro electroprodutor (capacidade média anual de 39,7 GWh/dia - valor real no ano gás 2020-2021).

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.

Figura 15-15 - Tarifa de acesso às redes para um cliente industrial ligado em AP, para contratos de duração igual ou superior a 1 ano

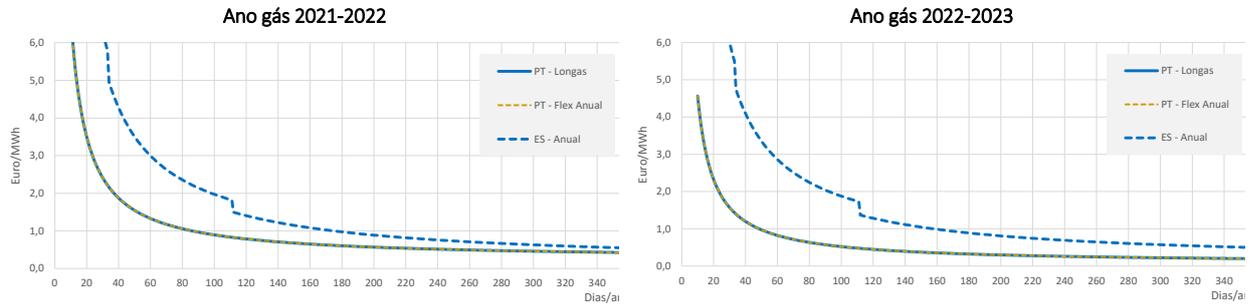


Figura 15-16 - Comparação das tarifas de Acesso às Redes em AP, para contratos com duração inferior a 1 ano (enchimento progressivo)

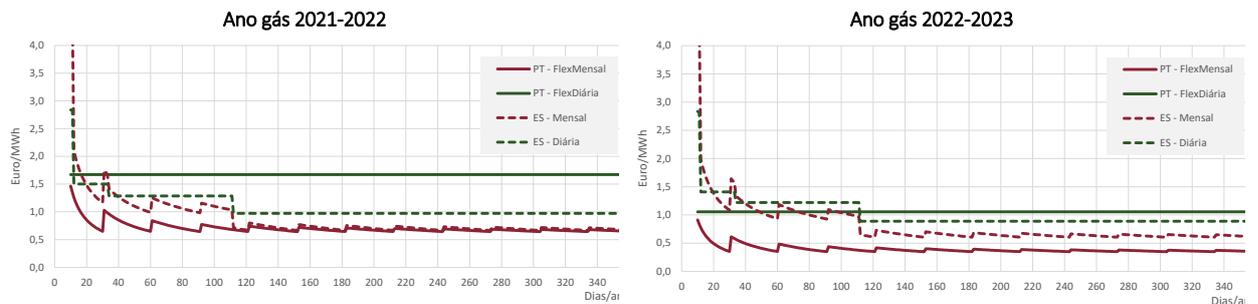
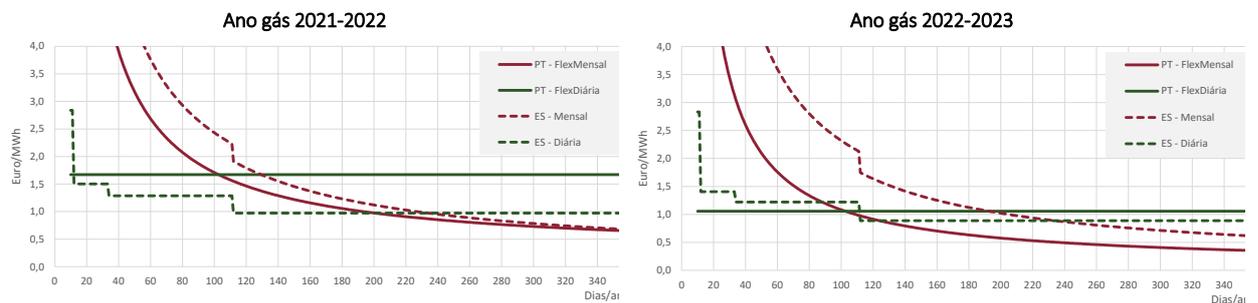


Figura 15-17 - Comparação das tarifas de Acesso às Redes em AP, para contratos com duração inferior a 1 ano (enchimento uniforme)



Comparando o ano gás 2022-2023 com o ano gás 2021-2022, verifica-se que as tarifas de Acesso às Redes de AP ganham competitividade em Portugal face às tarifas previstas para Espanha.

