

**ESTRUTURA TARIFÁRIA
NO ANO GÁS 2019-2020**

Maio de 2019

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	8
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	16
3.2.1	Custo incremental de energia da receção de GNL.....	17
3.2.2	Custo incremental de Capacidade no armazenamento de GNL	20
3.2.3	Custo incremental de capacidade na regaseificação de GNL	22
3.2.4	Custo incremental de energia na regaseificação de GNL	24
3.2.5	Custo incremental do carregamento de camiões cisterna	25
3.3	Comparação da estrutura tarifária com a estrutura de custos incrementais	27
3.4	Opção tarifária de serviços agregados.....	30
4	TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	35
4.1	Estrutura geral da tarifa.....	35
4.2	Determinação dos Custos incrementais	37
4.2.1	Custo incremental de energia de injeção e de extração do Armazenamento Subterrâneo.....	38
4.2.2	Custo incremental de Capacidade de armazenamento no armazenamento Subterrâneo.....	42
4.3	Comparação da estrutura tarifária com a estrutura de custos incrementais	44
5	TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE	47
5.1	Estrutura geral da tarifa.....	47
5.2	Metodologia de preço de referência	50
5.2.1	Fórmulas para a aplicação da metodologia CWD modificada.....	52
5.2.2	Aplicação da metodologia CWD modificada à rede de transporte de gás natural	56
5.2.3	Discussão de resultados da nova metodologia de cálculo.....	61
6	PRODUTOS DE CAPACIDADE NAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO	69
7	TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	73
8	TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA	75
9	TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	77

9.1	Estrutura geral da tarifa.....	77
9.2	Custos incrementais	80
9.2.1	Discussão Metodológica	80
9.2.2	Pressupostos e dados utilizados	84
9.2.3	Custos incrementais das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em BP	88
9.2.4	Custos incrementais da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP	95
9.2.5	Estrutura das Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	98
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	100
9.3.1	Limiar de consumo e demais características para aplicação de tarifas de acesso às redes opcionais em Média Pressão	100
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	102
9.4	Opções tarifárias de acesso às redes de distribuição	102
10	ESCALÕES DE CONSUMO NAS TARIFAS DE USO DAS REDES DE AP, MP E BP>	105
10.1.1	Caracterização dos consumos e da faturação dos consumidores ligados em baixa pressão e média pressão, com consumos anuais superiores a 100 000 m ³	108
10.1.1.1	Consumidores em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 100 000 m ³	109
10.1.1.2	Consumidores em Média Pressão com consumos anuais superiores a 1 000 000 m ³	111
10.1.2	Avaliação dos impactes económicos na faturação dos consumidores na fronteira dos escalões de consumo.....	115
10.1.2.1	Consumidores em Baixa Pressão com consumos anuais na fronteira de 700 000 m ³	115
10.1.2.2	Consumidores em Baixa Pressão com consumos anuais na fronteira de 1 000 000 m ³	117
10.1.2.3	Consumidores em Média Pressão com consumos anuais na fronteira de 2 000 000 m ³	118
11	TARIFA DE ENERGIA	123
12	TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO.....	125
13	TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS.....	127
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	128
13.2	Análise da evolução das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para a tarifa aditiva	142
14	ANÁLISE DAS OFERTAS COMERCIAIS DO MERCADO	145
14.1	Ofertas comerciais de gás natural para BP ≤ no 1.º trimestre de 2019	146
14.2	Evolução das ofertas comerciais para BP ≤	150
15	COMPARAÇÃO DE PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL EM PORTUGAL E ESPANHA	157
15.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás	157
15.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	163
15.3	Tarifa de Acesso à Rede de Transporte	168
15.3.1	Comparação de preços para modulações constantes e em função do consumo.....	171

15.3.2	Comparação de preços em função da modulação	172
15.3.2.1	Comparação de preços para clientes Industriais em AP, em função da modulação	173
15.3.2.2	Comparação de preços para centros electroprodutores, em função da modulação	178
ANEXO I ESTRUTURA DAS TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO E SUA APLICAÇÃO		183
ANEXO II LISTA DAS OFERTAS COMERCIAIS		189
A.	Lista de Ofertas Comerciais - Consumidor Tipo 1	191
B.	Lista de Ofertas Comerciais - Consumidor Tipo 2	199
C.	Lista de Ofertas Comerciais - Consumidor Tipo 3	207

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Preço de fornecimento de gás natural no mercado regulado e no mercado liberalizado, em comparação com a cadeia de valor e as atividades reguladas	6
Figura 3-1 - Comparação da estrutura de custos incrementais de 2016-2017 com a estrutura de 2019-2020.....	27
Figura 3-2 - Comparação da estrutura tarifária com a de custos incrementais de 2019-2020.....	29
Figura 3-3 - Estrutura das receitas por variável de faturação da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	29
Figura 3-4 - Perfil de pagamento do Terminal de Sines desagregado por função, em euros por dia	32
Figura 3-5 - Perfil de pagamento do Terminal de Sines com a nova tarifa agregada, em euros por dia	32
Figura 4-1 - Comparação da estrutura de custos incrementais de 2016-2017 com a estrutura de 2019-2020.....	44
Figura 4-2 - Comparação da estrutura tarifária com a de custos incrementais de 2019-2020.....	45
Figura 4-3 - Estrutura das receitas por variável de faturação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	46
Figura 5-1 - Preços pré-equalização da metodologia CWD modificada	59
Figura 5-2 - Preços pós-equalização da metodologia CWD modificada.....	60
Figura 5-3 - Preços pós-equalização e preços de referência da metodologia CWD modificada	61
Figura 5-4 - Comparação dos preços de referência entre a metodologia CWD e a metodologia CWD modificada	63
Figura 5-5 - Dias de maiores fluxos físicos dos pontos de entrada e saída da rede de transporte	67
Figura 5-6 - Fator de utilização física nos pontos de entrada a partir do VIP e a partir do terminal de Sines.....	68
Figura 9-1 - Estrutura das receitas por variável de faturação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP>.....	98
Figura 9-2 - Estrutura das receitas por variável de faturação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP<.....	99
Figura 9-3 - Estrutura das receitas por variável de faturação da tarifas de Uso da Rede de Distribuição em MP.....	99
Figura 10-1 - Evolução do Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em AP, MP e BP> em (t) e (t-1).....	106
Figura 10-2 - Variação tarifária na tarifa de Acesso às Redes por nível de pressão e por escalão de consumo	107
Figura 10-3 - Classificação dos consumos anuais dos consumidores em Baixa Pressão	109
Figura 10-4 - Classificação da modulação anual dos consumidores em Baixa Pressão.....	110
Figura 10-5 - Curva de faturação e de preço médio dos clientes em BP com consumos anuais entre 100 000 m ³ e 1 000 000 m ³	110

Figura 10-6 - Classificação dos consumos anuais dos consumidores em Média Pressão	111
Figura 10-7 - Classificação da modulação anual dos consumidores em Média Pressão	112
Figura 10-8 - Curva de faturação e de preço médio dos clientes em MP com consumos anuais superiores a 1 000 000 m ³	113
Figura 10-9 - Consumidores em BP> com consumos anuais entre 100 000 m ³ e 1 000 000 m ³	115
Figura 10-10 - Número de consumidores em BP> com potencial de reclamação devido à existência do escalão de consumo de 700 000 m ³ /ano.....	116
Figura 10-11 - Benefício dos consumidores em BP> com potencial de reclamação devido à existência do escalão de consumo de 700 000 m ³ /ano	116
Figura 10-12 - Número de consumidores em BP> com potencial de reclamação devido à existência do escalão de consumo de 1 000 000 m ³ /ano.....	117
Figura 10-13 - Benefício dos consumidores em BP> com potencial de reclamação devido à existência do escalão de consumo de 1 000 000 m ³ /ano	118
Figura 10-14 - Consumidores em MP com consumos anuais superiores a 1 000 000 m ³	118
Figura 10-15 - Número de consumidores com potencial de reclamação devido à existência do escalão de consumo de 2 000 000 m ³ /ano	119
Figura 13-1 - Convergência para a tarifa aditiva transitória nacional em BP ≤ 10 000 m ³	129
Figura 13-2 - Preço médio em BP ≤ 10 000 m ³ , por escalão de consumo, em percentagem da tarifa aditiva transitória.....	130
Figura 13-3 - Distância das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para a tarifa aditiva transitória no ano gás 2019-2020.....	130
Figura 13-4 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m ³ (Beiragás)	131
Figura 13-5 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m ³ (Dianagás)	132
Figura 13-6 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m ³ (Sonorgás).....	133
Figura 13-7 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m ³ (Duriensegás).....	134
Figura 13-8 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m ³ (Lisboagás)	135
Figura 13-9 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m ³ (Lusitaniagás).....	136
Figura 13-10 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m ³ (Medigás).....	137
Figura 13-11 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m ³ (Paxgás).....	138
Figura 13-12 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m ³ (EDP Gás SU).....	139
Figura 13-13 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m ³ (Setgás)	140
Figura 13-14 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m ³ (Tagusgás).....	141
Figura 13-15 - Evolução do preço de energia para a tarifa aditiva, por escalão de consumo, até ao ano gás 2019-2020	142
Figura 13-16 - Evolução do preço do termo fixo para a tarifa aditiva, por escalão de consumo, até ao ano gás 2019-2020.....	143
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	160

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	160
Figura 15-3 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto anual).....	161
Figura 15-4 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto trimestral).....	162
Figura 15-5 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto mensal)	162
Figura 15-6 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto diário)	163
Figura 15-7 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha.....	165
Figura 15-8 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha.....	165
Figura 15-9 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto anual)	166
Figura 15-10 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto trimestral).....	166
Figura 15-11 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto mensal).....	167
Figura 15-12 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto diário)	167
Figura 15-13 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados na rede de transporte em AP em Portugal e Espanha (modulação de 276 dias).....	171
Figura 15-14 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados na rede de transporte em AP em Portugal e Espanha (modulação de 201 dias).....	172
Figura 15-15 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal	174
Figura 15-16 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Espanha.....	174
Figura 15-17 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (contratos com duração superior a 1 ano).....	175
Figura 15-18 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (contratos com duração inferior a 1 ano).....	175
Figura 15-19 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal	176
Figura 15-20 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Espanha.....	176
Figura 15-21 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (contratos com duração superior a 1 ano).....	177

Figura 15-22 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (contratos com duração inferior a 1 ano).....	177
Figura 15-23 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, em Portugal	178
Figura 15-24 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, em Espanha.....	178
Figura 15-25 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, em Portugal e Espanha (contratos com duração superior a 1 ano).....	179
Figura 15-26 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros eletroprodutores, em Portugal e Espanha (contratos com duração inferior a 1 ano).....	179
Figura 15-27 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, em Portugal	180
Figura 15-28 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, em Espanha.....	180
Figura 15-29 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, em Portugal e Espanha (contratos com duração superior a 1 ano).....	181
Figura 15-30 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, em Portugal e Espanha (contratos com duração inferior a 1 ano).....	181

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Correspondência entre as atividades reguladas e as tarifas reguladas	3
Quadro 2-2 - Aditividade das tarifas de Acesso às Redes, da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais e preço de fornecimento no mercado livre	5
Quadro 2-3 - Aditividade da tarifa de Acesso às Redes, por nível de pressão	8
Quadro 2-4 - Variáveis de faturação nas tarifas reguladas por atividade	9
Quadro 3-1 - Preços da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	14
Quadro 3-2 - Definição das variáveis de faturação da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	15
Quadro 3-3 - Multiplicadores aplicados aos produtos de capacidade no Terminal de GNL	16
Quadro 3-4 - Custo incremental de energia de receção de GNL	19
Quadro 3-5 - Custo incremental de Capacidade no armazenamento de GNL	21
Quadro 3-6 - Custo incremental de capacidade de regaseificação de GNL para RNT.....	23
Quadro 3-7 - Custo médio de energia na regaseificação de GN	24
Quadro 3-8 - Custo incremental do carregamento de camiões cisterna	26
Quadro 4-1 - Definição das variáveis de faturação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	36

Quadro 4-2 - Multiplicadores aplicados aos produtos de capacidade no Armazenamento Subterrâneo	37
Quadro 4-3 - Determinação das utilizações das capacidades máximas de injeção e extração no armazenamento subterrâneo em funcionamento contínuo	39
Quadro 4-4 - Determinação das quantidades anuais máximas de volumes injetados e extraídos no armazenamento subterrâneo em funcionamento contínuo, até 2020	39
Quadro 4-5 - Determinação das quantidades anuais máximas de volumes injetados e extraídos no armazenamento subterrâneo em funcionamento contínuo, a partir de 2020	39
Quadro 4-6 - Custo incremental de energia de injeção e extração do armazenamento subterrâneo....	41
Quadro 4-7 - Custo incremental de Capacidade de armazenamento no armazenamento subterrâneo	43
Quadro 5-1 - Variáveis de faturação da tarifa de Uso da Rede de Transporte	48
Quadro 5-2 - Definição das variáveis de faturação da tarifa de Uso da Rede de Transporte	49
Quadro 5-3 - Fatores multiplicativos da tarifa flexível para a tarifa de Uso da Rede de Transporte	50
Quadro 5-4 - Pontos de entrada e saída da rede nacional de transporte.....	57
Quadro 5-5 - Matriz de distâncias.....	57
Quadro 5-6 - Matriz de distâncias efetivas	58
Quadro 5-7 - Capacidade efetiva por ponto de entrada e ponto de saída	58
Quadro 5-8 - Divisão de entrada-saída na tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	64
Quadro 5-9 - Rácio de preços de entrada entre o VIP e o terminal de GNL	65
Quadro 6-1 - Produtos de capacidade de curto prazo nas tarifas das infraestruturas de Alta Pressão.....	69
Quadro 6-2 - Multiplicadores dos produtos de capacidade de curto prazo no Terminal de GNL.....	70
Quadro 6-3 - Multiplicadores dos produtos de capacidade de curto prazo no Armazenamento subterrâneo	71
Quadro 6-4 - Multiplicadores dos produtos de capacidade de curto prazo na rede de Transporte.....	71
Quadro 7-1 - Alocação dos custos de Operação Logística de Mudança de Comercializador por nível de pressão.....	74
Quadro 9-1 - Investimentos nas redes de distribuição de gás natural.....	84
Quadro 9-2 - Classificação dos investimentos na rede de distribuição de gás natural	86
Quadro 9-3 - Alocação dos investimentos por custo incremental de BP	87
Quadro 9-4 - Energia, capacidade utilizada e número de clientes das redes BP	88
Quadro 9-5 - Custos incrementais das redes de BP	89
Quadro 9-6 - Custo incremental de capacidade utilizada da rede de BP	90
Quadro 9-7 - Custo incremental de energia fora de vazio da rede de BP	91
Quadro 9-8 - Custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico da rede de BP	92
Quadro 9-9 - Custos incrementais de BP> e BP<	93

Quadro 9-10 - Custos incrementais de BP> e BP<	94
Quadro 9-11 - Receitas incrementais das redes de BP	94
Quadro 9-12 - Custos incrementais das redes de MP	97
Quadro 9-13 - Receitas incrementais das redes de MP	98
Quadro 9-14 - Fatores multiplicativos das tarifas flexíveis em MP e BP>	103
Quadro 10-1 - Características dos consumidores em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m ³ , com tarifas do ano gás 2018-2019	113
Quadro 10-2 - Características dos consumidores em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m ³ , com tarifas do ano gás 2019-2020	114
Quadro 10-3 - Variação do preço médio final dos consumidores em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m ³	114
Quadro 10-4 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo para o ano gás 2019-2020	120
Quadro 10-5 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo no ano gás 2018-2019	120
Quadro 12-1 - Estrutura dos custos médios de referência	126
Quadro 15-1 - Preços da parcela de Receção de GNL	157
Quadro 15-2 - Preço da parcela de Armazenamento de GNL	158
Quadro 15-3 - Coeficientes a aplicar nos contratos de curta duração, em Espanha	159
Quadro 15-4 - Preços da parcela de Regaseificação de GNL	159
Quadro 15-5 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	164
Quadro 15-6 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário	169
Quadro 15-7 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes finais em AP	169
Quadro 15-8 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte e Distribuição, em Espanha	170

1 INTRODUÇÃO

O presente documento apresenta (i) a estrutura das várias tarifas reguladas que são 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 entre Portugal e Espanha das tarifas de acesso às infraestruturas de gás natural.

Com o início de um novo período de regulação, a ERSE revisita os estudos que determinam as estruturas de custos das tarifas reguladas por atividade, incluindo informação atualizada ou revendo os pressupostos das metodologias.

Neste âmbito importa destacar a nova metodologia de cálculo introduzida na determinação das tarifas de Uso da Rede de Transporte. Esta alteração ocorreu no contexto da implementação do Código de Rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás natural, aprovado pelo Regulamento (CE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março. Este código de rede europeu inclui regras sobre (i) a aplicação de uma metodologia de preço de referência, (ii) os requisitos de publicação e consulta de informação relevante, (iii) bem como o cálculo dos preços de reserva dos produtos de capacidade normalizados. Este Regulamento é obrigatório em todos os seus elementos e diretamente aplicável em todos os Estados-Membros, desde abril de 2017, sem prejuízo dos diferentes prazos de entrada em vigor para determinadas matérias.

Salvo indicação em contrário, as referências ao ano gás 2018-2019 referem-se ao período tarifário compreendido entre 1 de julho de 2018 e 30 de junho de 2019, enquanto que as referências ao ano gás 2019-2020 se referem ao período de vigência das tarifas, compreendido entre 1 de outubro de 2019 e 30 de setembro de 2020.¹ Salienta-se que resultou da recente revisão regulamentar a decisão de que com início no ano gás 2019-2020 todos os anos gás decorrerão de 1 de outubro até 30 de setembro do ano seguinte.

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

Nos capítulos 3 a 12 é descrita a estrutura das tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito, de Uso do Armazenamento Subterrâneo, de Operação Logística

¹ Em relação ao período intermédio entre os dias 1 de julho de 2019 e 30 de setembro de 2019 serão aplicadas as tarifas em vigor no ano gás 2018-2019, por aplicação de uma extensão de prazo para colmatar o intervalo entre os dois anos gás.

de Mudança de Comercializador, de Uso da Rede de Transporte, 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 1º trimestre de 2019. No Anexo II são apresentadas as listas com todas as ofertas comerciais em vigor para os três consumidores tipo adotados no simulador de preços de energia da ERSE.²

No capítulo 15 é apresentada uma comparação entre as tarifas de Acesso às Infraestruturas do Terminal de GNL, ao Armazenamento Subterrâneo e às Redes de Transporte, em Portugal e em Espanha. Consideram-se as tarifas atualmente em vigor em Espanha e as tarifas a vigorar em Portugal a partir de 1 de outubro de 2019.

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

² Disponível em <https://simulador.precos.erse.pt/>.

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 natural	tarifa de Uso da Rede de Transporte	5
Distribuição de gás natural	tarifa de Uso da Rede de Distribuição	9
Compra e venda de gás natural	tarifa de Energia	11
Comercialização de gás natural	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 permitidos por atividade (secção 2.4), dadas as previsões de quantidades a faturar.

2.1 ADITIVIDADE TARIFÁRIA

No Decreto-Lei n.º 30/2006, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, é consagrado no cálculo das tarifas, entre outros, o princípio da “inexistência de subsídios cruzados entre atividades e entre clientes, através da adequação das tarifas aos custos e da adoção do princípio da aditividade”.

Define-se por aditividade tarifária a soma das tarifas reguladas de todas as atividades que são utilizadas por um consumidor. A separação das tarifas por atividade regulada permite alocar a cada utilizador os custos associados às atividades por ele utilizadas através de uma estrutura tarifária aditiva. 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 natural.

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 do mercado regulado paga para além das tarifas incluídas na tarifa de Acesso às Redes também as tarifas reguladas associadas à compra e venda e à comercialização de gás natural, designadas por tarifa de Energia e tarifa de Comercialização, respetivamente. A soma das tarifas incluídas na tarifa de Acesso às Redes, da tarifa de Energia e da tarifa de Comercialização é designada por **tarifa transitória de Venda a Clientes Finais**.³

Comparativamente com os clientes do mercado regulado os clientes do mercado liberalizado não pagam a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização. Em contrapartida, estes clientes pagam o valor relativo à energia e à comercialização através de preços definidos livremente por cada comercializador do mercado liberalizado. Assim, perspetiva-se que a concorrência entre os comercializadores de mercado nas componentes da energia e da comercialização resulte em preços 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 natural no mercado livre

³ 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 carácter transitório.

Quadro 2-2 - Aditividade das tarifas de Acesso às Redes, da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais e preço de fornecimento no mercado livre

		Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais	Preço de fornecimento no mercado livre
Tarifas reguladas por atividade			
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		•	
Preços de mercado por atividade			
preço de energia do mercado			•
preço de comercialização do mercado			•
Destinatário		Clientes no mercado regulado	Clientes no mercado livre

[*] A tarifa de Uso da Rede de Transporte incluída na tarifa de Acesso às Redes e na tarifa transitória de Venda a Clientes Finais refere-se apenas aos preços aplicáveis a consumidores.

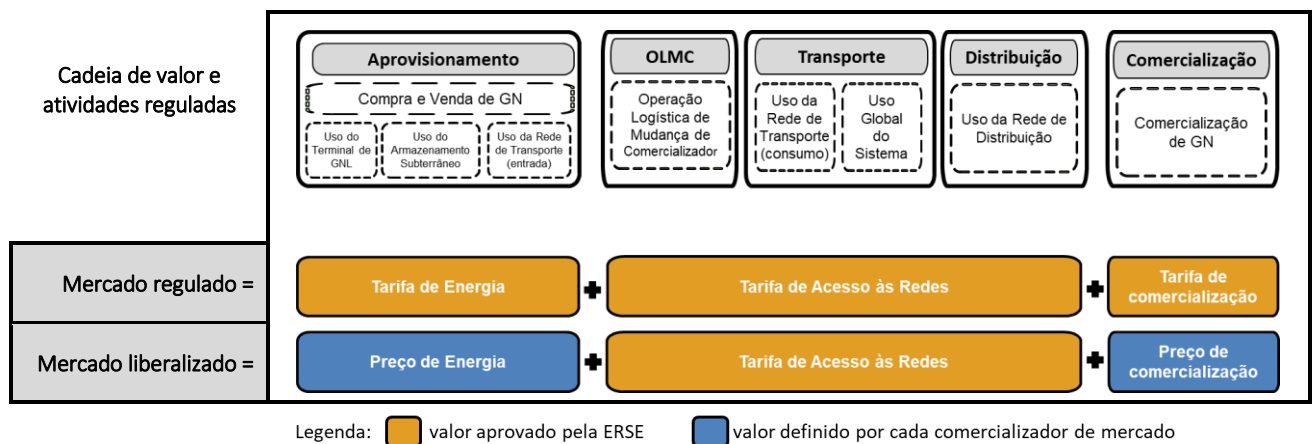
Em alternativa, os clientes podem registar-se diretamente como agentes de mercado, pagando a tarifa de Acesso às Redes, negociando bilateralmente com os fornecedores de gás natural o preço de gás e pagando o acesso das infraestruturas ligadas à rede de transporte – terminal de receção, armazenamento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

Por preço de fornecimento⁴ de gás natural entende-se o pagamento de todos os valores necessários ao fornecimento de gás natural para um cliente que já esteja ligado à rede, e que inclui as tarifas de Acesso às Redes e os valores referentes à energia e à comercialização. A diferença na composição do preço de fornecimento de gás natural entre o mercado regulado e o mercado liberalizado encontra-se na Figura 2-1.

⁴ Para efeitos de simplificação ignoram-se nesta definição e na Figura 2-1 os impostos e as taxas aplicáveis no setor do gás natural, como por exemplo o imposto sobre o valor acrescentado (IVA).

O topo da Figura 2-1 está dividido pelas várias etapas da cadeia de valor do setor do gás natural, nomeadamente o aprovisionamento, a operação logística de mudança de comercializador, o transporte, a distribuição e a comercialização. A cada etapa correspondem uma ou mais das atividades reguladas do Quadro 2-1.

Figura 2-1 - Preço de fornecimento de gás natural no mercado regulado e no mercado liberalizado, em comparação com a cadeia de valor e as atividades reguladas



A etapa de **aprovisionamento** inclui quatro atividades reguladas, que podem ser agrupadas na introdução de gás natural no sistema e na Compra e Venda de gás natural. As tarifas a pagar pela introdução de gás natural 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 ou da tarifa de Uso do Terminal de GNL, respetivamente. Adicionalmente, os comercializadores podem recorrer ao Armazenamento Subterrâneo do Carriço para fazer a gestão entre o montante de gás natural injetado no Sistema Nacional de Gás Natural e o consumo 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 natural integra para além da aquisição de gás natural também o método de aprovisionamento para introduzir o gás natural no sistema.

A etapa de **OLMC** inclui a atividade regulada que se designa por Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC) 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 compreende a 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, e que reflete a exploração, o desenvolvimento e a manutenção da rede de distribuição. Importa referir que a rede de distribuição está ainda subdividida por nível de pressão, com diferenciação entre Média Pressão (MP), Baixa Pressão >⁵ (BP>) e Baixa Pressão <⁶ (BP<).

A etapa de **comercialização** inclui a atividade regulada designada por Comercialização de gás natural e reflete a estrutura comercial afeta ao fornecimento de gás natural, nomeadamente a contratação, o tratamento e disponibilização de dados, a cobrança e gestão da cobrança e o atendimento.

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. Esta última é paga por todos os clientes uma vez que a rede de transporte é uma infraestrutura em Alta Pressão (AP) e que é utilizada por todos os clientes.

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 natural é injetado nas infraestruturas de AP e é consumido em diferentes níveis de pressão, os clientes pagam as tarifas de Uso da Rede de Distribuição referentes ao nível de pressão em que estão ligados⁷, para além de pagarem as tarifas dos níveis de pressão a montante. Como consequência, clientes ligados diretamente à rede de transporte em AP não pagam a tarifa de Uso da Rede de Distribuição.

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

⁵ Baixa pressão para consumos anuais superiores a 10 000 m³.

⁶ Baixa pressão para consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

⁷ Com exceção das regras explícitas de faturação em níveis de pressão diferentes da pressão de ligação, definidas neste documento no capítulo 9.3.

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

Nível de pressão dos clientes	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 encargos efetivamente causados pelo serviço fornecido a cada cliente. 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 natural as variáveis de faturação podem ser agrupadas em três categorias, designadamente energia, capacidade e termos fixos.

Energia, medida em kWh, mede o valor de energia implícito no gás natural. Dependendo da infraestrutura o conceito pode referir-se à energia injetada ou à energia extraída.

Capacidade, normalmente medida em kWh/dia para um intervalo de tempo, mede o valor de energia diária registada durante um intervalo de tempo.⁸ A introdução de termos de capacidade permite refletir as características físicas das infraestruturas de gás natural, 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.

⁸ 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 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

Variáveis de faturação	Energia	Capacidade	Termo fixo
Tarifa regulada por atividade			
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 são faturados pela capacidade, é necessário converter os 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 fixos.⁹ 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 30/2006, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, consagra nos princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação das tarifas a “adequação das tarifas aos custos” e a “transmissão dos sinais económicos adequados a uma utilização eficiente das redes e demais

⁹ 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.

infraestruturas do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN)”. 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 com o custo médio, o custo marginal ou o custo incremental de longo prazo. A utilização destes conceitos deve ser orientada pelas características físicas de determinado bem ou serviço com o objetivo de transmitir os sinais económicos mais adequados.

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

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 incrementais¹⁰ 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

Em vez de utilizar dados reais para determinar os custos incrementais médios de longo prazo é igualmente possível aplicar o conceito de custos nivelados. Este conceito é normalmente aplicado para investimentos em infraestruturas, concentrados no tempo, existindo inicialmente um excesso de capacidade instalada. Os custos nivelados são determinados pelo quociente entre o (i) valor atualizado dos custos de capital e dos custos de operação e manutenção durante o tempo de vida útil e a (ii) procura de projeto que é possível satisfazer. Este custo nivelado de médio e longo prazo está mais associado às quantidades de procura previstas em fase de projeto, do que à procura efetivamente ocorrida, pois é a máxima procura prevista que o justifica.

Por fim, importa ainda referir que no caso da atividade de transporte de gás natural será aplicada a partir do ano gás 2019-2020 uma metodologia de preço de referência para determinar as tarifas de Uso da Rede de Transporte, utilizando como indutores de custos as distâncias entre pontos da rede e as capacidades de gás natural em cada ponto como medidas de alocação de custos a cada utilizador.¹¹

2.4 DETERMINAÇÃO DAS TARIFAS

O Decreto-Lei n.º 30/2006, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, consagra ainda nos princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação das tarifas, que as tarifas reguladas devem assegurar o

¹⁰ Os investimentos incrementais devem incluir o valor do investimento (CAPEX) e os custos de operação e manutenção (OPEX).

¹¹ Ver a secção 5 para mais detalhes.

“equilíbrio económico e financeiro às 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 por si só 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 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 nos preços o rácio entre os 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”, que se traduz na necessidade de estabilidade tarifária. Esta estabilidade é garantida através do 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 convergência tarifária é efetuada garantindo uma limitação das variações dos preços individuais.¹²

¹² 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 a capacidade de receber anualmente 59 navios (89 TWh/ano = 243 GWh/dia) com um caudal de descarga do navio de 10 000³ GNL/h.
- Armazenagem de GNL em 3 tanques, com uma capacidade total de 390 000 m³ GNL (2 tanques de 120 000 m³ GNL e 1 tanque de 150 000 m³ GNL) e 370 000 m³ GNL de capacidade útil (≈ 2,6 TWh).
- Regaseificação e emissão de gás natural com uma capacidade máxima de emissão para a RNT de 229 GWh/dia.
- Carregamento de camiões cisterna com 3 baías de enchimento, com a capacidade de carregamento de 36 camiões cisterna de GNL por dia (13 140 camiões/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. Esta tarifa é composta por preços de capacidade contratada, de energia e por um termo fixo, associados aos vários serviços prestados no terminal, conforme se apresenta no Quadro 3-1.

Quadro 3-1 - Preços da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

Serviço	Preço capacidade de armazenamento contratada	Preço energia entregue	Preço energia recebida	Preço capacidade de regaseificação contratada	Preço termo fixo camiões	Aplicação
Receção	-	-	✓	-	-	-
Armazenamento	P	-	-	-	-	-
Regaseificação	-	✓	-	P	-	Regaseificação de GNL
	-	-	-	-	✓	Carregamento GNL

Nota: P = Preços diferenciados segundo o produto de capacidade

Os utilizadores podem contratar estes serviços individualmente ou agregados.

Para o serviço de receção de GNL considera-se um preço de energia, aplicável à energia recebida no terminal sob a forma líquida (GNL), a partir do transporte marítimo, definido em euros por kWh.

Para o serviço de armazenamento de GNL consideram-se preços de capacidade de armazenamento contratada, aplicáveis à capacidade de armazenamento contratada com diferentes horizontes temporais (anual, trimestral, mensal ou diário), definidos em euros por (kWh/dia)/mês ou euros por (kWh/dia)/dia.

Para o serviço de regaseificação de GNL consideram-se preços de capacidade de regaseificação contratada, aplicáveis à capacidade de regaseificação contratada das entregas à RNTGN em diferentes horizontes temporais (anual, trimestral, mensal, diário e intradiário), definidos em euros por (kWh/dia)/mês ou euros por (kWh/dia)/dia. Para o serviço de regaseificação de GNL considera-se ainda um preço de energia, aplicável ao volume de energia regaseificado, definido em euros por kWh.

Para o serviço de carregamento de GNL aplicável às entregas a camiões cisternas de GNL considera-se um preço fixo, aplicável ao carregamento de camiões cisternas, definido em euros por camião.

No Quadro 3-2 apresenta-se a definição das variáveis de faturação aplicáveis na tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

Quadro 3-2 - Definição das variáveis de faturação da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

Serviço	Variáveis de faturação	Definição
Receção	Energia recebida (euros por kWh)	Volume mensal de gás natural recebido no terminal sob a forma liquefeita, a partir do transporte marítimo.
Armazenamento	Capacidade de armazenamento contratada (euros por (kWh/dia)/mês; euros por (kWh/dia)/dia)	Valor da capacidade reservada 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 de armazenamento contratada refere-se às existências de energia armazenada determinadas às 24h de cada dia.
Regaseificação	Preço capacidade de regaseificação contratada (euros por (kWh/dia)/mês; euros por (kWh/dia)/dia)	Valor da capacidade reservada, 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 entregue (euros por kWh)	Volume mensal de gás natural entregue na RNTGN, medido no ponto de entrega de gás natural à rede de transporte.
	N.º camiões	Número de carregamentos de camiões cisterna.

Os preços dos produtos de capacidade com um prazo inferior a um ano são relacionados com os produtos anuais através de fatores multiplicativos.

A definição dos preços dos produtos de capacidade de curto prazo deve garantir que, por um lado, não sejam desencorajadas as reservas de longo prazo de modo a justificar o investimento nas 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 definidos condicionam o comportamento dos utilizadores, uma vez que cada agente de mercado vai adotar uma utilização temporal por forma a minimizar a sua fatura.

Os multiplicadores devem aumentar com a diminuição da maturidade do produto, incentivando-se uma programação que confira maior previsibilidade à gestão do sistema.

No Quadro 3-3 apresentam-se os multiplicadores aplicados nos produtos do Terminal de GNL, nomeadamente aos produtos trimestral, mensal, diário e intradiário.

Quadro 3-3 - Multiplicadores aplicados aos produtos de capacidade no Terminal de GNL

Terminal GNL	Produto trimestral	Produto mensal	Produto diário	Produto intradiário
Capacidade de regaseificação contratada	1,3	1,5	2,0	2,2
Capacidade de armazenamento contratada	1,0	1,0	1,0	

Dada a ausência de congestionamentos na infraestrutura justifica-se a adoção de multiplicadores superiores a 1 nos produtos de curto prazo na variável de capacidade de regaseificação contratada, no entanto, não deve ser negligenciada a importância de oferecer flexibilidade aos comercializadores entrantes.

O preço do produto trimestral da variável de capacidade de regaseificação contratada é obtido pelo produto do multiplicador com valor 1,3 ao preço do produto de referência anual. O produto mensal da variável de capacidade de regaseificação contratada é oferecido antes do início do mês, aplicando-se um multiplicador de 1,5 ao preço do produto de referência anual. Ao produto diário e intradiário aplicam-se multiplicadores de 2 e 2,2, respetivamente, ao preço do produto de referência anual.

Os produtos de curto prazo da capacidade de armazenamento contratada 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 retangulares.

3.2 DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS INCREMENTAIS

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

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

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

Com base nos investimentos e na vida útil dos mesmos¹³, calculam-se as suas anuidades. Para o cálculo das anuidades totais adicionam-se às anuidades do investimento, os encargos de exploração, considerando que estes encargos representam aproximadamente 1,95%¹⁴ da anuidade de investimento. Como fator de atualização das anuidades utiliza-se a taxa de remuneração do ativo em 2018 para esta atividade, 5,52%.

3.2.1 CUSTO INCREMENTAL DE ENERGIA DA RECEÇÃO DE GNL

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

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

As quantidades consideradas no cálculo do custo incremental de energia na função de receção respeitam ao volume de energia associado ao número máximo de barcos que é possível descarregar durante um ano, concretamente, 59 barcos. A energia associada a este número de barcos foi calculada assumindo barcos com uma dimensão de 216 000 m³ GNL, resultando um valor médio diário de 243 GWh.

¹³ Os ativos associados à regaseificação têm um período de vida útil média de 10 anos, os associados ao carregamento de camiões cisterna apresentam uma vida útil de 15 anos, os associados à receção de 18 anos e os associados ao armazenamento de 16 anos.

¹⁴ Esta percentagem corresponde à média dos rácios entre os custos de operação e manutenção em 2016 e 2017 e os valores do ativo bruto relativos a toda a infraestrutura do terminal, reportados ao final de 2016 e 2017.

Com base nos investimentos e no período de vida útil dos mesmos calculam-se as anuidades dos investimentos, que se apresentam no Quadro 3-4. De acordo com os pressupostos apresentados o valor obtido para o custo incremental é de 0,00004250 €/kWh, considerando um poder calorífico superior de 11,9 kWh/m³ (n).

Quadro 3-4 - Custo incremental de energia de receção de GNL

Investimentos		Euros																			
Ano	Vida útil	Investimentos	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
2004	25	44 467 918,45	3 321 528	3 321 528	3 321 528	3 321 528	3 321 528	3 321 528	3 321 528	3 321 528	3 321 528	3 321 528	3 321 528	3 321 528	3 321 528	3 321 528	3 321 528	3 321 528	3 321 528	3 321 528	3 321 528
2005	8	142 123,08		23 236	23 236	23 236	23 236	23 236	23 236	23 236	23 236	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2006	13	13 915,58			1 528	1 528	1 528	1 528	1 528	1 528	1 528	1 528	1 528	1 528	1 528	1 528	1 528	1 528	1 528	1 528	1 528
2007	25	950,85				71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71
2008	25	181 704,78					13 572	13 572	13 572	13 572	13 572	13 572	13 572	13 572	13 572	13 572	13 572	13 572	13 572	13 572	13 572
2009	25	1 108 475,22						82 797	82 797	82 797	82 797	82 797	82 797	82 797	82 797	82 797	82 797	82 797	82 797	82 797	82 797
2010	25	752 691,01							56 222	56 222	56 222	56 222	56 222	56 222	56 222	56 222	56 222	56 222	56 222	56 222	56 222
2011	25	412 908,62								30 842	30 842	30 842	30 842	30 842	30 842	30 842	30 842	30 842	30 842	30 842	30 842
2012	25	1 555 908,88									116 218	116 218	116 218	116 218	116 218	116 218	116 218	116 218	116 218	116 218	116 218
2013	25	177 741,98										13 276	13 276	13 276	13 276	13 276	13 276	13 276	13 276	13 276	13 276
2014	25	924 745,05											69 074	69 074	69 074	69 074	69 074	69 074	69 074	69 074	69 074
2015	25	1 188 918,21												88 806	88 806	88 806	88 806	88 806	88 806	88 806	88 806
2016	10	460 570,41													61 161	61 161	61 161	61 161	61 161	61 161	61 161
2017	14	1 538 568,52														160 643	160 643	160 643	160 643	160 643	160 643
2018	14	974 132,15															101 710	101 710	101 710	101 710	101 710
2019	9	593 430,00																85 434	85 434	85 434	85 434
2020	10	535 432,80																	71 103	71 103	71 103
2021	10	1 703 899,43																		226 269	226 269
2022	10	10 659 938,14																			1 415 587
CAPEX			3 321 528	3 344 764	3 346 292	3 346 363	3 359 935	3 442 733	3 498 955	3 529 797	3 646 016	3 636 056	3 705 130	3 793 936	3 855 097	4 015 740	4 117 450	4 202 883	4 272 458	4 498 727	5 914 315
OPEX	1,95%		64 893	65 347	65 377	65 378	65 643	67 261	68 359	68 962	71 233	71 038	72 388	74 123	75 317	78 456	80 443	82 112	83 471	87 892	115 549
Total anuidade			3 386 421	3 410 111	3 411 669	3 411 741	3 425 579	3 509 994	3 567 314	3 598 759	3 717 248	3 707 094	3 777 517	3 868 059	3 930 415	4 094 196	4 197 893	4 284 996	4 355 930	4 586 620	6 029 863
Factor de actualização			0,45	0,47	0,50	0,52	0,55	0,58	0,62	0,65	0,69	0,72	0,76	0,81	0,85	0,90	0,95	1,00	1,06	1,11	1,17
Total anuidade (valor actualizado)			7 581 631	7 235 282	6 859 920	6 501 199	6 186 095	6 006 952	5 785 680	5 531 349	5 414 583	5 117 317	4 941 746	4 795 481	4 617 881	4 558 670	4 429 616	4 284 996	4 128 061	4 119 298	5 132 195

Energia de Receção		kWh/dia																			
Ano	Energia de Receção	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
2004	243 061 249	243 061 249	243 061 249	243 061 249	243 061 249	243 061 249	243 061 249	243 061 249	243 061 249	243 061 249	243 061 249	243 061 249	243 061 249	243 061 249	243 061 249	243 061 249	243 061 249	243 061 249	243 061 249	243 061 249	
Energia Total		243 061 249	243 061 249	243 061 249	243 061 249	243 061 249	243 061 249	243 061 249	243 061 249	243 061 249	243 061 249	243 061 249	243 061 249	243 061 249	243 061 249	243 061 249	243 061 249	243 061 249	243 061 249	243 061 249	
Energia Total (valor actual.)		544 173 594	515 706 590	488 728 763	463 162 209	438 933 101	415 971 476	394 211 027	373 588 919	354 045 602	335 524 642	317 972 556	301 338 662	285 574 926	270 635 829	256 478 230	243 061 249	230 346 142	218 296 192	206 876 604	

Custo incremental Energia de Receção **0,00004250** €/kWh

3.2.2 CUSTO INCREMENTAL DE CAPACIDADE NO ARMAZENAMENTO DE GNL

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

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

Quanto ao volume de armazenamento considera-se, a partir de 2004, um valor comercial de 228 631 m³ GNL (1 592 GWh), tendo por base um volume útil máximo de 248 550 m³ GNL (1 730 GWh) e um volume útil mínimo de 19 919 m³ GNL (139 GWh), volumes associados ao normal funcionamento dos tanques até ao acionamento do primeiro nível de alarme. A partir de 2012, com a construção do 3º tanque, considera-se um valor comercial total de 368 671 m³ GNL (2 567 GWh), considerando que o novo reservatório terá um volume útil máximo de 150 000 m³ GNL (1 044 GWh) e um volume útil mínimo de 9 960 m³ GNL (69 GWh).

Com base nos investimentos afetos à função de armazenamento de GNL e no período de vida útil dos mesmos, calculam-se as anuidades dos investimentos que se apresentam no Quadro 3-5. De acordo com os pressupostos apresentados o valor obtido para o custo incremental é de 0,00001375 €/(kWh/dia).

Quadro 3-5 - Custo incremental de Capacidade no armazenamento de GNL

Investimentos		Euros																			
Ano	Vida útil	Investimentos	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
2004	23	63 445 418,01	4 992 539	4 992 539	4 992 539	4 992 539	4 992 539	4 992 539	4 992 539	4 992 539	4 992 539	4 992 539	4 992 539	4 992 539	4 992 539	4 992 539	4 992 539	4 992 539	4 992 539	4 992 539	4 992 539
2005	9	28 885,76		4 159	4 159	4 159	4 159	4 159	4 159	4 159	4 159	4 159	4 159	4 159	4 159	4 159	4 159	4 159	4 159	4 159	4 159
2006	11	6 251,81			773	773	773	773	773	773	773	773	773	773	773	773	773	773	773	773	773
2007	20	0,00				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2008	20	3 450,08					289	289	289	289	289	289	289	289	289	289	289	289	289	289	289
2009	20	23 315 665,28						1 954 278	1 954 278	1 954 278	1 954 278	1 954 278	1 954 278	1 954 278	1 954 278	1 954 278	1 954 278	1 954 278	1 954 278	1 954 278	1 954 278
2010	20	452 303,87							37 911	37 911	37 911	37 911	37 911	37 911	37 911	37 911	37 911	37 911	37 911	37 911	37 911
2011	20	59 112,91								4 955	4 955	4 955	4 955	4 955	4 955	4 955	4 955	4 955	4 955	4 955	4 955
2012	20	95 848 741,84									8 033 873	8 033 873	8 033 873	8 033 873	8 033 873	8 033 873	8 033 873	8 033 873	8 033 873	8 033 873	8 033 873
2013	20	247 797,66										20 770	20 770	20 770	20 770	20 770	20 770	20 770	20 770	20 770	20 770
2014	20	413 785,73											34 683	34 683	34 683	34 683	34 683	34 683	34 683	34 683	34 683
2015	20	454 260,44												38 075	38 075	38 075	38 075	38 075	38 075	38 075	38 075
2016	9	496 953,42													71 544	71 544	71 544	71 544	71 544	71 544	71 544
2017	20	775 873,47														65 032	65 032	65 032	65 032	65 032	65 032
2018	10	675 532,54															89 707	89 707	89 707	89 707	89 707
2019	9	827 040,00																119 066	119 066	119 066	119 066
2020	10	758 215,15																	100 687	100 687	100 687
2021	10	914 561,64																		121 449	121 449
2022	10	305 704,07																			40 596
CAPEX			4 992 539	4 996 698	4 997 471	4 997 471	4 997 760	6 952 038	6 989 949	6 994 904	15 028 777	15 049 547	15 084 229	15 118 146	15 189 691	15 254 723	15 343 657	15 462 723	15 563 410	15 684 859	15 725 455
OPEX	1,95%		97 540	97 621	97 636	97 636	97 642	135 823	136 563	136 660	293 619	294 025	294 702	295 365	296 763	298 033	299 771	302 097	304 064	306 437	307 230
Total anuidade			5 090 079	5 094 319	5 095 107	5 095 107	5 095 402	7 087 861	7 126 513	7 131 564	15 322 396	15 343 571	15 378 932	15 413 511	15 486 453	15 552 756	15 643 428	15 764 820	15 867 474	15 991 296	16 032 685
Factor de actualização			0,45	0,47	0,50	0,52	0,55	0,58	0,62	0,65	0,69	0,72	0,76	0,81	0,85	0,90	0,95	1,00	1,06	1,11	1,17
Total anuidade (valor actualizado)			11 395 838	10 808 690	10 244 847	9 708 915	9 201 552	12 130 062	11 558 198	10 961 325	22 318 764	21 180 449	20 118 708	19 109 121	18 195 178	17 317 170	16 506 945	15 764 820	15 037 409	14 361 973	13 645 892

		kWh/dia																			
Ano	Capacidade de Armazenamento	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
2004	1 591 614 158	1 591 614 158	1 591 614 158	1 591 614 158	1 591 614 158	1 591 614 158	1 591 614 158	1 591 614 158	1 591 614 158	1 591 614 158	1 591 614 158	1 591 614 158	1 591 614 158	1 591 614 158	1 591 614 158	1 591 614 158	1 591 614 158	1 591 614 158	1 591 614 158	1 591 614 158	
2012	974 891 667									974 891 667	974 891 667	974 891 667	974 891 667	974 891 667	974 891 667	974 891 667	974 891 667	974 891 667	974 891 667	974 891 667	
Capacidade de Armazenamento Total		1 591 614 158	1 591 614 158	1 591 614 158	1 591 614 158	1 591 614 158	1 591 614 158	1 591 614 158	1 591 614 158	2 566 505 825	2 566 505 825	2 566 505 825	2 566 505 825	2 566 505 825	2 566 505 825	2 566 505 825	2 566 505 825	2 566 505 825	2 566 505 825	2 566 505 825	
Capacidade de Armazenamento Total (valor actual.)		3 563 358 616	3 376 950 925	3 200 294 660	3 032 879 700	2 874 222 612	2 723 865 250	2 581 373 436	2 446 335 705	3 738 399 690	3 542 835 188	3 357 501 126	3 181 862 326	3 015 411 605	2 857 668 314	2 708 176 947	2 566 505 825	2 432 245 854	2 305 009 338	2 184 428 865	

Custo incremental
 Capacidade de Armazenamento **0,00001375** €/kWh/dia

3.2.3 CUSTO INCREMENTAL DE CAPACIDADE NA REGASEIFICAÇÃO DE GNL

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

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

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

No Quadro 3-6 apresentam-se os investimentos e a procura considerada, assim como o custo incremental médio de longo prazo. O valor obtido para o custo incremental é de 0,00444139 €/(kWh/dia) por mês, considerando um poder calorífico superior de 11,9 kWh/m³ (n)

Quadro 3-6 - Custo incremental de capacidade de regaseificação de GNL para RNT

Investimentos		Euros																			
Ano	Vida útil	Investimentos	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
2004	18	52 117 636,21	4 720 229																		
2005	5	3 420,48		801																	
2006	4	560,09			160																
2007	10	69 824,14				9 272															
2008	10	206 755,33					27 456														
2009	10	14 493 592,78						1 924 678													
2010	10	35 311 268,64							4 689 162												
2011	10	42 104 955,26								5 591 330											
2012	10	2 819 767,26									374 451										
2013	10	178 860,09										23 752									
2014	10	282 130,00											37 465								
2015	10	782 379,35												103 896							
2016	9	358 818,71													51 658						
2017	12	1 975 411,30														229 460					
2018	10	457 810,65															60 795				
2019	10	1 926 290,00																255 802			
2020	10	2 308 323,15																	306 534		
2021	10	1 750 084,42																		232 403	
2022	10	962 933,85																			127 873
CAPEX			4 720 229	4 721 030	4 721 190	4 730 463	4 757 919	6 682 596	11 371 759	16 962 128	17 336 579	17 360 331	17 397 796	17 501 692	17 553 350	17 782 810	17 834 333	18 062 679	16 444 535	11 987 775	1 804 089
OPEX	1,95%		92 220	92 235	92 238	92 420	92 956	130 559	222 171	331 391	338 707	339 171	339 903	341 933	342 942	347 425	348 431	352 893	321 279	234 207	35 247
Total anuidade			4 812 449	4 813 266	4 813 429	4 822 882	4 850 875	6 813 155	11 593 930	17 293 519	17 675 286	17 699 501	17 737 699	17 843 625	17 896 292	18 130 235	18 182 765	18 415 571	16 765 814	12 221 982	1 839 336
Factor de actualização			0,45	0,47	0,50	0,52	0,55	0,58	0,62	0,65	0,69	0,72	0,76	0,81	0,85	0,90	0,95	1,00	1,06	1,11	1,17
Total anuidade (valor actualizado)			10 774 270	10 212 376	9 678 470	9 190 180	8 759 971	11 659 934	18 803 717	26 580 407	25 746 009	24 432 602	23 204 445	22 121 889	21 026 520	20 187 057	19 186 453	18 415 571	15 888 755	10 976 707	1 565 513

Capacidade de Regaseificação		kWh/dia																			
Ano	Capacidade de Regaseificação	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
2004	193 000 000	193 000 000																			
2011	36 000 000		36 000 000																		
Capacidade de Regaseificação		193 000 000	193 000 000	193 000 000	193 000 000	193 000 000	193 000 000	193 000 000	193 000 000	229 000 000	229 000 000	229 000 000	229 000 000	229 000 000	229 000 000	229 000 000	229 000 000	229 000 000	229 000 000	229 000 000	229 000 000
Capacidade de Regaseificação Total (valor actual.)		432 094 807	409 490 909	388 069 474	367 768 645	348 529 800	330 297 384	313 018 749	351 976 560	333 563 836	316 114 326	299 577 640	283 906 027	269 054 234	254 979 372	241 640 800	229 000 000	217 020 470	205 667 618	194 908 660	

Custo incremental
Capacidade de Regaseificação **0,00444139** €/kWh/dia/mês

3.2.4 CUSTO INCREMENTAL DE ENERGIA NA REGASEIFICAÇÃO DE GNL

O custo incremental de energia na regaseificação de GNL é determinado através do rácio entre os custos de operação e os volumes processados¹⁵, sendo equivalente a um custo médio anual. O volume de energia condiciona os custos variáveis da operação de regaseificação, respeitantes a consumos próprios de gás natural na instalação ou, em alternativa, respeitantes a consumos de energia elétrica associados à bombagem da fonte quente (água do mar).