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 em Espanha, no ano gás 2021-2022, praticamente igualavam as tarifas de Acesso às Redes em Portugal para ambas as estratégias de utilização da capacidade e com modulações mais elevadas. Esta situação deixa de verificar-se no ano gás 2022-2023 onde as tarifas de Acesso às Redes para contratos mensais são claramente mais competitivas em Portugal.

Para os contratos diários as tarifas de Acesso às Redes em Espanha, no ano gás 2021-2022, eram sempre mais competitivas do que em Portugal, mas esta situação inverte-se no ano gás 2022-2023 para as modulações inferiores a 112 dias.

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.

Figura 15-18 - Tarifas de Acesso às Redes para centros electroprodutores, para contratos de duração igual ou superior a 1 ano

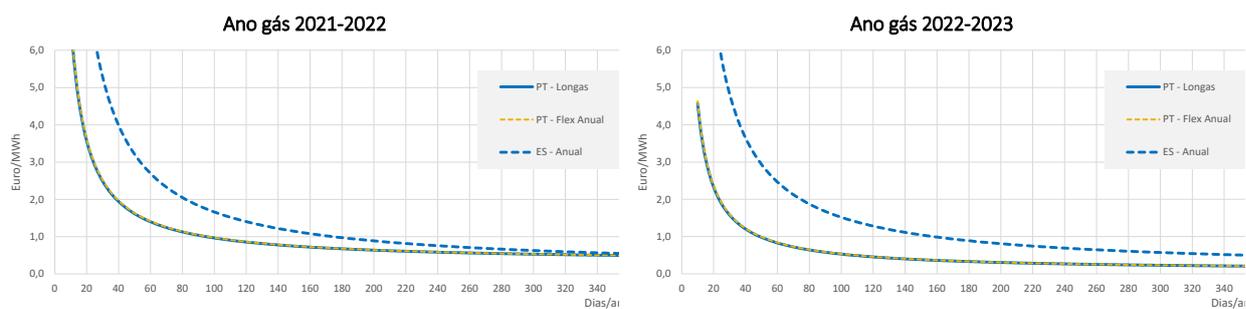


Figura 15-19 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, para contratos com duração inferior a 1 ano (enchimento progressivo)

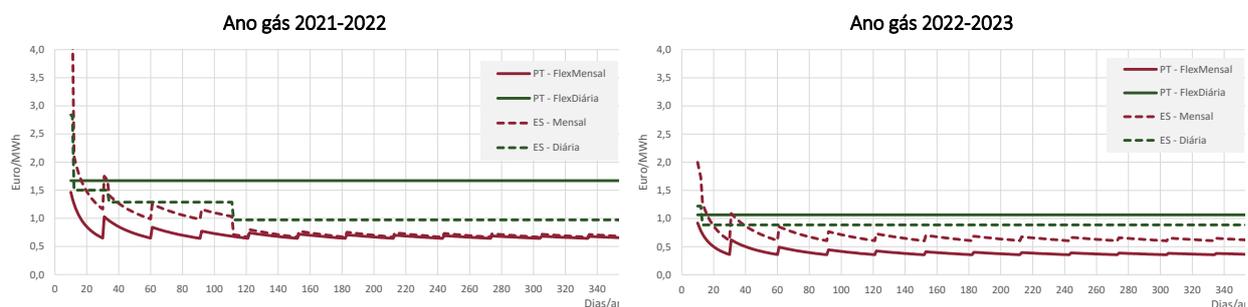
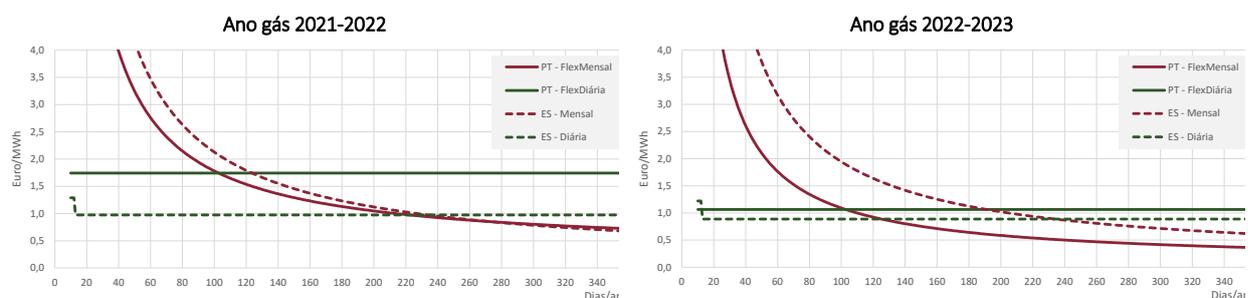