O terminal de Sines não utiliza gás natural nos serviços auxiliares na medida em que não utiliza vaporizadores de combustão submersa. No entanto, o custo variável de regaseificação inclui energia elétrica utilizada na bombagem de água do mar para utilização nos evaporadores. Assim, na ausência do conhecimento exato do custo variável de regaseificação utiliza-se a média dos custos de energia elétrica afetos à atividade de regaseificação de GNL, de 2016 a 2018.

As quantidades consideradas no cálculo do custo médio de energia na regaseificação de GNL correspondem ao valor médio entre 2016 e 2018, apresentadas no quadro seguinte.

No Quadro 3-7 apresentam-se os pressupostos considerados no cálculo do custo incremental de energia, assim como o valor obtido de 0,00012509 €/kWh, considerando um poder calorífico superior de 11,9 kWh/m³ (n).

Quadro 3-7 - Custo médio de energia na regaseificação de GN

€			
Custo	2016	2017	2018
Custo variável	2 630 929,04	4 642 273,43	4 845 061,02
kWh			
	2016	2017	2018
Energia Regaseificada	18 545 486 606	39 415 110 828	38 917 767 268
Custo Médio	0,00012509 €/kWh		

¹⁵ Energia das entregas na RNTGN.

3.2.5 CUSTO INCREMENTAL DO CARREGAMENTO DE CAMIÕES CISTERNA

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

Para a variável do número máximo de camiões cisterna foi considerado, a partir de 2004, um valor de 4 500 camiões/ano. Em 2011 verifica-se um acréscimo de 8 640 camiões/ano, consequência da entrada em funcionamento de uma 3ª baía de enchimento, resultando num total de 13 140 camiões/ano (36 camiões/dia).

Com base nos investimentos afetos às ilhas de carga de camiões cisterna e no período de vida útil dos mesmos calculam-se as anuidades dos investimentos apresentadas no Quadro 3-8. De acordo com os pressupostos apresentados, o valor obtido para o custo incremental é de 46,39 €/camião.

Quadro 3-8 - Custo incremental do carregamento de camiões cisterna

Investimentos		Euros																				
Ano	Vida útil	Investimentos	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
2004	16	3 019 414,81	285 290	285 290	285 290	285 290	285 290	285 290	285 290	285 290	285 290	285 290	285 290	285 290	285 290	285 290	285 290	285 290	285 290	285 290	0	0
2005	8	5 151,00		794	794	794	794	794	794	794	794	794	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2006	12	90 688,39			10 534	10 534	10 534	10 534	10 534	10 534	10 534	10 534	10 534	10 534	10 534	10 534	10 534	0	0	0	0	0
2007	20	5 307,82				445	445	445	445	445	445	445	445	445	445	445	445	445	445	445	445	445
2008	20	5 440,30					456	456	456	456	456	456	456	456	456	456	456	456	456	456	456	456
2009	20	57 480,55						4 818	4 818	4 818	4 818	4 818	4 818	4 818	4 818	4 818	4 818	4 818	4 818	4 818	4 818	4 818
2010	20	26 090,81							2 187	2 187	2 187	2 187	2 187	2 187	2 187	2 187	2 187	2 187	2 187	2 187	2 187	2 187
2011	20	1 897 848,28								159 074	159 074	159 074	159 074	159 074	159 074	159 074	159 074	159 074	159 074	159 074	159 074	159 074
2012	20	264 842,99									22 199	22 199	22 199	22 199	22 199	22 199	22 199	22 199	22 199	22 199	22 199	22 199
2013	20	59 717,79										5 005	5 005	5 005	5 005	5 005	5 005	5 005	5 005	5 005	5 005	5 005
2014	20	108 784,83											9 118	9 118	9 118	9 118	9 118	9 118	9 118	9 118	9 118	9 118
2015	20	26 209,15												2 197	2 197	2 197	2 197	2 197	2 197	2 197	2 197	2 197
2016	9	28 669,47													4 127	4 127	4 127	4 127	4 127	4 127	4 127	4 127
2017	11	43 085,17														5 330	5 330	5 330	5 330	5 330	5 330	5 330
2018	10	32 465,48															4 311	4 311	4 311	4 311	4 311	4 311
2019	9	47 720,00																6 870	6 870	6 870	6 870	6 870
2020	10	138 121,20																		18 342	18 342	18 342
2021	10	52 768,12																			7 007	7 007
2022	10	17 640,59																				2 343
CAPEX			285 290	286 084	296 618	297 063	297 519	302 337	304 524	463 598	485 797	490 802	499 126	501 323	505 451	510 780	515 092	511 427	529 769	251 487	253 829	
OPEX	1,95%		5 574	5 589	5 795	5 804	5 813	5 907	5 950	9 057	9 491	9 589	9 751	9 794	9 875	9 979	10 063	9 992	10 350	4 913	4 959	
Total anuidade			290 864	291 673	302 413	302 867	303 332	308 244	310 474	472 656	495 288	500 391	508 878	511 118	515 326	520 759	525 155	521 419	540 119	256 400	258 788	
Factor de actualização			0,45	0,47	0,50	0,52	0,55	0,58	0,62	0,65	0,69	0,72	0,76	0,81	0,85	0,90	0,95	1,00	1,06	1,11	1,17	
Total anuidade (valor actualizado)			651 195	618 848	608 069	577 124	547 773	527 524	503 544	726 479	721 442	690 746	665 714	633 665	605 461	579 838	554 144	521 419	511 864	230 276	220 262	

Carregamento de Camiões		N.º Camiões																			
Ano	Carregamento de Camiões	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
2004	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500
2012	8 640									8 640	8 640	8 640	8 640	8 640	8 640	8 640	8 640	8 640	8 640	8 640	8 640
Total de Carregamento de Camiões		4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	13 140	13 140	13 140	13 140	13 140	13 140	13 140	13 140	13 140	13 140	13 140	13 140
Total de Carregamento Camiões (valor actual.)		10 075	9 548	9 048	8 575	8 126	7 701	7 298	6 917	19 140	18 139	17 190	16 291	15 438	14 631	13 865	13 140	12 453	11 801	11 184	

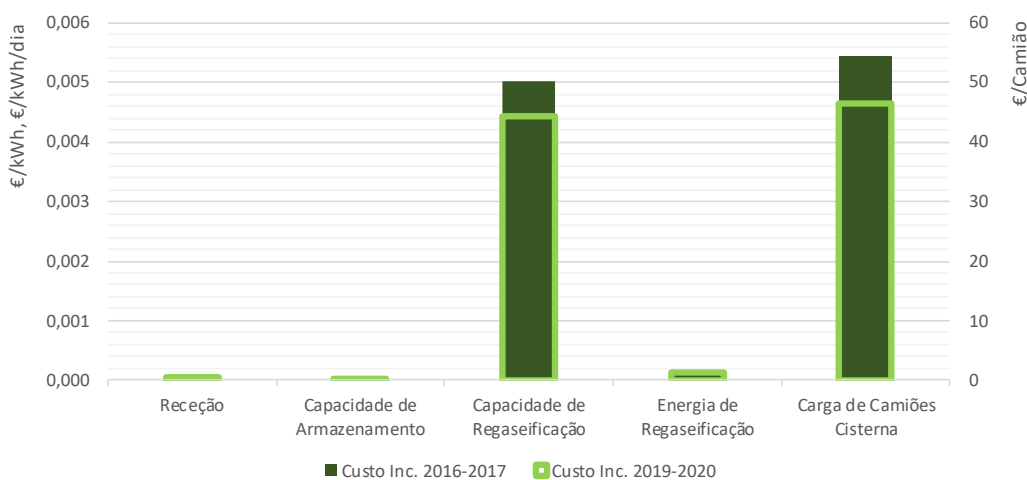
Custo incremental Carregamento Camiões **46,39 €/Camião**

3.3 COMPARAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA COM A ESTRUTURA DE CUSTOS INCREMENTAIS

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

Na Figura 3-1 apresentam-se os custos incrementais para as variáveis de faturação da tarifa de Uso do Terminal, comparando-se os valores de 2016-2017, com os agora calculados para o ano gás 2019-2020. Com exceção do custo médio de energia do serviço de regaseificação verifica-se uma redução generalizada dos custos incrementais, em relação aos custos incrementais atualmente em vigor (determinados para as tarifas de 2016-2017 e que não foram alterados durante todo o período de regulação), devido a menores investimentos nesta infraestrutura nos anos mais recentes.

Figura 3-1 - Comparação da estrutura de custos incrementais de 2016-2017 com a estrutura de 2019-2020



		Custo Incremental		
		2016-2017	2019-2020	Varição
Receção	€/kWh	0,00004491	0,00004250	-5,4%
Capacidade de Armazenamento	€/kWh/dia)/dia	0,00001445	0,00001375	-4,8%
Capacidade de Regaseificação	€/kWh/dia)/mês	0,00501682	0,00444139	-11,5%
Energia de Regaseificação	€/kWh	0,00011380	0,00012509	9,9%
Carga de Camiões Cisterna	€/Camião	54,34	46,39	-14,6%

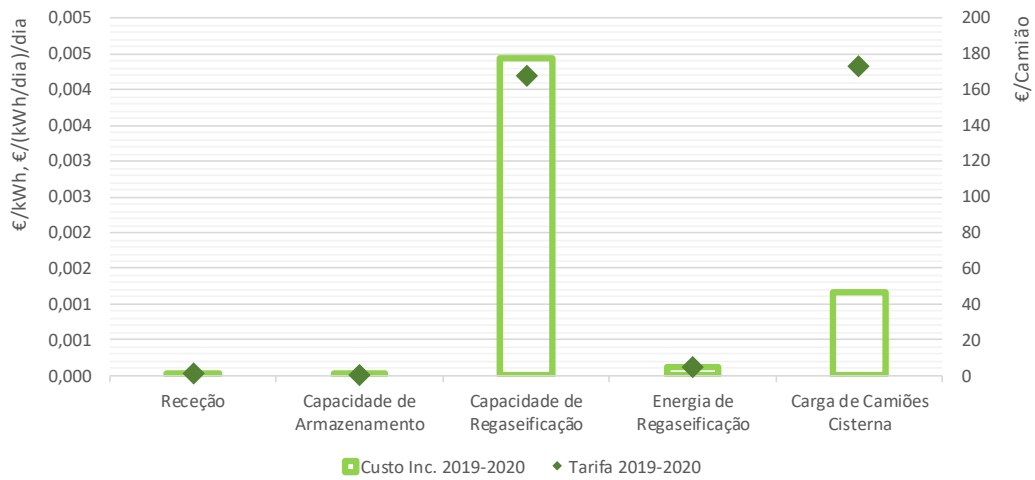
De acordo com a metodologia de cálculo estabelecida no RT, os preços da tarifa de Uso do Terminal resultam da aplicação de fatores de escala à estrutura de custos incrementais, por forma a obter os proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL. O RT prevê igualmente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

Para o ano gás 2019-2020, o preço de capacidade do serviço de armazenamento de GNL foi calculado para que fosse igual ao máximo de dois valores: (i) preço do produto mensal do armazenamento subterrâneo, incluindo injeção e extração, adicionado do custo das perdas totais de energia no armazenamento subterrâneo; (ii) custo incremental de capacidade de armazenamento. Assim, garante-se que o preço de armazenamento de gás no terminal não é inferior ao preço do armazenamento subterrâneo. O máximo dos dois valores é o preço do armazenamento subterrâneo, sendo aplicado um fator de escala igual a 1,4. O preço de energia do serviço de receção de GNL e os preços de capacidade e de energia do serviço de regaseificação de GNL foram calculados através da aplicação de um fator de escala de 0,9, aos respetivos custos incrementais, por forma a obter os proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

O custo incremental da função de carregamento dos camiões cisterna é um valor reduzido (46,39 €/camião), sendo escalado com um fator de 3,2, de forma a manter o preço do ano gás 2018-2019. Não se reduz este preço uma vez que quando comparado com os valores praticados em Espanha (aproximadamente 320 €/camião) este é muito inferior.

Na Figura 3-2 apresentam-se os custos incrementais e os preços associados a cada uma das variáveis de faturação da tarifa de Uso do Terminal, para o ano gás 2019-2020.

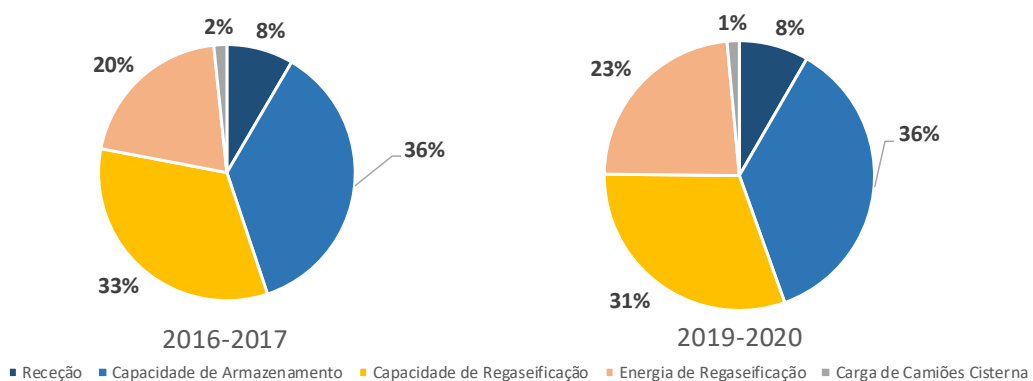
Figura 3-2 - Comparação da estrutura tarifária com a de custos incrementais de 2019-2020



		Custo Incremental 2019-2020	Tarifa 2019-2020
Receção	€/kWh	0,00004250	0,00004003
Capacidade de Armazenamento	€/kWh/dia)/dia	0,00001375	0,00001909
Capacidade de Regaseificação	€/kWh/dia)/mês	0,00444139	0,00418332
Energia de Regaseificação	€/kWh	0,00012509	0,00011782
Carga de Camiões Cisterna	€/Camião	46,39	172,92

Na Figura 3-3 compara-se a estrutura das receitas incrementais em 2016-2017, por termo tarifário, com a nova estrutura das receitas incrementais em 2019-2020, estrutura essa que se mantém aproximadamente constante.

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



3.4 OPÇÃO TARIFÁRIA DE SERVIÇOS AGREGADOS

O Terminal de GNL tem observado uma utilização com elevada volatilidade, o que, associado às suas características naturais de funcionamento, prejudica a sua utilização por agentes de mercado de menor dimensão e consequentemente pode representar uma barreira à entrada de novos agentes no mercado. Estas características de funcionamento são condicionadas, por um lado, pelo aprovisionamento ser efetuado de forma discreta e com grandes indivisibilidades devido à dimensão dos navios metaneiros e, por outro lado, pela regaseificação e injeção de gás natural na rede de transporte 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 tem vindo a tomar 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 incentive o comercializador incumbente a trocar GNL com outros agentes de mercado de menor dimensão;
- b) Aprovação de regras para contratação e nomeação de gás natural 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 GNL no terminal.

Adicionalmente a Diretiva n.º 13/2017, de 21 de setembro, 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 SNGN. A nova modalidade de atribuição de capacidade, designada por Mecanismo de Continuidade, 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 produtos/serviços que permitem a sua utilização pelos utilizadores da infraestrutura e bem como da definição das regras de detalhe relativas à sua parametrização operacional.

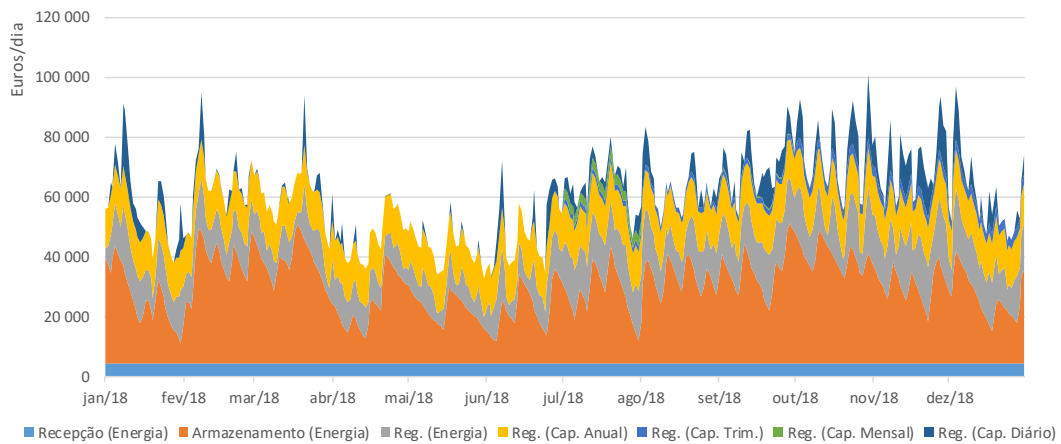
O Regulamento Tarifário, aprovado pelo Regulamento n.º 415/2016, de 29 de abril, previu no n.º 3 do artigo 35.º, a possibilidade dos preços da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, serem aplicados de forma agregada a todos os serviços prestados pelo terminal.

Neste contexto, considerando a existência das regras aprovadas pelo MPAI que desenharam e criaram as regras de operacionalização deste produto/serviço, a ERSE apresentou no ano gás 2018-2019 uma proposta das variáveis e dos preços a aplicar. As variáveis de faturação desta nova opção tarifária dos serviços agregados são as associadas ao serviço de regaseificação, isto é, energia regaseificada e capacidade contratada de regaseificação.

Para o ano gás 2019-2020, 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 €/kWh, que recupera 40% 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 60% 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 do Quadro 3-3. 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.

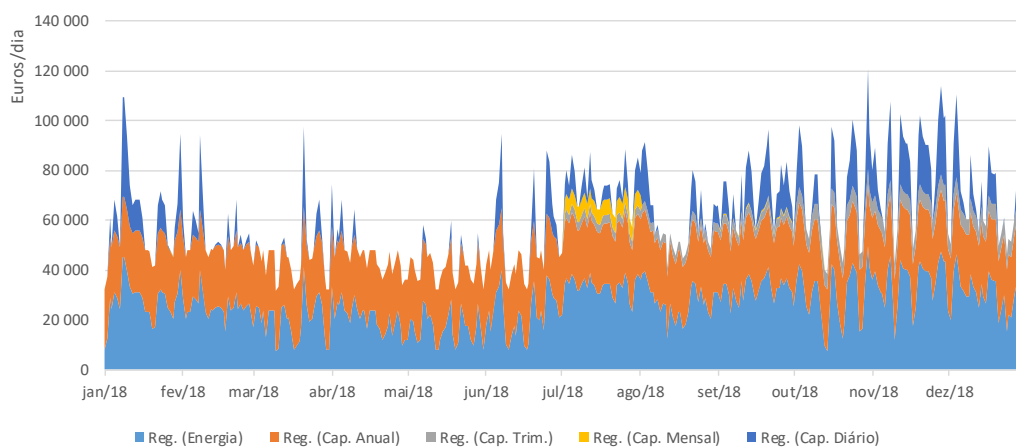
Considerando a procura para o ano gás 2019-2020, apresentada no documento da “Caracterização da procura para 2019-2020”, apresenta-se na Figura 3-4 o perfil de pagamento do terminal considerando o pagamento dos diferentes serviços de receção, armazenamento de GNL e regaseificação, em separado.

Figura 3-4 - Perfil de pagamento do Terminal de Sines desagregado por função, em euros por dia



Considerando a energia de regaseificação e a capacidade contratada de regaseificação para o ano gás 2019-2020, apresentada no documento da “Caracterização da procura para 2019-2020”, apresenta-se na Figura 3-5 o perfil de pagamento do terminal com a opção tarifária dos serviços agregados. Como esperado, o perfil de pagamento diário é aderente ao perfil de energia regaseificada.

Figura 3-5 - Perfil de pagamento do Terminal de Sines com a nova tarifa agregada, em euros por dia



Conforme referido pelo CT no seu Parecer às tarifas do ano gás 2018-2019, a introdução desta opção tarifária no Terminal de GNL associada ao Mecanismo de Continuidade está condicionada à definição de regras de detalhe para a definição da parametrização operacional deste mecanismo, nomeadamente, contratação de capacidade, limites operacionais de utilização dos tanques, entre outros. A ERSE concorda

com esta proposta aprovando para o ano gás 2019-2020 os preços desta tarifa, ficando a sua aplicação condicionada à definição das referidas regras.

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 Natural, nos termos definidos no RT.

O Armazenamento Subterrâneo de gás natural pode ser caracterizado como:

- Capacidade máxima de injeção no armazenamento subterrâneo de 2,9 milhões m³/dia (34 GWh/dia).
- Capacidade máxima de extração do armazenamento subterrâneo de 7,2 milhões m³/dia (86 GWh/dia).
- O armazenamento subterrâneo é 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 de armazenamento contratada, definido em euros por (kWh/dia)/mês ou 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 - Definição das variáveis de faturação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

Variáveis de faturação	Definição
Energia injetada (kWh)	Quantidade de energia entregue a uma infraestrutura de armazenamento subterrâneo, a partir da rede de transporte de gás natural.
Energia extraída (kWh)	Quantidade de energia entregue por uma infraestrutura de armazenamento subterrâneo à rede de transporte de gás natural.
Capacidade de armazenamento contratada (euros por (kWh/dia)/dia)	Valor da capacidade reservada pelo agente de mercado nos processos de atribuição de capacidade, constituindo um direito de utilização de capacidade com pagamento de carácter vinculativo independentemente do uso efetivo, para diversos horizontes temporais.

A expansão de capacidade de armazenamento permite a sua utilização não só para fins comerciais, mas também como instrumento principal de gestão de balanços dos agentes de mercado. A gestão de balanços e a constituição de reservas estratégicas 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 dos produtos de capacidade de prazo inferior a um ano são relacionados com os produtos anuais através de coeficientes multiplicativos.

A definição dos preços de curto prazo bem como a escolha do valor do multiplicador 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 pelo operador da infraestrutura 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 definidos condicionam o comportamento dos utilizadores, uma vez que cada agente de mercado vai adotar uma utilização temporal de forma a minimizar a sua fatura.

Os multiplicadores devem aumentar com a diminuição da maturidade do produto, incentivando-se uma programação que confira maior previsibilidade à gestão do sistema. No Quadro 4-2 apresentam-se os multiplicadores aplicados nos produtos do Armazenamento Subterrâneo, nomeadamente para os produtos trimestral, mensal e diário.

Quadro 4-2 - Multiplicadores aplicados aos produtos de capacidade no Armazenamento Subterrâneo

Armazenamento Subterrâneo	Produto trimestral	Produto mensal	Produto diário
Capacidade de armazenamento contratada	1,00	1,05	1,10

Nas situações de ausência de congestionamento justifica-se a adoção de multiplicadores superiores a 1 nos produtos de mais curto prazo, no entanto, reduzidos para dar flexibilidade aos comercializadores entrantes.

4.2 DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS INCREMENTAIS

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

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

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

Com base nos investimentos e na vida útil dos mesmos, calculam-se as suas anuidades. Para o cálculo das anuidades totais adicionam-se às anuidades do investimento, os encargos de exploração, tendo-se considerado que estes encargos representam cerca de 1,0%¹⁶ da anuidade de investimento. Como fator de atualização das anuidades utiliza-se a taxa de remuneração do ativo para esta atividade em 2018, 5,52%.

¹⁶ Esta percentagem corresponde à média dos rácios entre os custos de operação e manutenção em 2016 e 2017 e os valores do ativo bruto relativos a toda a infraestrutura do Armazenamento Subterrâneo, reportado ao final de 2016 e 2017.

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

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

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

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

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

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

No Quadro 4-3 considera-se uma utilização das instalações de superfície em contínuo no ano face à dimensão útil do armazenamento. Considerando-se o armazenamento vazio (com exceção dos mínimos técnicos) e procedendo-se à injeção de GN à capacidade máxima que é de 120 mil m³(n)/hora (34,3 MWh/dia), tendo em conta uma capacidade útil de 363 milhões de m³(n) (4,4 TWh em 2016) o processo de enchimento será de 116 dias. Por outro lado, o processo de extração à capacidade máxima de extração de 300 mil m³(n)/hora (85,7 MWh/dia), durará 46 dias até toda a energia armazenada ter

sido retirada. Para este efeito não se consideraram perdas. Um ciclo de injeção e extração de toda a capacidade disponível demora assim 162 dias.

Quadro 4-3 - Determinação das utilizações das capacidades máximas de injeção e extração no armazenamento subterrâneo em funcionamento contínuo

	m ³ /dia	kWh/dia	Dias
Injeção máxima	2 880 000	34 272 000	116
Extração máxima	7 200 000	85 680 000	46
Total			162

Está previsto para 2020 o reforço da capacidade de injeção no armazenamento subterrâneo de 120 mil m³(n)/hora (34,3 MWh/dia) para 168 mil m³(n)/hora (48 MWh/dia). Assim, a partir de 2020, um ciclo de injeção e extração de toda a capacidade disponível demorará 129 dias.

No Quadro 4-4 e no Quadro 4-5 apresentam-se estas quantidades que resultam da multiplicação das capacidades de injeção extração pelas respetivas utilizações teóricas máximas durante um ano.

Quadro 4-4 - Determinação das quantidades anuais máximas de volumes injetados e extraídos no armazenamento subterrâneo em funcionamento contínuo, até 2020

	Dias	m ³ /ano	kWh/ano
Injeção máxima anual	261	750 857 143	8 935 200 000
Extração máxima anual	104	750 857 143	8 935 200 000
Total	365	1 501 714 286	17 870 400 000

Quadro 4-5 - Determinação das quantidades anuais máximas de volumes injetados e extraídos no armazenamento subterrâneo em funcionamento contínuo, a partir de 2020

	Dias	m ³ /ano	kWh/ano
Injeção máxima anual	234	943 626 571	11 229 156 194
Extração máxima anual	131	943 626 571	11 229 156 194
Total	365	1 887 253 142	22 458 312 388

Com base nos investimentos referentes a instalações de superfície e no período de vida útil dos mesmos calculam-se as anuidades dos investimentos, que se apresentam no Quadro 4-6. De acordo com os pressupostos apresentados o valor obtido para o custo incremental de energia de injeção e extração do armazenamento subterrâneo é de 0,00003532 €/kWh, considerando um poder calorífico superior de 11,9 kWh/m³ (n).

Quadro 4-6 - Custo incremental de energia de injeção e extração do armazenamento subterrâneo

Investimentos			Anuidade investimentos														Euros
Ano	Vida útil	Investimentos	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
2009	24	1 012 012	77 238	77 238	77 238	77 238	77 238	77 238	77 238	77 238	77 238	77 238	77 238	77 238	77 238	77 238	
2010	24	840 860		64 583	64 583	64 583	64 583	64 583	64 583	64 583	64 583	64 583	64 583	64 583	64 583	64 583	
2011	24	19 190			1 474	1 474	1 474	1 474	1 474	1 474	1 474	1 474	1 474	1 474	1 474	1 474	
2012	25	2 175 634				163 513	163 513	163 513	163 513	163 513	163 513	163 513	163 513	163 513	163 513	163 513	
2013	23	393 707					30 414	30 414	30 414	30 414	30 414	30 414	30 414	30 414	30 414	30 414	
2014	24	1 273 521						97 490	97 490	97 490	97 490	97 490	97 490	97 490	97 490	97 490	
2015	24	3 251 644							249 561	249 561	249 561	249 561	249 561	249 561	249 561	249 561	
2016	24	1 705 890								130 086	130 086	130 086	130 086	130 086	130 086	130 086	
2017	23	490 271									37 751	37 751	37 751	37 751	37 751	37 751	
2018	24	685 602										52 265	52 265	52 265	52 265	52 265	
2019	23	713 908											55 268	55 268	55 268	55 268	
2020	26	8 831 559												645 539	645 539	645 539	
2021	23	1 037 994													80 403	80 403	
2022	31	789 049														53 648	
CAPEX			77 238	141 821	143 295	306 808	337 221	434 711	684 272	814 358	852 109	904 373	959 642	1 605 181	1 685 583	1 739 231	
OPEX	1,0%		735	1 350	1 364	2 921	3 211	4 139	6 516	7 754	8 114	8 611	9 138	15 284	16 050	16 561	
Total anuidade			77 974	143 172	144 659	309 729	340 432	438 850	690 788	822 112	860 222	912 985	968 779	1 620 465	1 701 633	1 755 792	
Factor de actualização			0,58	0,62	0,65	0,69	0,72	0,76	0,81	0,85	0,90	0,95	1,00	1,06	1,11	1,17	
Total anuidade (valor actualizado)			133 443	232 204	222 344	451 154	469 936	574 104	856 414	965 907	957 812	963 381	968 779	1 535 695	1 528 257	1 494 406	

Ano	Energia de Injeção/Extração	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
2009	17 870 400 000	17 870 400 000	17 870 400 000	17 870 400 000	17 870 400 000	17 870 400 000	17 870 400 000	17 870 400 000	17 870 400 000	17 870 400 000	17 870 400 000	17 870 400 000	17 870 400 000	17 870 400 000	17 870 400 000
2020	4 587 912 388												4 587 912 388	4 587 912 388	4 587 912 388
Capacidade Total		17 870 400 000	17 870 400 000	17 870 400 000	17 870 400 000	17 870 400 000	17 870 400 000	17 870 400 000	17 870 400 000	17 870 400 000	17 870 400 000	17 870 400 000	22 458 312 388	22 458 312 388	22 458 312 388
Capacidade Total (valor actual.)		30 583 141 844	28 983 265 584	27 467 082 623	26 030 214 768	24 668 512 858	23 378 044 786	22 155 084 141	20 996 099 452	19 897 743 984	18 856 846 080	17 870 400 000	21 283 465 114	20 170 076 870	19 114 932 591

Custo incremental Energia de Injeção/Extração 0,00003532 €/kWh

4.2.2 CUSTO INCREMENTAL DE CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

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

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

Quanto ao volume de armazenamento considera-se, a partir de 2014, um valor comercial de 3 967 GWh, de um volume total de 6 348 GWh.

Com base nos investimentos afetos à função de armazenamento (custos com cavernas e estações de lixiviação) e no período de vida útil dos mesmos, calculam-se as anuidades dos investimentos que se apresentam no Quadro 4-7. De acordo com os pressupostos apresentados o valor obtido para o custo incremental de capacidade é de 0,00000236 €/(kWh/dia).

Quadro 4-7 - Custo incremental de Capacidade de armazenamento no armazenamento subterrâneo

Investimentos			Anuidade dos investimentos														Euros
Ano	Vida útil	Investimentos	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
2009	48	20 399 739	1 219 071	1 219 071	1 219 071	1 219 071	1 219 071	1 219 071	1 219 071	1 219 071	1 219 071	1 219 071	1 219 071	1 219 071	1 219 071	1 219 071	
2010	27	3 075 983		220 702	220 702	220 702	220 702	220 702	220 702	220 702	220 702	220 702	220 702	220 702	220 702	220 702	
2011	33	685 990			45 509	45 509	45 509	45 509	45 509	45 509	45 509	45 509	45 509	45 509	45 509	45 509	
2012	6	513 901				100 235	100 235	100 235	100 235	100 235	100 235	100 235	100 235	100 235	100 235	100 235	
2013	17	878 981					80 624	80 624	80 624	80 624	80 624	80 624	80 624	80 624	80 624	80 624	
2014	68	36 892 633						2 089 686	2 089 686	2 089 686	2 089 686	2 089 686	2 089 686	2 089 686	2 089 686	2 089 686	
2015	36	9 944 717							639 679	639 679	639 679	639 679	639 679	639 679	639 679	639 679	
2016	10	569 581								77 727	77 727	77 727	77 727	77 727	77 727	77 727	
2017	25	779 131									58 522	58 522	58 522	58 522	58 522	58 522	
2018	2	36 626										25 551	25 551	25 551	25 551	25 551	
2019	0	0															
2020	1	103 036												208 484	208 484	208 484	
2021	9	261 954													37 747	37 747	
2022	0	0															
CAPEX			1 219 071	1 439 773	1 485 282	1 585 517	1 666 141	3 755 827	4 395 506	4 473 234	4 557 306	4 557 306	4 557 306	4 765 790	4 803 538	4 803 538	
OPEX	1,0%		11 608	13 709	14 143	15 097	15 865	35 762	41 853	42 593	43 394	43 394	43 394	45 379	45 738	45 738	
Total anuidade			1 230 679	1 453 482	1 499 424	1 600 614	1 682 006	3 791 590	4 437 360	4 515 827	4 600 700	4 600 700	4 600 700	4 811 169	4 849 276	4 849 276	
Factor de actualização			0,58	0,62	0,65	0,69	0,72	0,76	0,81	0,85	0,90	0,95	1,00	1,06	1,11	1,17	
Total anuidade (valor actualizado)			2 106 166	2 357 343	2 304 638	2 331 472	2 321 861	4 960 155	5 501 280	5 305 687	5 122 636	4 854 659	4 600 700	4 559 486	4 355 192	4 127 362	

Ano	Capacidade de Armazenamento*	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
2009	3 322	3 322	3 322	3 322	3 322	3 322	3 322	3 322	3 322	3 322	3 322	3 322	3 322	3 322	3 322
2014	645						645	645	645	645	645	645	645	645	645
Capacidade Armazenamento Total		3 322	3 322	3 322	3 322	3 322	3 967	3 967	3 967	3 967	3 967	3 967	3 967	3 967	3 967
Capacidade Armazenamento Total (valor actual)		5 686	5 389	5 107	4 840	4 586	5 190	4 918	4 661	4 417	4 186	3 967	3 760	3 563	3 377

* Capacidade técnica de armazenamento (inclui a capacidade técnica condicionada)

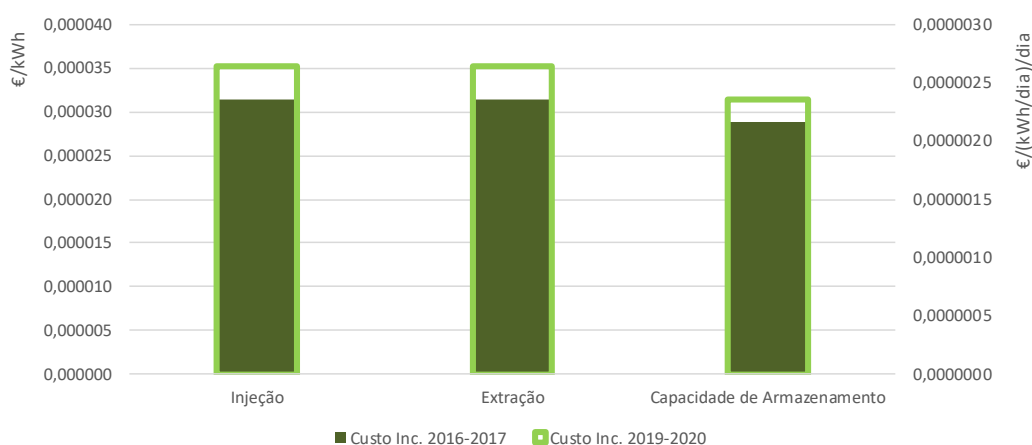
Custo Incremental
Capacidade Armazenamento **0,00000236** €/kWh/dia

4.3 COMPARAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA COM A ESTRUTURA DE CUSTOS INCREMENTAIS

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

Na Figura 4-1 apresentam-se os custos incrementais para as variáveis de faturação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, comparando-se os valores de 2016-2017, com os agora calculados para o ano gás 2019-2020. Observa-se um acréscimo de todos os custos incrementais, em relação aos custos incrementais atualmente em vigor (determinados para as tarifas de 2016-2017 e que não foram alterados durante todo o período de regulação). Este acréscimo é superior no custo incremental de injeção/extração, sendo justificado pelo aumento do investimento previsto para o período 2020 a 2022.

Figura 4-1 - Comparação da estrutura de custos incrementais de 2016-2017 com a estrutura de 2019-2020



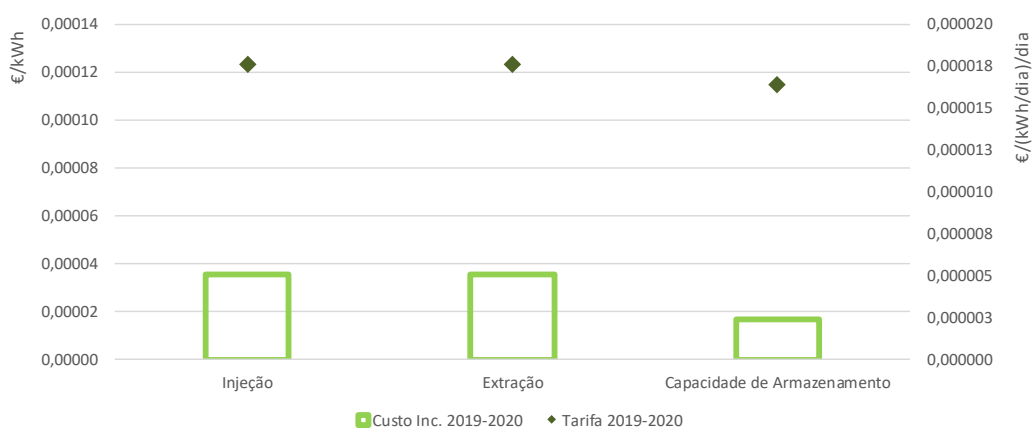
		Custo Incremental		
		2016-2017	2019-2020	Variação
Injeção	€/kWh	0,00003145	0,00003532	12%
Extração	€/kWh	0,00003145	0,00003532	12%
Capacidade de Armazenamento	€/(kWh/dia)/dia	0,00000217	0,00000236	9%

De acordo com a metodologia de cálculo estabelecida no RT, os preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo resultam da aplicação de fatores de escalamento diferenciados à estrutura de custos incrementais, por forma a obter os proveitos permitidos da atividade do Armazenamento Subterrâneo.

Para o ano gás 2019-2020, adotam-se fatores de escalamento diferenciados por serviço (injeção/extração e armazenamento). Os preços energia de injeção/extração de gás foram calculados através da aplicação de um fator de escala de 3,5 aos custos incrementais de injeção/extração e o preço de capacidade de armazenamento foi calculado através da aplicação de um fator de escala de 7,0 aos custos incrementais de capacidade de armazenamento, por forma a obter os proveitos da atividade do Armazenamento Subterrâneo.

Na Figura 4-2 apresentam-se os custos incrementais e os preços associados a cada uma das variáveis de faturação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, para o ano gás 2019-2020.

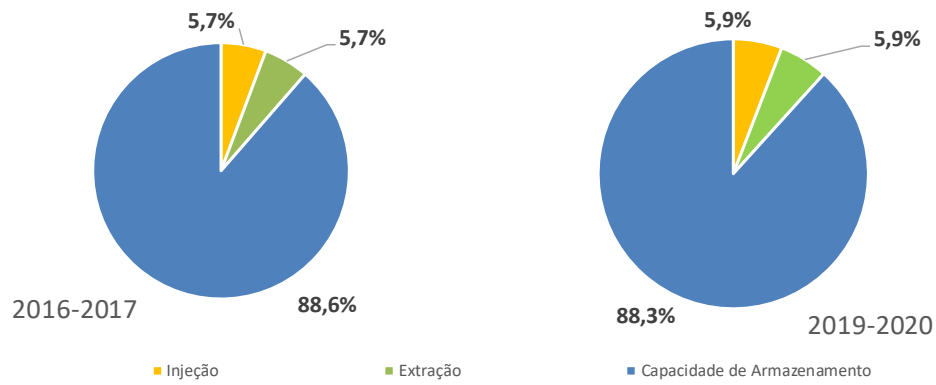
Figura 4-2 - Comparação da estrutura tarifária com a de custos incrementais de 2019-2020



		Custo Incremental 2019-2020	Tarifa 2019-2020
Injeção	€/kWh	0,00003532	0,00012318
Extração	€/kWh	0,00003532	0,00012318
Capacidade de Armazenamento	€/(kWh/dia)/dia	0,00000236	0,00001646

Na Figura 4-3 ilustra-se a estrutura das receitas incrementais escaladas 2016-2017, por termo tarifário, função dos preços calculados de acordo com o estabelecido no RT, com a nova estrutura das receitas incrementais escaladas 2019-2020.

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



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

5 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

A tarifa de Uso da Rede de Transporte 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 rede de transporte. A estrutura do tipo de entrada-saída segue requisitos impostos a nível europeu, tendo a ERSE implementado a estrutura de entrada-saída pela primeira vez no período tarifário de 2010-2011. Na altura adotou-se uma metodologia designada por modelo matricial para definir a estrutura de custos incrementais para esta atividade. Esta era uma metodologia com alguma complexidade, na medida em que a definição dos custos incrementais implica um algoritmo de otimização para encontrar as tarifas de entrada e saída que melhor se adequam à estrutura de custos unitários por troço de rede.

Nos termos do Regulamento (UE) 2017/460, que estabelece o código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás (adiante “Código de Rede de Tarifas”), a ERSE conduziu um processo de consulta pública de forma a propor uma metodologia de preço de referência para a definição de preços baseados na capacidade. Uma vez que um dos requisitos para a referida metodologia é a possibilidade de os utilizadores da rede de transporte poderem reproduzir os cálculos de forma a poderem estimar a evolução das tarifas de transporte, ao invés de propor o modelo matricial em vigor na altura, a ERSE propôs na consulta pública a implementação de uma metodologia designada por metodologia modificada da distância ponderada pela capacidade.¹⁷

Nos termos do artigo 27.º, n.º 4, do Código de Rede de Tarifas, a ERSE publicou a 18 de março de 2019 a sua decisão fundamentada, tendo por base os comentários recebidos pelos participantes na consulta pública e tendo por base as recomendações não vinculativas da Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER).¹⁸

5.1 ESTRUTURA GERAL DA TARIFA

Nos termos definidos no Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso da Rede de Transporte, aplicável pelo operador da rede de transporte às entregas nos seus pontos de entrada e de saída deve proporcionar os

¹⁷ A metodologia é descrita em pormenor na secção 5.2.

¹⁸ Pode consultar a decisão fundamentada da ERSE [aqui](#).

proveitos permitidos da atividade de Transporte de gás natural, recuperando os custos de exploração, desenvolvimento e manutenção das redes que lhe estão associados.

No Quadro 5-1 apresentam-se as variáveis de faturação aplicáveis na tarifa de Uso da Rede de Transporte.

Quadro 5-1 - Variáveis de faturação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

Ponto da rede de transporte	Variável de faturação	Preço
Pontos de entrada		
• Interligações internacionais (VIP)	Capacidade contratada	Euros por kWh/dia, por dia
• Terminal de GNL	Capacidade contratada	Euros por kWh/dia, por dia
• Armazenamento subterrâneo	Capacidade contratada	Euros por kWh/dia, por dia
Pontos de saída		
• Interligações internacionais	Capacidade contratada	Euros por kWh/dia, por dia
• Terminal de GNL	Capacidade contratada	Euros por kWh/dia, por dia
• Armazenamento subterrâneo	Capacidade contratada	Euros por kWh/dia, por dia
• Redes de distribuição		
- Longas utilizações	Capacidade utilizada	Euros por kWh/dia, por mês
• Clientes em AP		
- Longas utilizações	Capacidade utilizada	Euros por kWh/dia, por mês
- Flexível anual	Capacidade base anual Capacidade mensal adicional	Euros por kWh/dia, por mês Euros por kWh/dia, por mês
- Flexível mensal	Capacidade mensal	Euros por kWh/dia, por mês
- Flexível diária	Capacidade diária	Euros por kWh/dia, por dia
• Instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)	Capacidade utilizada	Euros por kWh/dia, por mês

As tarifas de entrada aplicam-se às interligações internacionais (VIP), ao terminal de GNL e ao armazenamento subterrâneo.

As tarifas de saída aplicam-se às interligações internacionais, ao terminal de GNL, ao armazenamento subterrâneo, às entregas a clientes em alta pressão, às entregas às redes de distribuição e às entregas a instalações abastecidas por UAG.¹⁹

¹⁹ 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 de acordo com um fator de modulação a publicar pela ERSE.

O modelo de contratação da capacidade não se aplica aos pontos de saída para clientes finais em AP, para as redes de distribuição e para as instalações abastecidas por UAG. Nestes pontos prevalece a metodologia de programação não vinculativa onde a capacidade atribuída depende dos consumos dos clientes em AP ou das carteiras de clientes nas redes de distribuição.

No Quadro 5-2 definem-se as variáveis de faturação apresentadas no Quadro 5-1.

Quadro 5-2 - Definição das variáveis de faturação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

Variável de faturação	Definição
Capacidade contratada	Valor de capacidade reservada, pelo agente de mercado nos processos de atribuição de capacidade constituindo um direito de utilização de capacidade com pagamento de carácter vinculativo independentemente do uso efetivo, para diversos horizontes temporais.
Capacidade utilizada	Máximo do consumo diário, medido em kWh/dia, registado nos últimos doze meses, medido no ponto de entrega da rede de transporte. Este valor máximo diário é pago durante os doze meses seguintes. O caudal máximo condiciona os investimentos nos troços periféricos dos gasodutos que incluem os ramais e as GRMS, partilhados por um pequeno número de clientes e cujo dimensionamento é influenciado pela capacidade máxima solicitada pelos clientes.
Capacidade base anual	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.
Capacidade mensal adicional	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.
Capacidade mensal	Máximo do consumo diário, medido em kWh/dia, registado no mês da fatura.
Capacidade diária	Consumo diário, medido em kWh/dia, registado no mês da fatura.

As opções tarifárias flexíveis foram introduzidas no sistema tarifário num contexto de consumos reduzidos no sistema de gás natural, com o objetivo de aumentar a flexibilidade para os consumidores com utilizações mais limitadas no tempo e, por conseguinte, contribuir para um aumento da utilização das infraestruturas do sistema nacional de gás natural.

As contratações mensal e diária, no âmbito da tarifa flexível, sendo de carácter suplementar, estão dependentes da disponibilidade de capacidade das infraestruturas da rede de transporte.

Os preços das opções tarifárias flexíveis são obtidos mediante a aplicação de fatores multiplicativos ao preço da tarifa para longas utilizações. Os fatores multiplicativos são apresentados no Quadro 5-3.

Quadro 5-3 - Fatores multiplicativos da tarifa flexível para a tarifa de Uso da Rede de Transporte

Fatores multiplicativos	Tarifa flexível anual	Tarifa flexível mensal	Tarifa flexível diária
Verão (abril a setembro)	1,5	1,5	6,0
Inverno (outubro a março)	-	3,0	10,0

Atualmente a necessidade de flexibilidade é menor devido ao nível de consumos que se verifica e que se perspetiva no sistema de gás natural, pelo que importa incentivar a contratação de mais longo prazo, nomeadamente na opção de longas utilizações, aportando maior estabilidade ao sistema e protegendo o interesse dos consumidores.

Esta situação garante também uma maior harmonização com Espanha, ficando os preços das tarifas flexíveis mais alinhados com os praticados em Espanha, conforme se apresenta no ponto 15.3.

5.2 METODOLOGIA DE PREÇO DE REFERÊNCIA

A metodologia de preço de referência adotada pela ERSE é designada por **metodologia modificada da distância ponderada pela capacidade** (metodologia CWD²⁰ modificada). A designação da metodologia reflete a proximidade com a metodologia da distância ponderada pela capacidade (metodologia CWD), definida no artigo 8.º do Código de Rede de Tarifas, cuja aplicação é opcional embora de apresentação obrigatória para efeitos comparativos.

Existem duas razões principais para a ERSE ter introduzido modificações à metodologia CWD descrita no Código de Rede de Tarifas. Por um lado, constata-se que a metodologia CWD é restritiva pelo facto de não refletir adequadamente o valor económico dos ativos da rede de transporte, utilizando principalmente a distância como indutor de custos. Por outro lado, o recurso às capacidades previstas do ponto de vista comercial desliga o cálculo tarifário da natureza física dos fluxos de gás, impossibilitando a definição de sinais de preço para situações de escassez de capacidade.

Tendo em conta os comentários da ACER sobre a metodologia CWD modificada, proposta na 66.ª Consulta Pública, a ERSE decidiu introduzir aperfeiçoamentos de forma a acomodar algumas das observações da ACER. A ACER considerou que a utilização do custo unitário de capacidade, medido em

²⁰ Abreviatura para o nome em inglês (CWD – ‘capacity weighted distance’).

€/((kWh/dia)/km, não estava adequadamente justificada.²¹ Em particular, a ACER concluiu que a aplicação de um preço nulo no ponto de saída para o VIP podia distorcer o comércio transfronteiriço, sendo pouco provável que esse preço nulo possa contribuir para aliviar situações de congestionamento na direção Espanha->Portugal, uma vez que historicamente a contratação de capacidade de exportação para Espanha não ocorre em dias de maior utilização do VIP. Os aperfeiçoamentos introduzidos agora pela ERSE visam a obtenção de uma metodologia próxima da metodologia que foi proposta na 66.ª Consulta Pública, e que obteve uma avaliação favorável por vários participantes, mas em que os vários preços de referência, em particular na saída para o VIP, possam assumir valores não-nulos em função dos dados estatísticos relevantes para o bom funcionamento da rede nacional de transporte.²² Consequentemente, a ERSE substituiu o conceito de custo unitário de capacidade por dois novos parâmetros de alocação de custos, designadamente o fator de valor económico e o fator de utilização física.

O **fator de valor económico** reflete para cada combinação de entrada-saída a utilização de ativos da rede de transporte do ponto de vista económico, ponderando as distâncias entre um ponto de entrada e um ponto de saída. Nomeadamente, um fluxo de gás que deixa a rede de transporte num ponto de saída de consumo utiliza para além dos gasodutos e dos ramais, medidos em quilómetros, também as estações de medição e regulação de gás natural (GRMS). O fator de valor económico, que corresponde a um fator multiplicativo, assume um valor superior a 100% para as combinações de pontos de entrada-saída que utilizam GRMS, de forma a refletir o valor económico das GRMS, e assume um valor igual a 100% para as combinações de pontos de entrada-saída que não utilizam GRMS.

O **fator de utilização física** reflete para cada ponto de entrada e para cada ponto de saída a proximidade entre os fluxos físicos de gás natural e a respetiva capacidade técnica. Quanto mais próximos são os fluxos físicos da capacidade técnica para um determinado ponto da rede de transporte, mais provável é a ocorrência de situações de congestionamento e a necessidade de novos investimentos de expansão. O fator de utilização física, que corresponde a um fator multiplicativo, será determinado pelo rácio entre uma medida para os fluxos físicos de gás mais relevantes e a capacidade técnica de determinado ponto.

²¹ O custo unitário de capacidade podia assumir dois valores, nomeadamente um valor positivo ou um valor nulo (o valor nulo era aplicado às combinações de entrada-saída que terminam nas infraestruturas, isto é, que terminam no VIP, no terminal de GNL ou no armazenamento subterrâneo). O valor nulo para este parâmetro foi justificado pela ERSE pelo facto de estes pontos de saída da rede não corresponderem a utilizações que possam implicar novos investimentos no futuro, uma vez que são contrárias ao fluxo dominante naqueles pontos. Em consequência, o valor nulo para o custo unitário de capacidade implicava igualmente um preço de referência nulo, à semelhança da estrutura tarifária atual.

²² Na metodologia proposta na 66.ª Consulta Pública a aplicação de um valor nulo no custo unitário de capacidade nos pontos de saída para as infraestruturas em Alta Pressão implicava necessariamente um preço de referência nulo.

Os dois fatores descritos anteriormente, fator de valor económico e fator de utilização física, serão utilizados para ajustar de forma multiplicativa os dois indutores de custo, distância e capacidades previstas, respetivamente. Estes ajustes multiplicativos darão origem a dois novos conceitos, nomeadamente a distância efetiva e a capacidade efetiva. Em suma, a metodologia CWD modificada consiste em aplicar as fórmulas da metodologia CWD, definida no artigo 8.º do Código de Rede de Tarifas, aos dois novos conceitos de distância efetiva e capacidade efetiva.

O conceito de distância efetiva permite refletir os investimentos em GRMS, as quais apenas são utilizadas por fluxos de gás destinados a clientes em Alta Pressão (AP) e às redes de distribuição. Em contrapartida, o conceito de capacidade efetiva possibilita a identificação de pontos cuja utilização física está mais próxima da capacidade técnica, permitindo incrementar o sinal preço nesses pontos e consequentemente identificar a maior probabilidade de ocorrência de situações de congestionamento a resolver através de novos investimentos em reforço de capacidade.

5.2.1 FÓRMULAS PARA A APLICAÇÃO DA METODOLOGIA CWD MODIFICADA

A metodologia CWD modificada consiste em aplicar as fórmulas da metodologia CWD, definida no artigo 8.º do Código de Rede de Tarifas, aos conceitos de distância efetiva e capacidade efetiva.²³ Esta secção detalha as fórmulas para a aplicação da metodologia CWD modificada.

DISTÂNCIA EFETIVA

A distância efetiva equivale à distância entre dois pontos na rede, acrescida de um fator multiplicativo que será superior a 100% caso o fluxo de gás entre esses dois pontos utilize ativos de rede adicionais que não sejam mensuráveis em termos de distância, mas sim em termos económicos. Face ao diagrama simplificado da rede de transporte, e face à classificação de ativos em gasodutos, ramais e GRMS, o fator multiplicativo será superior a 100% para todas as combinações de entrada-saída que tenham como ponto de saída os clientes em AP ou as redes de distribuição.²⁴ Este fator multiplicativo será designado por fator de valor económico.

²³ Com exceção da expressão para determinar os preços pré-equalização, a qual continuará a utilizar as capacidades previstas, e não as capacidades efetivas.

²⁴ E igual a 100% nas restantes situações.

A expressão para determinar a distância efetiva é:

$$D_{i,j}^e = D_{i,j} \times v_{i,j}$$

Em que:

$D_{i,j}^e$ – distância efetiva, medida em km, entre um ponto de entrada i e um ponto de saída j

$D_{i,j}$ – distância, medida em km, entre um ponto de entrada i e um ponto de saída j

$v_{i,j}$ – fator de valor económico, a fixar pela ERSE, para o troço entre um ponto de entrada i e um ponto de saída j , para refletir o valor económico dos ativos da rede de transporte utilizados.

CAPACIDADE EFETIVA

A capacidade efetiva equivale à capacidade prevista para cada ponto de entrada e cada ponto de saída, corrigida por um fator multiplicativo que mede a utilização desse ponto. Para um ponto que esteja permanentemente com uma utilização igual à capacidade técnica o fator multiplicativo, designado por fator de utilização física, será igual a 100%. Para pontos cuja utilização seja inferior à capacidade técnica, o fator de utilização física será inferior a 100%, e determinado pelo rácio entre a utilização e a capacidade técnica.

As expressões para determinar as capacidades efetivas nos pontos de entrada e nos pontos de saída são:

$$K_i^e = K_i \times f_i$$

$$K_j^e = K_j \times f_j$$

Em que:

K_i^e – capacidade efetiva, medida em kWh/dia, no ponto de entrada i

K_i – capacidade prevista, medida em kWh/dia, no ponto de entrada i

f_i – fator de utilização física, a fixar pela ERSE, no ponto de entrada i

K_j^e – capacidade efetiva, medida em kWh/dia, no ponto de saída j

K_j – capacidade prevista, medida em kWh/dia, no ponto de saída j

f_j – fator de utilização física, a fixar pela ERSE, no ponto de saída j

DISTÂNCIA MÉDIA PONDERADA

Com base nos valores da distância efetiva e da capacidade efetiva, são determinadas as distâncias médias ponderadas pela capacidade para cada ponto de entrada e para cada ponto de saída, recorrendo a formulas equivalentes às fórmulas utilizadas pela metodologia CWD do Código de Rede de Tarifas.

As expressões para determinar a distância média ponderada nos pontos de entrada e nos pontos de saída são:

$$AD_i = \frac{\sum_{j=1}^J K_j^e \times D_{i,j}^e}{\sum_{j=1}^J K_j^e}$$

$$AD_j = \frac{\sum_{i=1}^I K_i^e \times D_{i,j}^e}{\sum_{i=1}^I K_i^e}$$

Em que:

AD_i – distância média ponderada, medida em km, no ponto de entrada i

K_j^e – capacidade efetiva, medida em kWh/dia, no ponto de saída j

$D_{i,j}^e$ – distância efetiva, medida em km, entre um ponto de entrada i e um ponto de saída j

AD_j – distância média ponderada, medida em km, no ponto de saída j

K_i^e – capacidade efetiva, medida em kWh/dia, no ponto de entrada i

J – total de pontos de saída j

I – total de pontos de entrada i

PONDERAÇÃO DO CUSTO

Uma vez calculadas as distâncias médias ponderadas, calcula-se a ponderação do custo para cada ponto de entrada e cada ponto de saída. A ponderação do custo determina a proporção de receitas a recuperar em cada ponto de entrada e saída. Também aqui é de referir que as fórmulas apresentadas são equivalentes às fórmulas da metodologia CWD do Código de Rede de Tarifas.

As expressões para determinar a ponderação do custo nos pontos de entrada e nos pontos de saída são:

$$W_{c,i} = \frac{K_i^e \times AD_i}{\sum_{i=1}^I K_i^e \times AD_i}$$

$$W_{c,j} = \frac{K_j^e \times AD_j}{\sum_{j=1}^J K_j^e \times AD_j}$$

Em que:

$W_{c,i}$ – ponderação do custo para o ponto de entrada i

K_i^e – capacidade efetiva, medida em kWh/dia, no ponto de entrada i

AD_i – distância média ponderada, medida em km, no ponto de entrada i

I – total de pontos de entrada i

$W_{c,j}$ – ponderação do custo para o ponto de saída j

K_j^e – capacidade efetiva, medida em kWh/dia, no ponto de saída j

AD_j – distância média ponderada, medida em km, no ponto de saída j

J – total de pontos de saída j

PREÇOS PRÉ-EQUALIZAÇÃO

Dados os valores da ponderação do custo para cada ponto da rede, e dada a repartição de receitas desejada entre os pontos de entrada e saída, determinam-se os preços pré-equalização para cada ponto. As expressões para determinar os preços pré-equalização nos pontos de entrada e nos pontos de saída são:

$$T_i = \frac{W_{c,i} \times S_i \times R_{total}}{K_i}$$

$$T_j = \frac{W_{c,j} \times S_j \times R_{total}}{K_j}$$

Em que:

T_i – preço pré-equalização decorrente da metodologia de preço de referência para o ponto de entrada i

- $W_{c,i}$ – ponderação do custo para o ponto de entrada i
- S_I – proporção dos proveitos permitidos a recuperar no total de pontos de entrada i
- R_{total} – proveitos permitidos dos serviços de transporte, medidos em euros, a recuperar a partir de tarifas de transporte baseadas na capacidade
- K_i – capacidade prevista, medida em kWh/dia, no ponto de entrada i
- T_j – preço pré-equalização decorrente da metodologia de preço de referência para o ponto de saída j
- $W_{c,j}$ – ponderação do custo para o ponto de saída j
- S_J – proporção dos proveitos permitidos a recuperar no total de pontos de saída j
- K_j – capacidade prevista, medida em kWh/dia, no ponto de saída j

Por fim, aplicam-se aos preços pré-equalização os ajustamentos referidos no artigo 6.º, n.º 4, do Código de Rede de Tarifas, os descontos previstos no artigo 9.º do mesmo código de rede e os multiplicadores aplicáveis a produtos de capacidade com um prazo diferente do horizonte anual. Em primeiro lugar, é aplicada a equalização de preços decorrente do artigo 6.º, n.º 4, alínea b), que permite a equalização de preços entre pontos pertencentes a um grupo homogéneo de pontos. No caso concreto aplica-se a equalização aos dois pontos de interligação, formando o VIP ibérico, e aos pontos de saída para clientes ligados à rede de transporte e para as redes de distribuição. Os preços resultantes designam-se por preços pós-equalização. Em segundo lugar, aplicam-se os descontos previstos no artigo 9.º e os multiplicadores para produtos de capacidade com prazo diferente do prazo anual. Os preços obtidos designam-se por preços pré-escalamento. Por fim, é aplicado um fator de escalamento multiplicativo aos preços pré-escalamento dos pontos de entrada e outro fator de escalamento multiplicativo aos preços pré-escalamento dos pontos de saída, de forma a assegurar a obtenção dos proveitos permitidos com base nas capacidades previstas, mantendo a divisão de entrada-saída.

5.2.2 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA CWD MODIFICADA À REDE DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

Esta secção ilustra a aplicação da metodologia CWD modificada à rede de transporte de gás natural em Portugal continental. De acordo com o diagrama simplificado da rede nacional de transporte de gás

natural em Portugal continental²⁵, a rede pode ser caracterizada por um total de 11 pontos de saída (A até K), sendo que 4 desses pontos também representam pontos de entrada na rede (A até D). A lista de pontos encontra-se resumida no Quadro 5-4 e inclui os pontos de saída e entrada da rede de transporte, classificando-se os mesmos em pontos para satisfação de consumo, interligação (IP) e pontos de interface com o terminal de GNL e o armazenamento subterrâneo.

Quadro 5-4 - Pontos de entrada e saída da rede nacional de transporte

Descrição do ponto	Tipo de ponto
A - Campo Maior	IP
B - Valença do Minho	IP
C - Terminal de Sines	Terminal GNL
D - Curiço	Armazenamento
E - LisboaGás, SetGás, Carregado, Ribatejo	Consumo
F - PortGás, Central Outeiro	Consumo
G - LusitâniaGás, Central Lares, Central Figueira da Foz	Consumo
H - TagusGás, Central Pego	Consumo
I - Portucel	Consumo
J - Refinaria Sines, Portucel	Consumo
K - Beiragás	Consumo

De acordo com o diagrama simplificado da rede nacional de transporte pode ser calculada uma matriz de distâncias que indica para cada combinação de pontos de entrada-saída a distância em quilómetros. A matriz de distâncias encontra-se no Quadro 5-5.

Quadro 5-5 - Matriz de distâncias

Matriz de distâncias											
km	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
A	0,0	509,0	481,8	254,3	416,9	434,0	290,2	148,2	477,8	441,0	274,9
B	509,0	0,0	549,5	321,9	484,5	190,7	357,9	371,0	71,7	508,6	334,0
C	481,8	549,5	0,0	294,7	276,8	474,4	330,7	343,8	518,2	51,1	462,8
D	254,3	321,9	294,7	0,0	229,7	246,9	36,0	116,2	290,6	253,8	235,2

De seguida obtêm-se as distâncias efetivas multiplicando a distância entre pontos pelo respetivo fator de valor económico. No caso de combinações de pontos de entrada-saída que utilizam GRMS o fator de valor económico é igual a 131,6%, por forma a refletir o valor económico das GRMS.²⁶ No caso de

²⁵ Ver anexo no capítulo 7 do [documento justificativo da decisão fundamentada](#).

²⁶ O valor de 131,6% resulta do facto de as GRMS representarem em termos médios 24% dos investimentos na rede nacional de transporte. Logo, comparativamente com os gasodutos e os ramais, que representam os restantes 76%, a utilização das GRMS representa um investimento adicional de 31,6% ($24\% \div 76\%$).

combinações de pontos de entrada-saída que não utilizam GRMS o fator de valor económico é igual a 100%. A matriz de distâncias efetivas encontra-se no Quadro 5-6.

Quadro 5-6 - Matriz de distâncias efetivas

Matriz de distâncias efetivas											
km	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
A	0,0	509,0	481,8	254,3	548,5	571,1	381,9	195,0	628,7	580,3	361,7
B	509,0	0,0	549,5	321,9	637,5	250,9	470,9	488,1	94,4	669,2	439,5
C	481,8	549,5	0,0	294,7	364,2	624,3	435,1	452,3	681,9	67,2	608,9
D	254,3	321,9	294,7	0,0	302,2	324,8	47,3	152,9	382,4	334,0	309,5

Importa ainda identificar as capacidades efetivas por ponto de entrada e por ponto de saída. Como explicado anteriormente, a capacidade efetiva resulta da multiplicação da capacidade prevista pelo fator de utilização física. O fator de utilização física é para cada ponto de entrada e de saída igual ao rácio entre uma medida para os fluxos físicos de gás mais relevantes e a respetiva capacidade técnica. A capacidade efetiva, para um determinado ponto, medido em kWh/dia, mede a utilização de um ponto de entrada ou de saída na perspetiva física. A capacidade efetiva por ponto da rede, bem como a capacidade prevista e o fator de utilização física, encontram-se apresentados no Quadro 5-7.

Quadro 5-7 - Capacidade efetiva por ponto de entrada e ponto de saída

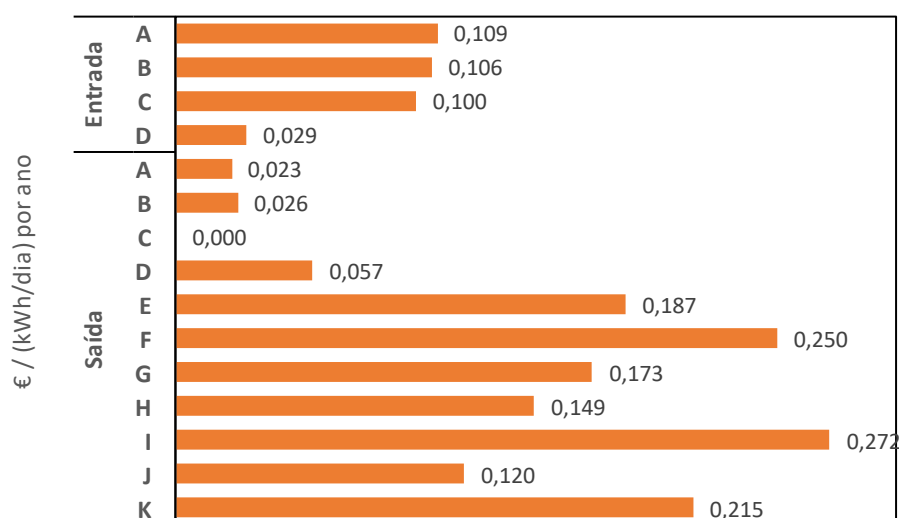
		Fator de utilização física		Capacidade prevista GWh/dia		Capacidade efetiva GWh/dia	
		Entrada	Saída	Entrada	Saída	Entrada	Saída
A	Campo Maior	90%	7%	114,322	0,093	103,370	0,006
B	Valença do Minho	90%	7%	8,532	0,042	7,714	0,003
C	Terminal de Sines	89%	0%	77,226	1,445	69,048	0,000
D	Cariço	49%	28%	4,894	4,894	2,411	1,376
E	Lisboagás, Setgás, Carregado, Ribatejo	-	59%	-	66,687	-	39,254
F	Portgás, Central Outeiro	-	59%	-	79,763	-	46,952
G	Lusitaniagás, Central Lares, Central Figueira da Foz	-	59%	-	69,210	-	40,740
H	Tagusgás, Central Pego	-	59%	-	34,031	-	20,032
I	Portucel	-	59%	-	4,796	-	2,823
J	Refinaria Sines, Portucel	-	59%	-	29,893	-	17,596
K	Beiragás	-	59%	-	3,548	-	2,088

O fator de utilização física apresentado no Quadro 5-7 foi determinado através do rácio entre os fluxos físicos médios, em kWh/dia, e o valor da capacidade técnica, igualmente em kWh/dia, para os 10% dos

dias de maior valor para um período de 3 anos.²⁷ Nos dados apresentados para o fator de utilização física destacam-se algumas observações. Nos 10% dos dias de maior fluxo de gás, a utilização do ponto de entrada a partir do VIP e a partir do terminal de GNL apresenta um valor médio perto dos 90% das respetivas capacidades técnicas. No que respeita ao ponto de saída para o VIP a utilização apresenta um valor baixo, de cerca de 7%, coerente com o facto de o VIP ser utilizado predominantemente para importar gás natural de Espanha. No caso do ponto de saída para o terminal de GNL, o valor é necessariamente igual a 0% pelo facto de a contratação de capacidade de saída para o terminal ter uma natureza comercial e não física.

Baseado nos valores da distância efetiva e da capacidade efetiva é possível determinar os preços pré-equalização da metodologia CWD modificada, aplicando as fórmulas apresentadas na secção 5.2.1. A Figura 5-1 ilustra os preços pré-equalização para os quatro pontos de entrada e os 11 pontos de saída.²⁸

Figura 5-1 - Preços pré-equalização da metodologia CWD modificada



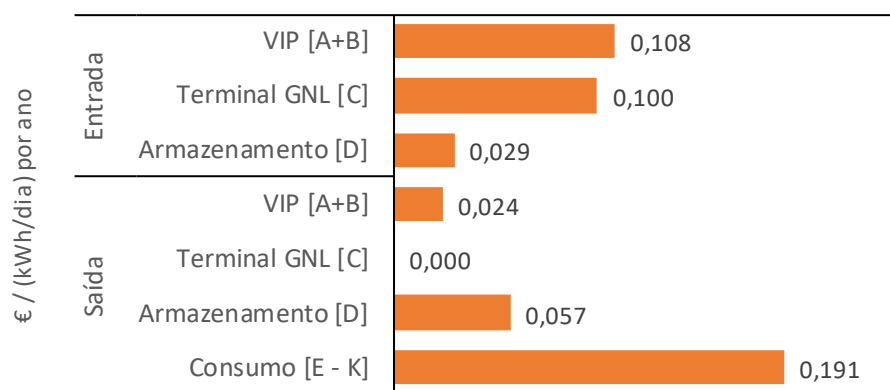
²⁷ A utilização de um período de 3 anos equivale a utilizar informação de um horizonte temporal equivalente à duração do período de regulação. Neste caso concreto foi utilizada informação relativa ao período de 1 de março de 2016 até 28 de fevereiro de 2019 (10% dos dias em 3 anos equivale a um total de 109 dias) para as infraestruturas em AP. Ver discussão no final da secção 5.2.3.

²⁸ A divisão de entrada-saída utilizada na aplicação das fórmulas para determinar os preços pré-equalização é igual a 28/72. Consulte a decisão fundamentada da ERSE para mais informação.

Por fim, aos preços da Figura 5-1 terão que ser aplicados alguns ajustamentos, nomeadamente a equalização de preços, os descontos do artigo 9.º, os multiplicadores dos produtos de curto prazo, os multiplicadores das opções tarifárias e os fatores de escalamento multiplicativos.

A Figura 5-2 apresenta os preços pós-equalização, que resultam da Figura 5-1 por equalização de preços nos pontos de interligação e nos pontos de consumo.²⁹

Figura 5-2 - Preços pós-equalização da metodologia CWD modificada



Os preços representados na Figura 5-2 correspondem aos preços para o horizonte anual, com preços definidos em € por kWh/dia por ano, antes da aplicação dos multiplicadores dos produtos de curto prazo.

De seguida determinam-se os preços pré-escalamento de todos os produtos de capacidade e de todas as opções tarifárias, para além de ser aplicado também o desconto de 100% referente aos pontos de entrada a partir do armazenamento e aos pontos de saída para o armazenamento.³⁰ Tendo em conta a existência dos produtos de curto prazo (trimestral, mensal, diário, intradiário) e as opções tarifárias flexíveis (flexível anual, flexível mensal, flexível diária) obtém-se um total de 31 preços pré-escalamento.

Por último, aplicam-se aos preços pré-escalamento dois fatores de escalamento que garantam a recuperação dos proveitos permitidos da atividade regulada do transporte, preservando simultaneamente a divisão de entrada-saída nas receitas a recuperar. Os preços resultantes designam-se por preços de referência, e correspondem aos preços regulados da tarifa de Uso da Rede de Transporte.

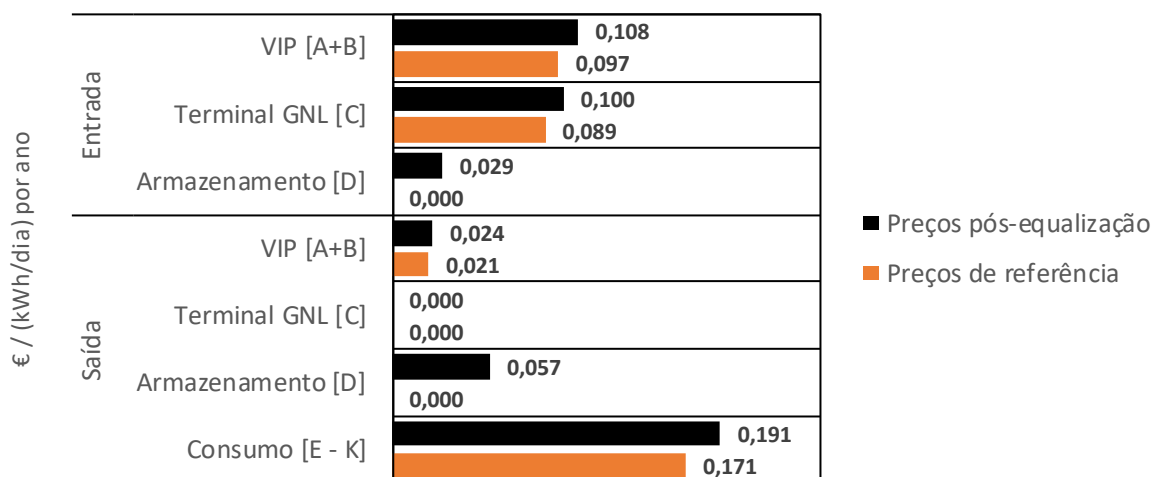
²⁹ Para efeitos de equalização as interligações em Campo Maior (A) e Valença do Minho (B) são agrupadas no ponto VIP. As saídas para pontos de consumo (E até K) são agrupadas num único ponto de consumo.

³⁰ O valor do desconto foi aprovado pela Diretiva da ERSE n.º 3/2019, de 14 de março de 2019.

O Regulamento Tarifário prevê a aplicação de dois fatores de escalamento multiplicativos, um para as variáveis de faturação nos pontos de entrada e outro comum a todas as variáveis de faturação nos pontos de saída. Os dois fatores de escalamento para o ano gás 2019-2020 são ambos aproximadamente iguais a 0,894.³¹

A Figura 5-3 compara os preços pós-equalização e os preços de referência da metodologia CWD modificada. As principais diferenças ocorrem nos preços de referência nulos aplicados ao armazenamento, fruto do desconto anteriormente referido, e nos restantes preços de referência, que são inferiores aos preços pós-equalização devido ao fator de escalamento multiplicativo inferior a um.

Figura 5-3 - Preços pós-equalização e preços de referência da metodologia CWD modificada



5.2.3 DISCUSSÃO DE RESULTADOS DA NOVA METODOLOGIA DE CÁLCULO

Esta secção discute quatro aspetos relacionados com a nova metodologia de cálculo, designadamente a (1) comparação com a metodologia definida no Código de Rede de Tarifas, a (2) divisão de entrada-saída, os (3) preços de entrada no VIP e no terminal de GNL e o (4) fator de utilização física.

³¹ Os dois fatores de escalamento são potencialmente diferentes, na medida em que os preços pós-equalização ignoram a existência dos multiplicadores e das opções tarifárias. Precisamente pela aplicação de multiplicadores superiores à unidade é de esperar que ambos os fatores de escalamento sejam inferiores a um.

Sempre que a metodologia de preço de referência seja diferente da metodologia da distância ponderada pela capacidade, definida no artigo 8.º do Código de Rede de Tarifas, é obrigatória a sua comparação com esta última.

A Figura 5-4 apresenta a comparação dos preços de referência que resultam de três metodologias distintas, designadamente a metodologia CWD do Código de Rede de Tarifas, a metodologia CWD com uma divisão de entrada-saída de 28/72 (CWD 28/72)³² e a metodologia CWD modificada, sendo que a última corresponde à metodologia de preço de referência adotada pela ERSE.

A comparação direta dos preços de referência salienta os diferentes pressupostos em termos de divisão de entrada-saída. No caso da metodologia CWD, o Código de Rede de Tarifas estabelece uma divisão 50/50.³³ As outras duas metodologias apresentadas no gráfico utilizam uma divisão de entrada-saída de 28/72.³⁴

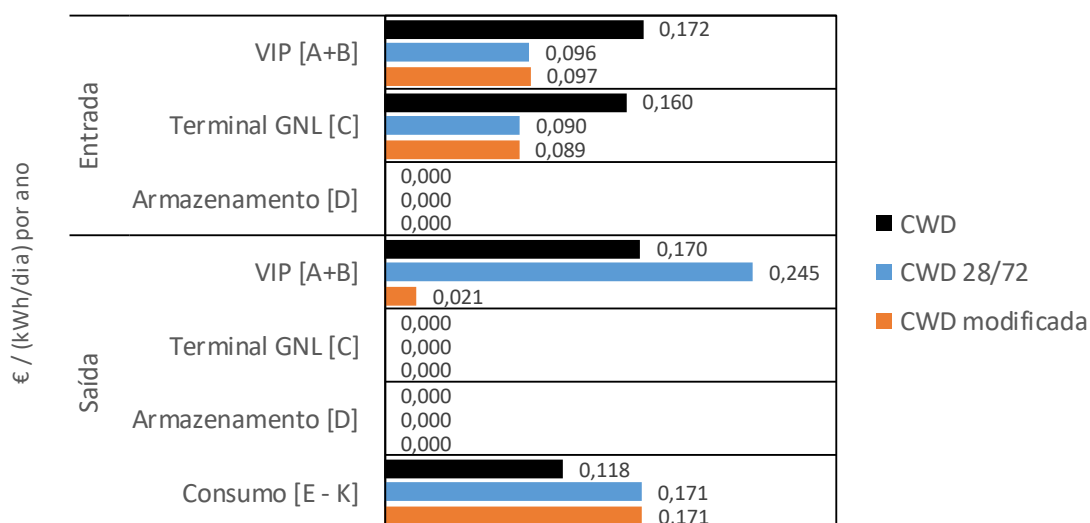
Estas hipóteses distintas fazem com que no geral os preços de referência nos pontos de entrada sejam mais elevados na metodologia CWD quando comparados com as outras metodologias, verificando-se a situação oposta nos pontos de saída.

³² O cenário CWD 28/72 é incluído na Figura 5-4 de forma a poder comparar a metodologia CWD modificada com a metodologia CWD numa base comparável, isto é, assumindo a mesma repartição de proveitos a recuperar nos pontos de entrada e saída.

³³ A divisão de entrada-saída 50/50 implica a recuperação de metade dos proveitos permitidos nos pontos de entrada e a outra metade nos pontos de saída.

³⁴ A divisão de entrada-saída 28/72 implica a recuperação de 28% dos proveitos permitidos nos pontos de entrada e a recuperação dos restantes 72% nos pontos de saída.

Figura 5-4 - Comparação dos preços de referência entre a metodologia CWD e a metodologia CWD modificada



Legenda: CWD - metodologia CWD do Código de Rede de Tarifas; CWD 28/72 - metodologia CWD com uma divisão de entrada-saída de 28/72; CWD modificada - metodologia de preço de referência adotada pela ERSE.

Outra diferença estrutural nos resultados da metodologia CWD modificada e da metodologia CWD diz respeito aos preços nos pontos de saída da rede, em particular no ponto de saída para o VIP e no ponto de saída para o terminal de GNL. Para estes dois pontos de saída a metodologia CWD do Código de Rede de Tarifas atribui preços elevados, fundamentalmente devido ao uso que estes pontos fazem da rede de transporte em termos de distância.³⁵ Em comparação, a metodologia CWD modificada incorpora no cálculo tarifário a utilização física destes pontos de saída para transmitir sinais económicos adequados. No caso do ponto de saída para o terminal de GNL o preço resultante é nulo porque a contratação de capacidade neste ponto de saída da rede ocorre por redução do fluxo de gás em sentido oposto, uma vez que este ponto é unidirecional do terminal para a rede de transporte. No caso do ponto de saída para o VIP o preço resultante é reduzido porque a contratação de capacidade neste ponto de saída da rede ocorre maioritariamente em sentido oposto³⁶, uma vez que Portugal é um país importador de gás natural.

³⁵ Por exemplo, para determinar o preço a aplicar ao ponto de saída para a interligação em Campo Maior a metodologia assume que a capacidade contratada nesse ponto de saída é uma consequência do gás injetado nos vários pontos de entrada, nomeadamente no terminal de GNL, no armazenamento, na interligação de Valença do Minho e na própria interligação em Campo Maior.

³⁶ Apesar de os pontos de interligação com Espanha serem ambos bidirecionais.

Outra alteração estrutural no cálculo tarifário da tarifa de Uso da Rede de Transporte prende-se com a explicitação de uma divisão de entrada-saída a atingir na recuperação dos proveitos permitidos. Até ao ano gás de 2018-2019 a divisão de entrada-saída em cada ano resultava da decisão de assegurar a mesma variação tarifária nos pontos de entrada e saída em termos de preço médio, medido em euros por kWh.³⁷

Na sua decisão fundamentada, decorrente da implementação do Código de Rede de Tarifas, a ERSE justificou a adoção de uma divisão de entrada-saída de 28/72 com base na estrutura dos investimentos na rede de transporte. Esta divisão de entrada-saída será implementada a partir do ano gás 2019-2020. O Quadro 5-8 compara este valor com a divisão de entrada-saída implícita no ano gás 2018-2019.

Quadro 5-8 - Divisão de entrada-saída na tarifa de Uso da Rede de Transporte

	Entrada	Saída
Ano gás 2018-2019 (incluindo os termos de capacidade e de energia)	27,1 %	72,9 %
Ano gás 2018-2019 (apenas termos de capacidade)	27,4 %	72,6 %
Ano gás 2019-2020	28,0 %	72,0 %

Nas tarifas reguladas para o ano gás 2018-2019 a ERSE previu recuperar 27,1% dos proveitos permitidos nos pontos de entrada e 72,9% nos pontos de saída. Se forem consideradas apenas as receitas provenientes dos preços baseados na capacidade³⁸, ignorando os preços baseados na energia, a divisão de entrada-saída prevista para as tarifas de transporte do ano gás 2018-2019 foi de 27,4% nos pontos de entrada e 72,6% nos pontos de saída. Comparativamente com esta repartição, uma divisão de entrada-saída de 28/72 no ano gás 2019-2020 irá em média provocar um aumento nos pontos de entrada de 2,2% e nas saídas uma redução de 0,8%, ignorando a alteração do valor total dos proveitos permitidos. Face às variações tarifárias do ano gás 2019-2020 registadas na tarifa de Uso da Rede de Transporte, com uma redução na ordem dos 20%, considera-se que o impacto da alteração na divisão entrada-saída é pouco significativo.

³⁷ Assumindo uma estrutura de procura em que o gás natural injetado na rede de transporte é igual ao gás natural extraído da rede de transporte, em termos de energia e em termos de capacidade, a manutenção de uma divisão de entrada-saída constante equivale a igualar as variações tarifárias entre os pontos de entrada e os pontos de saída.

³⁸ De acordo com o Código de Rede de Tarifas a divisão de entrada-saída corresponde à “repartição entre a receita proveniente das tarifas de transporte baseadas na capacidade em todos os pontos de entrada e a receita proveniente das tarifas de transporte baseadas na capacidade em todos os pontos de saída”.

Outra alteração estrutural que importa analisar é a alteração dos preços nos pontos de entrada a partir do VIP e a partir do terminal de GNL. Na ausência de recursos endógenos de gás natural, Portugal necessita de importar todo o gás natural através dos pontos de interligação (VIP) com Espanha ou através do terminal de GNL. Até ao ano gás de 2018-2019 estavam em vigor tarifas de Uso da Rede de Transporte idênticas para estes dois pontos de entrada da rede de transporte.

Nos termos do Código de Rede de Tarifas deixa de ser possível equalizar os preços de capacidade destes pontos obtidos com a metodologia de preço de referência.³⁹ O Quadro 5-9 compara o rácio de preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte entre o ponto de entrada a partir do VIP e o ponto de entrada a partir do terminal de GNL.

Quadro 5-9 - Rácio de preços de entrada entre o VIP e o terminal de GNL

Metodologia de cálculo	Rácio (VIP/Terminal GNL)
Modelo matricial aplicado nas tarifas do ano gás 2018-2019 (modelo adotado pela ERSE no ano gás 2010-2011, com equalização de preços)	1
Modelo matricial sem equalização de preços entre o VIP e o terminal* (modelo adotado pela ERSE no ano gás 2010-2011, sem equalização de preços)	1,117
Metodologia modificada da distância ponderada pela capacidade (metodologia de preço de referência adotada pela ERSE no ano gás 2019-2020)	1,086
Metodologia da distância ponderada pela capacidade (metodologia definida no artigo 8.º do Código de Rede de Tarifas)	1,070

* O valor de 1,117 corresponde ao rácio Campo Maior/terminal de GNL. O rácio Valença do Minho/ terminal de GNL é de 1,568.

A primeira linha do Quadro 5-9 identifica um rácio de preços unitário para o modelo matricial em vigor nas tarifas reguladas do ano gás 2018-2019, que resulta da equalização de preços entre os dois pontos de entrada. A segunda linha desse quadro identifica qual teria sido o rácio de preços se não tivesse sido aplicada a equalização de preços, mas sim a estrutura de custos incrementais que resultou da metodologia definida no ano gás 2010-2011. De acordo com o rácio de preços o preço de entrada no VIP seria 11,7% mais elevado do que o preço de entrada no terminal de GNL. A terceira linha do quadro corresponde à metodologia de preço de referência adotada pela ERSE para o ano gás 2019-2020, e

³⁹ O Código de Rede de Tarifas limita a equalização de preços após a aplicação da metodologia de preço de referência a alguns ou a todos os pontos dentro de um grupo homogêneo de pontos [ponto 4.b) do artigo 6.º]. De acordo com a definição de “grupo homogêneo de pontos” no número 10 do artigo 3.º, pontos de interligação e instalações de GNL não pertencem a um grupo homogêneo de pontos, estando impossibilitada a equalização de preços.

origina um preço de entrada no VIP superior em 8,6% quando comparado com o terminal de GNL. Por último, a metodologia da distância ponderada pela capacidade, definida no artigo 8.º do Código de Rede de Tarifas, resultaria num acréscimo de 7,0% para o VIP em comparação com o terminal de GNL.

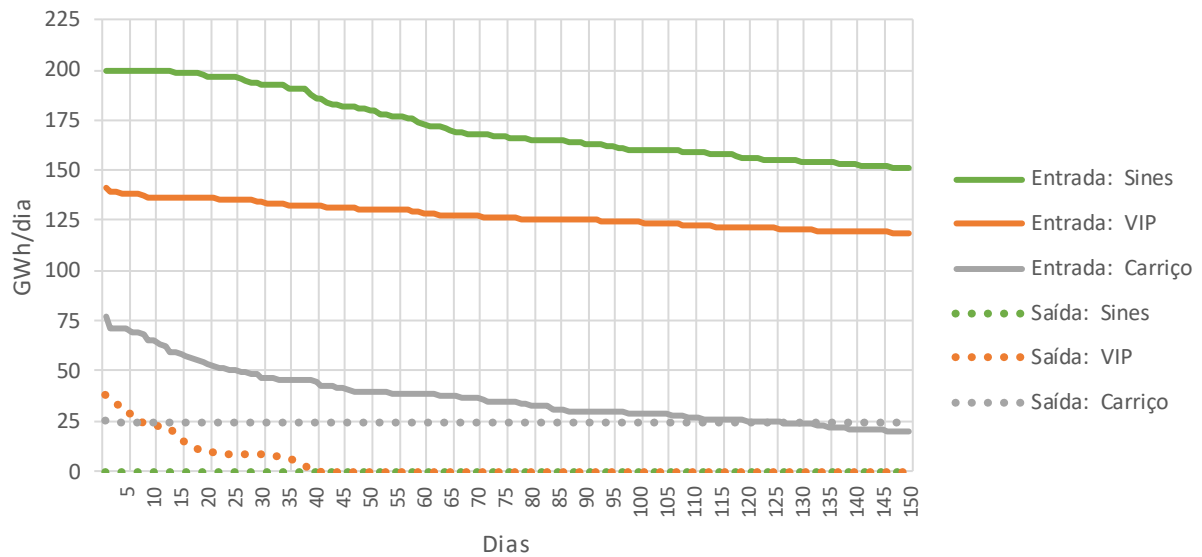
Como se pode observar, com exceção da situação em que é imposta a equalização de preços de entrada no VIP e no terminal de GNL, as várias metodologias apresentadas no Quadro 5-9 resultam num preço de entrada superior no VIP quando comparado com o terminal de GNL. Verifica-se ainda que a metodologia agora adotada para o ano gás 2019-2020 apresenta uma diferenciação intermédia quando comparada com as outras duas metodologias.

Por fim, importa discutir o cálculo do fator de utilização física, que representa um dos parâmetros da metodologia de preço de referência a fixar pela ERSE. O fator de utilização física deve refletir para cada ponto de entrada e para cada ponto de saída a proximidade entre os fluxos físicos de gás natural e a respetiva capacidade técnica.

A Figura 5-5 ilustra os fluxos físicos dos pontos de entrada e saída da rede de transporte, apresentando os 150 dias de maior utilização do VIP, do terminal de Sines e do armazenamento no Carriço para um período de 3 anos.⁴⁰

⁴⁰ Dados da plataforma ENTSOG TP referentes ao período de 1 de março de 2016 até 28 de fevereiro de 2019 (1095 dias). Dentro das várias séries disponíveis na plataforma foi utilizada a série 'Allocation' (alocação), uma vez que melhor corresponderá ao fluxo físico induzido pela contratação comercial. A série 'Physical flow' não deve ser utilizada uma vez que também contabiliza os fluxos físicos originados entre os operadores das redes de transporte de Portugal e Espanha no âmbito do acordo de operação conjunta (OBA – 'Operational Balance Agreement').

Figura 5-5 - Dias de maiores fluxos físicos dos pontos de entrada e saída da rede de transporte



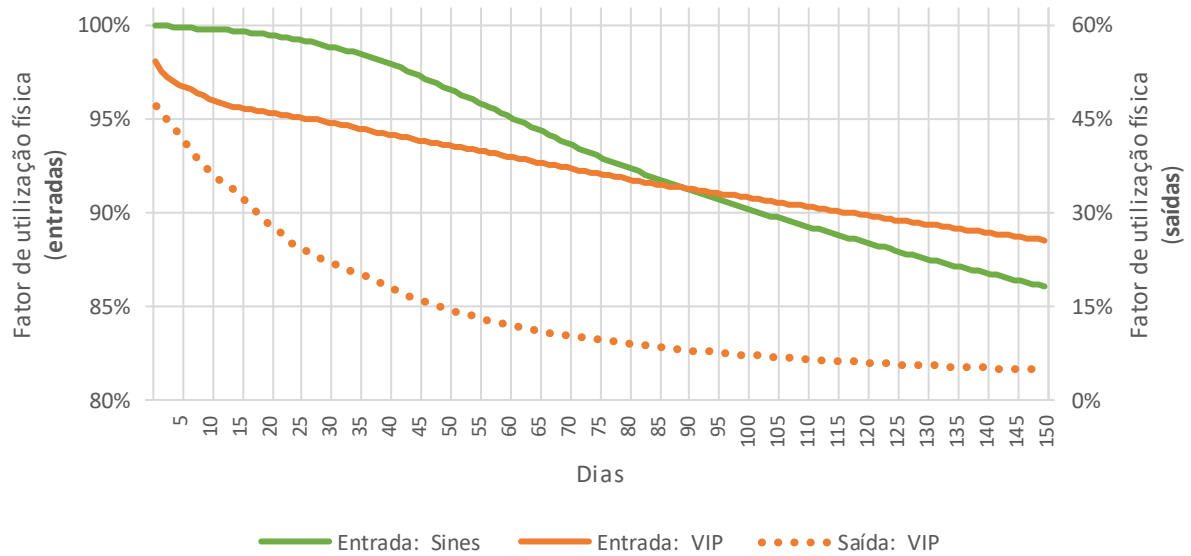
Fonte: Dados da plataforma ENTSOG TP (março de 2016 até fevereiro 2019).

Por um lado, observa-se que os pontos de entrada a partir do terminal de Sines e a partir do VIP registaram nos últimos anos vários dias com uma utilização próxima das capacidades técnicas, iguais a 200 GWh/dia e 144 GWh/dia, respetivamente. Por outro lado, registaram-se ainda nos primeiros meses do ano 2019 vários dias em que Portugal exportou em termos líquidos gás natural para Espanha, e que surgem no gráfico como valores positivos da saída para o VIP. Antes do ano 2019, e com exceção de um dia no final de outubro de 2018, nunca se tinham observado exportações líquidas para Espanha em base diária.

O fator de utilização física, para cada ponto de entrada e cada ponto de saída, foi determinado como o rácio entre a média dos fluxos físicos e a capacidade técnica. Mais concretamente, na proposta tarifária o fator de utilização física foi determinado a partir dos fluxos físicos médios dos 10% de dias de maior utilização para um período de 3 anos.⁴¹ A Figura 5-6 apresenta o fator de utilização física, para diferentes horizontes de dias, nos pontos de entrada a partir do terminal de Sines e a partir do VIP e no ponto de saída para o VIP.

⁴¹ Para o período de 1 de março de 2016 até 28 de fevereiro de 2019 (1095 dias) a percentagem de 10% corresponde a um total de 109 dias.

Figura 5-6 - Fator de utilização física nos pontos de entrada a partir do VIP e a partir do terminal de Sines



Nota: os dados das entradas devem ser lidos no eixo da esquerda; os dados da saída para o VIP devem ser lidos no eixo da direita.

Como se observa na figura, para os 90 dias de maior utilização dos 3 anos analisados verifica-se uma maior utilização média da capacidade técnica no terminal de Sines. Para horizontes maiores que 90 dias a situação é invertida, em parte devido ao facto de as entradas através das interligações permitirem uma utilização mais constante, enquanto que no terminal a injeção de gás na rede de transporte está condicionada pelos ciclos de receção, armazenagem e regaseificação de GNL.

No que respeita à saída para o VIP, verificou-se uma utilização que superou os 45% da capacidade técnica. O aumento do número de dias considerados leva a uma redução acentuada no fator de utilização física neste ponto, com um valor inferior a 15% para horizontes superiores a 50 dias.

6 PRODUTOS DE CAPACIDADE NAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

Nas infraestruturas de alta pressão do SNGN (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.

O Quadro 6-1 resume os produtos de capacidade de curto prazo nas infraestruturas referidas.

Quadro 6-1 - Produtos de capacidade de curto prazo nas tarifas das infraestruturas de Alta Pressão

		Infraestrutura/Função/Serviço	Produtos de capacidade
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	Entrada na RNT	Interligações internacionais	A,T, M, D, ID
		Terminal de GNL	A,T, M, D, ID
		Armazenamento Subterrâneo	D, ID
	Saída da RNT	Interligações internacionais	A,T, M, D, ID
		Terminal de GNL	A,T, M, D, ID
		Armazenamento Subterrâneo	D, ID
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	Armazenamento de GNL	A,T, M, D	
	Regaseificação	A,T, M, D, ID	
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	Armazenamento	A,T, M, D	

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

Os preços dos produtos de capacidade de prazo inferior a um ano são relacionados com os produtos anuais através de fatores multiplicativos.

A definição dos preços de curto prazo, bem como a escolha do valor do multiplicador 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 definidos condicionam o comportamento

dos utilizadores, uma vez que cada agente de mercado vai adotar uma utilização temporal por forma a minimizar a sua fatura.

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 da capacidade. A oferta de vários produtos de capacidade (anual, trimestral, mensal, diários e intradiários) permite que os vários comercializadores adaptem as suas necessidades de capacidade ao perfil de consumo da sua carteira de mercado.

Os multiplicadores devem aumentar com a diminuição da maturidade 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, estabelece limites para os multiplicadores dos produtos de curto prazo para a atividade de transporte:

- Para os produtos mensal e trimestral o multiplicador deve ser superior a 1 e inferior a 1,5.
- Para os produtos diário e intradiário o multiplicador deve ser superior a 1 e inferior 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 nos quadros seguintes os multiplicadores aplicados aos produtos de capacidade das diversas infraestruturas de alta pressão, que se mantêm iguais ao do ano gás 2017-2018.

Quadro 6-2 - Multiplicadores dos produtos de capacidade de curto prazo no Terminal de GNL

SERVIÇO DE ARMAZENAMENTO	Multiplicadores
Produto trimestral	1,0
Produto mensal	1,0
Produto diário	1,0

SERVIÇO DE REGASEIFICAÇÃO	Multiplicadores
Produto trimestral	1,3
Produto mensal	1,5
Produto diário	2,0
Produto intradiário	2,2

Quadro 6-3 - Multiplicadores dos produtos de capacidade de curto prazo no Armazenamento subterrâneo

CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO	Multiplicadores
Produto trimestral	1,00
Produto mensal	1,05
Produto diário	1,10

Quadro 6-4 - Multiplicadores dos produtos de capacidade de curto prazo na rede de Transporte

USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de entrada e ponto de saída)	Multiplicadores
Interligações internacionais (Campo Maior e Valença do Minho)	
Produto trimestral	1,3
Produto mensal	1,5
Produto diário	2,0
Produto intradiário	2,2
Terminal GNL	
Produto trimestral	1,3
Produto mensal	1,5
Produto diário	2,0
Produto intradiário	2,2
Cariço Armazenagem	
Produto diário	1,0
Produto intradiário	1,1

No caso das interligações internacionais, à capacidade adquirida para o uso da rede de transporte para um horizontal temporal superior ao ano aplicam-se os preços do produto de capacidade anual em vigor no momento de utilização da capacidade.

7 TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

Até ao ano gás 2017-2018, o custo da atividade de mudança de comercializador no setor do gás natural foi repercutido através da tarifa de Uso Global do Sistema, uma vez que esta atividade estava transitoriamente atribuída ao operador da rede de transporte (REN Gasodutos). O Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, aprovou o regime jurídico aplicável à atividade de operação logística de mudança de comercializador (OLMC) de eletricidade e gás natural.

Decorrente deste novo enquadramento, no ano gás 2018-2019, a atividade do OLMC passou a ser executada por uma entidade diferente do operador da rede de transporte, introduzindo-se uma nova tarifa, visando a explicitação e clarificação da separação desta atividade da atividade de uso global do sistema.

O Regulamento Tarifário prevê as seguintes tarifas de Operação Logística de Mudança de Comercializador:

- a) A tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, aplicada pelo operador logístico de mudança de comercializador ao operador da rede de transporte.
- b) A tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador 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 de Operação Logística de Mudança de Comercializador aplicável pelos operadores das redes de distribuição às restantes entregas (MP e BP).

As diferentes tarifas por atividade do setor do gás natural devem refletir os custos dessas atividades e os preços dessas tarifas devem ser determinados com base na estrutura dos custos marginais ou incrementais associados. Considerando as características das atividades relativas ao OLMC, o custo mais relevante está associado à plataforma informática que deve estar dimensionada para responder ao número de solicitações decorrentes de ambos os setores regulados (eletricidade e gás natural).

A tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do operador da rede de transporte é composta por um preço de capacidade utilizada, definido em euros por kWh/dia, por mês. Este preço é diferenciado entre as entregas em AP e as entregas nas redes de distribuição.

A tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, aplicada pelo operador logístico de mudança de comercializador 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 de Operação Logística de Mudança de Comercializador aplicada pelos operadores das redes de distribuição é composta por um termo fixo, definido em euros por mês. Este preço não apresenta diferenciação por nível de pressão.

A repercussão dos custos da atividade de OLMC na AP, 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.

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

	Cientes #	Proveitos a recuperar €
AP	20	8
MP	416	167
BP>	4 746	1 904
BP<	1 506 897	604 726
Total	1 512 079	606 806

Assim, garante-se uma alocação de custos por nível de pressão idêntica à que se obteria com a aplicação de termos fixos em todos os níveis de pressão. Os preços de capacidade utilizada aplicados pelo operador da rede de transporte às entregas em AP têm que recuperar as respetivas receitas apresentadas no quadro acima.