Figura 15-20 - Comparação das tarifas de Acesso às Redes para centros electroprodutores, para contratos com duração inferior a 1 ano (enchimento uniforme)



Comparando o ano gás 2022-2023 com o ano gás 2021-2022, verifica-se que as tarifas de Acesso às Redes de AP em Portugal ganham 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 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 em Espanha, no ano gás 2021-2022, praticamente igualavam as tarifas de Acesso às Redes em Portugal para ambas as estratégias de utilização da capacidade e com modulações mais elevadas. Esta situação deixa de verificar-se no ano gás 2022-2023 onde as tarifas de Acesso às Redes para contratos mensais são claramente mais competitivas em Portugal.

Para os contratos diários as tarifas de Acesso às Redes em Espanha, no ano gás 2021-2022, eram sempre mais competitivas do que em Portugal, mas esta situação inverte-se no ano gás 2022-2023 para as modulações inferiores a 12 dias.

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 2022 pelos operadores das redes, em cada Município, para os fornecimentos em BP< e BP> e MP.

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 de acesso às redes** mensal destes clientes, considerando as tarifas de Acesso às Redes a vigorar no ano gás 2022-2023.

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 mensal dos clientes** (sem TOS), considerando o preço médio de venda clientes finais no ano gás 2022-2023 ⁴⁷.

⁴⁷ Os valores apresentados consideram a tarifa aditiva de venda a clientes finais (tarifas de Acesso às Redes + tarifa de Energia + tarifa de Comercialização), os consumos dos respetivos municípios e não incluem 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
Beiragás	Covilhã	0,020100	0,017267	11,360711	0,002132
Beiragás	Fundão	0,004507	0,003872	2,547566	0,000478
Beiragás	Lamego	0,005633	0,004839	3,183965	0,000597
Beiragás	Lousã	0,002774	0,002383	1,567941	0,000294
Beiragás	Viseu	0,002902	0,002493	1,640102	0,000308
Beiragás	Vila Velha de Rodão	0,000579	0,000497	0,327092	0,000061
Dianagás	Évora	0,018047	0,015503	10,200173	0,001914
Dianagás	Sines	0,011176	0,009600	6,316645	0,001185
Sonorgás	Peso da Régua	0,002426	0,002084	1,371080	0,000257
Sonorgás	Mirandela	0,002459	0,002112	1,389924	0,000261
Duriensegás	Chaves	0,004450	0,003823	2,515155	0,000472
Duriensegás	Amarante	0,005914	0,005081	3,342924	0,000627
Duriensegás	Vila Real	0,011265	0,009677	6,366933	0,001195
Lisboagás	Lisboa	0,004134	0,003551	2,336323	0,000438
Lisboagás	Sintra	0,010881	0,009347	6,149925	0,001154