8 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

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

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

A parcela I recupera os proveitos permitidos da atividade de gestão técnica global do sistema do operador da rede de transporte, recuperando os custos que lhe estão associados de coordenação sistémica das infraestruturas, tendo em vista a segurança e a continuidade de abastecimento. Na parcela I estão incluídos também os mecanismos de socialização de custos do armazenamento subterrâneo de gás natural e do Terminal de GNL.

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.

A partir deste novo período regulatório, o desconto que resulta da aplicação das tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP ou BP, que era repercutido na tarifa de Uso da Rede de Transporte, passa a ser 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.

Tal como mencionado na recente consulta pública para a revisão regulamentar do gás natural, esta opção não é neutra para os consumidores uma vez que ao ser socializado através da tarifa de Uso da Rede de Transporte este custo estava a ser repercutido essencialmente através da capacidade utilizada. Ao ser repercutido através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema este custo passa a ser repercutido através da energia, que é a variável de faturação da tarifa de Uso Global do Sistema.

A parcela II visa devolver/recuperar os desvios extraordinários de custos de aquisição de gás natural 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 natural a clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e os desvios associados à atividade de compra e venda de gás natural 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 natural consiste na veiculação de gás natural 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 Natural (RNDGN).

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 natural: Dianagás, Duriensegás, Medigás, Paxgás e Sonorgás.

Cabe ao operador da rede de distribuição, na respetiva área de concessão, assegurar condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço na operação da rede, e gerir os fluxos de gás natural, 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 natural, 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 natural 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^{>42}, aplicável às entregas em BP>.
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP^{<43}, aplicável às entregas em BP<.

A definição de tarifas de Uso das Redes de Distribuição 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 um sinal 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. Normalmente, uma instalação consumidora ligada à rede de baixa pressão para além de utilizar a rede de baixa pressão também utiliza a rede de média pressão. Uma instalação consumidora ligada à rede de média pressão, pelo contrário, apenas utiliza a rede 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 clientes e a minimizar as subsidialções cruzadas entre grupos de clientes alimentados a 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 natural 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 mês.

⁴² Baixa pressão para consumos anuais superiores a 10 000 m³.

⁴³ 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 fixo, 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 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 só se aplica a clientes diretamente ligados em BP.

Os preços dos termos tarifários que integram as tarifas de Uso das Redes de Distribuição devem ser definidos tendo 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 natural.

Os custos da atividade de distribuição de gás natural 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 fixo nas tarifas de uso das redes de distribuição visa refletir todo um 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 correspondentes aos 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 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 variável em função do volume de gás natural consumido no período de vazio, 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 do mercado regulado.

9.2 CUSTOS INCREMENTAIS

9.2.1 DISCUSSÃO METODOLÓGICA

Nos termos definidos no RT, a estrutura das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em média pressão (MP) e de Uso da Rede de Distribuição em baixa pressão (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 por aplicação de um fator multiplicativo comum de acordo com as seguintes expressões:

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

$$TWf_{n,t}^{URD} = f_t^{URD} \times Ci \times Wf_n^{URD}$$

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

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

em que:

$Ci Cu_n^{URD}$ Custo incremental de capacidade utilizada, do nível de pressão ou tipo de fornecimento n

$Ci Wfv_n^{URD}$ Custo incremental de energia em períodos de fora de vazio do nível de pressão ou tipo de fornecimento n

$Ci Wv_n^{URD}$ Custo incremental de energia em período de vazio, do nível de pressão ou tipo de fornecimento n

$Ci NC_n^{URD}$ Custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico, não incorporado no preço da ligação, do nível de pressão ou tipo de fornecimento n

$CiMed_{L_t}$ Custo incremental, por cliente, associado à leitura e processamento de dados, no ano gás t, por tipo de leitura L

f_t^{URD} Fator a aplicar aos custos incrementais das capacidades, energias e dos termos fixos das redes de distribuição em MP e BP, no ano gás t.

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

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

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

em que:

CI_x Custo incremental a médio e longo prazo do indutor X

$VA(\Delta INV)$ Soma do acréscimo do investimento e de custos de operação e manutenção nas redes anualizado à taxa r, para satisfazer o acréscimo do indutor de custo

$VA(\Delta X)$ Soma dos incrementos do indutor de custo anualizado à taxa r

r Taxa de atualização

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

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

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

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

Deste modo, os custos incrementais, por cliente, dos troços periféricos, devem ser calculados através do quociente entre o valor atualizado de investimentos em troços de rede periféricos, incluindo os

respetivos custos de operação e manutenção, e o valor atualizado do acréscimo de clientes no mesmo período, no pressuposto que são estes acréscimos de procura que estão na origem e justificam a necessidade desses investimentos.

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

Para o novo período regulatório alterou-se o procedimento de cálculo dos custos incrementais de energia 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 uma *proxi* para os investimentos realizados para evitar perdas na rede de distribuição. Este custo incremental é calculado através do produto entre o preço de energia do CUR grossista e o fator de ajustamento para perdas e autoconsumos da rede de MP (no caso dos custos incrementais de energia de vazio da rede de MP), e o fator de ajustamento para perdas e autoconsumos da rede de BP (para o cálculo dos custos incrementais de energia de vazio em BP).

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

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

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

$$\text{Proveitos permitidos} = \sum_x \text{Previsão procura}_x \times \left(\text{CI}_x \times \beta \right)$$

↓

Tarifas T_x

Para o ano gás 2019-2020 o fator de escalamento β é de 1,4, sendo aplicado o mesmo fator de escalamento a todos os custos incrementais.

9.2.2 PRESSUPOSTOS E DADOS UTILIZADOS

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

A série de investimentos considerada no cálculo dos custos incrementais inclui valores entre 2012 e 2022. As séries de procura incluem valores desde o ano gás 2012-2013 até ao ano gás 2022-2023.

No Quadro 9-1 apresentam-se os investimentos nas redes de distribuição de gás natural, ao longo do período considerado, a preços constantes de 2019. Estes investimentos têm como fonte a informação remetida pelos operadores das redes de distribuição, nomeadamente através da norma 5, que inclui os investimentos nas redes de distribuição transferidos para exploração.

Quadro 9-1 - Investimentos nas redes de distribuição de gás natural

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	10 ³ Euros										
Rede MP	2 693	884	3 191	351	475	333	902	1 893	978	371	244
Rede primária	2 693	884	3 191	351	475	333	902	1 893	978	371	244
Rede BP	35 988	27 401	27 603	27 779	23 609	36 626	43 038	49 667	39 825	40 402	41 517
Rede secundária	28 224	18 406	21 686	21 278	19 255	29 134	32 192	38 431	30 799	30 922	31 419
Ramais	6 400	5 563	4 152	4 418	3 703	5 555	6 754	8 326	6 605	6 549	6 603
Rede em urbanizações	485	359	264	229	137	96	183	64	34	34	35
Postos de redução e medição	337	1 524	788	1 117	463	1 738	1 743	2 475	2 150	2 172	2 744
Unidades Autónomas de Gás (UAG)	542	1 549	712	737	52	103	2 167	371	236	726	716
TOTAL	38 681	28 285	30 793	28 129	24 084	36 959	43 941	51 560	40 803	40 773	41 761

No cálculo dos custos incrementais não deve ser considerado o investimento de substituição, uma vez que se está a determinar quais os acréscimos de investimentos originados pela procura adicional. Deste

modo, as conversões/reconversões não foram consideradas nesta análise, uma vez que incluem investimento de substituição. Em termos médios as conversões/reconversões representam cerca de 30% do investimento nas redes de distribuição.

Refira-se que o investimento em equipamento não específico, assim como as rubricas compra de redes e outros foram alocados proporcionalmente às várias rubricas apresentadas no Quadro 9-1.

No período em análise o investimento na rede de distribuição em MP tem observado uma redução, excetuando a estimativa para o ano de 2019, enquanto que o investimento na rede de BP tem aumentado.

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

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

Tendo em conta a estrutura da rede de distribuição de gás natural e os seus componentes nos diversos níveis de pressão, adotou-se uma classificação entre troços comuns, troços periféricos e troços mistos, sendo esta última designação adotada sempre que a desagregação das rubricas de investimento não permite a sua afetação a troços comuns ou periféricos. A classificação adotada é observável no Quadro 9-2, assim como a rede a que se refere o investimento.

Quadro 9-2 - Classificação dos investimentos na rede de distribuição de gás natural

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

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

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

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

As redes primária e secundária são consideradas troços mistos devendo, por isso, ser recuperadas através das diversas variáveis de faturação. Com base na informação disponível não é possível proceder ao cálculo dos custos incrementais de MP de acordo com a discussão metodológica apresentada no ponto 9.2.1, uma vez que só se consideram investimentos de MP os investimentos na rede primária. No ponto 9.2.4 apresenta-se a alternativa encontrada para o cálculo dos referidos custos incrementais.

Prosseguindo com os pressupostos adotados para o cálculo dos custos incrementais em BP, e tendo em conta a classificação dos investimentos apresentada no Quadro 9-2, no Quadro 9-3 apresenta-se o peso de cada investimento a considerar no cálculo do custo incremental de cada uma das variáveis de faturação na rede de BP.

Quadro 9-3 - Alocação dos investimentos por custo incremental de BP

	CI_{Wfv}	CI_{CU}	$CI_{TF tp}$
Rede secundária	20%	60%	20%
Ramais	0%	75%	25%
Rede em urbanizações	0%	75%	25%
Postos de redução e medição	50%	38%	13%
Unidades Autônomas de Gás (UAG)	50%	38%	13%

CI_{Wfv} : Custo incremental de energia em período de fora de vazio

CI_{CU} : Custo incremental de capacidade utilizada

$CI_{TF tp}$: Custo incremental, por cliente, ligado ao trecho periférico

A proporção adotada para as variáveis de faturação é semelhante à adotada no cálculo dos custos incrementais para as tarifas que estão em vigor (determinados no início do anterior período de regulação, ano gás 2016-2017).

Para o novo período de regulação, alterou-se ligeiramente a imputação da rede secundária, considerando-se 20% de trecho comum a ser recuperado através de custos incrementais de energia em período de fora de vazio e reforçando o peso nos custos incrementais a serem recuperados por via de trechos periféricos (capacidade utilizada (de 56% para 60%) e cliente, ligado ao trecho periférico (de 19% para 20%)).

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

Para o cálculo dos custos de operação e manutenção inerentes ao investimento, calculou-se o rácio destes custos⁴⁴ no ativo bruto de 2017⁴⁵, aplicando-se, em benefício da simplificação, essa percentagem a todos os anos considerados no cálculo dos custos incrementais. Os custos de operação e manutenção representam cerca de 2,9% do ativo bruto.

⁴⁴ Considera-se apenas os fornecimentos e serviços externos, os gastos com pessoal, as provisões e outros ganhos e perdas.

⁴⁵ Adotam-se as percentagens de 2017, que é o ano mais recente com contas reguladas certificadas.

Para efeitos de atualização dos custos associados ao investimento, dos custos de operação e manutenção e dos incrementos de procura considerou-se uma taxa de atualização de 5,82%, que corresponde à taxa de remuneração do ativo em 2018 para a atividade de distribuição de gás natural.

O cálculo dos custos incrementais baseia-se em rácios entre acréscimos de ativos e acréscimos de procura que condicionam esses acréscimos de ativos, sendo considerado um desfasamento de meio ano entre os investimentos e os acréscimos de procura. No Quadro 9-4 apresentam-se as séries das variáveis físicas utilizadas no cálculo dos custos incrementais da rede de BP, nomeadamente, energia, capacidade utilizada e número de clientes das redes de BP.

Quadro 9-4 - Energia, capacidade utilizada e número de clientes das redes BP

Procura BP	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
	Real	Real	Real	Real	Real	Real	Estimado	Previsto	Previsto	Previsto	Previsto
Energia (GWh)	7 413	7 379	7 468	7 475	7 472	8 034	8 211	8 499	8 645	8 793	8 943
Energia fora de vazio (GWh)	6 986	6 981	7 035	7 043	7 051	7 642	7 796	8 120	8 259	8 400	8 544
Capacidade utilizada (GWh/dia)	176	175	177	177	194	209	214	201	204	208	211
Nº clientes (10 ³)	1 303	1 338	1 369	1 396	1 423	1 452	1 491	1 512	1 548	1 586	1 625

Os valores de energia e o número de clientes estão em linha com o balanço de energia apresentado pela ERSE no documento de caracterização da procura e com as quantidades faturadas reportadas pelos operadores das redes de distribuição. A capacidade utilizada é calculada considerando uma modulação de 40 dias, uma vez que não existe faturação desta grandeza física para todos os clientes de BP.

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

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

Apesar de regulamentarmente estarem definidos custos incrementais diferenciados para BP> e BP<, a informação relativa aos investimentos não permite calculá-los separadamente. Assim, calculam-se os custos incrementais de BP em conjunto, que se apresentam no Quadro 9-5, apresentando-se nos quadros seguintes o detalhe dos cálculos efetuados.

Quadro 9-5 - Custos incrementais das redes de BP

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

CI_{CU} : Custo incremental de capacidade utilizada

CI_{WV} : Custo incremental de energia de vazio

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

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

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

Conforme referido anteriormente, estes custos incrementais são calculados através do rácio entre o valor atualizado dos custos de capital associados ao investimento, acrescidos dos respetivos custos de operação e manutenção, e o valor atualizado dos acréscimos de procura que estão na origem desse investimento. Com base nos investimentos e na vida útil dos mesmos, calculam-se as suas anuidades. Para o cálculo das anuidades totais adicionam-se às anuidades do investimento, os encargos de exploração, que representam 2,9% do ativo bruto. Como fator de atualização das anuidades utiliza-se a taxa de remuneração do ativo em 2018 para esta atividade, 5,82%.

De salientar que, tal como anteriormente mencionado, para o novo período de regulação alterou-se o procedimento de cálculo dos custos incrementais de energia 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 uma *proxi* para os investimentos realizados para evitar perdas na rede de distribuição. O custo incremental é calculado através do produto entre o preço de energia do CUR grossista e o fator de ajustamento para perdas e autoconsumos da rede de BP.

Quadro 9-6 - Custo incremental de capacidade utilizada da rede de BP

Investimento (10 ³ Euros)	CAPEX	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
2012	22 428	1 416	1 416	1 416	1 416	1 416	1 416	1 416	1 416	1 416	1 416	1 416
2013	16 638		1 050	1 050	1 050	1 050	1 050	1 050	1 050	1 050	1 050	1 050
2014	16 887			1 066	1 066	1 066	1 066	1 066	1 066	1 066	1 066	1 066
2015	16 947				1 070	1 070	1 070	1 070	1 070	1 070	1 070	1 070
2016	14 626					923	923	923	923	923	923	923
2017	22 409						1 415	1 415	1 415	1 415	1 415	1 415
2018	25 984							1 640	1 640	1 640	1 640	1 640
2019	30 418								1 920	1 920	1 920	1 920
2020	24 354									1 538	1 538	1 538
2021	24 577										1 552	1 552
2022	25 127											1 586

OPEX (2,9%)		41	72	103	134	161	202	250	306	350	396	442
OPEX+CAPEX		1 457	2 538	3 635	4 736	5 687	7 143	8 831	10 807	12 390	13 986	15 619
fator de atualização		1,49	1,40	1,33	1,25	1,18	1,12	1,06	1,00	0,95	0,89	0,84
Valor atualizado		2 165	3 564	4 823	5 939	6 738	7 998	9 345	10 807	11 708	12 491	13 182

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

Capacidade utilizada BP (MWh/dia)	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
	174 216	175 865	175 865	177 165	177 334	194 327	208 946	213 552	213 552	213 552	213 552	213 552

Δ anual da capacidade utilizada em BP

2012-2013		1 649	1 649	1 649	1 649	1 649	1 649	1 649	1 649	1 649	1 649	1 649
2013-2014			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014-2015				1 300	1 300	1 300	1 300	1 300	1 300	1 300	1 300	1 300
2015-2016					169	169	169	169	169	169	169	169
2016-2017						16 992	16 992	16 992	16 992	16 992	16 992	16 992
2017-2018							14 619	14 619	14 619	14 619	14 619	14 619
2018-2019								4 606	4 606	4 606	4 606	4 606
2019-2020									0	0	0	0
2020-2021										0	0	0
2021-2022											0	0
2022-2023												0

Total		1 649	1 649	2 949	3 118	20 111	34 730	39 336	39 336	39 336	39 336	39 336
fator de atualização		1,49	1,40	1,33	1,25	1,18	1,12	1,06	1,00	0,95	0,89	0,84
Valor atualizado		2 449	2 314	3 913	3 910	23 829	38 888	41 625	39 336	37 173	35 130	33 198

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

Custo incremental (€/MWh/dia/mês) 28,26



Custo incremental de capacidade utilizada

Quadro 9-7 - Custo incremental de energia fora de vazio da rede de BP

Investimento (10 ³ Euros)	CAPEX		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	RS + PRM	UAGs											
2012	5 813	271	388	388	388	388	388	388	388	388	388	388	388
2013	4 443	774		340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
2014	4 731	356			326	326	326	326	326	326	326	326	326
2015	4 814	368				332	332	332	332	332	332	332	332
2016	4 082	26					260	260	260	260	260	260	260
2017	6 696	51						427	427	427	427	427	427
2018	7 310	1 083							545	545	545	545	545
2019	8 924	185								578	578	578	578
2020	7 235	118									466	466	466
2021	7 270	363										487	487
2022	7 656	358											511
OPEX (2,9%)			11	21	31	40	48	60	76	93	107	121	136
CAPEX + OPEX			399	749	1 085	1 427	1 694	2 133	2 694	3 288	3 768	4 269	4 794
fator de atualização			0,67	0,71	0,75	0,80	0,84	0,89	0,95	1,00	1,06	1,12	1,18
Valor atualizado			269	534	818	1 138	1 430	1 905	2 546	3 288	3 987	4 780	5 681

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

Energia fora de vazio rede BP (MWh)	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
	6 930 115	6 985 757	6 985 757	7 034 709	7 043 103	7 051 165	7 642 219	7 795 674	8 119 709	8 258 902	8 400 481	8 544 487
Δ Energia fora de vazio rede BP												
2012-2013		55 642	55 642	55 642	55 642	55 642	55 642	55 642	55 642	55 642	55 642	55 642
2013-2014			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014-2015				48 951	48 951	48 951	48 951	48 951	48 951	48 951	48 951	48 951
2015-2016					8 394	8 394	8 394	8 394	8 394	8 394	8 394	8 394
2016-2017						8 062	8 062	8 062	8 062	8 062	8 062	8 062
2017-2018							591 054	591 054	591 054	591 054	591 054	591 054
2018-2019								153 455	153 455	153 455	153 455	153 455
2019-2020									324 035	324 035	324 035	324 035
2020-2021										139 193	139 193	139 193
2021-2022											141 579	141 579
2022-2023												144 006
Total		55 642	55 642	104 594	112 988	121 049	712 104	865 559	1 189 594	1 328 787	1 470 366	1 614 371
fator de atualização		0,67	0,71	0,75	0,80	0,84	0,89	0,95	1,00	1,06	1,12	1,18
Valor atualizado		37 453	39 632	78 833	90 114	102 161	635 952	817 970	1 189 594	1 406 095	1 646 433	1 912 854

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

Custo incremental (€/MWh) 3,314



Custo incremental de energia fora de vazio

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

Quadro 9-8 - Custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico da rede de BP

Investimento (10 ³ Euros)	CAPEX	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
	2012	7 476	472	472	472	472	472	472	472	472	472	472	
	2013	5 546		350	350	350	350	350	350	350	350	350	
	2014	5 629			355	355	355	355	355	355	355	355	
	2015	5 649				357	357	357	357	357	357	357	
	2016	4 875					308	308	308	308	308	308	
	2017	7 470						472	472	472	472	472	
	2018	8 661							547	547	547	547	
	2019	10 139								640	640	640	
	2020	8 118									513	513	
	2021	8 192										517	
	2022	8 376											529
OPEX (2,9%)			14	24	34	45	54	67	83	102	117	132	147
CAPEX + OPEX			486	846	1 212	1 579	1 896	2 381	2 944	3 602	4 130	4 662	5 206
fator de atualização			0,67	0,71	0,75	0,80	0,84	0,89	0,95	1,00	1,06	1,12	1,18
Valor atualizado			327	603	913	1 259	1 600	2 126	2 782	3 602	4 370	5 220	6 169

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

Número clientes BP	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
	1 251 498	1 303 163	1 337 582	1 368 825	1 396 151	1 423 220	1 451 506	1 490 979	1 511 643	1 548 437	1 586 127	1 624 734
Δ anual número clientes em BP												
2012-2013		51 665	51 665	51 665	51 665	51 665	51 665	51 665	51 665	51 665	51 665	51 665
2013-2014			34 419	34 419	34 419	34 419	34 419	34 419	34 419	34 419	34 419	34 419
2014-2015				31 244	31 244	31 244	31 244	31 244	31 244	31 244	31 244	31 244
2015-2016					27 325	27 325	27 325	27 325	27 325	27 325	27 325	27 325
2016-2017						27 069	27 069	27 069	27 069	27 069	27 069	27 069
2017-2018							28 287	28 287	28 287	28 287	28 287	28 287
2018-2019								39 473	39 473	39 473	39 473	39 473
2019-2020									20 663	20 663	20 663	20 663
2020-2021										36 794	36 794	36 794
2021-2022											37 690	37 690
2022-2023												38 607
Total		51 665	86 083	117 327	144 652	171 721	200 008	239 481	260 144	296 939	334 629	373 236
fator de atualização		0,67	0,71	0,75	0,80	0,84	0,89	0,95	1,00	1,06	1,12	1,18
Valor atualizado		34 776	61 314	88 430	115 369	144 926	178 619	226 314	260 144	314 214	374 698	442 244

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

Custo incremental (€/cliente/mês) 1,08



Custo incremental por cliente, ligado ao troço periférico

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

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

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

CI_{CU}: Custo incremental de capacidade utilizada

CI_{Wv}: Custo incremental de energia de vazio

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

CI_{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, apesar de o RT prever custos diferenciados de acordo com a periodicidade de leitura (diária, mensal e superior a mensal), não existe informação que permita determinar separadamente estes custos. A informação de custos de leitura que existe é relativa a toda a rede de distribuição de cada operador, calculando-se um custo unitário por cliente, com base na informação das contas reguladas reais de 2017. Esse custo unitário em 2017 é de 0,11€/mês.

SÍNTESE DOS CUSTOS INCREMENTAIS DE BP

Sintetizam-se no Quadro 9-10 os custos incrementais de BP, que irão condicionar a estrutura das tarifas de Uso da Rede de Distribuição de BP> e de Uso da Rede de Distribuição de BP<.

Quadro 9-10 - Custos incrementais de BP> e BP<

	CI_{CU} (€/MWh/dia)	CI_{WV} (€/MWh)	CI_{Wfv} (€/MWh)	CI_{TF} troço periférico (€/mês)	CI_{TF} leitura diária (€/mês)	CI_{TF} leitura mensal (€/mês)	CI_{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

CI_{CU}: Custo incremental de capacidade utilizada

CI_{WV}: Custo incremental de energia de vazio

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

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

CI_{TF} leitura diária/mensal/> mensal: Custo incremental, por cliente, associado à medição, leitura e processamento de dados

n.a.: não aplicável

Estes custos incrementais têm associada a estrutura de receitas incrementais de BP apresentada no Quadro 9-11.

Quadro 9-11 - Receitas incrementais das redes de BP

RI_{CU}	RI_{WV}	RI_{Wfv}	RI_{TF}
61,8%	0,02%	33,1%	5,1%

RI_{CU}: Receita incremental de capacidade utilizada

RI_{WV}: Receita incremental de energia de vazio

RI_{Wfv}: Receita incremental de energia fora de vazio

RI_{TF}: Receita incremental termo fixo

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

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

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

A informação disponível relativamente aos investimentos nas redes de distribuição não permite identificar com detalhe e clareza todos os investimentos realizados na MP. Assim, não foi possível calcular estes custos incrementais de acordo com os princípios metodológicos discutidos no ponto 9.2.1. O cálculo destes custos incrementais baseia-se assim num conjunto de pressupostos que se apresentam de seguida.

CUSTO INCREMENTAL DE ENERGIA DE VAZIO

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

Deste modo, considera-se que o custo incremental de energia da rede de distribuição em MP é de 0,016 €/MWh.

CUSTO INCREMENTAL DE CAPACIDADE UTILIZADA

Para determinar o custo incremental da capacidade utilizada analisou-se a percentagem de receitas incrementais de capacidade utilizada no uso da rede de transporte e no uso da rede de distribuição de BP, no total das receitas incrementais da respetiva rede. No que se refere ao uso da rede de transporte as receitas são totalmente recuperadas por capacidade utilizada. Quanto ao uso da rede de distribuição em BP a percentagem é de 55%. Assim, considerou-se que sendo a rede de distribuição de MP uma rede intermédia entre estas redes, com algumas características que a aproximam mais da rede de transporte e com outras que a aproximam mais da rede de distribuição em BP, a percentagem de receitas

incrementais se devia encontrar dentro deste intervalo, tendo-se definido para este período de regulação o valor de 75%.

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

CUSTO INCREMENTAL, POR CLIENTE, LIGADO AO TROÇO PERIFÉRICO

Não existindo informação que permita determinar o custo incremental por cliente, ligado ao troço periférico em MP analisou-se a percentagem de receitas incrementais do termo fixo no uso da rede de transporte e no uso da rede de distribuição de BP>, no total das receitas incrementais da respetiva rede (0% e 0,4%, respetivamente), adotou-se como percentagem de receitas incrementais para a rede de distribuição de MP um valor intermédio, 0,2%. Assim, o custo incremental por cliente, ligado ao troço periférico em MP é de 8,88 €/mês.

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

No que concerne ao custo incremental, por cliente, associado à medição, leitura e processamento de dados, o RT prevê custos diferenciados de acordo com a periodicidade de leitura. Em MP têm-se dois custos incrementais, associados à leitura diária e mensal. Na ausência de informação que permita determinar separadamente estes custos, uma vez que a informação de custos de leitura que existe é relativa a toda a rede de distribuição de cada operador, calcula-se um custo unitário por cliente, com base na informação das contas reguladas reais de 2017. Esse custo unitário em 2017 é de 0,11€/mês.

CUSTO INCREMENTAL DE ENERGIA EM PERÍODOS DE FORA DE VAZIO

O custo incremental de energia em períodos de fora de vazio foi determinado por diferença, entre o total das receitas incrementais em MP e a soma das parcelas custo incremental de energia de vazio, custo incremental de capacidade utilizada, Custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico e Custo incremental, por cliente, associado à medição, leitura e processamento de dados.

SÍNTESE DOS CUSTOS INCREMENTAIS DE MP

Sintetizam-se no Quadro 9-12 os custos incrementais das redes de MP, que irão condicionar a estrutura das tarifas de Uso da Rede de Distribuição de MP.

Quadro 9-12 - Custos incrementais das redes de MP

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

CI_{CU}: Custo incremental de capacidade utilizada

CI_{WV}: Custo incremental de energia de vazio

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

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

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

Estes custos incrementais têm associados a estrutura de receitas incrementais de MP apresentada no Quadro 9-13.

Quadro 9-13 - Receitas incrementais das redes de MP

RI_{CU}	RI_{WV}	RI_{Wfv}	RI_{TF}
75,0%	0,09%	24,8%	0,15%

RI_{CU} : Receita incremental de capacidade utilizada

RI_{WV} : Receita incremental de energia de vazio

RI_{Wfv} : Receita incremental de energia fora de vazio

RI_{TF} : Receita incremental termo fixo

9.2.5 ESTRUTURA DAS TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Devido ao início de um novo período de regulação os estudos realizados relativos aos custos incrementais da rede de distribuição conduzem a uma nova estrutura das tarifas de uso da rede de distribuição. A nova estrutura é ilustrada nas figuras seguintes.

Figura 9-1 - Estrutura das receitas por variável de faturação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP>

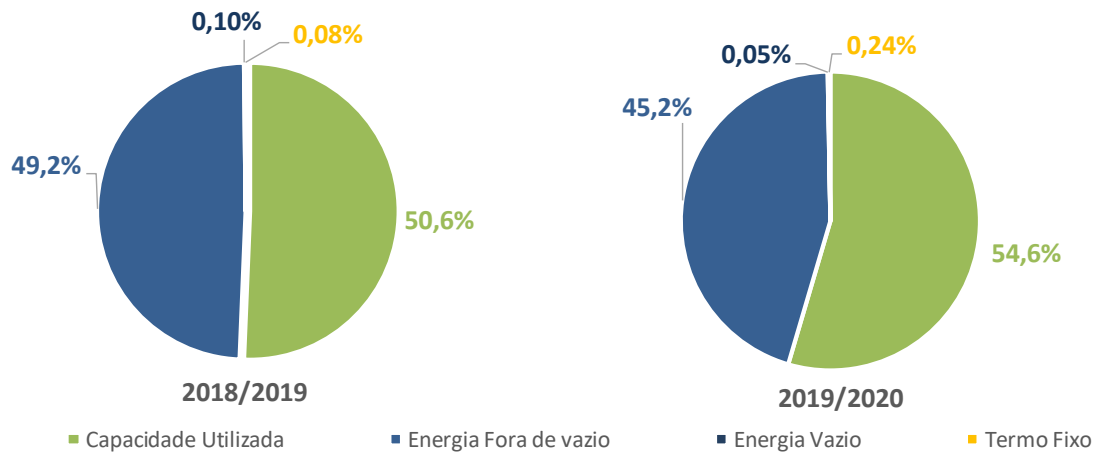


Figura 9-2 - Estrutura das receitas por variável de faturação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP<

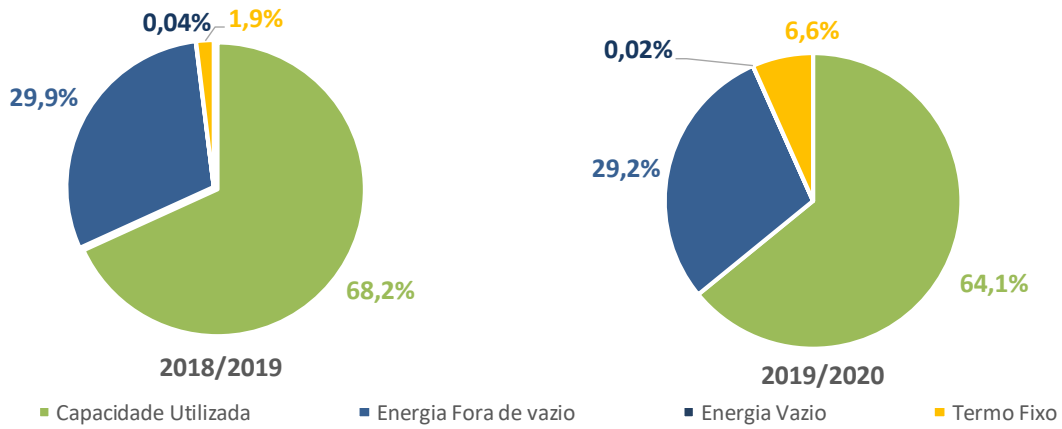
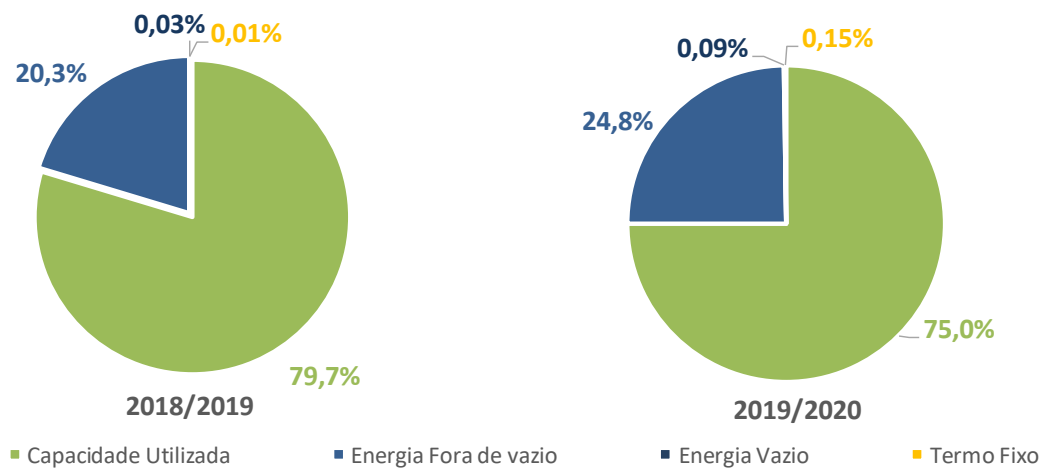


Figura 9-3 - Estrutura das receitas por variável de faturação da tarifas de Uso da Rede de Distribuição em MP



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

Todos os consumidores com faturação em Média Pressão (MP), incluindo os consumidores com ligação em Baixa Pressão (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, que dependem 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 AP. Como apresentado no documento da “Estrutura Tarifária no ano gás 2016-2017”, a fórmula geral do desconto, em €/kWh, a aplicar nas tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP é determinado nos termos definidos na equação (1):

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

Em que C_w , C_{d1} e C_{d2} são constantes definidas como:

$$C_w = \left[(TW_{MP} - TW_{AP}) + \frac{12}{129} \times (TCap_{MP} - TCap_{AP}) \right]_{AG\ 2019/2020} = 0,00174 \text{ (€/kWh)}$$

$$C_{d1} = 0,116830 \times (299\ 840 \times d) = 35\ 030 \times d \text{ (€)}$$

$$C_{d2} = 0,116830 \times 338\ 920 = 39\ 596 \text{ (€)}$$

Assim, para o ano gás 2019-2020 o desconto, em €/kWh, a aplicar nas tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP, considera a modulação real (129 dias/ano) dos atuais consumidores beneficiários deste desconto.

O desconto, em €/kWh, a aplicar nas tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP é determinado nos termos definidos na equação (2):

$$\text{Desconto [€/kWh]} = 0,00174 - (35\,030 \times d + 39\,596) \times \frac{1}{W} \quad (2)$$

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.

Uma vez atribuída a tarifa de Acesso às Redes opcional em MP o desconto aplicável nos anos subsequentes será o aprovado pela ERSE, devendo ser atualizado, pelo respetivo Operador da Rede de Distribuição, o consumo anual W que define o desconto em €/kWh a aplicar à tarifa de Acesso às Redes.

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.

Com efeito, na ausência da regra, os consumidores fisicamente ligados às redes de gás natural em MP ou em BP ponderam a ligação física às redes de gás natural em AP, situação geradora de custos para todo o sistema de gás natural e prejudicial para a generalidade dos consumidores. Os investimentos nas redes de distribuição em MP e BP que deixariam de ser utilizadas, em resultado da redução da procura em MP e em BP, continuariam a ser suportados pelos restantes consumidores em MP e em BP, situação com impactes nas tarifas de Acesso às Redes destes níveis de pressão. Adicionalmente, os novos investimentos em AP representariam custos adicionais para os consumidores que optassem pela ligação física em AP. Concluindo, a mesma procura seria satisfeita com maiores custos para todos.

Assim, 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 e BP e com consumos anuais superiores a 10 000 000 m³/ano.

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 26.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 natural 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 2019-2020 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 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 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 pode ser diferente em cada mês.

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 2019-2020 são apresentados no quadro seguinte.

Quadro 9-14 - Fatores multiplicativos das tarifas flexíveis em MP e BP>

		Fatores multiplicativos Tarifa anual			Fatores multiplicativos Tarifa mensal
	Mês			Mês	
Inverno	Jan	-	Inverno	Jan	2,50
	Fev	-		Fev	2,50
	Mar	-		Mar	2,50
Verão	Abr	1,25	Verão	Abr	1,25
	Mai	1,25		Mai	1,25
	Jun	1,25		Jun	1,25
	Jul	1,25		Jul	1,25
	Ago	1,25		Ago	1,25
	Set	1,25		Set	1,25
Inverno	Out	-	Inverno	Out	2,50
	Nov	-		Nov	2,50
	Dez	-		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”.

A introdução dos escalões de consumo nos vários níveis de pressão pretendeu aproximar as tarifas de Acesso às Redes entre os vários níveis de pressão nos intervalos de consumo em que se observavam diversos consumidores com características de consumo semelhantes ligados em níveis de pressão diferentes. Deste modo foram mitigadas as diferenças de preços de acesso às redes justificadas pela aplicação de tarifas de acesso às redes de níveis de pressão distintos a clientes de dimensão semelhante.

No ano gás 2019-2020 deixa de existir preço de energia na tarifa de Acesso às Redes em AP, devido à eliminação do preço de energia e dos escalões de consumo da tarifa de Uso da Rede de Transporte, de acordo com o estabelecido no Regulamento Tarifário e na decisão fundamentada da ERSE, publicada a 18 de março de 2019⁴⁶, nos termos do artigo 27.º, n.º 4, do Código de Rede de Tarifas.

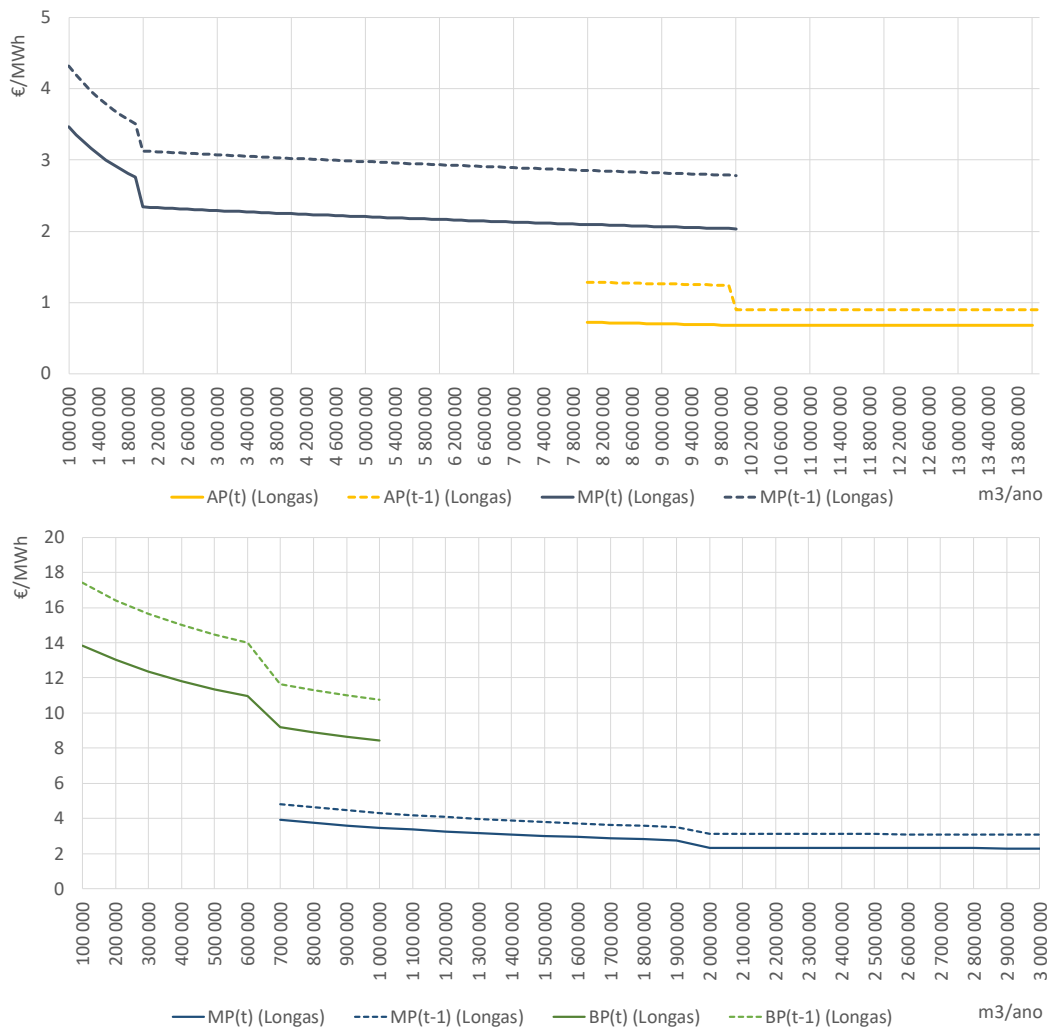
As tarifas de Acesso às Redes em MP e BP> 10 000 m³/ano de longas utilizações e de curtas utilizações apresentam os seguintes escalões de consumo por nível de pressão:

- Média Pressão
 - Consumo anual < 2 000 000 m³/ano
 - Consumo anual ≥ 2 000 000 m³/ano
- Baixa Pressão > 10 000 m³/ano
 - 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> no ano gás 2018-2019 e no ano gás 2019-2020, sendo possível observar que nas tarifas a vigorar no ano gás 2019-2020 são reduzidos os diferenciais de preços entre as tarifas de Acesso às Redes em MP e BP.

⁴⁶ Pode consultar a decisão fundamentada da ERSE [aqui](#).

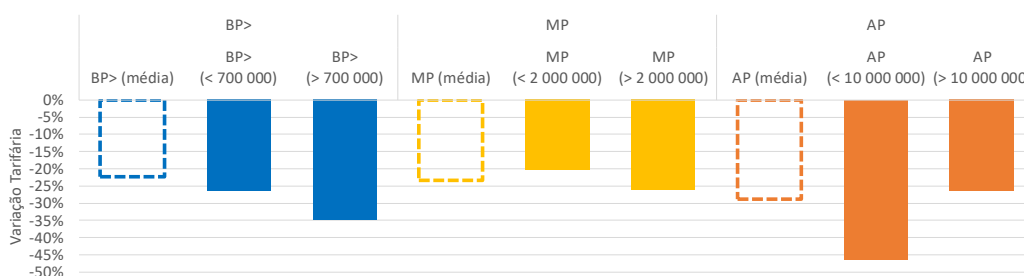
Figura 10-1 - Evolução do Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em AP, MP e BP> em (t) e (t-1)



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.

A redução dos diferenciais de preços entre as tarifas de Acesso às Redes em MP e BP, decorrente da introdução dos novos escalões, é efetuada assegurando-se reduções tarifárias em todos os escalões de consumo.

Figura 10-2 - Variação tarifária na tarifa de Acesso às Redes por nível de pressão e por escalaão de consumo



A introdução dos escalaões de consumo nas tarifas de Acesso às Redes tem como resultado que os consumidores com consumos anuais localizados no 1.º escalaão de consumo de cada nível de pressão (consumos inferiores), observem reduções tarifárias inferiores aos consumidores localizados no 2.º escalaão de consumo (consumos superiores) para cada nível de pressão. Os clientes de alta pressão verificam uma redução superior, uma vez que foi eliminado o escalaão de consumo inferior.

Na revisão regulamentar do gás natural, 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>”. Este capítulo teve como objetivo:

1. Caracterizar a estrutura tarifária das redes de distribuição de diversos países europeus;
2. Caracterizar consumos, capacidades e faturas anuais de uma amostra constituída por 1 041 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 apresentam preços de energia decrescentes com o consumo anual, não existindo nenhum país que aplique tarifas de uso de redes de distribuição por “enchimento”⁴⁷;

⁴⁷ 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, consequentemente, os mais utilizados na generalidade dos sistemas tarifários europeus de acesso às redes.

- Existe uma distinção tarifária entre as atividades de distribuição de gás natural e o transporte de gás natural e, conseqüentemente, uma diferenciação das tarifas entre alta pressão e média e baixa pressão;
- Portugal utiliza uma estrutura tarifária trinómia, constituída por três variáveis de faturação: um termo fixo, um termo de energia e um termo de capacidade utilizada;
- A capacidade utilizada é 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 utilizam também como variável de faturação a energia e 10 países utilizam também termo fixo;
- Sendo a estrutura adotada no sistema tarifário em Portugal semelhante à adotada em Espanha, promove-se uma harmonização das regras aplicáveis no Mercado Ibérico.

A caracterização dos consumos, das capacidades e das faturações anuais de uma amostra de consumidores com consumos anuais superiores a 100 000 m³ ligados 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 1 000 000 m³ e 2 000 000 m³ e (iii) superiores a 2 000 000 m³.

10.1.1 CARACTERIZAÇÃO DOS CONSUMOS E DA FATURAÇÃO DOS CONSUMIDORES LIGADOS 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 ligados às respetivas redes de distribuição, com consumos anuais superiores a 100 000 m³, tendo sido recebida informação relativa aos anos de 2016 e 2017. Trata-se de uma amostra constituída por 1 041 consumidores com consumos anuais superiores a 100 000 m³ ligados em MP ou BP.

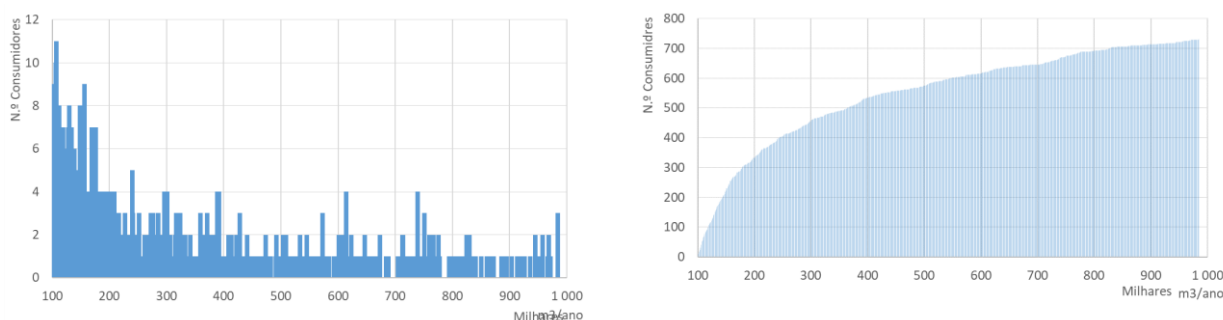
De seguida é apresentada uma análise das características de consumo desta amostra de consumidores ligados nas redes de distribuição de gás natural.

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

Nesta análise consideram-se os consumidores 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> 10 000 m³, define que todos os clientes 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 731 consumidores (70% dos 1 041 consumidores da amostra).

A figura seguinte classifica os consumidores em baixa pressão em função do seu consumo anual. A figura da esquerda apresenta o número de clientes por bandas de consumos e a figura da direita apresenta os respetivos valores acumulados.

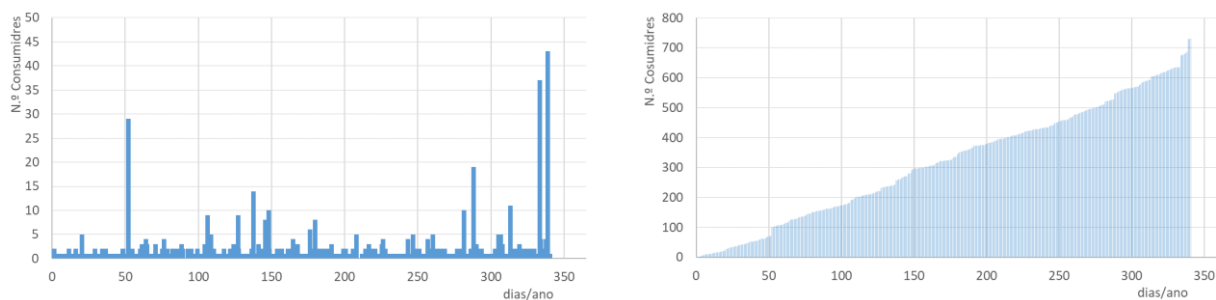
Figura 10-3 - Classificação dos consumos anuais dos consumidores em Baixa Pressão



Verifica-se que o consumo anual médio destes consumidores é de aproximadamente de 320 000 m³, com um valor de mediana de 220 000 m³. Cerca de 88% destes consumidores apresenta consumos anuais inferiores a 700 000 m³.

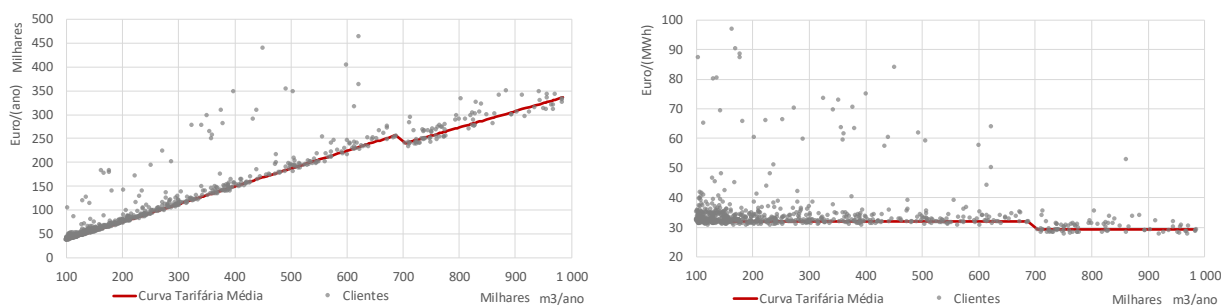
A figura seguinte classifica os consumidores em baixa pressão em função do rácio entre o seu consumo anual e a sua capacidade utilizada, rácio esse denominado por modulação. A figura da esquerda apresenta o número de clientes por bandas de modulação e a figura da direita apresenta os respetivos valores 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 132 dias/ano, com um valor de mediana de 135 dias/ano. Verifica-se que existe um conjunto de consumidores (aproximadamente 30 consumidores) com modulações de 50 dias/ano, outro conjunto com um valor médio na ordem dos 150 dias/ano (aproximadamente 44 consumidores) e finalmente um conjunto com modulações superiores a 330 dias/ano (aproximadamente 40 consumidores).

Considerando a tarifa final de referência de mercado para o ano gás 2019–2020 em BP>, é possível calcular, para este universo de clientes, a sua faturação anual e o seu preço médio, assim como as respetivas curvas teóricas de faturação e preço médio em BP>⁴⁸. Na figura seguinte mostram-se nos “pontos cinzentos” quer a faturação (figura da esquerda), quer o preço médio dos consumidores (figura da esquerda), assim como as respetivas curvas tarifárias médias (linha a vermelho).

Figura 10-5 - Curva de faturação e de preço médio dos clientes em BP com consumos anuais entre 100 000 m³ e 1 000 000 m³

⁴⁸ 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.

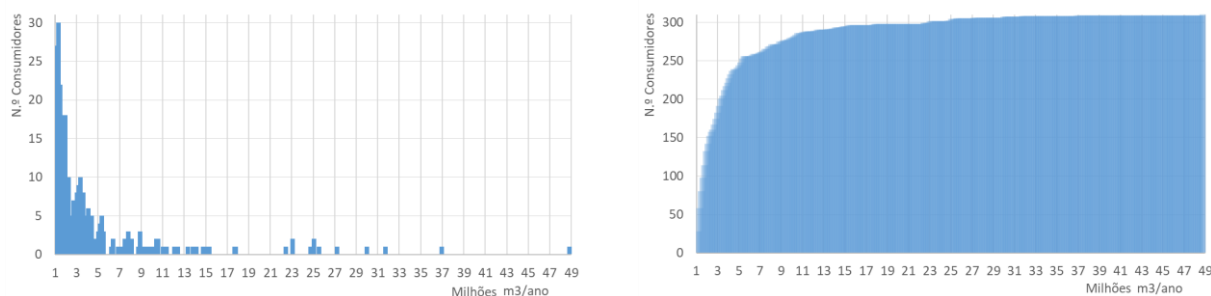
Como se observa, verifica-se que a existência dos 2 escalões de consumo (limiar nos 700 000 m³/ano) traduz-se em faturas anuais e preços médios distintos. Para consumos inferiores a 700 000 m³/ano, a fatura anual média destes consumidores (646 consumidores) é de 107 mil euros, com um preço médio de 36,4 €/MWh (ver Quadro 10-2). Para consumos anuais entre 700 000 m³ e 1 000 000 m³, a fatura anual média destes consumidores (85 consumidores) é de 286 mil euros, com um preço médio de 30,2 €/MWh (ver Quadro 10-2).

10.1.1.2 CONSUMIDORES EM MÉDIA PRESSÃO COM CONSUMOS ANUAIS SUPERIORES A 1 000 000 M3

A figura seguinte classifica os consumidores em Média Pressão em função do seu consumo anual. Trata-se de uma amostra com 310 consumidores (30% dos 1 041 consumidores da amostra).

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

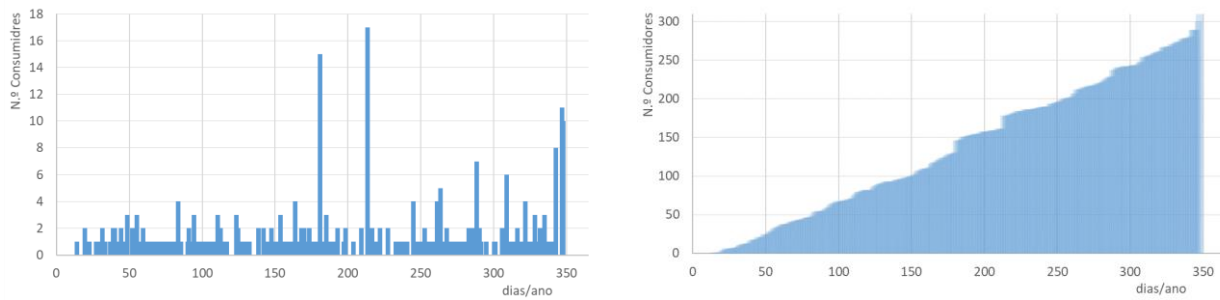
Figura 10-6 - Classificação dos consumos anuais dos consumidores em Média Pressão



Verifica-se que o consumo anual médio destes consumidores é aproximadamente de 4,5 Milhões m³/ano, com um valor de mediana de 2 Milhões m³/ano. Cerca de 46% destes consumidores apresenta consumos anuais inferiores a 2 Milhões m³/ano e 91% destes consumidores apresenta consumos anuais inferiores a 10 Milhões m³/ano, limite a partir do qual os clientes 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. A figura da esquerda apresenta o número de clientes por bandas de modulação e a figura da direita apresenta os respetivos valores acumulados.

Figura 10-7 - Classificação da modulação anual dos consumidores em Média Pressão

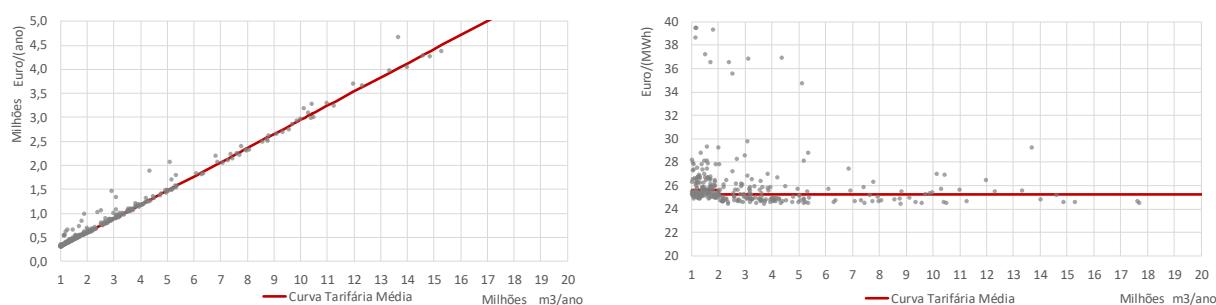


Verifica-se que a modulação média destes consumidores é de aproximadamente de 164 dias/ano, com um valor de mediana de 174 dias/ano. Verifica-se que existe um conjunto de 15 consumidores com modulações de aproximadamente 180 dias/ano, outro conjunto de 17 consumidores com um valor médio na ordem dos 210 dias/ano e finalmente um conjunto com modulações na ordem dos 340 dias/ano (aproximadamente 20 consumidores).

Considerando a tarifa final de referência de mercado, definida para o ano gás 2019–2020 em MP, é possível calcular para este universo de clientes a sua faturação anual e o seu preço médio, assim como as respetivas curvas teóricas de faturação e preço médio em MP⁴⁹. Na figura seguinte mostram-se nos “pontos cinzentos” quer a faturação, quer o preço médio dos consumidores, assim como as respetivas curvas tarifárias médias (linha 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 49 milhões m³/ano).

⁴⁹ 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.

Figura 10-8 - Curva de faturação e de preço médio dos clientes em MP com consumos anuais superiores a 1 000 000 m³



Como se observa nas figuras acima, verifica-se que a existência dos 2 escalões de consumo (limiar nos 2 000 000 m³/ano) traduz-se em faturas anuais e preços médios distintos.

Para consumos inferiores a 2 000 000 m³/ano a fatura anual média destes consumidores (135 consumidores) é de 447 mil euros, com um preço médio de 26,8 €/MWh (ver Quadro 10-2). Para consumos anuais superiores entre 2 000 000 m³, a fatura anual média destes consumidores (175 consumidores) é de 2,0 milhões euros, com um preço médio de 25,8 €/MWh (Quadro 10-2).

No quadro seguinte são apresentadas, para a mesma amostra de consumidores, as características de consumo médio, de faturação média e de preço médio aplicando as tarifas para o ano gás 2018-2019.

Quadro 10-1 - Características dos consumidores em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m³, com tarifas do ano gás 2018-2019

Tarifas 2018-2019		N.º Consumidores	Consumo Médio (m ³ /ano)	Modulação Média (dias/ano)	Faturação (€/ano)	Preço Médio (€/MWh)
BP>	100 000 - 699 999	646	252 954	129	114 052	38,87
	700 000 - 999 999	85	813 236	155	313 801	33,07
MP	1 000 000 - 1 999 999	135	1 428 434	150	454 736	27,28
	2 000 000 - >2000000	175	6 720 797	175	2 057 058	26,24

No quadro seguinte são apresentadas, para a mesma amostra de consumidores, as características de consumo médio, de faturação média e de preço médio aplicando as tarifas para o ano gás 2019-2020.

Quadro 10-2 -Características dos consumidores em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m³, com tarifas do ano gás 2019-2020

Tarifas 2019-2020		N.º Consumidores	Consumo Médio (m ³ /ano)	Modulação Média (dias/ano)	Faturação Média (€/ano)	Preço Médio (€/MWh)
BP>	100 000 - 699 999	646	252 954	129	106 826	36,40
	700 000 - 999 999	85	813 236	155	286 321	30,17
MP	1 000 000 - 1 999 999	135	1 428 434	150	447 149	26,83
	2 000 000 - >2000000	175	6 720 797	175	2 023 549	25,82

No quadro seguinte apresentam-se as variações dos preços médios entre o ano gás 2018-2019 e o ano gás 2019-2020, por nível de pressão e por escalão de consumo, para esta amostra de consumidores, onde é possível verificar que todos os consumidores observam uma diminuição do seu preço médio. A redução é superior para os consumidores de BP com consumos anuais superiores a 700 000 m³, por forma a reduzir a descontinuidade existente na fronteira de 1 000 000 m³, uma vez que o estudo elaborado na revisão regulamentar demonstrou que esta era a fronteira com maior descontinuidade e que afetava mais consumidores.

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

Tarifas 2019-2020/ Tarifas 2018-2019		Variação (%)
BP>	100 000 - 699 999	-6,4%
	700 000 - 999 999	-8,8%
MP	1 000 000 - 1 999 999	-1,7%
	2 000 000 - >2000000	-1,6%

Nos próximos subcapítulos são analisados os impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo para o ano gás 2019-2020.

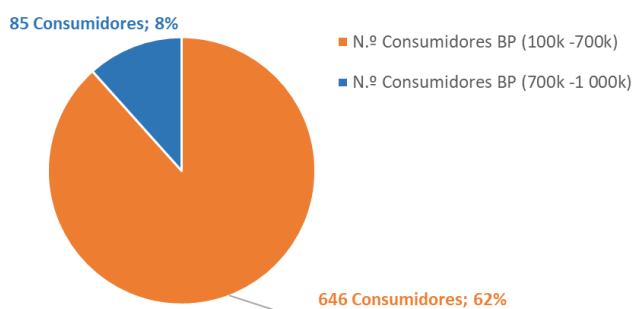
10.1.2 AVALIAÇÃO DOS IMPACTES ECONÓMICOS NA FATURAÇÃO DOS CONSUMIDORES NA FRONTEIRA DOS ESCALÕES DE CONSUMO

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

Nesta análise consideram-se todos os consumidores com consumos anuais inferiores a 700 000 m³. Os consumidores com consumos anuais perto do limiar inferior do escalão em BP> (considere-se como 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 como exemplo um consumo anual de 700 001 m³), uma vez que ficariam a pagar a tarifa de Acesso às Redes do escalão $\geq 700\,000$ m³/ano.

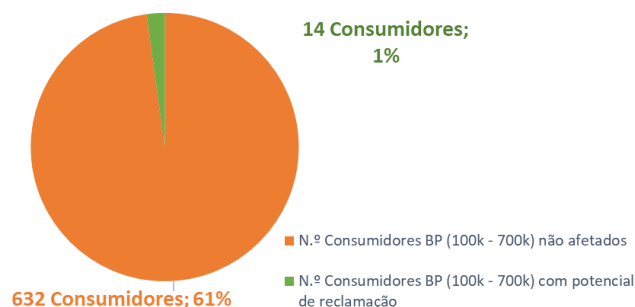
A análise pretende avaliar qual é o impacto na fatura final dos consumidores, atualmente com tarifas de Acesso às Redes no escalão $< 700\,000$ m³/ano, caso eles verificassem um incremento no seu consumo anual por forma a que lhes fosse aplicável a tarifa de Acesso às Redes do escalão $\geq 700\,000$ m³/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 bastante superior à redução dos preços das tarifas de Acesso às Redes, e por isso, não teriam qualquer benefício em ter um consumo anual $\geq 700\,000$ m³. Este exercício foi aplicado aos consumidores com consumos anuais $\geq 100\,000$ m³ e $< 700\,000$ m³ (646 consumidores, representando 62% dos 1 041 consumidores da amostra).

Figura 10-9 - Consumidores em BP> com consumos anuais entre 100 000 m³ e 1 000 000 m³



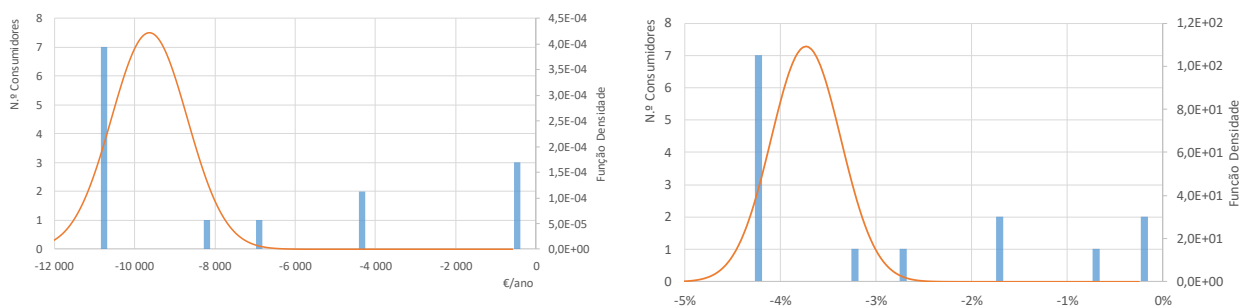
Verifica-se, que apenas 14 consumidores (1% dos 1 041 consumidores da amostra) teriam benefício económico caso verificassem um incremento no seu consumo anual e lhes fosse aplicada a tarifa de Acesso às Redes para consumos anuais $\geq 700\ 000\ m^3$.

Figura 10-10 - Número de consumidores em BP> com potencial de reclamação devido à existência do escalão de consumo de 700 000 m³/ano



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 14 consumidores, uma redução total de aproximadamente 9 629 €/ano, representando uma redução de -3,7% no total da fatura final do consumidor.

Figura 10-11 - Benefício dos consumidores em BP> com potencial de reclamação devido à existência do escalão de consumo de 700 000 m³/ano

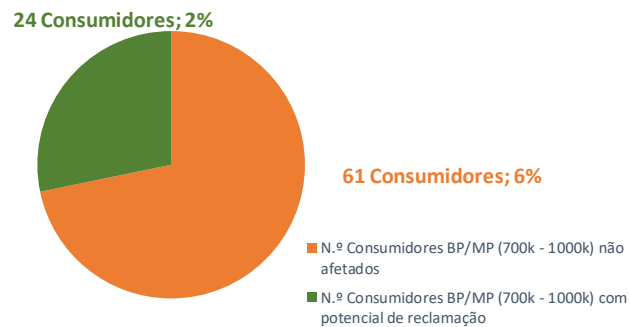


O valor total do benefício económico destes 14 consumidores seria de aproximadamente 134 803 €/ano e representaria 0,2% do total da faturação da totalidade dos clientes da amostra em baixa pressão com consumos anuais inferiores a 1 milhão de m³

10.1.2.2 CONSUMIDORES EM BAIXA PRESSÃO COM CONSUMOS ANUAIS NA FRONTEIRA DE 1 000 000 M3

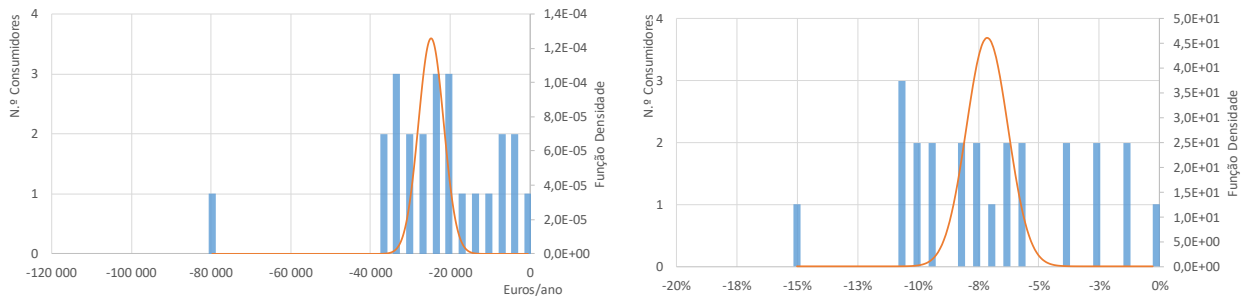
Esta análise pretende avaliar qual seria o impacto na fatura final dos consumidores, atualmente com tarifas de acesso às redes em BP> no escalão $\geq 700\,000\text{ m}^3/\text{ano}$, caso eles verificassem um incremento no seu consumo anual por forma a que lhes fosse aplicável a tarifa de acesso às redes em MP do escalão $< 2\,000\,000\text{ m}^3/\text{ano}$. Como se mostra na Figura 10-12, tratam-se de 24 consumidores e representam 8% dos 1 041 consumidores da amostra. Destes, 42 consumidores (2% dos 1 041 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 $< 2\,000\,000\text{ m}^3$.

Figura 10-12 - Número de consumidores em BP> com potencial de reclamação devido à existência do escalão de consumo de $1\,000\,000\text{ m}^3/\text{ano}$



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 24 consumidores, um desconto médio de aproximadamente 24 720 €/ano, representando um desconto de 7,1% do total da fatura final do consumidor.

Figura 10-13 - Benefício dos consumidores em BP> com potencial de reclamação devido à existência do escalão de consumo de 1 000 000 m³/ano

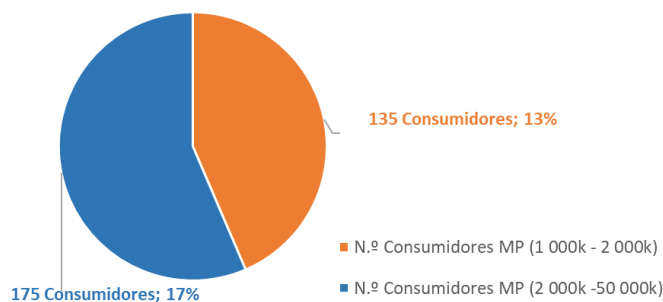


O valor total do benefício económico destes 24 consumidores seria de aproximadamente 593 220 €/ano e representaria 2,4% do total da faturação da totalidade dos clientes.

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

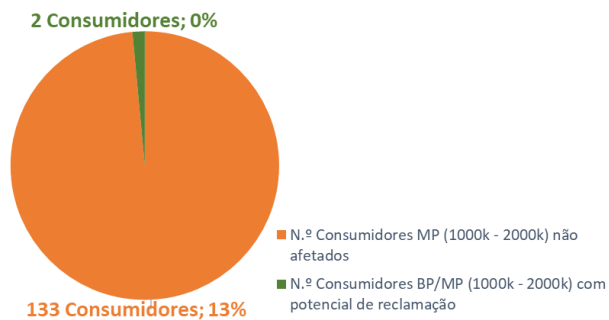
Neste ponto avalia-se o impacto na fatura final dos consumidores com tarifas de acesso às redes em MP no escalão < 2 000 000 m³/ano, caso estes verificassem um incremento no seu consumo anual por forma a que lhes fosse aplicável a tarifa de acesso às redes em MP do escalão ≥ 2 000 000 m³/ano. Como se mostra na Figura 10-14, tratam-se de 135 consumidores e representam 13% dos 1 041 consumidores da amostra.

Figura 10-14 - Consumidores em MP com consumos anuais superiores a 1 000 000 m³



Verifica-se, que apenas 2 consumidores (0,2% dos 1 041 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 10-15 - Número de consumidores com potencial de reclamação devido à existência do escalão de consumo de 2 000 000 m³/ano



Para estes 2 consumidores, verifica-se um desconto médio de aproximadamente 7 250 €/ano, representando um desconto de 1% do total da fatura final do consumidor. O valor total do benefício económico destes 2 consumidores é de aproximadamente 14 500 €/ano e representa menos de 0,1% do total da faturação da totalidade dos clientes.

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 (1041 consumidores com consumos superiores a 100 000 m³/ano ligados em BP> e MP)
- Desconto médio (€/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;
- Desconto médio (%) – Peso, em % do “desconto médio (€/ano)” na sua fatura final atual;
- Total anual do desconto (€/ano) – Soma de todos os “Desconto médio (€/ano)” de todos os consumidores afetados.
- Total anual do desconto na fatura final (%) – Peso % do “Total anual do desconto (€/ano)” no total anual da fatura 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 escalões de consumo para o ano gás 2019-2020.

Quadro 10-4 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo para o ano gás 2019-2020

Fronteira	N.º Consumidores afetados	N.º Consumidores afetados		Desconto médio (€/ano)	Desconto médio (%)	Total anual do desconto (€/ano)	Total anual do desconto na fatura final (%)
		N.º Consumidores afetados	(%)				
BP>	700 000	14	1,3%	-9 619	-3,7%	-134 667	-0,2%
BP> MP	1 000 000	24	2,3%	-24 701	-7,1%	-592 825	-2,4%
MP	2 000 000	2	0,2%	-7 247	-1,2%	-14 493	0,0%

No Quadro 10-5 sumarizam-se os impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo no ano gás 2018-2019, do estudo apresentado na revisão regulamentar.

Quadro 10-5 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo no ano gás 2018-2019

Fronteira	N.º Consumidores afetados	N.º Consumidores afetados		Desconto médio (€/ano)	Desconto médio (%)	Total anual do desconto (€/ano)	Total anual do desconto na fatura final (%)
		N.º Consumidores afetados	(%)				
BP>	700 000	8	0,8%	-7 069	-2,6%	-56 553	-0,1%
BP> MP	1 000 000	42	4,1%	-34 547	-9,5%	-1 450 962	-5,4%
MP	2 000 000	2	0,2%	-6 101	-1,0%	-12 202	0,0%

A maior redução de impactes económicos na faturação total dos consumidores, localizados nas fronteiras dos escalões de consumo, ocorre na fronteira de 1 000 000 m³/ano. No ano gás 2018-2019, um consumidor em MP com um consumo anual perto de 1 000 000 m³/ano tinha um desconto de 9,5% e no ano gás 2019-2020 esse desconto é de 7,1% (25% inferior). Adicionalmente, reduz-se o número de consumidores afetados pela existência de escalões de consumo (de 42 para 24 consumidores) e reduz-se a diferença no preço médio de acesso às redes neste limiar de consumo.

Como se verifica no Quadro 10-3, os consumidores localizados no 2.º escalão ($\geq 700\,000\text{ m}^3/\text{ano}$) observam uma redução superior (-8,8%) à observada pelos consumidores localizados no escalão inferior ($< 700\,000\text{ m}^3/\text{ano}$), que têm uma redução de -6,4%. Esta diferença resulta num aumento dos

consumidores (6) que teriam benefício caso estivessem na fronteira superior do limiar dos 700 000 m³/ano.

Na fronteira dos 2 000 000 m³/ano em MP verifica-se que o impacto é limitado uma vez que se tratam de apenas 2 consumidores, e todos os consumidores em MP observam no ano gás 2019-2020 uma redução no seu preço médio.

Esta análise permite concluir que foi positiva a introdução dos novos escalões de consumo em linha com o proposto pelo CT e que o caminho que tem vindo a ser perseguido pela ERSE de aproximação das curvas tarifárias mantém-se nas tarifas para o ano gás 2019-2020.

11 TARIFA DE ENERGIA

A tarifa de Energia da atividade regulada de compra e venda de gás natural, desempenhada pelos comercializadores de último recurso (CUR), reflete o custo previsto para a aquisição de gás natural, 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 estratégica de gás natural, que decorre do Decreto-Lei n.º 140/2006, republicado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, e pelo Decreto Lei n.º 30/2006, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro.

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

12 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO

A tarifa de Comercialização da atividade regulada de Comercialização de gás natural, desempenhada pelos comercializadores de último recurso (CUR), reflete os custos da estrutura comercial afeta ao fornecimento de gás natural 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 Regulamento Tarifário, a tarifa de Comercialização é composta por dois termos tarifários: i) o termo tarifário fixo, definido em euros por mês 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 pelo número de clientes ou pela energia, proporcione o montante de proveitos permitidos.

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 Comercializadores de Último Recurso e, consequentemente 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.

No documento “Determinação de estrutura tarifária no ano gás 2010-2011”, de junho de 2010, foram determinados os custos médios de referência, que se mantêm para o ano gás 2019-2020, cuja estrutura face ao termo fixo consta no Quadro 12-1.

Quadro 12-1 - Estrutura dos custos médios de referência

Tarifa de Comercialização	Termo de Energia	Termo Fixo
$\leq 10\,000\text{ m}^3$	0,000246	1
$> 10\,000\text{ m}^3$	0,000246	1

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

13 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

O Regulamento Tarifário 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 2019-2020.

A diretiva europeia do mercado interno de gás natural⁵⁰ define um papel para a comercialização de último recurso de gás natural 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.

Desde junho de 2010 são aplicadas tarifas transitórias aos clientes dos comercializadores de último recurso com consumos anuais superiores a 10 000 m³. O processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural iniciou-se com a aprovação do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, alterado pelos Decretos-Leis n.º 77/2011, de 20 de junho, n.º 74/2012, de 26 de março, n.º 15/2013, de 28 de janeiro, e n.º 15/2015, de 30 de janeiro, que estabelece o procedimento aplicável à extinção das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e determinou, a título transitório, que os comercializadores de último recurso devam continuar a fornecer gás natural aos clientes finais que não tenham contratado o respetivo fornecimento no mercado livre.

⁵⁰ Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.

No mesmo sentido, desde 2012, e em cumprimento dos objetivos de liberalização do mercado interno de gás natural, adotou-se, através do Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, um regime semelhante, destinado a permitir a extinção de todas as tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, que prevê ainda a obrigação, aplicável aos comercializadores de último recurso, de fornecimento de gás natural a estes clientes finais, durante um período transitório.

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 tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais 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 2019-2020.

De referir que o custo de energia implícito na tarifa aditiva que serve de base para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ é de 22,50 €/MWh, correspondendo ao preço da tarifa de energia transitória.

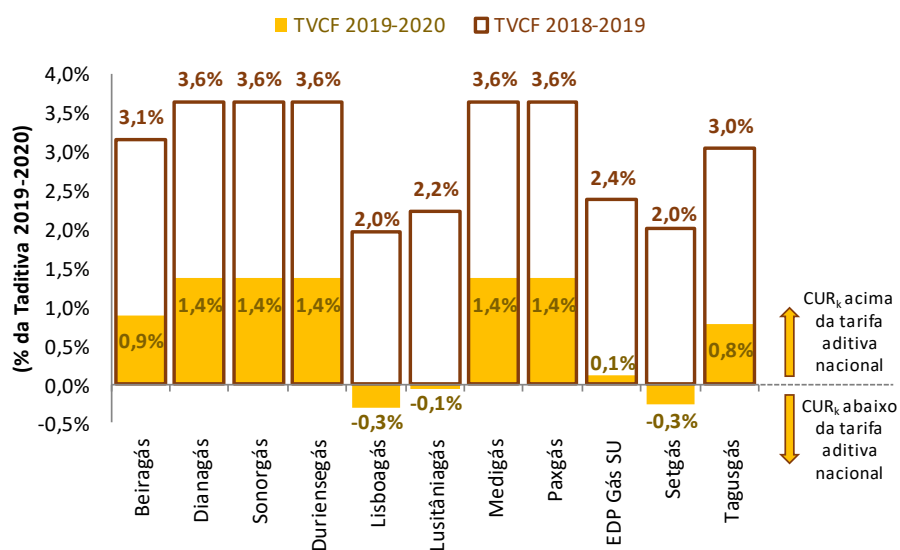
Devido à diferenciação regional das tarifas de Venda a Clientes Finais, os clientes abrangidos pela fixação de tarifas transitórias observarão variações tarifárias diferenciadas, em função do ponto de partida no ano gás 2018-2019. Ainda assim, a transição para tarifas aditivas é implementada gradualmente, para atender aos impactes tarifários nos clientes dos comercializadores de último recurso.

As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em baixa pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ observam uma variação tarifária de -2,2%. Nestas tarifas aplica-se uma variação diferenciada de preços, mas a convergência para as tarifas aditivas é obtida de forma gradual através da aplicação do mecanismo de limitação de acréscimos, tendo sido definido um limite à variação máxima de preços de 3,7 pontos percentuais acima da variação média, ou seja, 1,5%. Garante-se, assim, que nenhum consumidor dos comercializadores de último recurso observa acréscimos reais de preços, uma vez que a

taxa de inflação, medida pela variação do índice harmonizado de preços no consumidor, prevista para o ano gás 2019-2020 é de 1,5%⁵¹.

Na Figura 13-1 apresenta-se, por um lado, a diferença percentual entre a tarifa transitória de Venda a Clientes Finais (TVCF) de cada comercializador de último recurso (CUR) retalhista a aplicar no ano gás 2019-2020 face à tarifa aditiva, de base nacional, para o mesmo ano gás, e por outro lado, a diferença percentual entre a TVCF no ano gás 2018-2019 e a referida tarifa aditiva.

Figura 13-1 - Convergência para a tarifa aditiva transitória nacional em BP ≤ 10 000 m³



Na Figura 13-2 apresenta-se o diferencial, em percentagem, entre os preços médios das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, agora aprovadas, e a tarifa aditiva para BP ≤ 10 000 m³, por escalão de consumo.

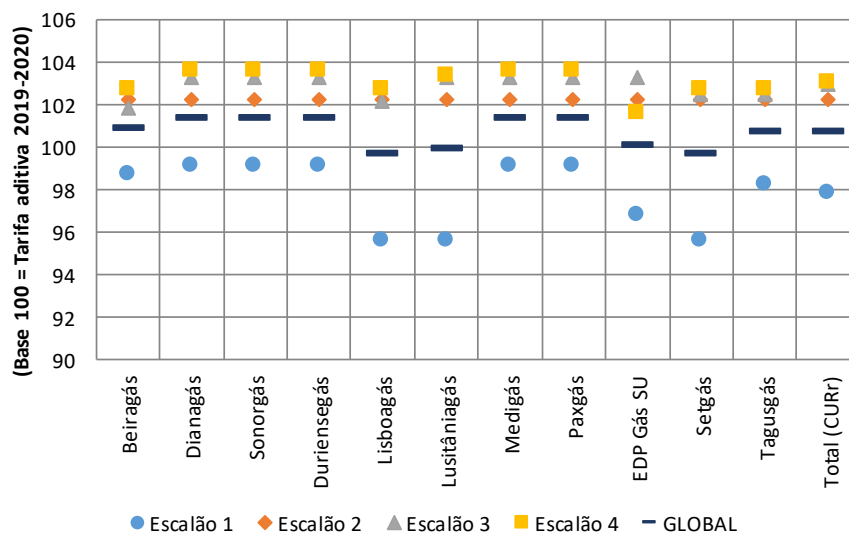
Os escalões de consumo na BP< são os seguintes:

- Escalão de consumo 1: de 0 a 220 m³/ano.
- Escalão de consumo 2: de 221 a 500 m³/ano.
- Escalão de consumo 3: de 501 a 1 000 m³/ano.
- Escalão de consumo 4: de 1 001 a 10 000 m³/ano.

⁵¹ Programa de Estabilidade 2019-2023, Ministério das Finanças, abril de 2019.

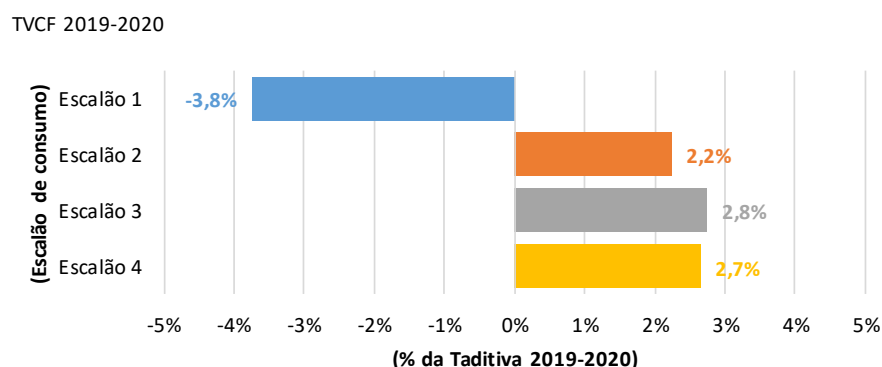
Os preços médios foram obtidos com uma estrutura de quantidades nacionais.

Figura 13-2 - Preço médio em BP $\leq 10\,000\text{ m}^3$, por escalão de consumo, em percentagem da tarifa aditiva transitória



Na Figura 13-3 é apresentado o diferencial das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais no ano gás 2019-2020 em relação à tarifa aditiva. A figura revela a diferença percentual remanescente nas TVCF para a aditividade tarifária, em termos médios nacionais, por escalão de consumo.

Figura 13-3 - Distância das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para a tarifa aditiva transitória no ano gás 2019-2020



Da Figura 13-4 à Figura 13-14 avalia-se a convergência tarifária para as tarifas aditivas, para cada CUR retalhista. Na parte superior da figura apresenta-se a variação por preço face à TVCF do CUR do ano gás 2018-2019, tanto da TVCF do CUR do ano gás 2019-2020, como da tarifa aditiva do ano gás 2019-2020. Na parte inferior, apresenta-se a diferença percentual remanescente na TVCF do CUR para a aditividade tarifária no ano gás 2019-2020.

Figura 13-4 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m³ (Beiragás)

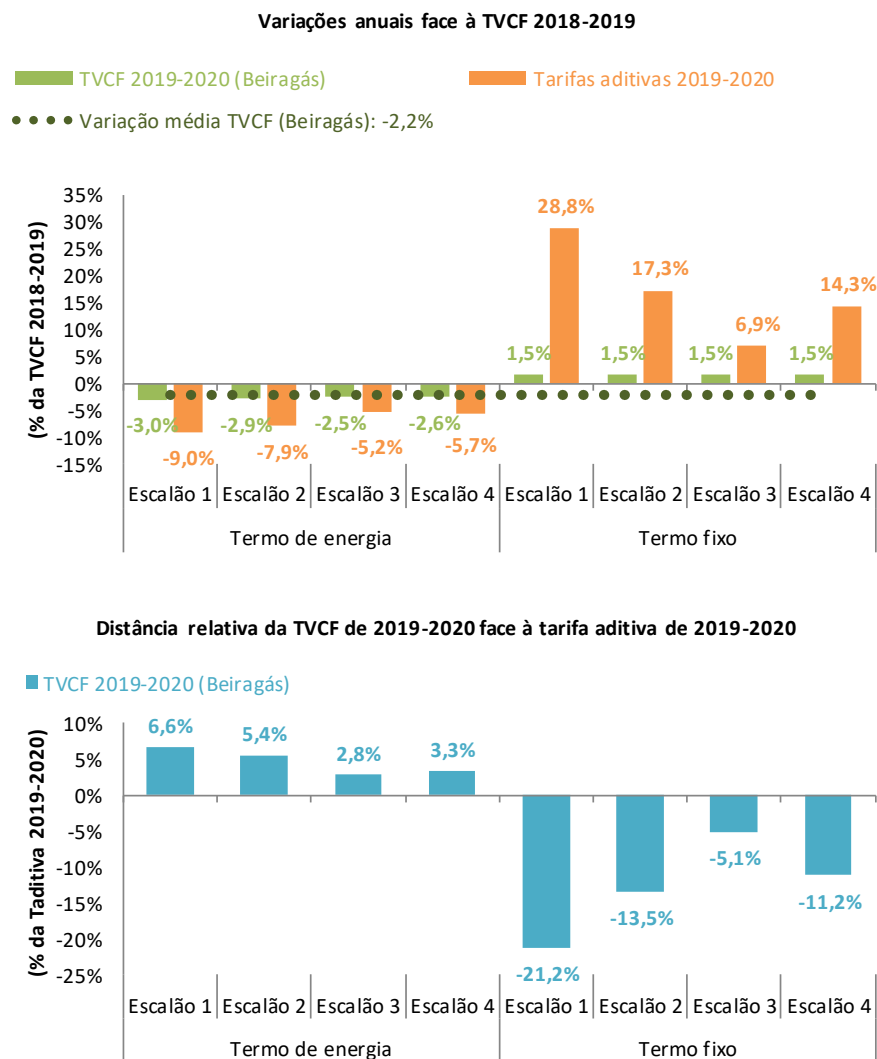


Figura 13-5 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m³ (Dianagás)

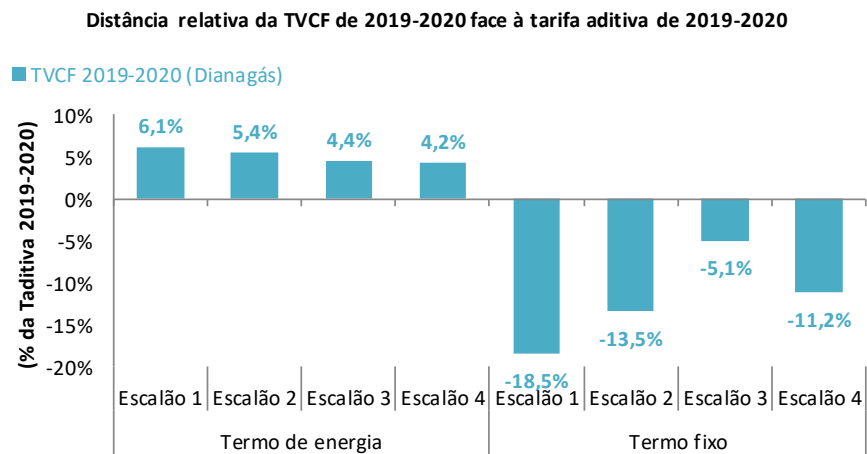
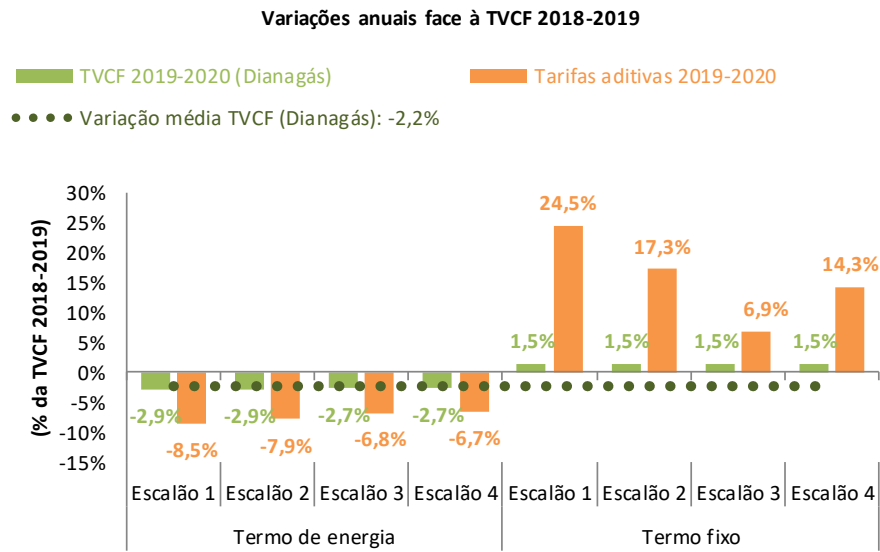


Figura 13-6 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m³ (Sonorgás)

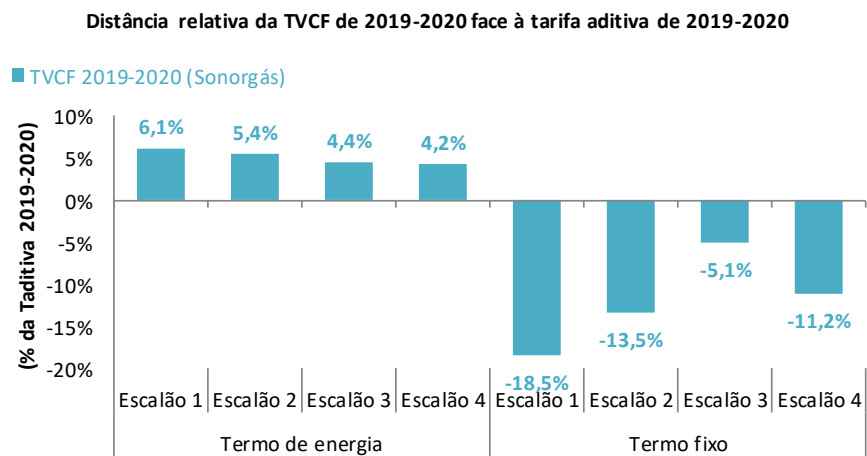
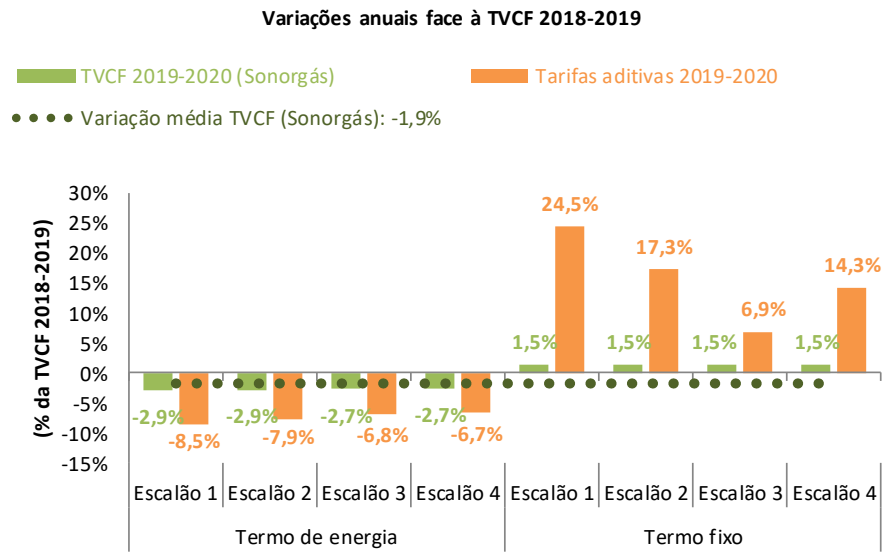


Figura 13-7 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m³ (Duriensegás)

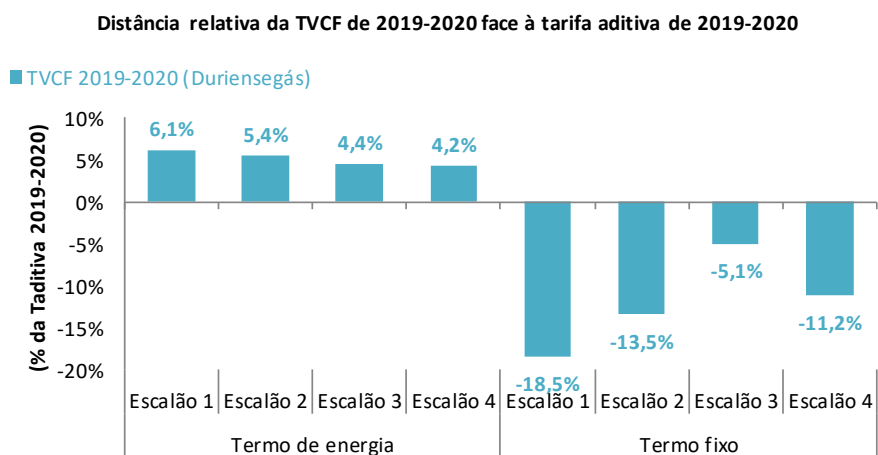
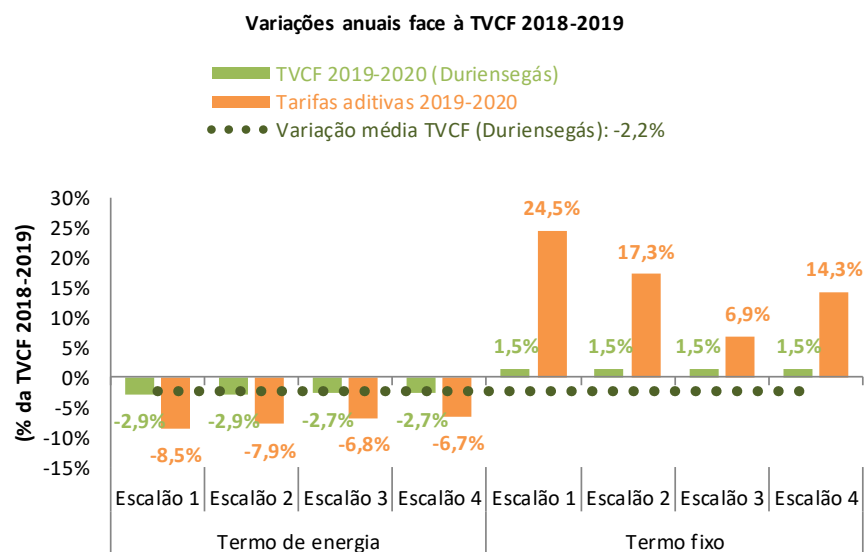


Figura 13-8 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m³ (Lisboagás)

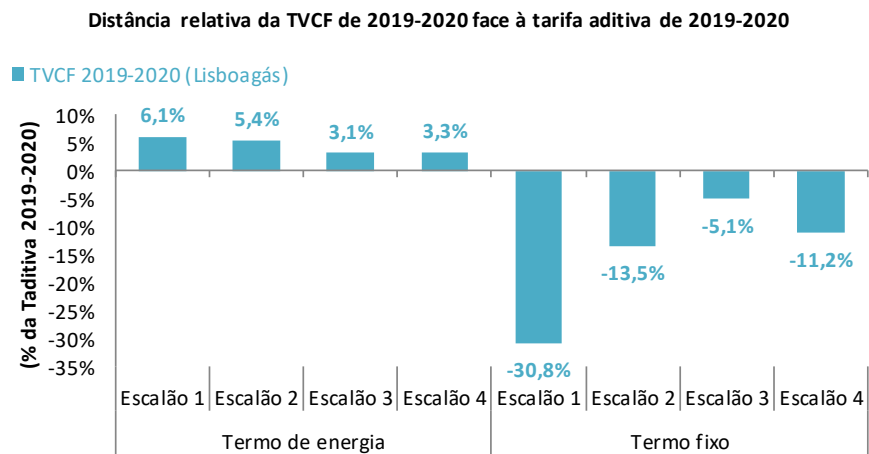
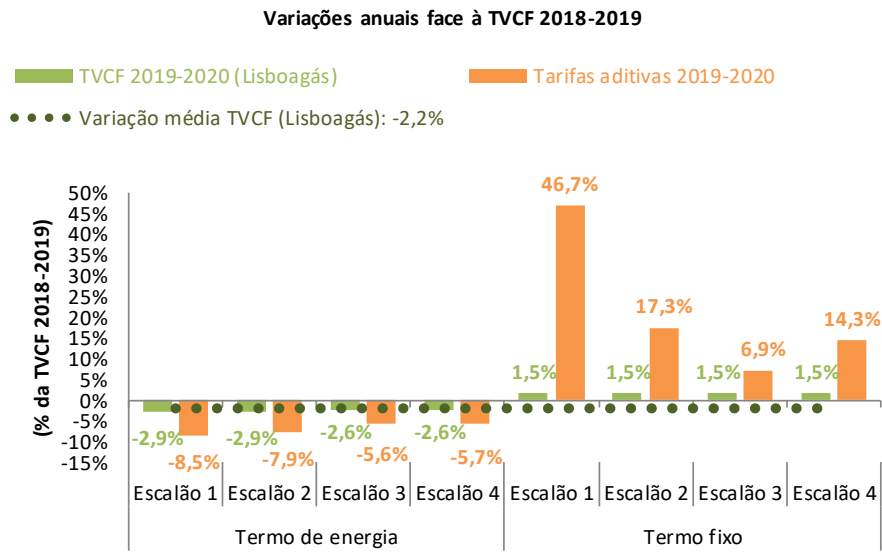


Figura 13-9 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m³ (Lusitaniagás)

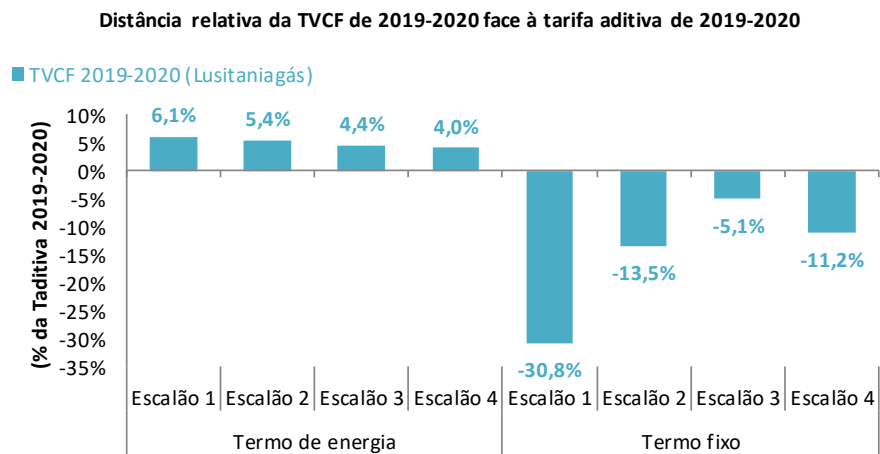
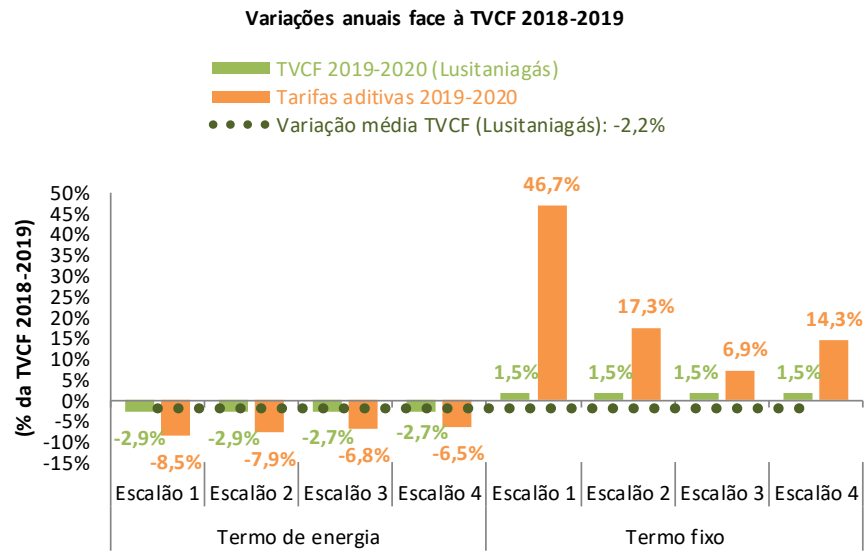


Figura 13-10 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m³ (Medigás)