Lisboagás	Vila Franca de Xira	0,007414	0,006369	4,190361	0,000786
Lisboagás	Azambuja	0,009088	0,007807	5,136419	0,000964
Lisboagás	Loures	0,005174	0,004444	2,924228	0,000549
Lisboagás	Mafra	0,003397	0,002918	1,919795	0,000360
Lisboagás	Odivelas	0,004300	0,003694	2,430489	0,000456
Lisboagás	Oeiras	0,004799	0,004122	2,712203	0,000509
Lisboagás	Cascais	0,016926	0,014540	9,566530	0,001795
Lisboagás	Alenquer	0,002867	0,002463	1,620336	0,000304
Lisboagás	Amadora	0,001990	0,001709	1,124581	0,000211
Lisboagás	Arruda dos Vinhos	0,012213	0,010492	6,903166	0,001295
Lisboagás	Torres Vedras	0,007180	0,006168	4,057978	0,000761
Lusitaniagás	Aveiro	0,004398	0,003778	2,485835	0,000466
Lusitaniagás	Estarreja	0,002882	0,002476	1,628891	0,000306
Lusitaniagás	Ovar	0,004424	0,003800	2,500326	0,000469
Lusitaniagás	Condeixa a Nova	0,004689	0,004028	2,650065	0,000497
Lusitaniagás	Coimbra	0,007465	0,006413	4,219264	0,000792
Lusitaniagás	Figueira da foz	0,000016	0,000013	0,008843	0,000002
Lusitaniagás	Sta Maria Feira	0,001579	0,001357	0,892699	0,000168
Lusitaniagás	Murtosa	0,001706	0,001465	0,964145	0,000181
Medigás	Portimão	0,004065	0,003492	2,297647	0,000431
Paxgás	Beja	-0,000431	-0,000370	-0,243495	-0,000046
Portgás	Braga	0,000850	0,000730	0,480422	0,000090
Portgás	Esposende	0,003001	0,002578	1,696392	0,000318
Portgás	Fafe	0,001155	0,000992	0,652888	0,000123
Portgás	Gondomar	0,000717	0,000616	0,405501	0,000076
Portgás	Guimarães	0,001626	0,001396	0,918752	0,000172
Portgás	Maia	0,004716	0,004051	2,665344	0,000500
Portgás	Matosinhos	0,004136	0,003553	2,337501	0,000439
Portgás	Paços de Ferreira	0,002524	0,002168	1,426446	0,000268
Portgás	Paredes	0,001745	0,001499	0,986549	0,000185
Portgás	Penafiel	0,004164	0,003577	2,353793	0,000442
Portgás	Porto	0,001762	0,001513	0,995645	0,000187
Portgás	Póvoa Varzim	0,007603	0,006531	4,297341	0,000806
Portgás	Santo Tirso	0,003307	0,002841	1,869402	0,000351
Portgás	Trofa	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
Portgás	Valongo	0,007412	0,006367	4,189185	0,000786
Portgás	Vila Nova de Famalicão	0,000572	0,000492	0,323574	0,000061
Portgás	Vila Nova de Gaia	0,003214	0,002761	1,816361	0,000341
Portgás	Vizela	0,003765	0,003234	2,127894	0,000399
Setgás	Barreiro	0,005905	0,005072	3,337445	0,000626
Setgás	Seixal	0,010002	0,008592	5,653448	0,001061
Setgás	Almada	0,003147	0,002704	1,778788	0,000334
Setgás	Moita	0,012608	0,010831	7,126338	0,001337
Setgás	Montijo	0,006125	0,005262	3,462142	0,000650
Setgás	Palmela	0,004377	0,003760	2,473717	0,000464
Tagusgás	Cartaxo	0,026345	0,022631	14,890387	0,002794