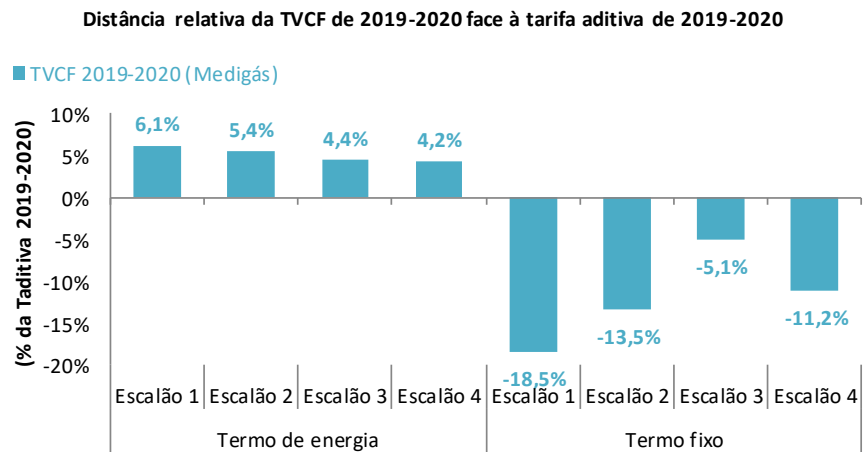
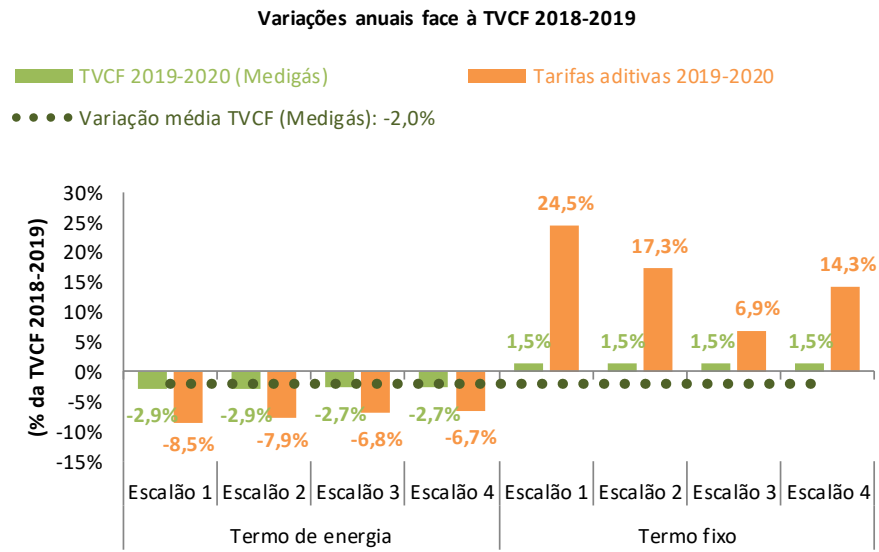


Figura 13-11 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m³ (Paxgás)

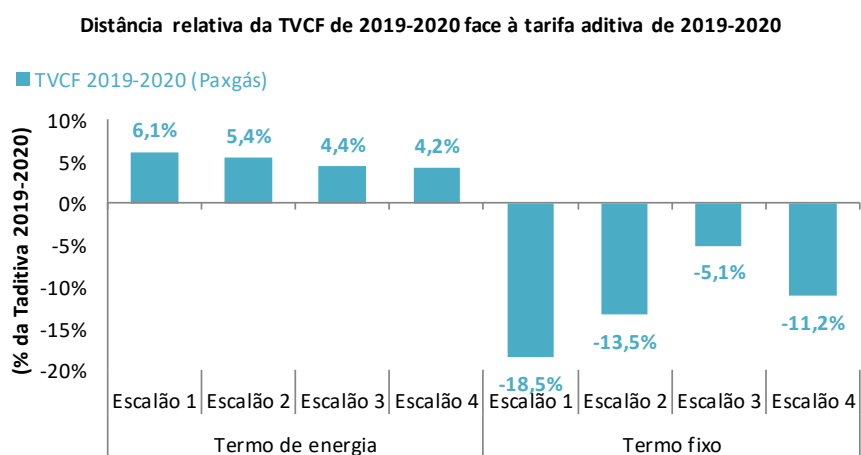
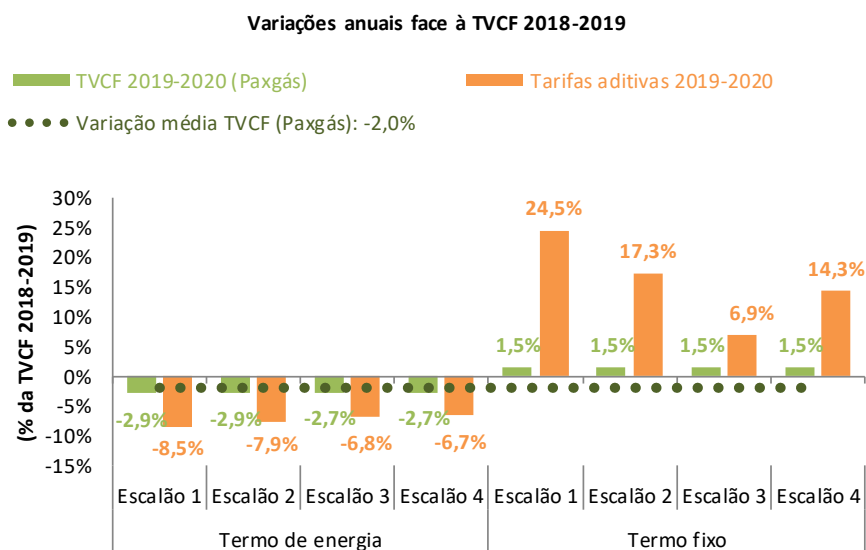


Figura 13-12 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m³ (EDP Gás SU)

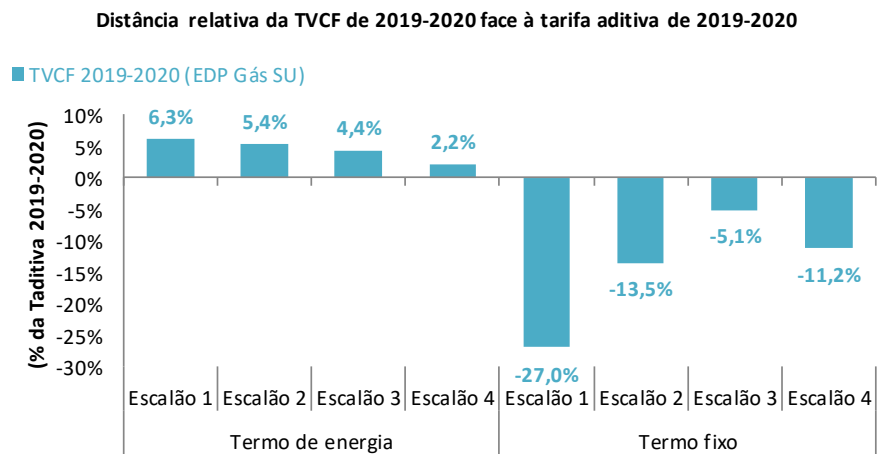
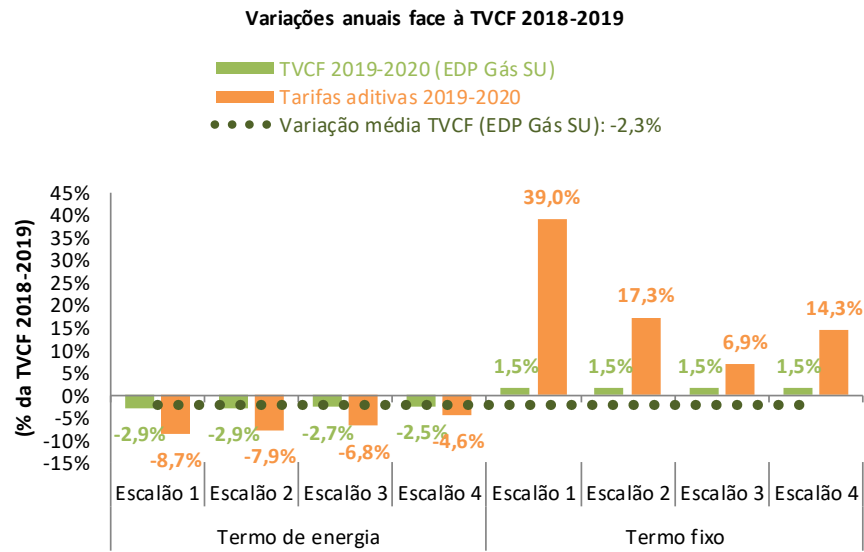


Figura 13-13 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m³ (Setgás)

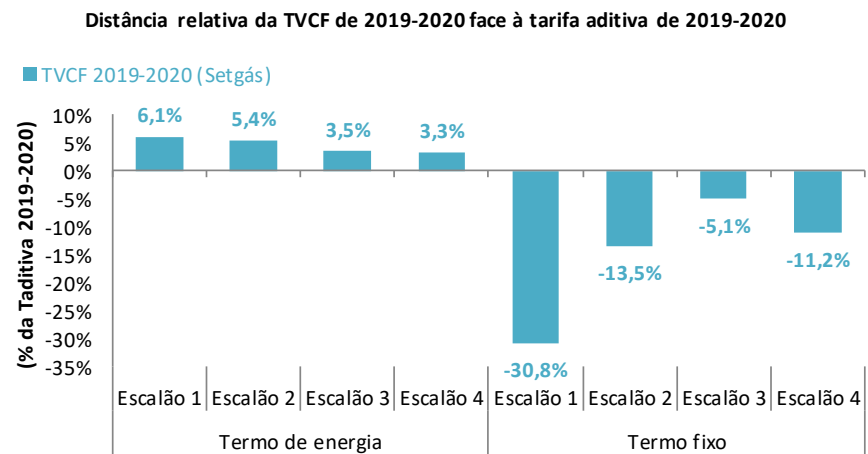
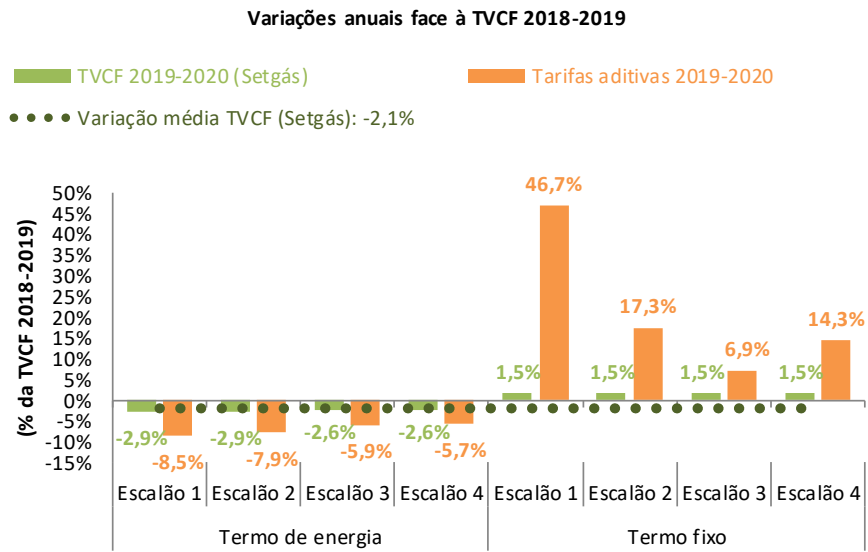
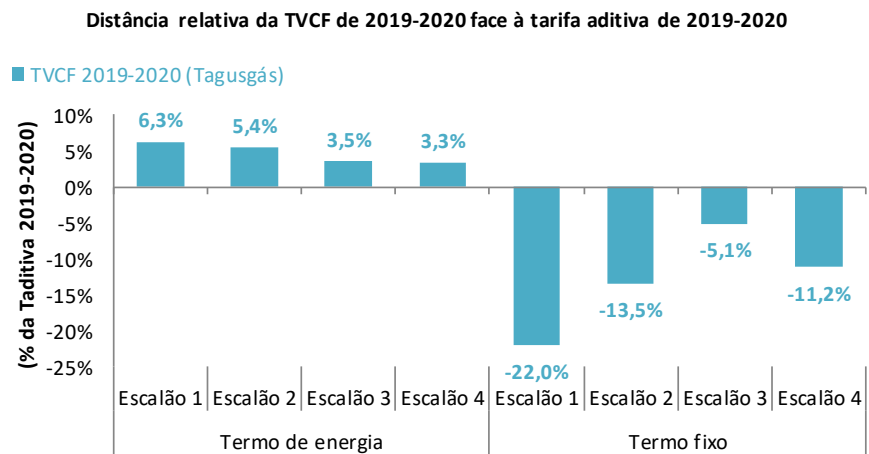
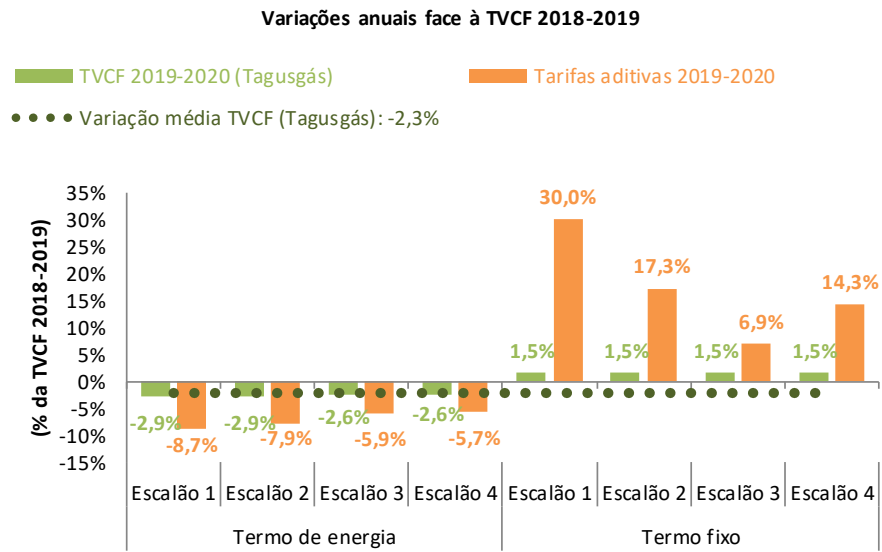


Figura 13-14 - Convergência tarifária para as tarifas aditivas em BP ≤ 10 000 m³ (Tagusgás)



13.2 ANÁLISE DA EVOLUÇÃO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA A TARIFA ADITIVA

Na Figura 13-15 e na Figura 13-16 apresenta-se a evolução dos preços da TVCF para a tarifa aditiva desde o ano gás 2010-2011 (t-9). Esta evolução é apresentada por escalão de consumo e discriminada entre preço de energia e preço do termo fixo mensal. Nestas figuras, além de se ilustrar a convergência dos preços da TVCF, nos diferentes anos, para os preços aditivos, pretende-se observar o segundo objetivo do mecanismo de convergência tarifária, que é o da uniformidade tarifária no território nacional, através de um preço final aditivo.

Figura 13-15 - Evolução do preço de energia para a tarifa aditiva, por escalão de consumo, até ao ano gás 2019-2020

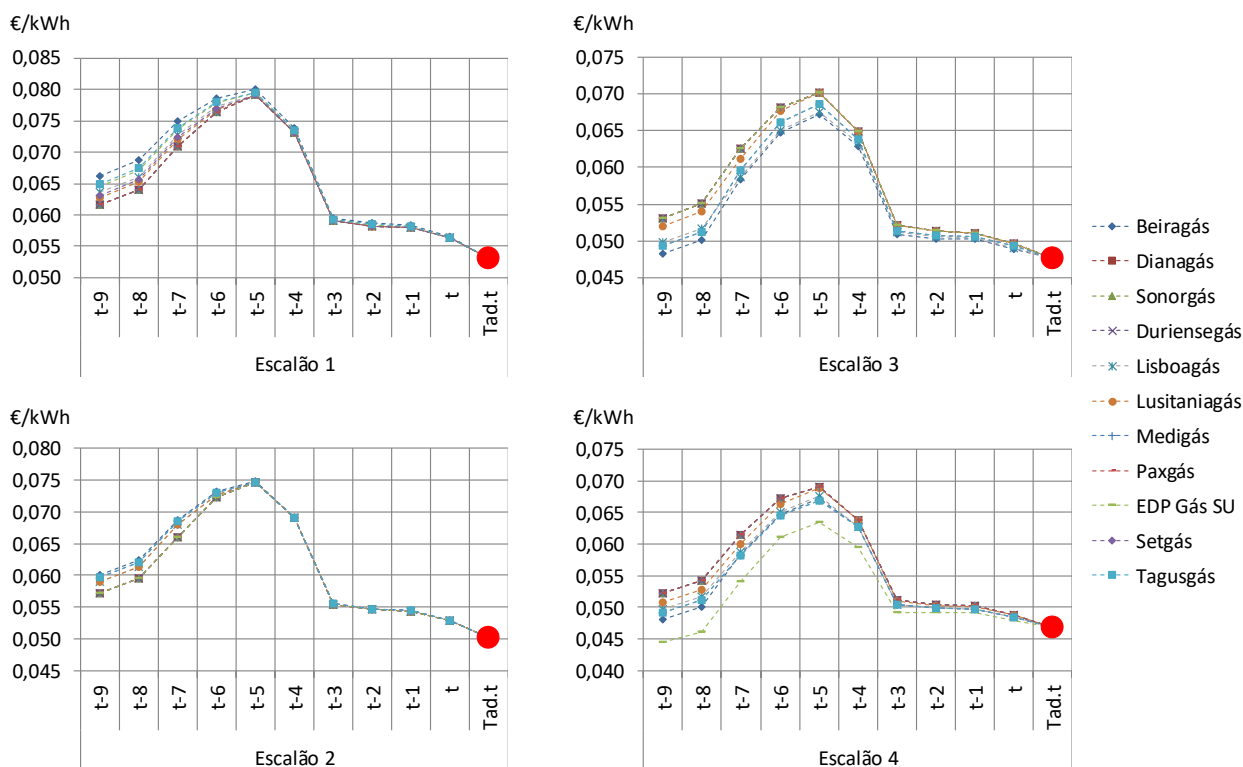
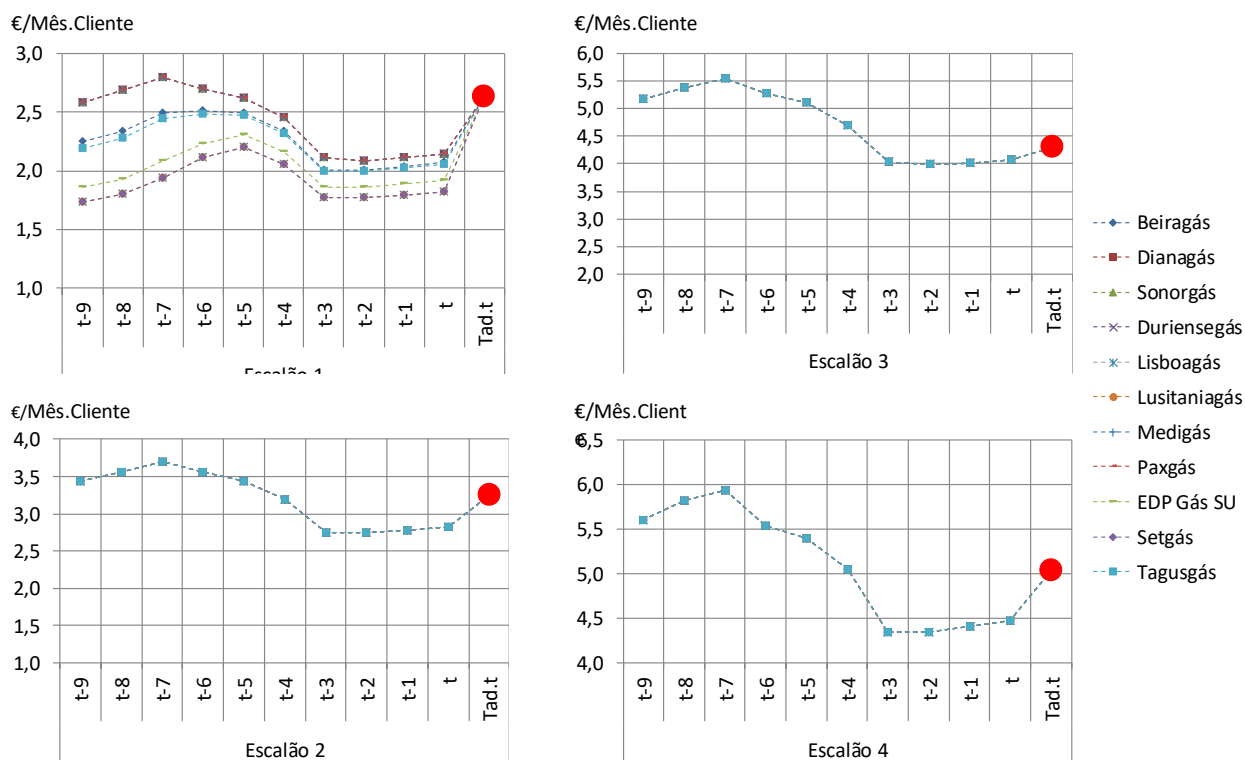


Figura 13-16 - Evolução do preço do termo fixo para a tarifa aditiva, por escalão de consumo, até ao ano gás 2019-2020



Da análise das figuras verifica-se que a diferença entre os diversos preços se tem reduzido ao longo do tempo. Relativamente ao termo fixo verifica-se que nos escalões 2, 3 e 4 esses preços já são iguais, assim como no termo de energia do escalão 2. Portanto, existe uniformidade tarifária nacional no escalão 2, pelo que todos os consumidores do escalão 2 dos CUR observam os mesmos preços, independentemente do CUR que os forneça.

14 ANÁLISE DAS OFERTAS COMERCIAIS DO MERCADO

Neste capítulo caracterizam-se as ofertas comerciais disponíveis no mercado retalhista de gás natural, no 1.º trimestre de 2019 (segunda semana de março de 2019).

Os preços e comparações apresentados resultam da componente da fatura anual relativa ao fornecimento de gás natural, sem impostos e taxas, sendo a análise efetuada em preços reais.

Na análise das ofertas comerciais são consideradas as ofertas mono gás (apenas gás natural) e as ofertas duais (incluem gás natural e eletricidade). Nesta análise não são consideradas as ofertas que incluem serviços adicionais, como por exemplo, serviços de assistência técnica e diagnósticos energéticos, e ofertas comerciais com pré-pagamento.

A análise é feita com base em três consumidores tipo em BP \leq (Baixa Pressão com consumos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m³), a saber⁵²:

Consumidor tipo 1:



Casal **sem filhos** e sem aquecimento central
consumo anual: 138 m³

Consumidor tipo 2:



Casal **dois com filhos** e sem aquecimento central
consumo anual: 292 m³

Consumidor tipo 3:



Casal **com quatro filhos** e com aquecimento central
consumo anual: 640 m³

O processo de liberalização do setor do gás natural foi iniciado em janeiro de 2007 e concluído em janeiro de 2010, com a atribuição do direito de escolha de fornecedor a todos os consumidores.

Em junho de 2011, iniciou-se a extinção das tarifas reguladas para os clientes finais com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m³, depois alargado: (i) aos consumidores com consumos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m³, (ii) aos consumidores em baixa pressão com consumos anuais superiores a 500 m³ e, (iii) desde janeiro de 2013, aos consumidores em baixa pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m³. O período transitório de fornecimento de gás natural, por parte dos comercializadores de último recurso (CUR), aos clientes que não exerçam o direito de mudança para o mercado livre foi estendido até 31 de dezembro de 2020 ([Portaria n.º 144/2017](#)).




⁵² A ERSE considera apenas os comercializadores com ofertas em BP \leq para consumidores domésticos. As ofertas comerciais podem ter prazo de validade, sendo as ofertas comerciais expiradas retiradas do simulador.

A abertura do mercado reforçou a necessidade de monitorização, pela ERSE, dos preços no mercado retalhista de gás natural, procurando garantir simultaneamente a existência de condições de concorrência entre os diversos operadores e a minimização das assimetrias de informação entre consumidores e os restantes agentes de mercado, assim fomentando a transparência, que constitui um fator crítico para a eficiência do mercado.

A recolha da informação dos Preços de Referência (preços das ofertas comerciais) e dos Preços Médios Praticados (preços faturados) no sector do gás natural, por parte da ERSE, é regulamentada no [Despacho n.º 3677/2011](#), de acordo com o qual as ofertas comerciais para as instalações em Baixa Pressão com consumos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 100 000 m³ são enviadas à ERSE anualmente (mês de julho de cada ano) e sempre que haja alguma alteração de preços ou condições contratuais.

14.1 OFERTAS COMERCIAIS DE GÁS NATURAL PARA BP≤ NO 1.º TRIMESTRE DE 2019

No 1.º trimestre de 2019, para os consumidores domésticos em BP≤, existiam em mercado os seguintes comercializadores e ofertas comerciais:

Tipologia de consumidor	Consumidor tipo 1:  Casal sem filhos e sem aquecimento central consumo anual: 138 m ³	Consumidor tipo 2:  Casal dois com filhos e sem aquecimento central consumo anual: 292 m ³	Consumidor tipo 3:  Casal com quatro filhos e com aquecimento central consumo anual: 640 m ³
Ofertas mono (gás natural)	40 Ofertas	40 Ofertas	37 Ofertas
Comercializadores	9 Comercializadores: Audax, EDP Comercial, Endesa, EnergiaSimples, Galp, Goldenergy, Iberdrola, LuziGas e RolearViva		
Ofertas duais (gás natural e eletricidade)	74 Ofertas	74 Ofertas	73 Ofertas
Comercializadores	7 Comercializadores: Audax, EDP Comercial, Endesa, Galp, Goldenergy, LuziGas e RolearViva		
Total de ofertas comerciais	114 Ofertas	114 Ofertas	110 Ofertas

Consumidor tipo 1:

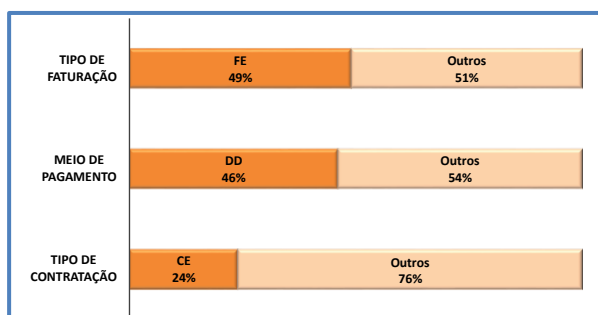
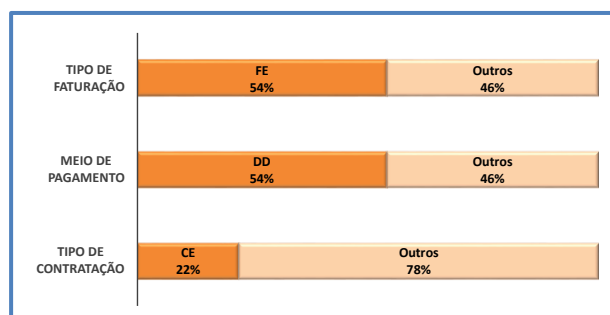
Casal **sem filhos** e
sem aquecimento central
consumo anual: 138 m³

No 1.º trimestre de 2019 existiam, para o consumidor tipo 1, um total de 114 ofertas comerciais, das quais 40 exclusivamente mono (gás natural) e 74 duais (gás natural e eletricidade) – Anexo II (Lista de Ofertas Comerciais – Consumidor Tipo 1)^{53,54}.

A oferta comercial mono gás com menor fatura anual é da Energia Simples (Plano Poupa Mais Gás), com um valor de 104 €/ano. O diferencial desta oferta em relação à oferta comercial mono gás mais cara corresponde ao valor de -45 €/ano (-30%). Comparativamente com a Tarifa Transitória em vigor esta oferta comercial mais competitiva apresenta um diferencial de -11 €/ano (-10%).

A oferta comercial dual com menor fatura anual é da GoldEnergy (Dual ACP), com um valor de 434 €/ano. O diferencial desta oferta em relação à oferta comercial dual mais cara é de -83 €/ano (-16%).

As ofertas mono gás e duais do consumidor tipo 1 distribuem-se da seguinte forma, em termos de tipo de contratação, meio de pagamento e tipo de faturação:

Ofertas mono gás**Ofertas duais**

CE - Contratação Eletrónica; DD - Débito Direto; FE - Faturação Eletrónica

⁵³ O valor da fatura nas ofertas mono gás corresponde ao valor da fatura de gás natural e o valor da fatura nas ofertas duais corresponde ao valor total da fatura de gás natural e eletricidade. Os valores não incluem taxas e impostos.

⁵⁴ No caso de uma fatura de gás natural a componente de “impostos e taxas” corresponde ao imposto sobre o valor acrescentado (IVA) e ao Imposto Especial de Consumo de gás natural combustível.

Consumidor tipo 2:

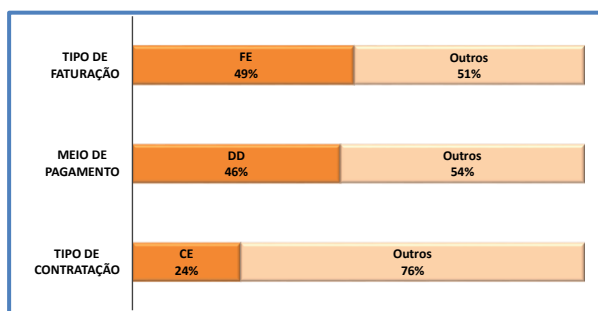
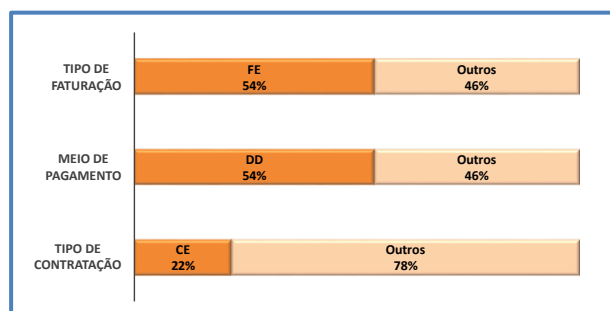
Casal dois com filhos e sem aquecimento central
consumo anual: 292 m³

No 1.º trimestre de 2019 existiam, para o consumidor tipo 2, um total de 114 ofertas comerciais, das quais 40 exclusivamente em mono (gás natural) e 74 duais (gás natural e eletricidade) – Anexo II (Lista de Ofertas Comerciais – Consumidor Tipo 2)^{55,56}.

A oferta comercial mono gás com menor fatura anual é da EnergiaSimples (Plano Poupa Mais Gás), com um valor de 196 €/ano. O diferencial desta oferta em relação à oferta comercial mono gás mais cara é de aproximadamente -74 €/ano (-28%). Comparativamente com a Tarifa Transitória em vigor esta oferta comercial mais competitiva apresenta um diferencial de -23 €/ano (-10%).

A oferta comercial dual com menor fatura anual é da Galp (Galp Online Eletricidade & Gás Natural - FE+DD), com um valor de 1 029 €/ano. O diferencial desta oferta em relação à oferta comercial dual mais cara é de -155 €/ano (-13%).

As ofertas mono gás e duais do consumidor tipo 2 distribuem-se da seguinte forma, em termos de tipo de contratação, meio de pagamento e tipo de faturação:

Ofertas mono gás**Ofertas duais**

CE - Contratação Eletrónica; DD - Débito Direto; FE - Faturação Eletrónica

⁵⁵ O valor da fatura nas ofertas mono gás corresponde ao valor da fatura de gás natural e o valor da fatura nas ofertas duais corresponde ao valor total da fatura de gás natural e eletricidade. Os valores não incluem taxas e impostos.

⁵⁶ No caso de uma fatura de gás natural a componente de “impostos e taxas” corresponde ao imposto sobre o valor acrescentado (IVA) e ao Imposto Especial de Consumo de gás natural combustível.

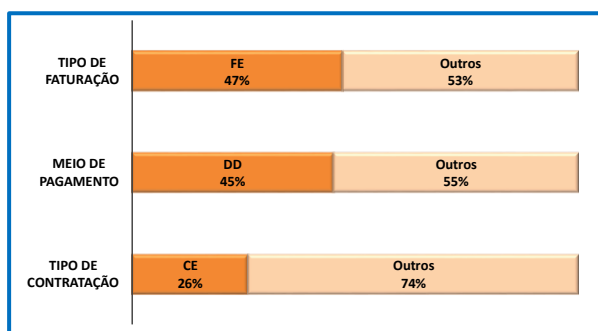
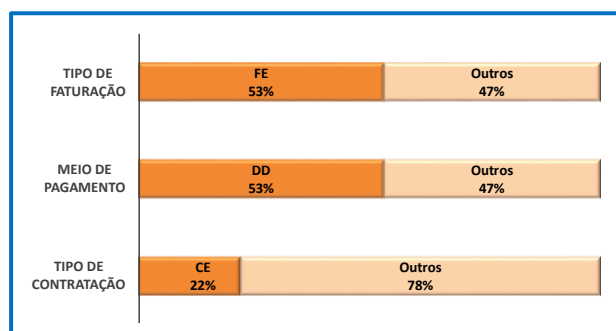
Consumidor tipo 3:

No 1.º trimestre de 2019 existiam, para o consumidor tipo 3, um total de 110 ofertas comerciais, das quais 37 exclusivamente em mono (gás natural) e 73 duais (gás natural e eletricidade) – Anexo II (Lista de Ofertas Comerciais – Consumidor Tipo 3)^{57,58}.

A oferta comercial mono gás com menor fatura anual é da Galp (Galp Online Gás Natural - FE+DD), com um valor de 377 €/ano. O diferencial desta oferta em relação à oferta comercial mono gás mais cara é de aproximadamente -112 €/ano (-23%). Comparativamente com a Tarifa Transitória em vigor esta oferta comercial mais competitiva apresenta um diferencial de -47 €/ano (-11%).

A oferta comercial dual com menor fatura anual é da Galp (Galp Online Eletricidade & Gás Natural - FE+DD), com um valor de 2 159 €/ano. O diferencial desta oferta em relação à oferta comercial dual mais cara é de -375 €/ano (-15%).

As ofertas mono gás e duais do consumidor tipo 3 distribuem-se da seguinte forma, em termos de tipo de contratação, meio de pagamento e tipo de faturação:

Ofertas mono gás**Ofertas duais**

CE - Contratação Eletrónica; DD - Débito Direto; FE - Faturação Eletrónica

⁵⁷ O valor da fatura nas ofertas mono gás corresponde ao valor da fatura de gás natural e o valor da fatura nas ofertas duais corresponde ao valor total da fatura de gás natural e eletricidade. Os valores não incluem taxas e impostos.

⁵⁸ No caso de uma fatura de gás natural a componente de “impostos e taxas” corresponde ao imposto sobre o valor acrescentado (IVA) e ao Imposto Especial de Consumo de gás natural combustível.

14.2 EVOLUÇÃO DAS OFERTAS COMERCIAIS PARA BP ≤

Consumidor tipo 1:

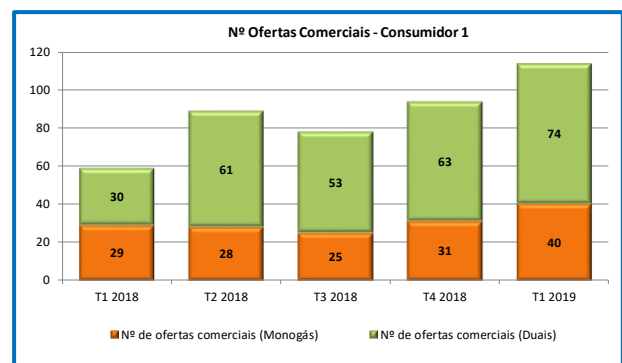
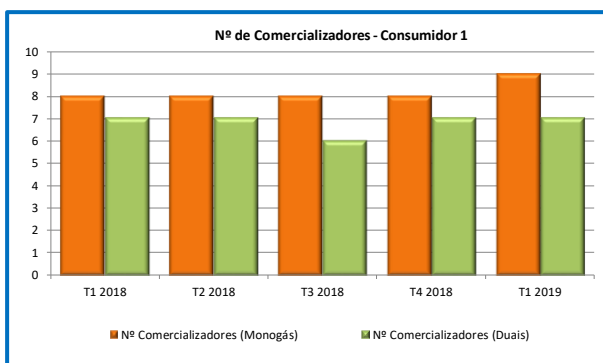


Casal **sem filhos** e sem aquecimento central
consumo anual: 138 m³

EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE COMERCIALIZADORES E DE OFERTAS COMERCIAIS

Para o consumidor tipo 1 existem atualmente 9 comercializadores com ofertas mono gás e 7 comercializadores com ofertas duais. Adicionalmente 3 comercializadores apresentam ofertas com serviços adicionais.

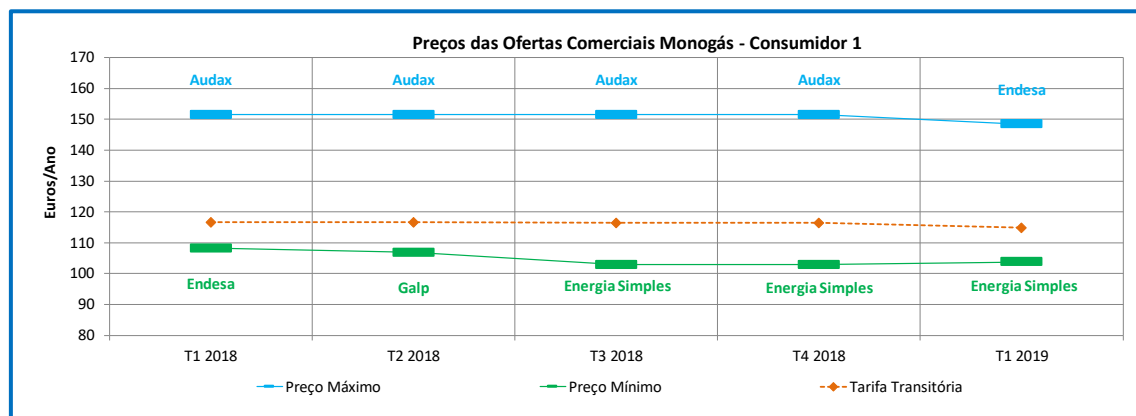
O número de ofertas comerciais tem vindo a aumentar, atingindo um valor máximo no 1.º trimestre de 2019, com um total de 114 ofertas comerciais (40 ofertas mono gás e 74 ofertas duais) ⁵⁹.



⁵⁹ A partir do 2.º trimestre de 2018 passaram a ser contabilizadas as ofertas duais com a opção bi-horária na componente de eletricidade. Até ao 1.º trimestre de 2018 apenas eram contabilizadas as ofertas duais com a opção simples na componente de eletricidade.

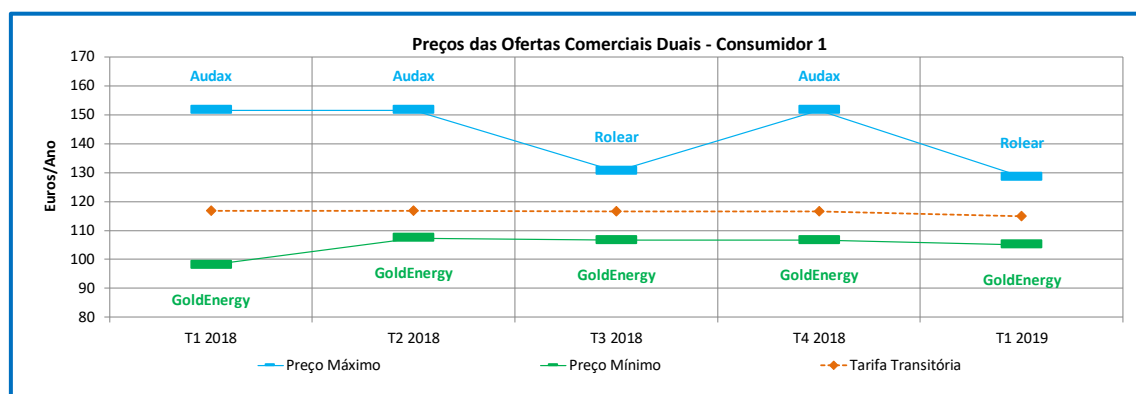
EVOLUÇÃO DOS PREÇOS REAIS DAS OFERTAS COMERCIAIS MONOGÁS

Ao longo do período em análise o diferencial entre a oferta comercial mono gás mais competitiva e a oferta comercial mono gás menos competitiva mantém-se praticamente constante, apresentando uma ligeira diminuição no 1.º trimestre de 2019, face aos dois trimestres anteriores, com um valor de -45 €/ano. Comparativamente com a tarifa transitória em vigor verifica-se que a oferta comercial mono gás de menor preço é sempre mais competitiva do que a tarifa regulada.



EVOLUÇÃO DOS PREÇOS REAIS DAS OFERTAS COMERCIAIS DUAIS⁶⁰

Ao longo do período em análise o diferencial entre a oferta comercial dual mais competitiva e a oferta comercial dual menos competitiva apresenta algumas oscilações. No 1.º trimestre de 2019 este diferencial diminuiu face ao trimestre anterior, atingindo o valor de -23 €/ano. Comparativamente com a tarifa transitória em vigor verifica-se que a oferta comercial dual de menor preço é sempre mais competitiva do que a tarifa regulada.



⁶⁰ O valor apresentado para a fatura anual corresponde apenas à parcela de gás natural da oferta dual.

Consumidor tipo 2:

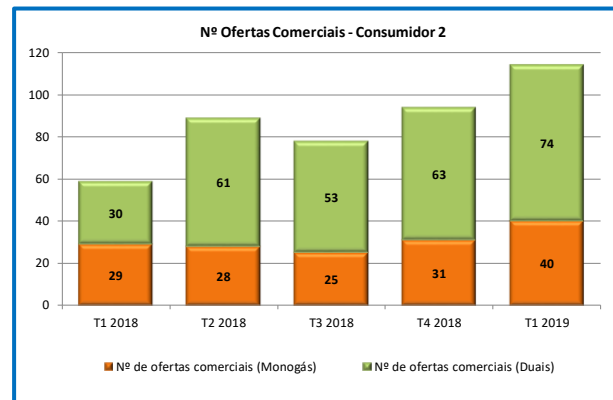
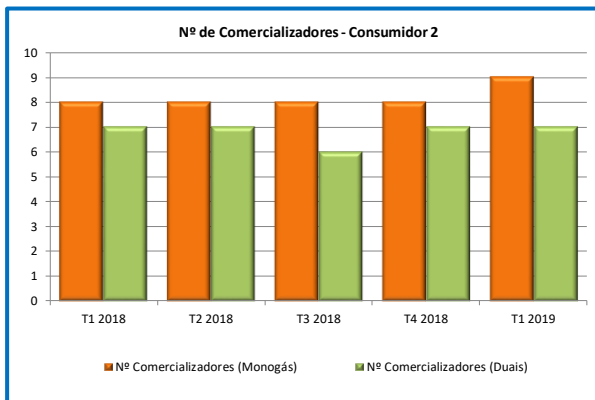


Casal dois com filhos e sem aquecimento central
consumo anual: 292 m³

EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE COMERCIALIZADORES E DE OFERTAS COMERCIAIS

Para o consumidor tipo 2 existem atualmente 9 comercializadores com ofertas mono gás e 7 comercializadores com ofertas duais. Adicionalmente 3 comercializadores apresentam ofertas com serviços adicionais.

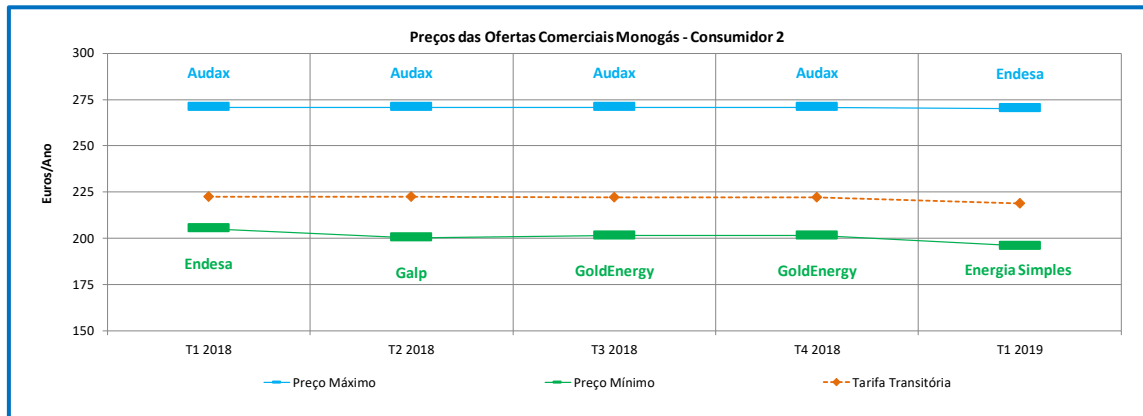
O número de ofertas comerciais tem vindo a aumentar, atingindo um valor máximo no 1.º trimestre de 2019, com um total de 114 ofertas comerciais (40 ofertas mono gás e 74 ofertas duais)⁶¹.



⁶¹ A partir do 2.º trimestre de 2018 passaram a ser contabilizadas as ofertas duais com a opção bi-horária na componente de eletricidade. Até ao 1.º trimestre de 2018 apenas eram contabilizadas as ofertas duais com a opção simples na componente de eletricidade.

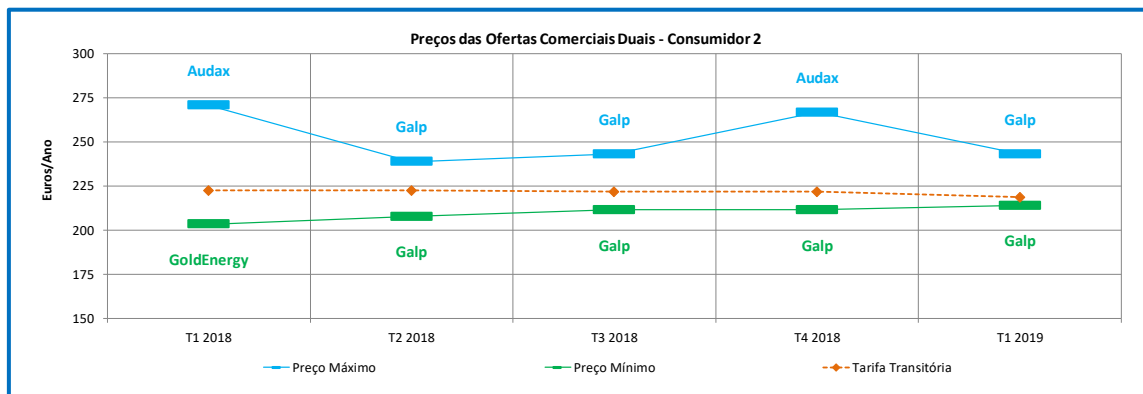
EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DAS OFERTAS COMERCIAIS MONOGÁS

Ao longo do período em análise o diferencial entre a oferta comercial mono gás mais competitiva e a oferta comercial mono gás menos competitiva mantém-se praticamente constante, apresentando no 1.º trimestre de 2019 um ligeiro acréscimo, atingindo um valor de aproximadamente -74 €/ano. Comparativamente com a tarifa transitória em vigor verifica-se que a oferta comercial mono gás de menor preço é sempre mais competitiva do que a tarifa regulada.



EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DAS OFERTAS COMERCIAIS DUAIS⁶²

Ao longo do período em análise o diferencial entre a oferta comercial dual mais competitiva e a oferta comercial dual menos competitiva apresenta algumas oscilações. No 1.º trimestre de 2019 este diferencial diminuiu face ao trimestre anterior, atingindo o valor de -29 €/ano. Comparativamente com a tarifa transitória em vigor verifica-se que a oferta comercial dual de menor preço é sempre mais competitiva do que a tarifa regulada.

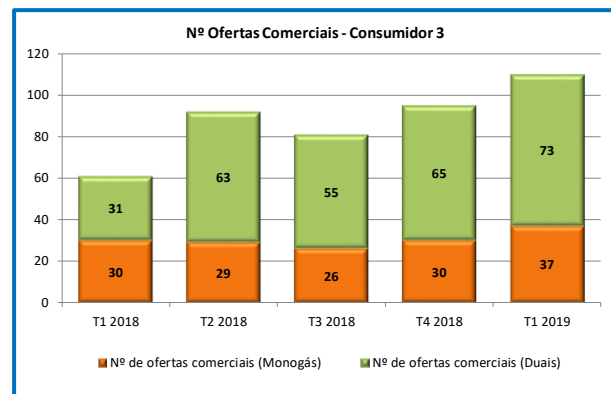
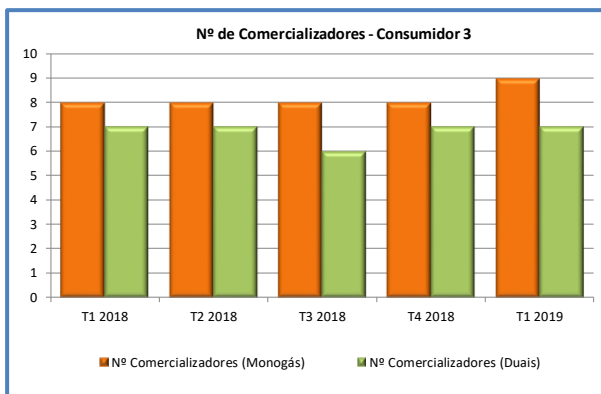


⁶² O valor apresentado para a fatura anual corresponde apenas à parcela de gás natural da oferta dual.

Consumidor tipo 3:**EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE COMERCIALIZADORES E DE OFERTAS COMERCIAIS**

Para o consumidor tipo 3 existem atualmente 9 comercializadores com ofertas mono gás e 7 comercializadores com ofertas duais. Adicionalmente 3 comercializadores apresentam ofertas com serviços adicionais.

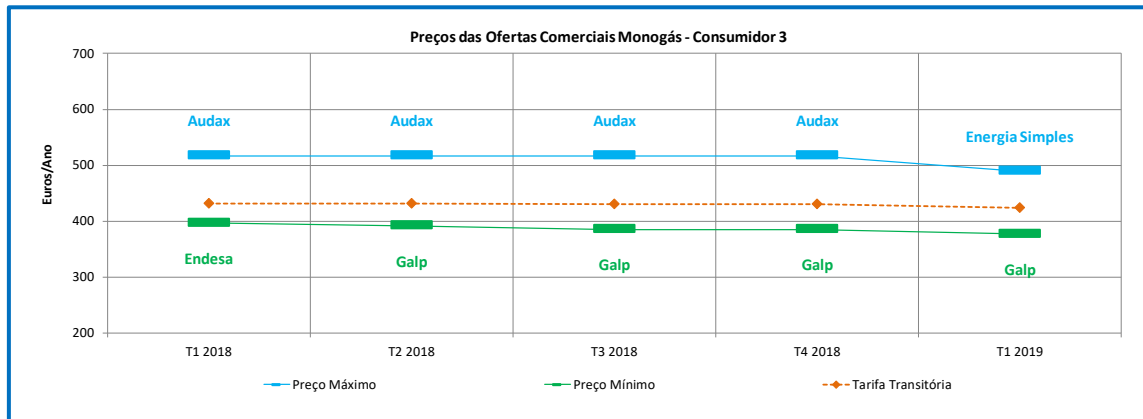
O número de ofertas comerciais tem vindo a aumentar, atingindo um valor máximo no 1.º trimestre de 2019, com um total de 110 ofertas comerciais (37 ofertas mono gás e 73 ofertas duais) ⁶³.



⁶³ A partir do 2.º trimestre de 2018 passaram a ser contabilizadas as ofertas duais com a opção bi-horária na componente de eletricidade. Até ao 1.º trimestre de 2018 apenas eram contabilizadas as ofertas duais com a opção simples na componente de eletricidade.

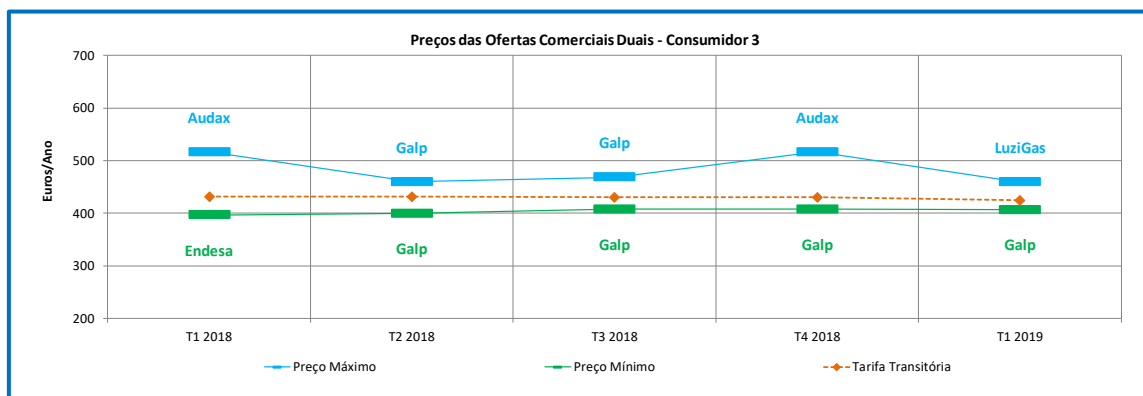
EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DAS OFERTAS COMERCIAIS MONOGÁS

Ao longo do período em análise o diferencial entre a oferta comercial mono gás mais competitiva e a oferta comercial mono gás menos competitiva mantém-se praticamente constante, apresentando uma ligeira descida no 1.º trimestre de 2019, com um valor de -112 €/ano. Comparativamente com a tarifa transitória em vigor verifica-se que a oferta comercial mono gás de menor preço é sempre mais competitiva do que a tarifa regulada.



EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DAS OFERTAS COMERCIAIS DUAIS⁶⁴

Ao longo do período em análise o diferencial entre a oferta comercial dual mais competitiva e a oferta comercial dual menos competitiva apresenta algumas oscilações, sendo que no 1.º trimestre de 2019 este diferencial diminui face ao trimestre anterior, atingindo o valor de -53 €/ano. Comparativamente com a tarifa transitória em vigor verifica-se que a oferta comercial dual de menor preço é sempre mais competitiva do que a tarifa regulada.



⁶⁴ O valor apresentado para a fatura anual corresponde apenas à parcela de gás natural da oferta dual.

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

Neste capítulo é efetuada a comparação das tarifas de acesso às infraestruturas de gás natural entre Portugal e Espanha. Na comparação de preços das tarifas de acesso são consideradas as tarifas de acesso ao sistema de gás natural atualmente em vigor, em Espanha, e as tarifas de gás natural para o ano gás 2019-2020, em Portugal.

Em Espanha, o Real-Decreto 949/2001, de 3 de agosto, que regula o acesso de terceiros às infraestruturas de gás natural e que estabelece o sistema económico integrado do setor de gás natural, define no capítulo IV a estrutura das tarifas de acesso às infraestruturas de gás natural. As tarifas de acesso ao sistema de gás natural em Espanha são fixadas anualmente, com possibilidade de atualização trimestral, sendo que as tarifas em vigor desde 1 de janeiro de 2019 e consideradas nesta análise foram estabelecidas pela Orden TEC/1367/2018, de 20 dezembro (não houve variação dos preços das tarifas de acesso em Espanha, em relação às tarifas de acesso que vigoraram em 2015, 2016, 2017 e 2018).

15.1 TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS

Em Portugal a tarifa de receção de GNL é uma tarifa monómia, com um termo variável, definido em €/kWh. Em Espanha, a tarifa de descarga de navios é uma tarifa binómia composta por um termo fixo, definido em €/navio, e por um termo variável, definido em €/kWh.

No Quadro 15-1 apresentam-se os preços considerados para a parcela de receção de GNL, em ambos os países.

Quadro 15-1 - Preços da parcela de Receção de GNL⁶⁵

PARCELA DE RECEÇÃO	PREÇOS PT opção base	PREÇOS ES
Termo Fixo (EUR/navio)	-	33 978
Termo Variável (EUR/kWh)	0,000040	0,000069

⁶⁵ Valores em Espanha definidos no anexo da Orden TEC/1367/2018, de 20 Dezembro, tendo como referência o terminal de Huelva.

Em ambos os países a tarifa de Armazenamento de GNL é uma tarifa monómia, aplicável à totalidade de GNL armazenado, composta por um termo variável, definido em (€/kWh/dia)/dia ou (€/kWh/dia)/mês.

Em Portugal a tarifa de Armazenamento de GNL tem preços diferenciados de acordo com o prazo do produto de capacidade: produto anual, produto trimestral, produto mensal e produto diário (nas tarifas para o ano gás 2019-2020 os preços dos vários produtos são iguais).

No Quadro 15-2 apresentam-se os preços considerados para a parcela de armazenamento de GNL, em ambos os países.

Quadro 15-2 - Preço da parcela de Armazenamento de GNL⁶⁶

PARCELA DE ARMAZENAMENTO	PREÇOS PT produto anual	PREÇOS PT produto trimestral	PREÇOS PT produto mensal	PREÇOS PT produto diário	PREÇOS ES
Termo Variável (EUR/kWh/dia)/dia	0,00001909	0,00001909	0,00001909	0,00001909	0,000032400

A tarifa de Regaseificação inclui a atividade de vaporização ou carga de cisternas de GNL, sendo que para efeitos de comparação de preços apenas se considera a atividade de regaseificação. Em ambos os países a tarifa de Regaseificação é uma tarifa binómia composta por um termo de capacidade, definido em €/kWh/dia, e por um termo variável, definido em €/kWh.

Em Portugal a tarifa de Regaseificação de GNL tem preços diferenciados para o termo de capacidade, de acordo com o prazo do produto de capacidade: produto anual, produto trimestral, produto mensal, produto diário e produto intra-diário (nas tarifas para o ano gás 2019-2020 os preços são diferentes para cada um destes produtos de capacidade).

Em Espanha, através da Orden ETU/1977/2016, de 23 dezembro, foram definidas tarifas a aplicar a contratos com duração inferior a 1 ano: contrato trimestral, contrato mensal, contrato diário e contrato intra-diário. Nestes contratos são consideradas as tarifas acrescidas de coeficientes que se aplicam ao termo de capacidade da tarifa de Regaseificação, de acordo com o período de duração do contrato em causa.

No anexo da Orden ETU/1977/2016, de 23 dezembro, foram estabelecidos os coeficientes a aplicar aos contratos de curta duração, apresentados no Quadro 15-3.

⁶⁶ Valores em Espanha definidos no anexo da Orden TEC/1367/2018, de 20 Dezembro.

Quadro 15-3 - Coeficientes a aplicar nos contratos de curta duração, em Espanha

Mês	Produto Intradiaário	Produto Diário	Produto Mensal	Produto Trimestral
Janeiro	0,25	0,15	2,30	1,91
Fevereiro	0,22	0,13	2,00	
Março	0,21	0,13	1,90	
Abril	0,16	0,09	1,40	1,21
Mai	0,16	0,09	1,20	
Junho	0,13	0,08	1,00	
Julho	0,14	0,08	1,20	1,08
Agosto	0,11	0,07	1,00	
Setembro	0,13	0,08	1,20	
Outubro	0,15	0,09	1,30	1,36
Novembro	0,16	0,09	1,40	
Dezembro	0,18	0,11	1,60	

No quadro seguinte apresentam-se os preços considerados para a parcela de regaseificação de GNL, em Portugal e Espanha (não é considerado o produto de capacidade intra-diário de Portugal).

Quadro 15-4 - Preços da parcela de Regaseificação de GNL⁶⁷

PARCELA REGASEIFICAÇÃO	PREÇOS PT produto anual	PREÇOS PT produto trimestral	PREÇOS PT produto mensal	PREÇOS PT produto diário	PREÇOS ES
Termo Fixo (*)	0,00013716	0,00017831	0,00020574	0,00027432	0,019612
Termo Variável (EUR/kWh)	0,00011782	0,00011782	0,00011782	0,00011782	0,000116

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

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 2019-2020.

Verifica-se que no caso de Espanha existe uma estrutura de custos de capacidade mais pesada do que em Portugal, com um valor da capacidade contratada de regaseificação de GNL cerca de 5,2 vezes os valores da capacidade contratada de regaseificação de GNL no Terminal de Sines. A componente variável da energia de receção (incluindo a descarga de navios em Espanha) e da energia de regaseificação é, em Espanha, cerca de 1,6 vezes o valor equivalente no Terminal de Sines.

⁶⁷ Valores em Espanha definidos no anexo da Orden TEC/1367/2018, de 20 Dezembro.

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

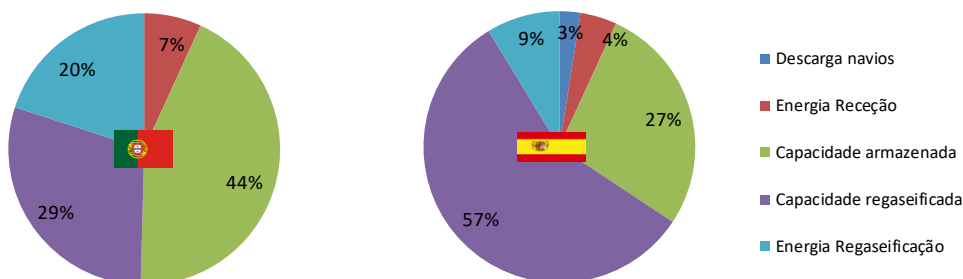
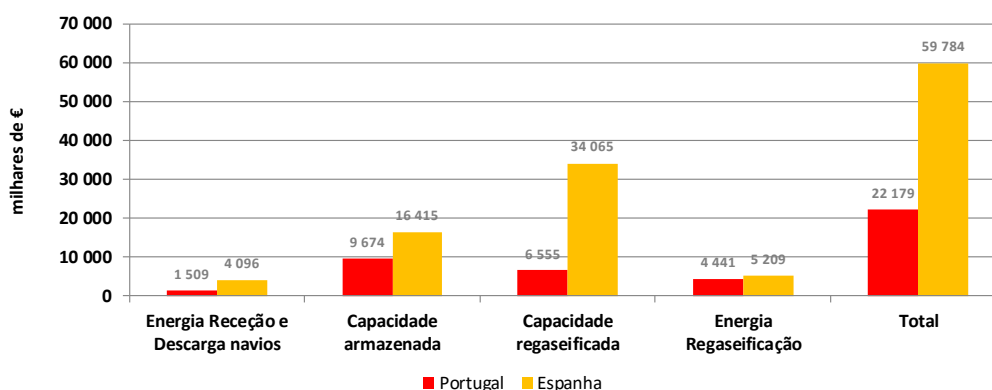


Figura 15-2 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha



Na Figura 15-3, na Figura 15-4, na Figura 15-5 e na Figura 15-6 apresenta-se a evolução dos preços médios de acesso no Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL de Portugal e de Espanha, em função do número anual de navios metaneiros que descarregam a sua carga de GNL.

Nesta análise foram considerados navios metaneiros com uma carga média de 870 GWh (125 000 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. No caso da descarga de navios em Espanha é considerado o terminal de Huelva como referência.

Em Portugal são considerados quatro cenários distintos: a utilização do terminal através de um contrato com duração superior a 1 ano (produto anual) e a utilização do terminal através de contratos com duração inferior a 1 ano (produto trimestral, produto mensal e produto diário).

Em Espanha, para além do contrato base, com duração superior a 1 ano, são também considerados contratos trimestrais, mensais e diários, com a aplicação dos fatores de penalização ao termo fixo da tarifa de Regaseificação de GNL. Para cada um destes contratos com duração inferior a 1 ano, em Espanha, são considerados dois cenários distintos: o Cenário Pessimista, onde os fatores de penalização são aplicados por ordem decrescente, e o Cenário Otimista, com uma aplicação dos fatores de penalização na ordem inversa. 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).

Figura 15-3 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto anual)

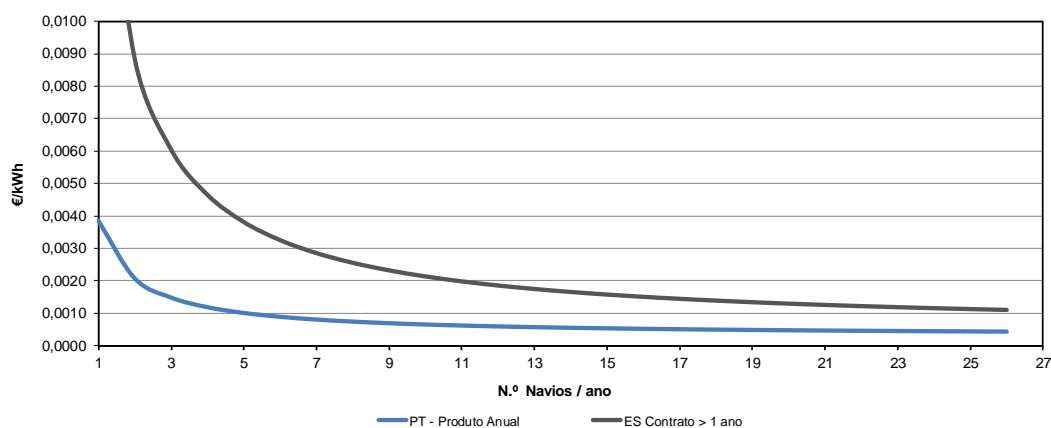


Figura 15-4 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto trimestral)

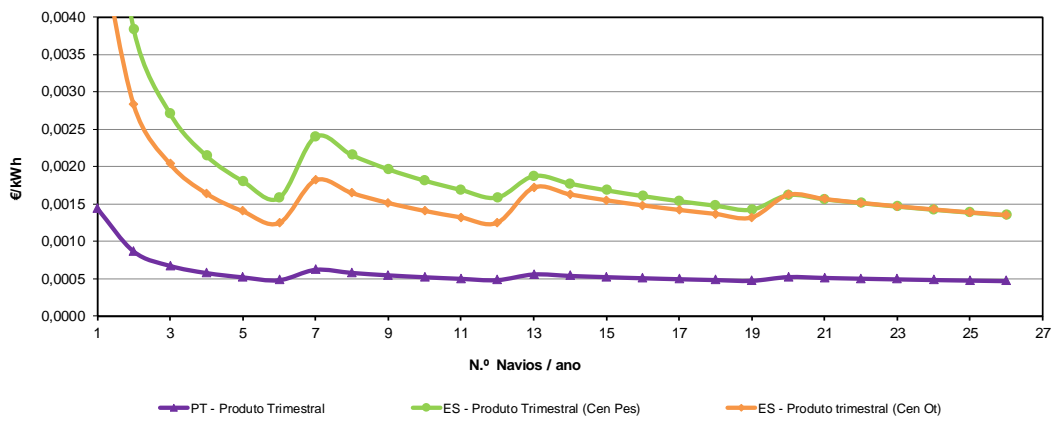


Figura 15-5 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto mensal)

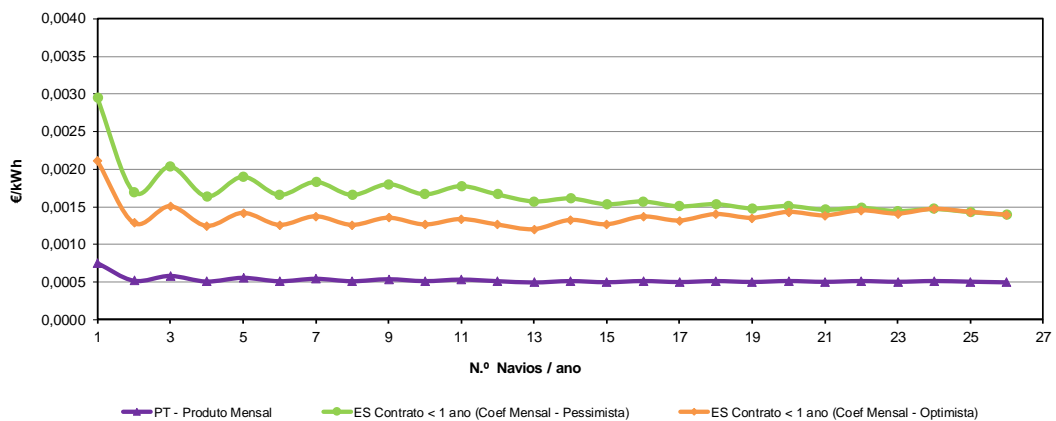
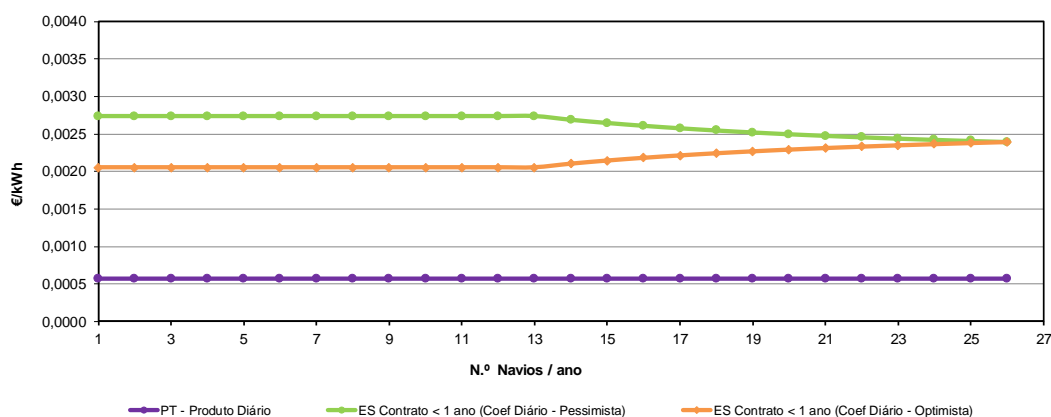


Figura 15-6 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto diário)



Comparando os preços médios de utilização do terminal conclui-se que:

- Com contratos anuais verifica-se que o custo de utilização do Terminal de GNL é mais baixo em Portugal do que em Espanha, sendo o diferencial de preços maior para um número de descargas mais reduzido.
- Com contratos de duração inferior a 1 ano (contratos trimestrais, mensais e diários) verifica-se que o custo de utilização do Terminal de GNL em Portugal é sempre mais baixo do que em Espanha.

15.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Em Portugal e em Espanha a tarifa de Armazenamento Subterrâneo é uma tarifa trinómia composta por um termo de capacidade aplicável à capacidade de armazenamento contratada, definido em euros/(kWh/dia)/mês, e por dois termos variáveis aplicáveis ao volume de gás injetado ou extraído, definidos em euros/kWh.

Em Portugal o termo de capacidade da tarifa de Armazenamento de GNL tem preços diferenciados de acordo com o prazo do produto de capacidade: produto anual, produto trimestral, produto mensal e produto diário (nas tarifas para o ano gás 2019-2020 os preços do produto anual, trimestral e mensal são iguais).

Em Espanha, através da Orden ETU/1977/2016, de 23 dezembro, foram definidas tarifas a aplicar a contratos com duração inferior a 1 ano: contratos intradiários, contratos diários, contratos mensais e

trimestrais. Nestes contratos são consideradas as tarifas acrescidas de coeficientes que se aplicam ao termo de capacidade e aos termos variáveis de injeção e extração da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, de acordo com o período de duração do contrato em causa.

No anexo da Orden ETU/1977/2016, de 23 dezembro, foram estabelecidos os coeficientes a aplicar aos contratos de curta duração apresentados no Quadro 15-3.

No quadro seguinte apresentam-se os preços considerados para a tarifa de Armazenamento Subterrâneo, em Portugal e Espanha.

Quadro 15-5 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo⁶⁸

USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	PREÇOS PT produto anual	PREÇOS PT produto trimestral	PREÇOS PT produto mensal	PREÇOS PT produto diário	PREÇOS ES
Termo de Injeção (EUR/kWh)	0,00012318	0,00012318	0,00012318	0,00012318	0,000244
Termo de Extração (EUR/kWh)	0,00012318	0,00012318	0,00012318	0,00012318	0,000131
Termo Fixo (EUR/(kWh/dia)/mês) (*)	0,000016	0,000016	0,000017	0,00001810	0,000411

(*) (EUR/(kWh/dia)/dia) em PT, para o produto diário

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 do armazenamento subterrâneo 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 comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo em Portugal e Espanha, considerando o perfil de utilização referido anteriormente, 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.

⁶⁸ Valores em Espanha definidos no anexo da Orden TEC/1367/2018, de 20 Dezembro.

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

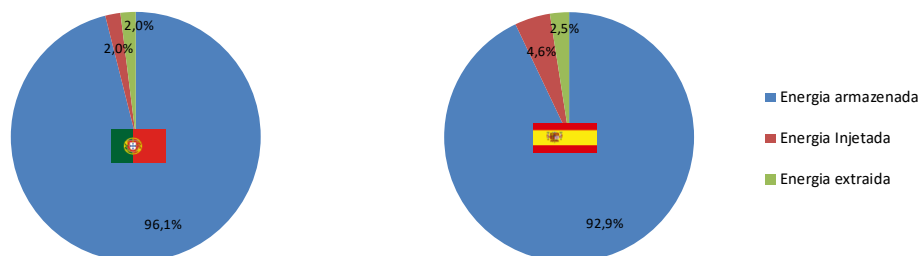
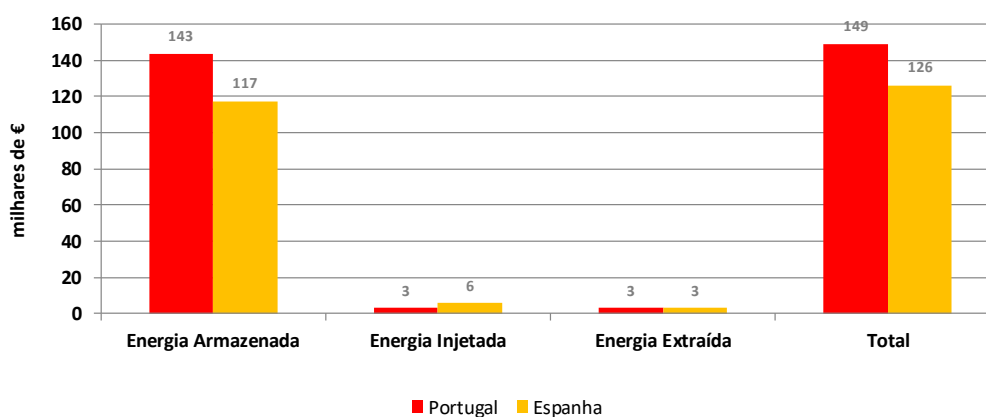


Figura 15-8 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha



Da Figura 15-9 à Figura 15-12 apresenta-se a evolução dos 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 a 1 ano, são também considerados contratos trimestrais, mensais e diários, com a aplicação dos fatores de penalização ao termo de capacidade e aos termos variáveis de injeção e extração do Armazenamento Subterrâneo. Para cada um destes contratos com duração inferior a 1 ano, em Espanha, são considerados dois cenários distintos: o

Cenário Pessimista, onde os fatores de penalização são aplicados por ordem decrescente, e o Cenário Otimista, com uma aplicação dos fatores de penalização na ordem inversa. 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).

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

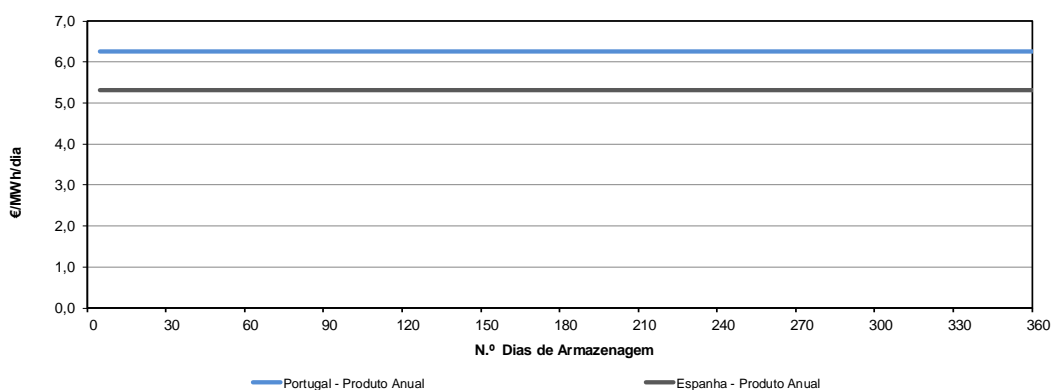


Figura 15-10 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto trimestral)

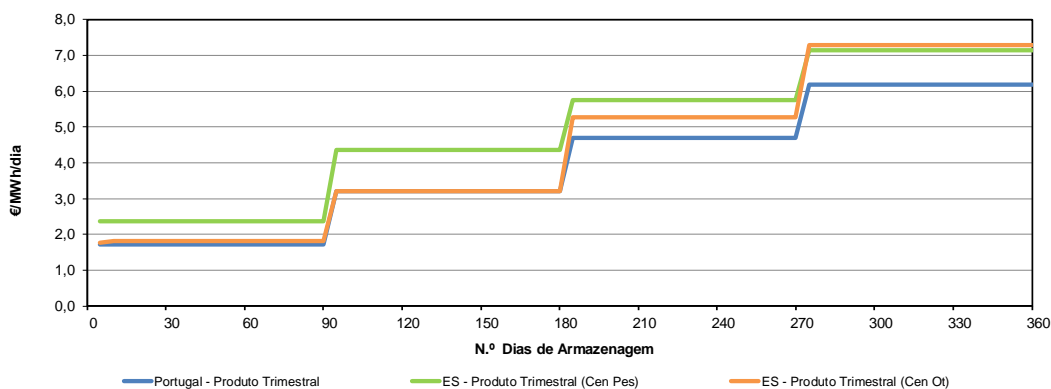


Figura 15-11 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto mensal)

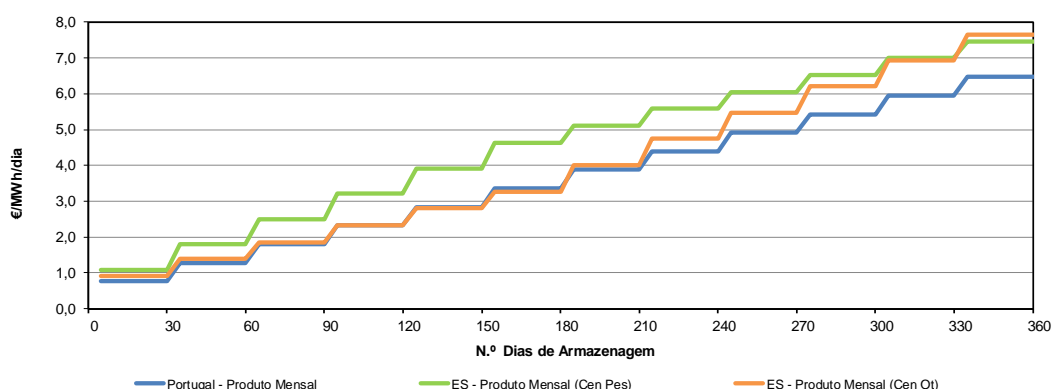
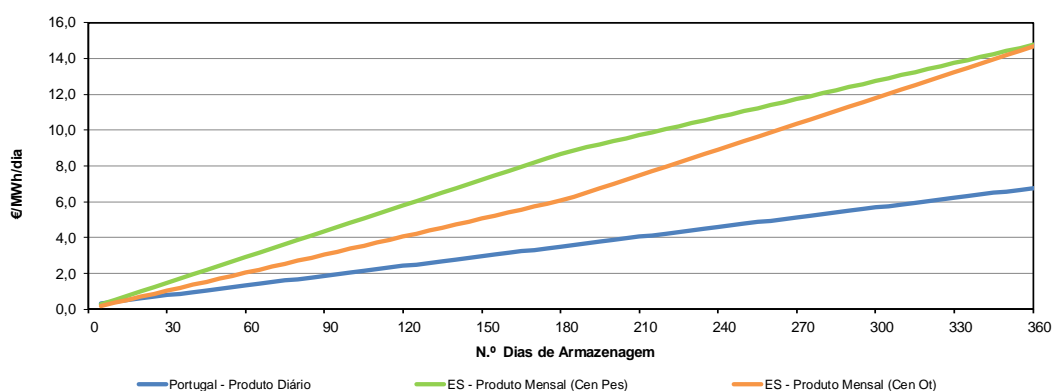


Figura 15-12 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produto diário)



Verifica-se que para contratos anuais os preços de acesso ao armazenamento subterrâneo são mais vantajosos em Espanha do que em Portugal. No caso dos contratos com uma duração inferior a 1 ano (contratos trimestrais, mensais e diários) os preços de acesso ao armazenamento subterrâneo em Portugal são, de uma forma geral, mais vantajosos do que em Espanha (cenário otimista e cenário pessimista).

15.3 TARIFA DE ACESSO À REDE DE TRANSPORTE

Em Portugal as tarifas de acesso à rede de transporte aplicam-se às redes de alta pressão (AP) para entrega a clientes em AP e para entrega a produtores de eletricidade em regime ordinário, com duas opções tarifárias distintas: Longas Utilizações e opção Flexível (contrato diário, contrato exclusivamente mensal e contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão). Na análise comparativa apenas se consideram como opções flexíveis a opção flexível diária e a opção exclusivamente mensal:

- Para a opção de Longas Utilizações a tarifa de acesso à rede de transporte em Portugal tem duas componentes: um termo de capacidade utilizada, em $\text{€}/(\text{kWh}/\text{dia})/\text{mês}$, e um termo de energia, definido em $\text{€}/\text{kWh}$. A capacidade utilizada, definida com base no histórico de capacidade dos últimos 12 meses, é contratada por um período anual, sendo o seu preço igual durante esse período.
- Para a opção flexível diária e para a opção exclusivamente mensal a tarifa de acesso à rede de transporte em Portugal tem duas componentes: um termo de capacidade utilizada, em $\text{€}/(\text{kWh}/\text{dia})/\text{mês}$, e um termo de energia, definido em $\text{€}/\text{kWh}$. Nestas opções flexíveis a capacidade base anual contratada é nula, sendo o pagamento de capacidade apenas devido nos meses com consumos de gás natural. A capacidade mensal corresponde ao máximo consumo diário registado no mês da fatura.

Com a opção flexível diária, o preço da capacidade diária nos meses de verão (abril a setembro) é 6 vezes superior ao preço de capacidade da tarifa de Longas Utilizações. O preço da capacidade diária nos meses de inverno (outubro a março) é 10 vezes superior ao preço de capacidade da tarifa de longas utilizações.

Com a opção flexível exclusivamente mensal, o preço da capacidade mensal nos meses de verão (abril a setembro) é 1,5 vezes superior ao preço de capacidade da tarifa de Longas Utilizações. O preço da capacidade mensal nos meses de inverno (outubro a março) é 3 vezes superior ao preço de capacidade da tarifa de Longas Utilizações.

Nos quadros seguintes apresentam-se as tarifas de acesso à rede de transporte de alta pressão, em Portugal, para o ano gás 2019-2020, para as opções consideradas nesta análise.

Quadro 15-6 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS A PRODUTORES DE ELETRICIDADE EM REGIME ORDINÁRIO							
Opção tarifária	Energia	Capacidade Utilizada / Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)	Capacidade Base Anual / Capacidade Utilizada	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês	(€/kWh/dia)/mês	(€/kWh/dia)/mês	(€/kWh/dia)/dia	(€/kWh/dia)/dia	(€/kWh/dia)/dia
Longas Utilizações	0,000152	0,014263			0,00046763		
Flexível Diária	0,000152					0,00280578	0,00467630
Flexível Mensal	0,000152		0,021394	0,042788		0,00070145	0,00140289
Flexível Anual	0,000152	0,014263	0,021394		0,00046763	0,00070145	

Quadro 15-7 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes finais em AP

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO PARA AS ENTREGAS A CLIENTES EM AP							
Opção tarifária	Energia	Capacidade Utilizada / Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)	Capacidade Base Anual / Capacidade Utilizada	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês	(€/kWh/dia)/mês	(€/kWh/dia)/mês	(€/kWh/dia)/dia	(€/kWh/dia)/dia	(€/kWh/dia)/dia
Longas Utilizações	0,000001	0,014263			0,00046763		
Flexível Diária	0,000001					0,00280578	0,00467630
Flexível Mensal	0,000001		0,021394	0,042788		0,00070145	0,00140289
Flexível Anual	0,000001	0,014263	0,021394		0,00046763	0,00070145	

Em Espanha, a tarifa de transporte e distribuição tem duas componentes⁶⁹: (i) um termo fixo de reserva de capacidade, definido em euros/(kWh/dia)/mês; (ii) um termo de transporte (conducción), função da pressão de desenho a que a instalação do consumidor esteja ligada, e composto por um termo fixo, definido em euros/(kWh/dia)/mês (grupos de clientes 1 e 2)⁷⁰ ou €/mês (grupo de clientes 3)⁷¹, e por um termo variável, definido em euros/kWh. Os valores dos termos fixo e variável são função da pressão de abastecimento e do consumo anual.

O termo de reserva de capacidade de transporte e distribuição é aplicável ao caudal diário a faturar a cada utilizador com contrato de acesso e é faturado pela empresa de transporte detentora das instalações onde está situado o ponto de entrada de gás natural ao sistema de transporte e distribuição. O termo de transporte é faturado pela empresa de distribuição detentora das instalações onde está situado o ponto de entrega de gás natural ao consumidor.

Considerando que o sistema tarifário espanhol agrega a rede de transporte e a rede de distribuição, a comparação dos preços médios, associados ao uso da rede de transporte, entre Portugal e Espanha, é

⁶⁹ Artigo 31.º do Real-Decreto 949/2001, de 3 de agosto.

⁷⁰ Grupo 1: Consumidores ligados a gasodutos cuja pressão de desenho seja superior a 60 bar.

Grupo 2: consumidores ligados a gasodutos cuja pressão de desenho seja superior a 4 bar e inferior ou igual a 60 bar.

⁷¹ Grupo 3: consumidores ligados a gasodutos cuja pressão de desenho seja inferior ou igual a 4 bar.

efetuada para os quatro maiores escalões de consumo do grupo 2 do sistema tarifário espanhol, dado que em Portugal apenas existem consumidores em alta pressão com consumos desta ordem de grandeza. O grupo 1 não foi incluído dado não existir nenhum consumidor em Portugal com este perfil.

No Quadro 15-8 são apresentados os valores do termo de reserva de capacidade e da componente fixa e variável do termo de transporte da tarifa de Transporte e Distribuição a vigorar em Espanha, para os quatro maiores escalões de consumo do grupo 2 do sistema tarifário espanhol.

Quadro 15-8 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte e Distribuição, em Espanha⁷²

USO DA REDE DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO	PREÇOS ES
Termo Fixo de Reserva de Capacidade (€/kWh/dia)/mês	0,010848
Termos de Transporte	
Tarifa 2.3: 30≥...>5 GWh/ano	
Termo fixo (€/kWh/dia)/mês	0,044971
Termo variável (€/kWh)	0,0012490
Tarifa 2.4: 100≥...>30 GWh/ano	
Termo fixo (€/kWh/dia)/mês	0,041210
Termo variável (€/kWh)	0,0011210
Tarifa 2.5: 500≥...>100 GWh/ano	
Termo fixo (€/kWh/dia)/mês	0,037887
Termo variável (€/kWh)	0,0009830
Tarifa 2.6: >500 GWh/ano	
Termo fixo (€/kWh/dia)/mês	0,034848
Termo variável (€/kWh)	0,0008520

Na análise comparativa da tarifa de acesso à rede de transporte, em Portugal e Espanha, consideram-se os seguintes pressupostos:

- Em Portugal são utilizadas as tarifas de acesso para o ano gás 2019-2020, abrangendo a tarifa de Uso Global do Sistema e a tarifa de Uso da Rede de Transporte.
- São utilizadas duas modulações distintas: uma modulação de 276 dias e outra modulação de 201 dias, no ponto de saída da rede, correspondendo estes valores a modulações médias dos clientes AP e dos centros electroprodutores, respetivamente.
- Para além das tarifas de acesso associadas ao ponto de saída, no cálculo do uso da rede de transporte em Portugal, é também aplicado ao ponto de entrada (utilizando como referência o

⁷² Valores em Espanha definidos no anexo da Orden TEC/1367/2018, de 20 Dezembro.

Terminal de Sines) um termo de capacidade contratada, considerando-se o custo do produto anual. É utilizada uma modulação de 200 dias.

- Na aplicação das tarifas em Espanha não foi considerado nenhum agravamento dos termos de capacidade de utilização associados quer ao termo de reserva de capacidade, quer ao termo de transporte.

15.3.1 COMPARAÇÃO DE PREÇOS PARA MODULAÇÕES CONSTANTES E EM FUNÇÃO DO CONSUMO

Na Figura 15-13 e Figura 15-14 apresenta-se a relação entre os preços das tarifas de Acesso à Rede de Transporte, em Portugal e Espanha, para diferentes valores de consumo anual e para modulações constantes de 276 dias e 201 dias, respetivamente.

Verifica-se que para a generalidade dos clientes industriais e ciclos combinados os preços médios de acesso pagos em Portugal são inferiores aos preços médios pagos em Espanha.

Figura 15-13 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados na rede de transporte em AP em Portugal e Espanha (modulação de 276 dias)

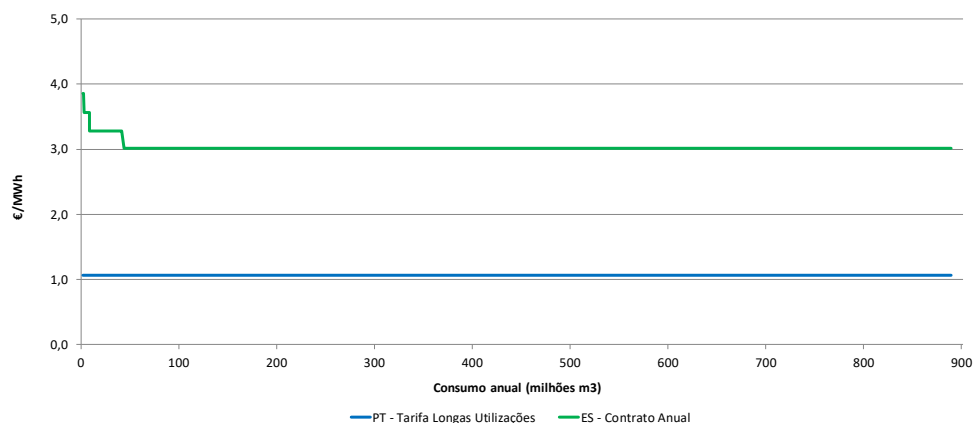
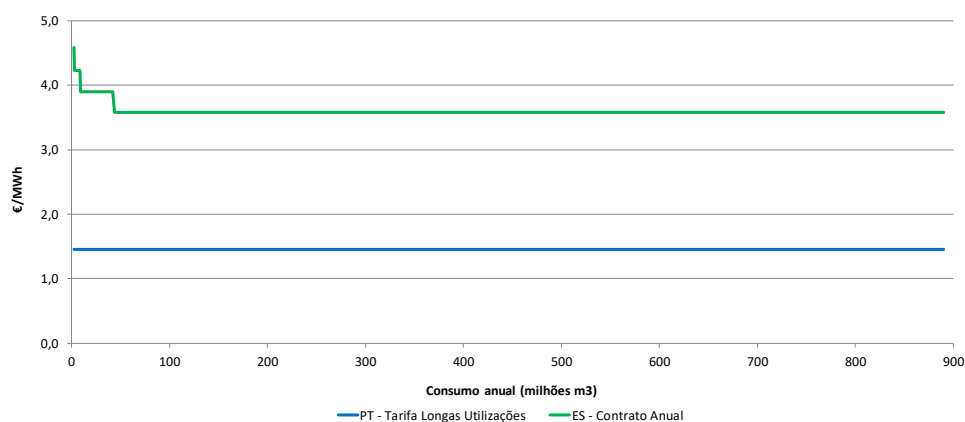


Figura 15-14 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados na rede de transporte em AP em Portugal e Espanha (modulação de 201 dias)



15.3.2 COMPARAÇÃO DE PREÇOS EM FUNÇÃO DA MODULAÇÃO

Neste ponto comparam-se os preços médios das tarifas de acesso às redes de alta pressão, em Portugal e Espanha, para diferentes valores de modulação, determinada pelo rácio entre o consumo anual e a capacidade utilizada.

Na análise comparativa entre Portugal e Espanha são considerados dois exemplos distintos, a saber, centro electroprodutor e cliente industrial ligado em alta pressão, com as seguintes características:

- Considera-se um **centro electroprodutor** com uma capacidade instalada de 7,3 GWh/dia (correspondente a uma central de ciclo combinado com uma potência instalada de 400 MW, rendimento de 55% e 10 horas de funcionamento diário), funcionando 5 dias úteis por semana.
- Considera-se um **cliente industrial ligado em alta pressão** com uma capacidade instalada de 3,9 GWh/dia.

Para a distribuição do consumo ao longo dos 365 dias do ano, para os vários valores de modulação, foram consideradas duas estratégias distintas de funcionamento do centro electroprodutor e do cliente industrial em AP, a saber:

- **Estratégia de enchimento uniforme:** na distribuição do consumo ao longo dos 365 dias do ano, para os vários valores de modulação, foi considerada uma alocação do consumo de uma forma uniforme ao longo dos vários meses e dias do ano.

- **Estratégia de enchimento progressivo:** na distribuição do consumo ao longo dos 365 dias do ano, para os vários valores de modulação, foi considerada uma alocação do consumo de uma forma gradual 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 três cenários distintos, com a aplicação da tarifa de longas utilizações, a opção flexível exclusivamente mensal e a opção flexível diária.

Em Espanha, através da Orden ETU/1977/2016, de 23 dezembro, foram definidas tarifas a aplicar a contratos com duração inferior a 1 ano: contratos intradiários, contratos diários, contratos mensais e contratos trimestrais. Nestes contratos são consideradas as tarifas acrescidas de coeficientes que se aplicam ao termo de reserva de capacidade da tarifa de Transporte e Distribuição e ao termo de capacidade de transporte da tarifa de Transporte e Distribuição, de acordo com o período de duração do contrato em causa.

No anexo da Orden ETU/1977/2016, de 23 dezembro, foram estabelecidos os coeficientes a aplicar aos contratos de curta duração, apresentados no Quadro 15-3.

Para cada um destes contratos com duração inferior a 1 ano, em Espanha, são considerados dois cenários distintos: o Cenário Pessimista, onde os fatores de penalização são aplicados por ordem decrescente, e o Cenário Otimista, com uma aplicação dos fatores de penalização na ordem inversa. 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).

A utilização da opção flexível em Portugal e dos contratos mensal e diário em Espanha implica a perda de prioridade na utilização da capacidade da rede, face aos utilizadores da opção de longas utilizações.

15.3.2.1 COMPARAÇÃO DE PREÇOS PARA CLIENTES INDUSTRIAIS EM AP, EM FUNÇÃO DA MODULAÇÃO

ESTRATÉGIA DE ENCHIMENTO UNIFORME

Nas figuras seguintes apresenta-se uma análise da evolução do custo de acesso às redes de transporte de gás natural, para um cliente industrial em AP, para os contratos com duração superior e inferior a 1 ano,

tendo por base a estratégia de enchimento uniforme. De notar que com esta estratégia de enchimento não existe diferenciação de preços na tarifa flexível mensal otimista e pessimista, em Portugal.

Figura 15-15 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal

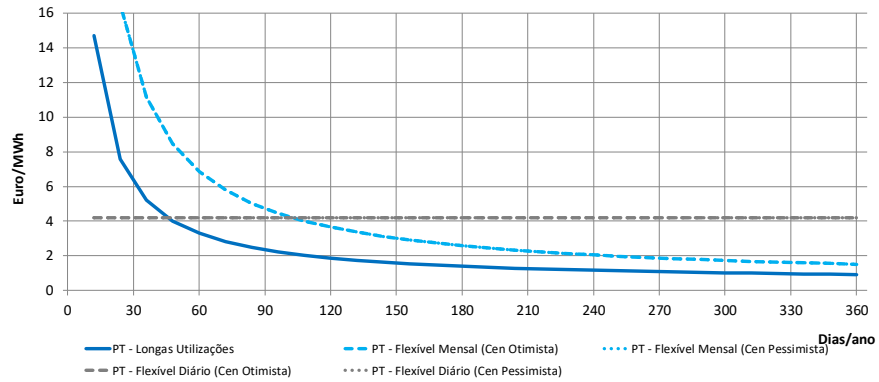


Figura 15-16 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Espanha

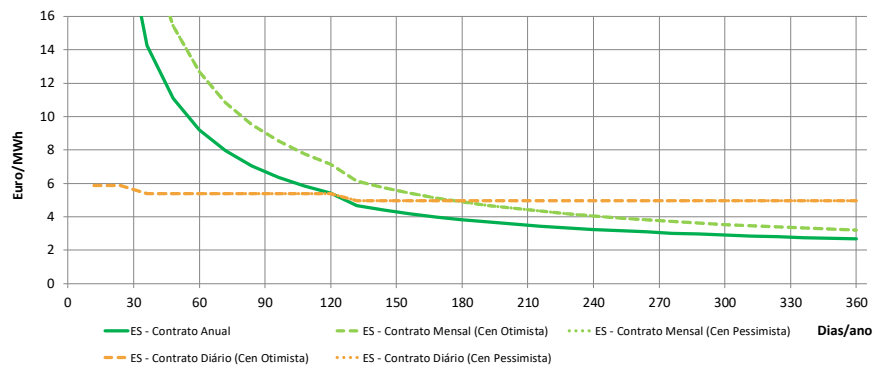


Figura 15-17 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (contratos com duração superior a 1 ano)

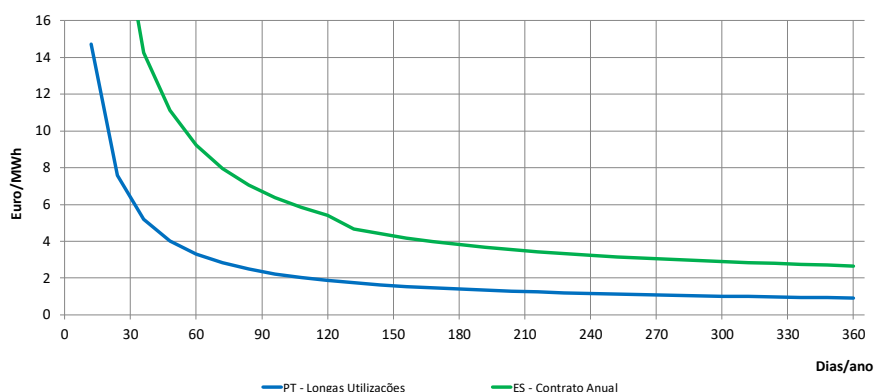
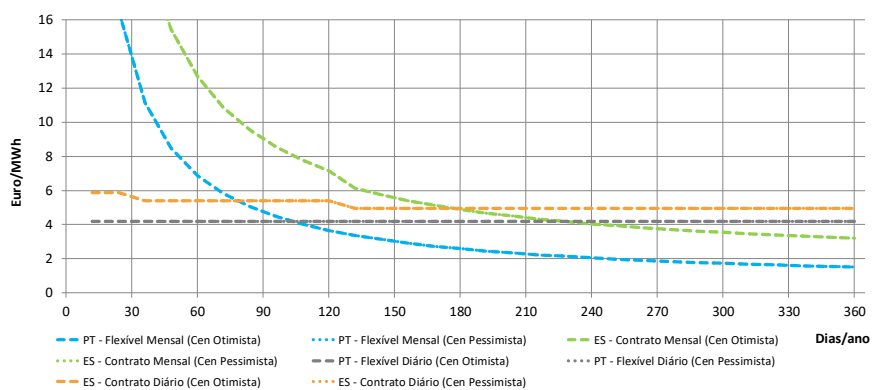


Figura 15-18 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (contratos com duração inferior a 1 ano)



Da análise das figuras anteriores verifica-se que:

- A opção de longas utilizações em Portugal é globalmente mais favorável do que o contrato anual em Espanha, sendo o diferencial de preços médios superior para modulações mais baixas.
- Em Portugal a opção flexível diária é a melhor opção tarifária para modulações reduzidas, inferiores a 50 dias. Para modulações superiores a 50 dias a melhor opção tarifária corresponde às longas utilizações.
- Comparando os preços médios dos contratos de duração inferior a 1 ano, em Portugal e Espanha, verifica-se que o contrato diário em Portugal é o mais favorável para modulações reduzidas,

inferiores a 100 dias. Para modulações superiores a 100 dias o contrato flexível exclusivamente mensal em Portugal é o mais vantajoso.