Fonte: Área de concessão da Portgás⁴⁸, áreas de concessão da GGND⁴⁹ e área de licenciamento da Sonorgás⁵⁰.

Nota: Não inclui IVA

⁴⁸ TOS Portgás

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 das TOS €/MWh	Peso das TOS na Fatura de Acesso	Preço das TOS €/MWh	Peso das TOS na Fatura de Acesso
Beiragás	Covilhã	20,2	58,7%	4,7	58,7%
Beiragás	Fundão	4,5	13,1%	2,1	13,1%
Beiragás	Lamego	5,6	16,4%	1,5	16,4%
Beiragás	Lousã	2,8	8,2%	0,4	8,2%
Beiragás	Viseu	2,8	8,5%	0,7	8,5%
Beiragás	Vila Velha de Ródão	---	---	0,1	1,6%
Dianagás	Évora	18,0	52,5%	5,3	52,5%
Dianagás	Sines	11,4	32,8%	1,7	32,8%
Sonorgás	Peso da Régua	2,3	7,1%	1,7	7,1%
Sonorgás	Mirandela	2,4	7,2%	1,3	7,2%
Duriensegás	Chaves	4,3	13,0%	1,8	13,0%
Duriensegás	Amarante	5,8	17,2%	1,5	17,2%
Duriensegás	Vila Real	10,8	33,0%	3,9	33,0%
Lisboagás	Lisboa	4,1	12,0%	1,3	12,0%
Lisboagás	Sintra	10,9	31,6%	2,3	31,6%
Lisboagás	Vila Franca de Xira	7,5	21,8%	0,9	21,8%
Lisboagás	Azambuja	9,2	26,6%	1,2	26,6%
Lisboagás	Loures	5,3	15,2%	0,7	15,2%
Lisboagás	Mafra	3,4	9,9%	0,9	9,9%
Lisboagás	Odivelas	4,4	12,6%	1,3	12,6%
Lisboagás	Oeiras	4,7	14,0%	2,1	14,0%
Lisboagás	Cascais	16,2	49,6%	7,0	49,6%
Lisboagás	Alenquer	2,9	8,4%	0,4	8,4%
Lisboagás	Amadora	2,0	5,8%	0,3	5,8%
Lisboagás	Arruda dos Vinhos	12,6	36,1%	---	---
Lisboagás	Torres Vedras	7,1	20,9%	0,9	20,9%
Lusitaniagás	Aveiro	4,3	12,8%	0,6	12,8%
Lusitaniagás	Estarreja	2,8	8,4%	0,3	8,4%
Lusitaniagás	Ovar	4,4	12,9%	0,8	12,9%
Lusitaniagás	Condeixa a Nova	4,6	13,7%	0,7	13,7%
Lusitaniagás	Coimbra	7,5	21,7%	2,2	21,7%
Lusitaniagás	Figueira da foz	0,0	0,0%	0,0	0,0%
Lusitaniagás	Sta Maria Feira	1,6	4,6%	0,3	4,6%
Lusitaniagás	Murtosa	1,7	5,0%	1,0	5,0%
Medigás	Portimão	4,3	12,2%	1,3	12,2%
Paxgás	Beja	-0,4	-1,3%	-0,1	-1,3%
Portgás	Braga	0,8	2,5%	0,2	2,5%
Portgás	Esposende	3,0	8,7%	0,6	8,7%
Portgás	Fafe	1,1	3,4%	0,2	3,4%
Portgás	Gondomar	0,7	2,1%	0,2	2,1%
Portgás	Guimarães	1,6	4,7%	0,2	4,7%
Portgás	Maia	4,5	13,8%	0,7	13,8%
Portgás	Matosinhos	4,0	12,1%	0,8	12,1%
Portgás	Paços de Ferreira	2,5	7,3%	0,6	7,3%
Portgás	Paredes	1,8	5,1%	0,6	5,1%
Portgás	Penafiel	4,1	12,1%	1,0	12,1%
Portgás	Porto	1,6	5,2%	0,4	5,2%
Portgás	Póvoa Varzim	7,8	22,4%	2,7	22,4%
Portgás	Santo Tirso	3,3	9,6%	0,4	9,6%
Portgás	Trofa	0,0	0,0%	0,0	0,0%
Portgás	Valongo	7,4	21,5%	3,1	21,5%
Portgás	Vila Nova de Famalicão	0,6	1,7%	0,1	1,7%
Portgás	Vila Nova de Gaia	3,2	9,4%	0,5	9,4%
Portgás	Vizela	3,8	11,0%	0,5	11,0%
Setgás	Barreiro	6,2	17,6%	1,2	17,6%
Setgás	Seixal	10,4	29,7%	1,2	29,7%
Setgás	Almada	3,3	9,3%	0,4	9,3%
Setgás	Moita	13,1	37,5%	7,8	37,5%
Setgás	Montijo	6,3	18,0%	1,0	18,0%
Setgás	Palmela	4,5	12,9%	0,6	12,9%
Tagusgás	Cartaxo	27,2	77,9%	17,5	77,9%

Nota: O município de Vila Velha de Ródão não tem clientes de BP< previstos para 2022.
 O município de Arruda dos Vinhos não tem clientes de BP> e MP previstos para 2022.
 Não inclui IVA

⁴⁹ TOS GGND

⁵⁰ TOS Sonorgás

Quadro I - 4 - Preço médio por unidade de energia das taxas de ocupação do subsolo, por Município, e seu impacte na fatura total dos clientes

Entidade	Município	BP<		BP> e MP	
		Preço das TOS €/MWh	Peso das TOS na Fatura Total	Preço das TOS €/MWh	Peso das TOS na Fatura Total
Beiragás	Covilhã	20,2	29,1%	4,7	13,0%
Beiragás	Fundão	4,5	6,6%	2,1	5,7%
Beiragás	Lamego	5,6	8,2%	1,5	4,1%
Beiragás	Lousã	2,8	4,0%	0,4	1,2%
Beiragás	Viseu	2,8	4,3%	0,7	1,8%
Beiragás	Vila Velha de Rodão	---	---	0,1	0,2%
Dianagás	Évora	18,0	26,3%	5,3	14,5%
Dianagás	Sines	11,4	16,1%	1,7	4,7%
Sonorgás	Peso da Régua	2,3	3,6%	1,7	4,7%
Sonorgás	Mirandela	2,4	3,7%	1,3	3,7%
Duriensegás	Chaves	4,3	6,6%	1,8	4,8%
Duriensegás	Amarante	5,8	8,7%	1,5	4,2%
Duriensegás	Vila Real	10,8	16,8%	3,9	10,7%
Lisboagás	Lisboa	4,1	6,0%	1,3	3,4%
Lisboagás	Sintra	10,9	15,8%	2,3	6,2%
Lisboagás	Vila Franca de Xira	7,5	10,7%	0,9	2,5%
Lisboagás	Azambuja	9,2	13,1%	1,2	3,2%
Lisboagás	Loures	5,3	7,5%	0,7	1,8%
Lisboagás	Mafra	3,4	4,9%	0,9	2,4%
Lisboagás	Odivelas	4,4	6,2%	1,3	3,6%
Lisboagás	Oeiras	4,7	7,0%	2,1	5,8%
Lisboagás	Cascais	16,2	25,3%	7,0	19,1%
Lisboagás	Alenquer	2,9	4,2%	0,4	1,0%
Lisboagás	Amadora	2,0	2,9%	0,3	0,8%
Lisboagás	Arruda dos Vinhos	12,6	17,5%	---	---
Lisboagás	Torres Vedras	7,1	10,5%	0,9	2,4%
Lusitaniagás	Aveiro	4,3	6,4%	0,6	1,5%
Lusitaniagás	Estarreja	2,8	4,3%	0,3	0,9%
Lusitaniagás	Ovar	4,4	6,5%	0,8	2,3%
Lusitaniagás	Condeixa a Nova	4,6	6,9%	0,7	1,8%
Lusitaniagás	Coimbra	7,5	10,8%	2,2	6,0%
Lusitaniagás	Figueira da foz	0,0	0,0%	0,0	0,0%
Lusitaniagás	Sta Maria Feira	1,6	2,3%	0,3	0,8%
Lusitaniagás	Murtosa	1,7	2,5%	1,0	2,6%
Medigás	Portimão	4,3	5,8%	1,3	3,4%
Paxgás	Beja	-0,4	-0,6%	-0,1	-0,4%
Portgás	Braga	0,8	1,2%	0,2	0,6%
Portgás	Esposende	3,0	4,4%	0,6	1,6%
Portgás	Fafe	1,1	1,7%	0,2	0,5%
Portgás	Gondomar	0,7	1,0%	0,2	0,6%
Portgás	Guimarães	1,6	2,4%	0,2	0,6%
Portgás	Maia	4,5	7,0%	0,7	2,0%
Portgás	Matosinhos	4,0	6,2%	0,8	2,1%
Portgás	Paços de Ferreira	2,5	3,7%	0,6	1,7%
Portgás	Paredes	1,8	2,5%	0,6	1,6%
Portgás	Penafiel	4,1	6,1%	1,0	2,7%
Portgás	Porto	1,6	2,7%	0,4	1,1%
Portgás	Póvoa Varzim	7,8	11,0%	2,7	7,3%
Portgás	Santo Tirso	3,3	4,8%	0,4	1,2%
Portgás	Trofa	0,0	0,0%	0,0	0,0%
Portgás	Valongo	7,4	10,8%	3,1	8,4%
Portgás	Vila Nova de Famalicão	0,6	0,8%	0,1	0,2%
Portgás	Vila Nova de Gaia	3,2	4,7%	0,5	1,4%
Portgás	Vizela	3,8	5,5%	0,5	1,4%
Setgás	Barreiro	6,2	8,4%	1,2	3,3%
Setgás	Seixal	10,4	14,3%	1,2	3,2%
Setgás	Almada	3,3	4,5%	0,4	1,1%
Setgás	Moita	13,1	18,0%	7,8	21,4%
Setgás	Montijo	6,3	8,8%	1,0	2,7%
Setgás	Palmela	4,5	6,3%	0,6	1,6%
Tagusgás	Cartaxo	27,2	37,8%	17,5	47,9%

Nota: O município de Vila Velha de Ródão não tem clientes de BP< previstos para 2022.
O município de Arruda dos Vinhos não tem clientes de BP> e MP previstos para 2022.
Não inclui IVA.