ESTRATÉGIA DE ENCHIMENTO PROGRESSIVO

Nas figuras seguintes apresenta-se uma análise da evolução do custo de acesso às redes de transporte de gás natural, para um cliente industrial em AP, para os contratos com duração superior e inferior a 1 ano, tendo por base a estratégia de enchimento progressivo.

Figura 15-19 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal

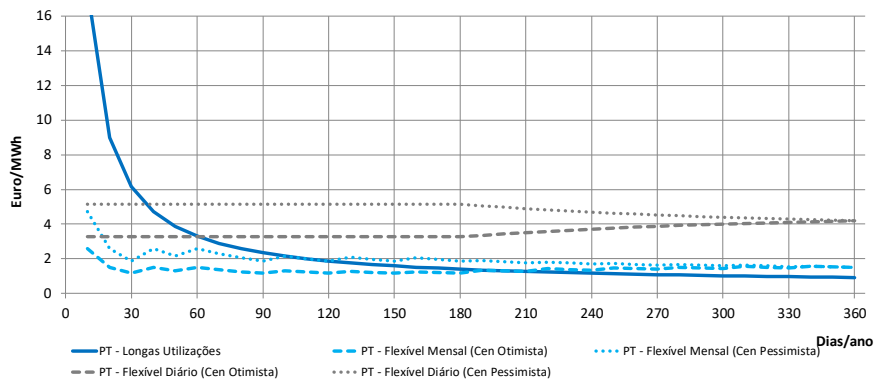


Figura 15-20 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Espanha

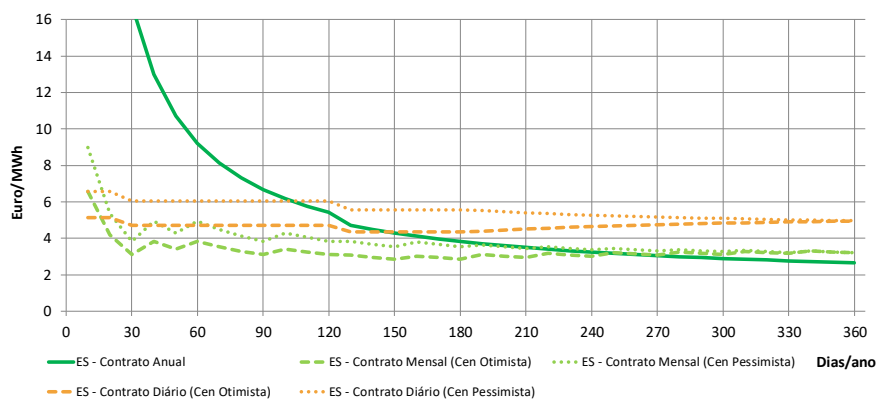


Figura 15-21 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (contratos com duração superior a 1 ano)

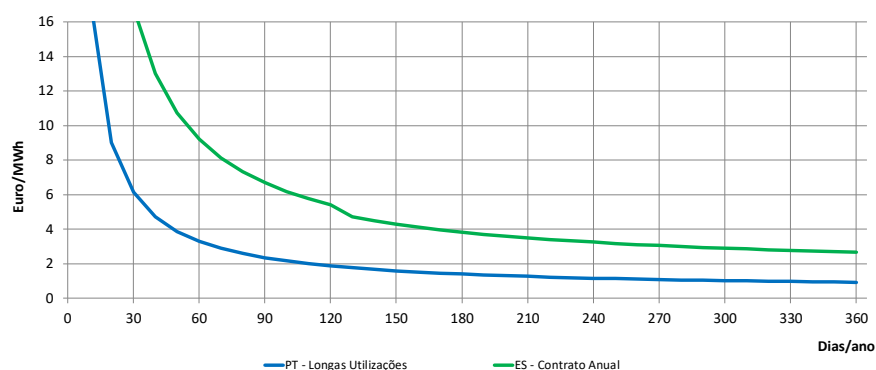
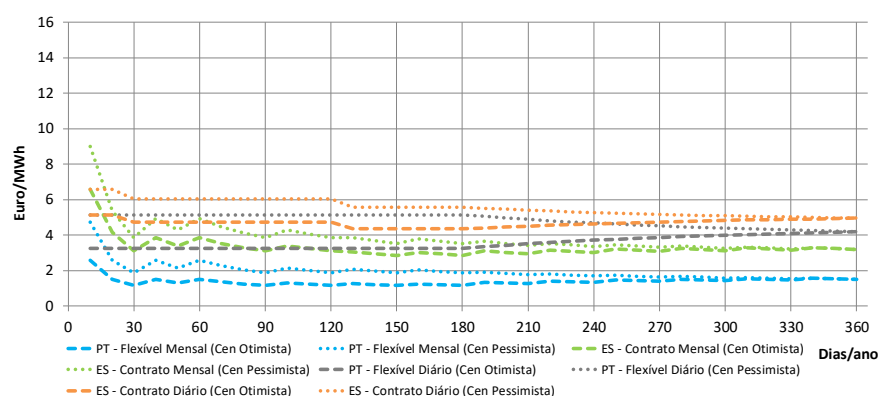


Figura 15-22 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (contratos com duração inferior a 1 ano)



Da análise das figuras anteriores verifica-se que:

- A opção de longas utilizações em Portugal é globalmente mais favorável do que o contrato anual em Espanha, sendo o diferencial de preços médios superior para modulações mais baixas.
- Em Portugal a opção flexível exclusivamente mensal (cenário otimista) é globalmente a melhor opção tarifária de acesso às redes para modulações inferiores a 190 dias. Para modulações mais elevadas os preços da opção de longas utilizações são mais vantajosos.
- Comparando os preços médios dos contratos de duração inferior a 1 ano, em Portugal e Espanha, verifica-se que o contrato flexível exclusivamente mensal em Portugal (cenário otimista) é globalmente mais favorável.

15.3.2.2 COMPARAÇÃO DE PREÇOS PARA CENTROS ELECTROPRODUTORES, EM FUNÇÃO DA MODULAÇÃO

ESTRATÉGIA DE ENCHIMENTO UNIFORME

Nas figuras seguintes apresenta-se uma análise da evolução do custo de acesso às redes de transporte de gás natural, para um centro electroprodutor, para os contratos com duração superior e inferior a 1 ano, tendo por base a estratégia de enchimento uniforme. De notar que com esta estratégia de enchimento não existe diferenciação de preços na tarifa flexível mensal otimista e pessimista, em Portugal.

Figura 15-23 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, em Portugal

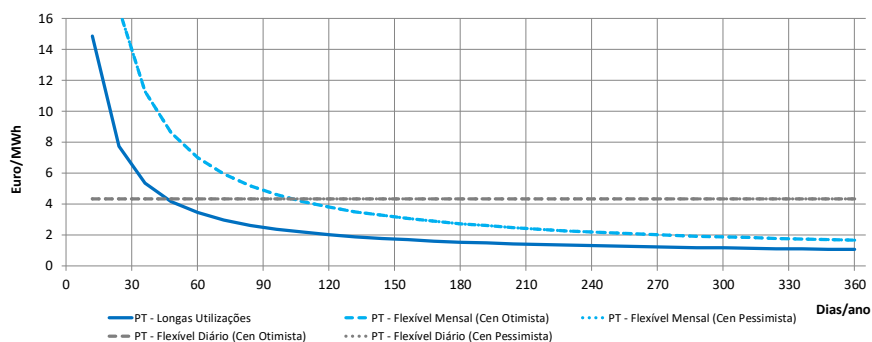


Figura 15-24 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, em Espanha

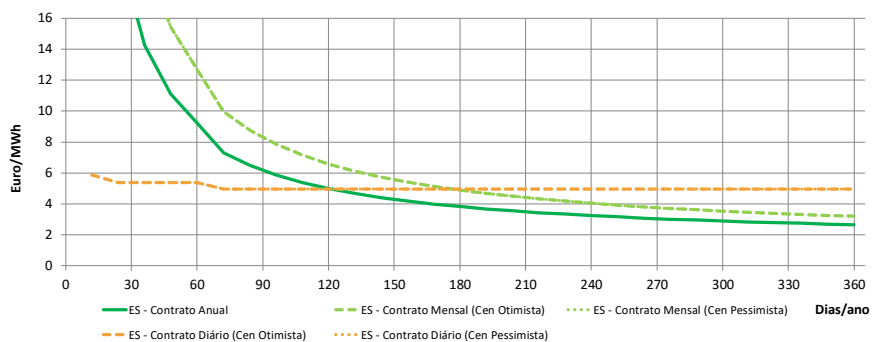


Figura 15-25 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, em Portugal e Espanha (contratos com duração superior a 1 ano)

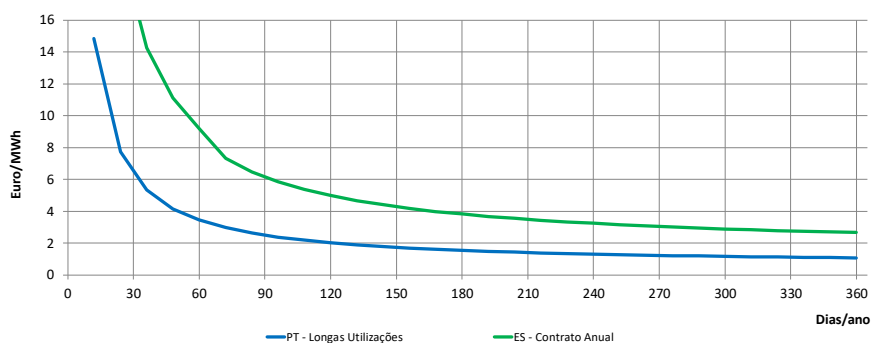
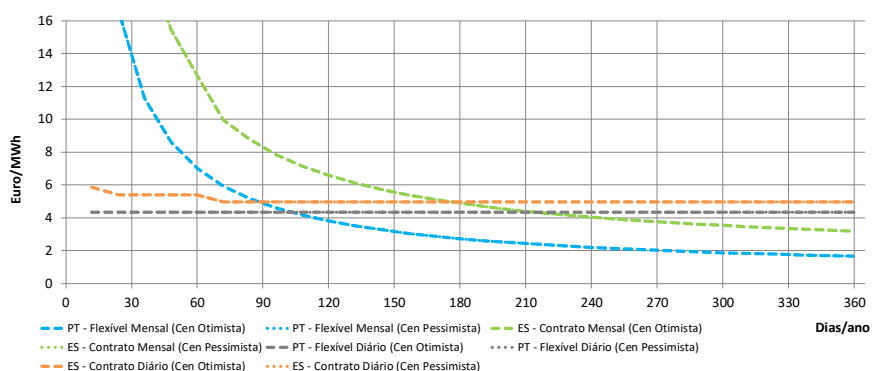


Figura 15-26 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros eletroprodutores, em Portugal e Espanha (contratos com duração inferior a 1 ano)



Da análise das figuras anteriores verifica-se que:

- A opção de longas utilizações em Portugal é globalmente mais favorável do que o contrato anual em Espanha, sendo o diferencial de preços médios superior para modulações mais baixas.
- Em Portugal a opção flexível diária é a melhor opção tarifária para modulações reduzidas, inferiores a 50 dias. Para modulações superiores a 50 dias a melhor opção tarifária corresponde às longas utilizações.
- Comparando os preços médios dos contratos de duração inferior a 1 ano, em Portugal e Espanha, verifica-se que o contrato diário em Portugal é o mais favorável para modulações reduzidas, inferiores a 100 dias. Para modulações superiores a 100 dias o contrato flexível exclusivamente mensal em Portugal é o mais vantajoso.

ESTRATÉGIA DE ENCHIMENTO PROGRESSIVO

Nas figuras seguintes apresenta-se uma análise da evolução do custo de acesso às redes de transporte de gás natural, para um centro electroprodutor, para os contratos com duração superior e inferior a 1 ano, tendo por base a estratégia de enchimento progressivo.

Figura 15-27 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, em Portugal

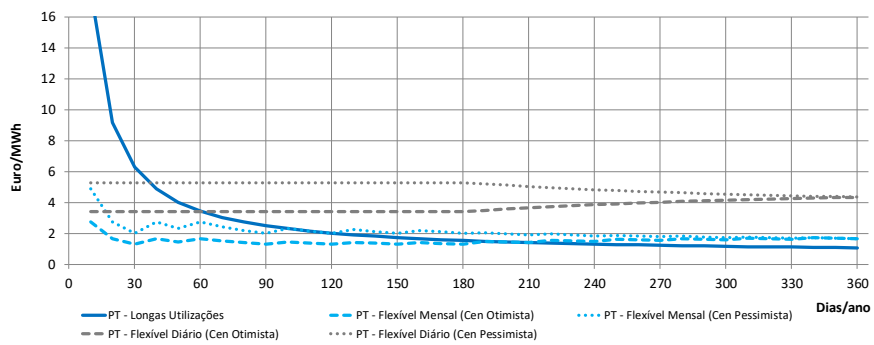


Figura 15-28 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, em Espanha

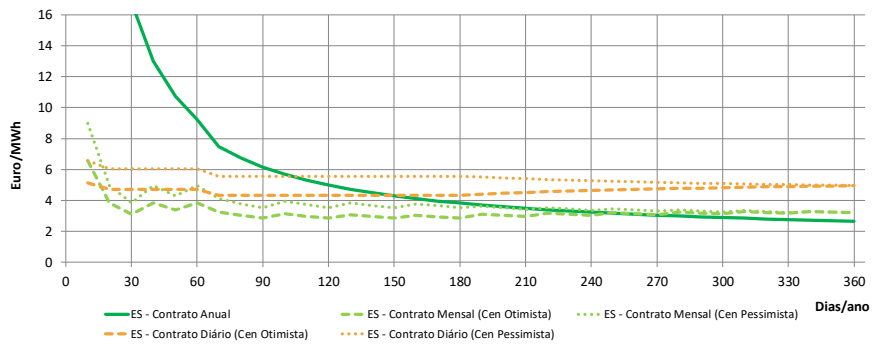


Figura 15-29 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, em Portugal e Espanha (contratos com duração superior a 1 ano)

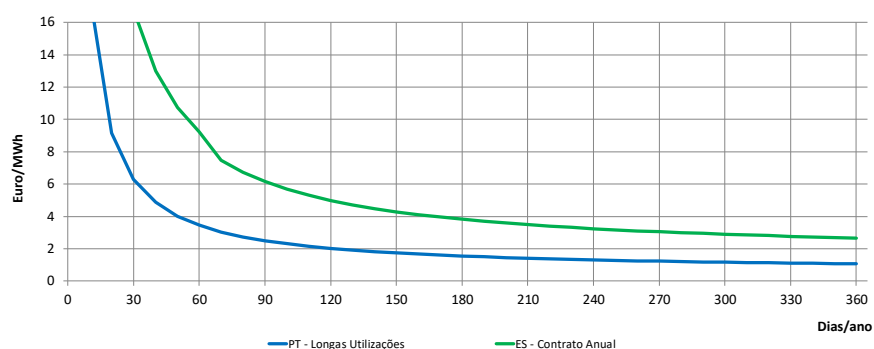
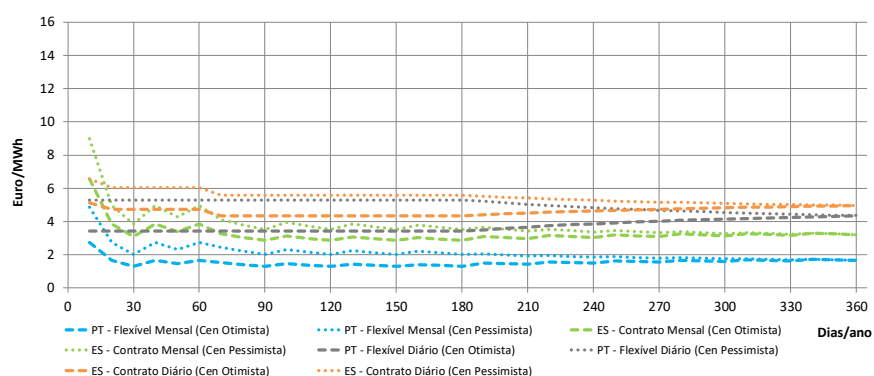


Figura 15-30 - Comparação das tarifas de acesso às redes para centros electroprodutores, em Portugal e Espanha (contratos com duração inferior a 1 ano)



Da análise das figuras anteriores verifica-se que:

- A opção de longas utilizações em Portugal é globalmente mais favorável do que o contrato anual em Espanha, sendo o diferencial de preços médios superior para modulações mais baixas.
- Em Portugal a opção flexível exclusivamente mensal (cenário otimista) é globalmente a melhor opção tarifária de acesso às redes para modulações inferiores a 190 dias. Para modulações mais elevadas os preços da opção de longas utilizações são mais vantajosos.
- Comparando os preços médios dos contratos de duração inferior a 1 ano, em Portugal e Espanha, verifica-se que o contrato flexível exclusivamente mensal em Portugal (cenário otimista) é globalmente mais favorável.

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 TOS a ser utilizada por todos os operadores de redes, apresentada no Quadro I - 1, 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.

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 taxas de ocupação do subsolo que aplicam às entregas a clientes do Município. Com base nessa informação apresenta-se no Quadro I - 2 as taxas de ocupação do subsolo aplicadas em março de 2019 pelos operadores das redes, em cada Município, para os fornecimentos em BP< e para os fornecimentos em BP> e MP⁷³.

No Quadro I - 3 apresentam-se para os clientes com fornecimentos em BP< e para os clientes com fornecimentos em MP e BP>, o valor médio das TOS, por unidade de energia em €/MWh e o peso do seu pagamento na fatura de acesso às redes mensal destes clientes, considerando as tarifas de acesso às redes a vigorar no ano gás 2019-2020⁷⁴.

No Quadro I - 4 apresentam-se para os clientes com fornecimentos em BP< e para os clientes com fornecimentos em MP e BP>, o valor médio das TOS, por unidade de energia em €/MWh e o peso do seu pagamento na fatura mensal destes clientes, considerando as tarifas aditivas a vigorar no ano gás 2019-2020⁷⁵.

⁷³ Os restantes Municípios estão a aplicar TOS nulas.

⁷⁴ Para este exercício assumiu-se dois clientes tipo: (a) cliente em BP< com consumo anual de 250 m³ (aproximadamente) e (b) cliente em MP e BP> com consumo anual de 200 000 m³ (aproximadamente).

⁷⁵ Para este exercício assumiu-se dois clientes tipo: (a) cliente em BP< com consumo anual de 250 m³ (aproximadamente) e (b) cliente em MP e BP> com consumo anual de 200 000 m³ (aproximadamente).

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	0,026412	0,022689	14,928303	0,002801
Beiragás	Fundão	0,006429	0,005522	3,633500	0,000682
Beiragás	Lamego	0,006624	0,005691	3,744234	0,000703
Beiragás	Lousã	0,002326	0,001998	1,314501	0,000247
Beiragás	Viseu	0,001908	0,001639	1,078467	0,000202
Dianagás	Évora	0,014595	0,012538	8,249157	0,001548
Dianagás	Sines	0,006346	0,005451	3,586609	0,000673
Sonorgás	Peso da Régua	0,000989	0,000850	0,559170	0,000105
Sonorgás	Mirandela	0,002745	0,002358	1,551589	0,000291
Duriensegás	Chaves	0,011302	0,009709	6,387789	0,001199
Lisboagás	Lisboa	0,003869	0,003323	2,186581	0,000410
Lisboagás	Sintra	0,010707	0,009198	6,051782	0,001136
Lisboagás	Vila Franca de Xira	0,008711	0,007483	4,923777	0,000924
Lisboagás	Azambuja	0,006965	0,005983	3,936562	0,000739
Lisboagás	Loures	0,010458	0,008984	5,910820	0,001109
Lisboagás	Mafra	0,009744	0,008371	5,507557	0,001033
Lisboagás	Odivelas	0,007567	0,006500	4,276881	0,000803
Lisboagás	Oeiras	0,008049	0,006914	4,549366	0,000854
Lisboagás	Torres Vedras	0,005641	0,004846	3,188592	0,000598
Lisboagás	Cascais	0,016035	0,013775	9,063101	0,001701
Lisboagás	Alenquer	0,002994	0,002572	1,692314	0,000318
Lisboagás	Amadora	0,001767	0,001518	0,998527	0,000187
Lusitaniagás	Estarreja	0,004122	0,003541	2,329870	0,000437
Lusitaniagás	Mealhada	-0,000996	-0,000855	-0,562848	-0,000106
Lusitaniagás	Ovar	0,003697	0,003175	2,089315	0,000392
Lusitaniagás	Condeixa a Nova	0,003837	0,003296	2,168554	0,000407
Lusitaniagás	Aveiro	0,003014	0,002589	1,703570	0,000320
Lusitaniagás	Coimbra	0,003102	0,002665	1,753274	0,000329
Lusitaniagás	Figueira da foz	0,000084	0,000072	0,047679	0,000009
Lusitaniagás	Sta Maria Feira	0,001697	0,001458	0,959284	0,000180
Paxgás	Beja	0,005539	0,004759	3,130881	0,000587
Portgás	Braga	0,000812	0,000697	0,458789	0,000086
Portgás	Esposende	0,002911	0,002501	1,645238	0,000309
Portgás	Fafe	0,001338	0,001149	0,756300	0,000142
Portgás	Gondomar	0,000480	0,000412	0,271105	0,000051
Portgás	Guimarães	0,001319	0,001133	0,745654	0,000140
Portgás	Lousada	0,019532	0,016779	11,039566	0,002071
Portgás	Maia	0,004709	0,004045	2,661678	0,000499
Portgás	Matosinhos	0,004600	0,003952	2,600126	0,000488
Portgás	Paredes	0,001409	0,001211	0,796631	0,000149
Portgás	Porto	0,001760	0,001512	0,994600	0,000187
Portgás	Póvoa Varzim	0,007096	0,006096	4,010635	0,000753
Portgás	Santo Tirso	0,000057	0,000049	0,032288	0,000006
Portgás	Trofa	0,000016	0,000014	0,009181	0,000002
Portgás	Valongo	0,011439	0,009827	6,465566	0,001213
Portgás	Vila Nova de Famalicão	0,000463	0,000397	0,261459	0,000049
Portgás	Vila Nova de Gaia	0,003881	0,003334	2,193459	0,000412
Portgás	Vizela	0,003300	0,002835	1,865008	0,000350
Setgás	Barreiro	0,003126	0,002685	1,766592	0,000331
Setgás	Seixal	0,016331	0,014029	9,230457	0,001732
Setgás	Almada	0,003561	0,003059	2,012799	0,000378
Setgás	Moita	0,009321	0,008007	5,268230	0,000989
Setgás	Montijo	0,006615	0,005683	3,739085	0,000702
Setgás	Palmela	0,002135	0,001834	1,206815	0,000226

Fonte: Área de concessão da Portgás⁷⁶, áreas de concessão do Grupo GALP⁷⁷, área de concessão da Tagusgás⁷⁸, e área de concessão da Sonorgás⁷⁹.

⁷⁶ <https://www.portgas.pt/index.php?id=420>

⁷⁷ <https://galpgasnaturaldistribuicao.pt/>

⁷⁸ <http://www.tagusgas.pt/index.php?comp=destaque&id=10>

⁷⁹ <http://sonorgas.pt/pt/servicos/clientes/taxa-ocupacao-subsolo/>

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	25,9	84,0%	5,1	84,0%
Beiragás	Fundão	6,3	20,5%	1,2	20,5%
Beiragás	Lamego	6,5	21,1%	1,3	21,1%
Beiragás	Lousã	2,3	7,4%	0,5	7,4%
Beiragás	Viseu	1,9	6,1%	0,4	6,1%
Dianagás	Évora	14,3	46,4%	2,8	46,4%
Dianagás	Sines	6,2	20,2%	1,2	20,2%
Sonorgás	Peso da Régua	1,0	3,1%	0,2	3,1%
Sonorás	Mirandela	2,7	8,7%	0,5	8,7%
Duriensegás	Chaves	11,1	36,0%	2,2	36,0%
Lisboagás	Lisboa	3,8	12,3%	0,8	12,3%
Lisboagás	Sintra	10,5	34,1%	2,1	34,1%
Lisboagás	Vila Franca de Xira	8,6	27,7%	1,7	27,7%
Lisboagás	Azambuja	6,8	22,2%	1,4	22,2%
Lisboagás	Loures	10,3	33,3%	2,0	33,3%
Lisboagás	Mafra	9,6	31,0%	1,9	31,0%
Lisboagás	Odivelas	7,4	24,1%	1,5	24,1%
Lisboagás	Oeiras	7,9	25,6%	1,6	25,6%
Lisboagás	Torres Vedras	5,5	18,0%	1,1	18,0%
Lisboagás	Cascais	15,7	51,0%	3,1	51,0%
Lisboagás	Alenquer	2,9	9,5%	0,6	9,5%
Lisboagás	Amadora	1,7	5,6%	0,3	5,6%
Lusitaniagás	Estarreja	4,0	13,1%	0,8	13,1%
Lusitaniagás	Mealhada	-1,0	-3,2%	-0,2	-3,2%
Lusitaniagás	Ovar	3,6	11,8%	0,7	11,8%
Lusitaniagás	Condeixa a Nova	3,8	12,2%	0,7	12,2%
Lusitaniagás	Aveiro	3,0	9,6%	0,6	9,6%
Lusitaniagás	Coimbra	3,0	9,9%	0,6	9,9%
Lusitaniagás	Figueira da foz	0,1	0,3%	0,0	0,3%
Lusitaniagás	Sta Maria Feira	1,7	5,4%	0,3	5,4%
Paxgás	Beja	5,4	17,6%	1,1	17,6%
Portgás	Braga	0,8	2,6%	0,2	2,6%
Portgás	Esposende	2,9	9,3%	0,6	9,3%
Portgás	Fafe	1,3	4,3%	0,3	4,3%
Portgás	Gondomar	0,5	1,5%	0,1	1,5%
Portgás	Guimarães	1,3	4,2%	0,3	4,2%
Portgás	Lousada	19,2	62,1%	3,8	62,1%
Portgás	Maia	4,6	15,0%	0,9	15,0%
Portgás	Matosinhos	4,5	14,6%	0,9	14,6%
Portgás	Paredes	1,4	4,5%	0,3	4,5%
Portgás	Porto	1,7	5,6%	0,3	5,6%
Portgás	Póvoa Varzim	7,0	22,6%	1,4	22,6%
Portgás	Santo Tirso	0,1	0,2%	0,0	0,2%
Portgás	Trofa	0,0	0,1%	0,0	0,1%
Portgás	Valongo	11,2	36,4%	2,2	36,4%
Portgás	Vila Nova de Famalicão	0,5	1,5%	0,1	1,5%
Portgás	Vila Nova de Gaia	3,8	12,3%	0,8	12,3%
Portgás	Vizela	3,2	10,5%	0,6	10,5%
Setgás	Barreiro	3,1	9,9%	0,6	9,9%
Setgás	Seixal	16,0	52,0%	3,2	52,0%
Setgás	Almada	3,5	11,3%	0,7	11,3%
Setgás	Moita	9,2	29,7%	1,8	29,7%
Setgás	Montijo	6,5	21,0%	1,3	21,0%
Setgás	Palmela	2,1	6,8%	0,4	6,8%

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

Entidade	Município	BP<		BP> e MP	
		Preço das TOS €/MWh	Peso das TOS na Fatura Total	Preço das TOS €/MWh	Peso das TOS na Fatura Total
Beiragás	Covilhã	25,9	41,0%	5,1	16,9%
Beiragás	Fundão	6,3	10,0%	1,2	4,1%
Beiragás	Lamego	6,5	10,3%	1,3	4,2%
Beiragás	Lousã	2,3	3,6%	0,5	1,5%
Beiragás	Viseu	1,9	3,0%	0,4	1,2%
Dianagás	Évora	14,3	22,6%	2,8	9,3%
Dianagás	Sines	6,2	9,8%	1,2	4,1%
Sonorgás	Peso da Régua	1,0	1,5%	0,2	0,6%
Sonorás	Mirandela	2,7	4,3%	0,5	1,8%
Duriensegás	Chaves	11,1	17,5%	2,2	7,2%
Lisboagás	Lisboa	3,8	6,0%	0,8	2,5%
Lisboagás	Sintra	10,5	16,6%	2,1	6,9%
Lisboagás	Vila Franca de Xira	8,6	13,5%	1,7	5,6%
Lisboagás	Azambuja	6,8	10,8%	1,4	4,5%
Lisboagás	Loures	10,3	16,2%	2,0	6,7%
Lisboagás	Mafra	9,6	15,1%	1,9	6,2%
Lisboagás	Odivelas	7,4	11,7%	1,5	4,8%
Lisboagás	Oeiras	7,9	12,5%	1,6	5,2%
Lisboagás	Torres Vedras	5,5	8,8%	1,1	3,6%
Lisboagás	Cascais	15,7	24,9%	3,1	10,3%
Lisboagás	Alenquer	2,9	4,6%	0,6	1,9%
Lisboagás	Amadora	1,7	2,7%	0,3	1,1%
Lusitaniagás	Estarreja	4,0	6,4%	0,8	2,6%
Lusitaniagás	Mealhada	-1,0	-1,5%	-0,2	-0,6%
Lusitaniagás	Ovar	3,6	5,7%	0,7	2,4%
Lusitaniagás	Condeixa a Nova	3,8	6,0%	0,7	2,5%
Lusitaniagás	Aveiro	3,0	4,7%	0,6	1,9%
Lusitaniagás	Coimbra	3,0	4,8%	0,6	2,0%
Lusitaniagás	Figueira da foz	0,1	0,1%	0,0	0,1%
Lusitaniagás	Sta Maria Feira	1,7	2,6%	0,3	1,1%
Paxgás	Beja	5,4	8,6%	1,1	3,5%
Portgás	Braga	0,8	1,3%	0,2	0,5%
Portgás	Esposende	2,9	4,5%	0,6	1,9%
Portgás	Fafe	1,3	2,1%	0,3	0,9%
Portgás	Gondomar	0,5	0,7%	0,1	0,3%
Portgás	Guimarães	1,3	2,0%	0,3	0,8%
Portgás	Lousada	19,2	30,3%	3,8	12,5%
Portgás	Maia	4,6	7,3%	0,9	3,0%
Portgás	Matosinhos	4,5	7,1%	0,9	2,9%
Portgás	Paredes	1,4	2,2%	0,3	0,9%
Portgás	Porto	1,7	2,7%	0,3	1,1%
Portgás	Póvoa Varzim	7,0	11,0%	1,4	4,5%
Portgás	Santo Tirso	0,1	0,1%	0,0	0,0%
Portgás	Trofa	0,0	0,0%	0,0	0,0%
Portgás	Valongo	11,2	17,8%	2,2	7,3%
Portgás	Vila Nova de Famalicão	0,5	0,7%	0,1	0,3%
Portgás	Vila Nova de Gaia	3,8	6,0%	0,8	2,5%
Portgás	Vizela	3,2	5,1%	0,6	2,1%
Setgás	Barreiro	3,1	4,9%	0,6	2,0%
Setgás	Seixal	16,0	25,3%	3,2	10,4%
Setgás	Almada	3,5	5,5%	0,7	2,3%
Setgás	Moita	9,2	14,5%	1,8	6,0%
Setgás	Montijo	6,5	10,3%	1,3	4,2%
Setgás	Palmela	2,1	3,3%	0,4	1,4%

ANEXO II
LISTA DAS OFERTAS COMERCIAIS

A. LISTA DE OFERTAS COMERCIAIS - CONSUMIDOR TIPO 1**Consumidor Tipo 1 - Ofertas comerciais exclusivamente de gás natural (ofertas mono)**

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
Energia Simples	Plano Poupa Mais Gás	104	Gás Natural	CE	DD	FE	
Endesa	Tarifa Simples	105	Gás Natural	Outros	DD	FE	
GoldEnergy	Monogás ACP	105	Gás Natural	CE	DD	FE	Apenas para sócios do Automóvel Club de Portugal (ACP).
GALP Energia	Galp Online Gás Natural (FE+DD)	107	Gás Natural	CE	DD	FE	
GALP Energia	Galp Online Gás Natural (FE)	109	Gás Natural	CE	Outros	FE	
Endesa	Tarifa e-gás	115	Gás Natural	CE	DD	FE	
Lisboagás - Comercialização	Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais	115	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	Tarifa transitória de acordo com a Diretiva n.º 13/2016. Oferta não disponível para novos contratos.
Endesa	Quero+ Gás	116	Gás Natural	Outros	DD	FE	
Iberdrola	Plano Básico Gás	117	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2019-2020

Anexo II – Lista das Ofertas Comerciais

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
GoldEnergy	+ Cliente Monogás	117	Gás Natural	CE	DD	FE	
Endesa	Quero+ Gás	118	Gás Natural	Outros	Outros	FE	
Endesa	Quero+ Gás	118	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	
GoldEnergy	Monogás DD+FE	118	Gás Natural	CE	DD	FE	
Endesa	Tarifa Tranquilidade	119	Gás Natural	Outros	DD	FE	
Endesa	Quero+ Gás	119	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	
Endesa	Tarifa Tranquilidade	120	Gás Natural	Outros	Outros	FE	
Endesa	Tarifa Tranquilidade	120	Gás Natural	Outros	DD	Outros	
Endesa	Tarifa Tranquilidade	121	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	
GALP Energia	Galp Gás Natural (FE+DD)	123	Gás Natural	Outros	DD	FE	
GALP Energia	Galp Gás Natural (DD)	124	Gás Natural	Outros	DD	Outros	
GoldEnergy	Monogás	124	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	
GALP Energia	Galp Gás Natural (FE)	125	Gás Natural	Outros	Outros	FE	
EDP Comercial	Gás (DD)	126	Gás Natural	Outros	DD	Outros	
GALP Energia	Galp Gás Natural	126	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	
EDP Comercial	Gás	128	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	
LuziGas	GÁS NATURAL	128	Gás Natural	Outros	DD	Outros	
LuziGas	GÁS NATURAL	128	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	
Rolear	Geral - Gás Natural	129	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
GALP Energia	Galp Fatura de Volta Gás Natural	129	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	Apesar de este tarifário oferecer 100% do valor total da fatura como saldo a utilizar em outras compras, a utilização desse saldo está limitada em cada compra (por exemplo, 1€ de desconto por cada 10€).
GALP Energia	Galp Continente Online Gás Natural (FE+DD)	129	Gás Natural	CE	DD	FE	O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Online Gás Natural (FE)	129	Gás Natural	CE	Outros	FE	O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Gás Natural	129	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Gás Natural (FE+DD)	129	Gás Natural	Outros	DD	FE	O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Gás Natural (FE)	129	Gás Natural	Outros	Outros	FE	O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Gás Natural (DD)	129	Gás Natural	Outros	DD	Outros	O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
Energia Simples	Plano GAS Online	130	Gás Natural	CE	DD	FE	
Audax	Classic	135	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	Contrato com duração de 24 meses.
Audax	Classic	135	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	
Endesa	Power Pack Gás	136	Gás Natural	Outros	DD	FE	O tarifário inclui um plafond de energia de 1000 kWh por ano. Os kWh consumidos em excesso são faturados ao preço 0,0663 €/kWh. O tarifário prevê ainda uma mensalidade gratuita no primeiro mês após a renovação anual do mesmo tarifário.
Energia Simples	Plano GAS	139	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	
Endesa	Power Pack Gás	148	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	O tarifário inclui um plafond de energia de 1000 kWh por ano. Os kWh consumidos em excesso são faturados ao preço 0,0663 €/kWh. O tarifário prevê ainda uma mensalidade gratuita no primeiro mês após a renovação anual do mesmo tarifário.

CE - Contratação Eletrónica; DD - Débito Direto; FE - Faturação Eletrónica

Consumidor Tipo 1 - Ofertas comerciais de gás natural e eletricidade (ofertas duais)

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Modo de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
GoldEnergy	Dual ACP	434	Dual	CE	DD	FE	Contagem bi-horária. Apenas para sócios do Automóvel Club de Portugal (ACP).
GoldEnergy	Dual ACP	438	Dual	CE	DD	FE	Contagem simples. Apenas para sócios do Automóvel Club de Portugal (ACP).
GoldEnergy	+ Cliente Dual	439	Dual	CE	DD	FE	Contagem bi-horária.
GALP Energia	Galp Online Eletricidade & Gás Natural (FE+DD)	441	Dual	CE	DD	FE	Contagem bi-horária.
GoldEnergy	+ Cliente Dual	442	Dual	CE	DD	FE	Contagem simples.
Endesa	Tarifa Simples	443	Dual	Outros	DD	FE	Contagem simples.
EDP Comercial	Gás + Eletricidade - Desconto de Amigo	445	Dual	CE	DD	FE	Contagem simples. Necessária uma recomendação de um novo cliente para a EDP Comercial e que este celebre um contrato de energia no site edp.pt.
GALP Energia	Galp Online Eletricidade & Gás Natural (FE+DD)	446	Dual	CE	DD	FE	Contagem simples.
GALP Energia	Galp Online Eletricidade & Gás Natural (FE)	451	Dual	CE	Outros	FE	Contagem bi-horária.

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2019-2020

Anexo II – Lista das Ofertas Comerciais

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
GALP Energia	Galp Online Eletricidade & Gás Natural (FE)	456	Dual	CE	Outros	FE	Contagem simples.
Endesa	Tarifa e-luz&gás	463	Dual	CE	DD	FE	Contagem simples.
Endesa	Quero+ Luz e Gás	463	Dual	Outros	DD	FE	Contagem simples.
EDP Comercial	Gás + Eletricidade - Desconto de Amigo	464	Dual	CE	DD	FE	Contagem bi-horária. Necessária uma recomendação de um novo cliente para a EDP Comercial e que este celebre um contrato de energia no sítio edp.pt.
GoldEnergy	Dual Outbound	464	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem bi-horária.
GoldEnergy	Dual DD+FE	466	Dual	Outros	DD	FE	Contagem simples.
Endesa	Tarifa Tranquilidade	468	Dual	Outros	DD	FE	Contagem bi-horária.
Endesa	Quero+ Luz e Gás	468	Dual	Outros	Outros	FE	Contagem simples.
Endesa	Quero+ Luz e Gás	468	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem simples.
GoldEnergy	Dual Outbound	468	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem simples.
Endesa	Quero+ Luz e Gás	469	Dual	Outros	DD	FE	Contagem bi-horária.
Endesa	Tarifa e-luz&gás	469	Dual	CE	DD	FE	Contagem bi-horária.
GALP Energia	Galp Eletricidade & Gás Natural (FE+DD)	471	Dual	Outros	DD	FE	Contagem bi-horária.
GoldEnergy	Dual DD+FE	471	Dual	Outros	DD	FE	Contagem bi-horária.
Endesa	Tarifa Tranquilidade	472	Dual	Outros	DD	FE	Contagem simples.
Endesa	Tarifa Tranquilidade	472	Dual	Outros	Outros	FE	Contagem bi-horária.
Endesa	Tarifa Tranquilidade	472	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem bi-horária.
Endesa	Quero+ Luz e Gás	473	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem simples.
Endesa	Quero+ Luz e Gás	474	Dual	Outros	Outros	FE	Contagem bi-horária.

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2019-2020

Anexo II – Lista das Ofertas Comerciais

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
Endesa	Quero+ Luz e Gás	474	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem bi-horária.
GALP Energia	Galp Eletricidade & Gás Natural (FE+DD)	476	Dual	Outros	DD	FE	Contagem simples.
GALP Energia	Galp Eletricidade & Gás Natural (DD)	476	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem bi-horária.
Endesa	Tarifa Tranquilidade	477	Dual	Outros	Outros	FE	Contagem simples.
Endesa	Tarifa Tranquilidade	477	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem simples.
Endesa	Tarifa Tranquilidade	477	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem bi-horária.
EDP Comercial	Gás e Eletricidade (DD+FE)	478	Dual	Outros	DD	FE	Contagem simples.
Endesa	Quero+ Luz e Gás	479	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem bi-horária.
GALP Energia	Galp Eletricidade & Gás Natural (FE)	481	Dual	Outros	Outros	FE	Contagem bi-horária.
GALP Energia	Galp Eletricidade & Gás Natural (DD)	481	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem simples.
Endesa	Tarifa Tranquilidade	481	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem simples.
EDP Comercial	Gás e Eletricidade (DD)	482	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem simples.
EDP Comercial	Mobilidade Elétrica Verde + Gás	482	Dual	Outros	DD	FE	Contagem bi-horária.
GALP Energia	Galp Eletricidade & Gás Natural	486	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem bi-horária.
GALP Energia	Galp Eletricidade & Gás Natural (FE)	486	Dual	Outros	Outros	FE	Contagem simples.
EDP Comercial	Gás e Eletricidade	489	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem simples.
Audax	Classic	491	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem bi-horária.
GALP Energia	Galp Eletricidade & Gás Natural	491	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem simples.
Audax	Classic	492	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem simples.

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2019-2020

Anexo II – Lista das Ofertas Comerciais

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
Audax	Classic	495	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem bi-horária.
Audax	Classic	497	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem simples.
EDP Comercial	Gás e Eletricidade (DD+FE)	498	Dual	Outros	DD	FE	Contagem bi-horária.
GALP Energia	Galp Fatura de Volta Eletricidade & Gás Natural	501	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem bi-horária. Apesar de este tarifário oferecer 100% do valor total da fatura como saldo a utilizar em outras compras, a utilização desse saldo está limitada em cada compra (por exemplo, 1€ de desconto por cada 10€).
GALP Energia	Galp Continente Online Eletricidade & Gás Natural (FE+DD)	501	Dual	CE	DD	FE	Contagem bi-horária. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Online Eletricidade & Gás Natural (FE)	501	Dual	CE	Outros	FE	Contagem bi-horária. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Eletricidade & Gás Natural	501	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem bi-horária. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Eletricidade & Gás Natural (FE+DD)	501	Dual	Outros	DD	FE	Contagem bi-horária. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Eletricidade & Gás Natural (FE)	501	Dual	Outros	Outros	FE	Contagem bi-horária. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Eletricidade & Gás Natural (DD)	501	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem bi-horária. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
EDP Comercial	Gás e Eletricidade (DD)	502	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem bi-horária.
EDP Comercial	Gás e Eletricidade	505	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem bi-horária.
LuziGas	Poupança + Dual	505	Dual	Outros	DD	FE	Contagem simples.
GALP Energia	Galp Fatura de Volta Eletricidade & Gás Natural	507	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem simples. Apesar de este tarifário oferecer 100% do valor total da fatura como saldo a utilizar em outras compras, a utilização desse saldo está limitada em cada compra (por exemplo, 1€ de desconto por cada 10€).
GALP Energia	Galp Continente Online Eletricidade & Gás Natural (FE+DD)	507	Dual	CE	DD	FE	Contagem simples. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Online Eletricidade & Gás Natural (FE)	507	Dual	CE	Outros	FE	Contagem simples. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Eletricidade & Gás Natural	507	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem simples. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Eletricidade & Gás Natural (FE+DD)	507	Dual	Outros	DD	FE	Contagem simples. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Eletricidade & Gás Natural (FE)	507	Dual	Outros	Outros	FE	Contagem simples. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2019-2020

Anexo II – Lista das Ofertas Comerciais

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
GALP Energia	Gás Continente Eletricidade & Gás Natural (DD)	507	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem simples. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
LuziGas	Poupança + Dual	508	Dual	Outros	DD	FE	Contagem bi-horária.
LuziGas	POUPANÇA	508	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem simples.
LuziGas	BASE	511	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem simples.
Rolear	Tabela Geral	513	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem bi-horária.
LuziGas	POUPANÇA	514	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem bi-horária.
LuziGas	BASE	515	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem bi-horária.
Rolear	Tabela Geral	517	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem simples.

CE - Contratação Eletrónica; DD - Débito Direto; FE - Faturação Eletrónica

B. LISTA DE OFERTAS COMERCIAIS - CONSUMIDOR TIPO 2Consumidor Tipo 2 - Ofertas comerciais exclusivamente de gás natural (ofertas mono)

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
Energia Simples	Plano Poupa Mais Gás	196	Gás Natural	CE	DD	FE	
Endesa	Tarifa Simples	198	Gás Natural	Outros	DD	FE	
GALP Energia	Galp Online Gás Natural (FE+DD)	200	Gás Natural	CE	DD	FE	
GoldEnergy	Monogás ACP	204	Gás Natural	CE	DD	FE	Apenas para sócios do Automóvel Club de Portugal (ACP).
GALP Energia	Galp Online Gás Natural (FE)	205	Gás Natural	CE	Outros	FE	
Lisboagás - Comercialização	Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais	219	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	Tarifa transitória de acordo com a Diretiva n.º 13/2016. Oferta não disponível para novos contratos.
GoldEnergy	Monogás DD+FE	219	Gás Natural	CE	DD	FE	
Endesa	Tarifa e-gás	220	Gás Natural	CE	DD	FE	
Endesa	Quero+ Gás	222	Gás Natural	Outros	DD	FE	

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2019-2020

Anexo II – Lista das Ofertas Comerciais

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
Iberdrola	Plano Básico Gás	223	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	
Endesa	Quero+ Gás	224	Gás Natural	Outros	Outros	FE	
Endesa	Quero+ Gás	224	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	
Endesa	Quero+ Gás	227	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	
Endesa	Tarifa Tranquilidade	227	Gás Natural	Outros	DD	FE	
GoldEnergy	+ Cliente Monogás	227	Gás Natural	CE	DD	FE	
Endesa	Tarifa Tranquilidade	229	Gás Natural	Outros	Outros	FE	
Endesa	Tarifa Tranquilidade	229	Gás Natural	Outros	DD	Outros	
GALP Energia	Galp Gás Natural (FE+DD)	231	Gás Natural	Outros	DD	FE	
Endesa	Tarifa Tranquilidade	232	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	
EDP Comercial	Gás (DD)	232	Gás Natural	Outros	DD	Outros	
GALP Energia	Galp Gás Natural (DD)	234	Gás Natural	Outros	DD	Outros	
GALP Energia	Galp Gás Natural (FE)	236	Gás Natural	Outros	Outros	FE	
EDP Comercial	Gás	237	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	
Rolar	Geral - Gás Natural	238	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	
GALP Energia	Galp Gás Natural	238	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	
Audax	Classic	239	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	Contrato com duração de 24 meses.
Audax	Classic	239	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	
GoldEnergy	Monogás	240	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2019-2020

Anexo II – Lista das Ofertas Comerciais

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
LuziGas	GÁS NATURAL	242	Gás Natural	Outros	DD	Outros	
LuziGas	GÁS NATURAL	242	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	
GALP Energia	Galp Fatura de Volta Gás Natural	243	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	Apesar de este tarifário oferecer 100% do valor total da fatura como saldo a utilizar em outras compras, a utilização desse saldo está limitada em cada compra (por exemplo, 1€ de desconto por cada 10€).
GALP Energia	Galp Continente Online Gás Natural (FE+DD)	243	Gás Natural	CE	DD	FE	O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Online Gás Natural (FE)	243	Gás Natural	CE	Outros	FE	O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Gás Natural	243	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Gás Natural (FE+DD)	243	Gás Natural	Outros	DD	FE	O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Gás Natural (FE)	243	Gás Natural	Outros	Outros	FE	O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Gás Natural (DD)	243	Gás Natural	Outros	DD	Outros	O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
Energia Simples	Plano GAS Online	244	Gás Natural	CE	DD	FE	
Endesa	Power Pack Gás	258	Gás Natural	Outros	DD	FE	O tarifário inclui um plafond de energia de 2500 kWh por ano. Os kWh consumidos em excesso são faturados ao preço 0,0663 €/kWh. O tarifário prevê ainda uma mensalidade gratuita no primeiro mês após a renovação anual do mesmo tarifário.
Energia Simples	Plano GAS	260	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	
Endesa	Power Pack Gás	270	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	O tarifário inclui um plafond de energia de 2500 kWh por ano. Os kWh consumidos em excesso são faturados ao preço 0,0663 €/kWh. O tarifário prevê ainda uma mensalidade gratuita no primeiro mês após a renovação anual do mesmo tarifário.

CE - Contratação Eletrónica; DD - Débito Direto; FE - Faturação Eletrónica

Consumidor Tipo 2 - Ofertas comerciais de gás natural e eletricidade (ofertas duais)

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
GALP Energia	Galp Online Eletricidade & Gás Natural (FE+DD)	1 029	Dual	CE	DD	FE	Contagem bi-horária.
EDP Comercial	Gás + Eletricidade - Desconto de Amigo	1 035	Dual	CE	DD	FE	Contagem simples. Necessária uma recomendação de um novo cliente para a EDP Comercial e que este celebre um contrato de energia no site edp.pt.
Endesa	Tarifa Simples	1 040	Dual	Outros	DD	FE	Contagem simples.
GoldEnergy	Dual ACP	1 042	Dual	CE	DD	FE	Contagem bi-horária. Apenas para sócios do Automóvel Club de Portugal (ACP).
GALP Energia	Galp Online Eletricidade & Gás Natural (FE+DD)	1 042	Dual	CE	DD	FE	Contagem simples.
GALP Energia	Galp Online Eletricidade & Gás Natural (FE)	1 053	Dual	CE	Outros	FE	Contagem bi-horária.
EDP Comercial	Gás + Eletricidade - Desconto de Amigo	1 054	Dual	CE	DD	FE	Contagem bi-horária. Necessária uma recomendação de um novo cliente para a EDP Comercial e que este celebre um contrato de energia no site edp.pt.
GoldEnergy	Dual ACP	1 054	Dual	CE	DD	FE	Contagem simples. Apenas para sócios do Automóvel Club de Portugal (ACP).
GoldEnergy	+ Cliente Dual	1 062	Dual	CE	DD	FE	Contagem bi-horária.

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
GALP Energia	Galp Online Eletricidade & Gás Natural (FE)	1 066	Dual	CE	Outros	FE	Contagem simples.
GoldEnergy	Dual DD+FE	1 080	Dual	Outros	DD	FE	Contagem bi-horária.
GoldEnergy	+ Cliente Dual	1 083	Dual	CE	DD	FE	Contagem simples.
Endesa	Tarifa e-luz&gás	1 088	Dual	CE	DD	FE	Contagem simples.
Endesa	Quero+ Luz e Gás	1 088	Dual	Outros	DD	FE	Contagem simples.
GoldEnergy	Dual DD+FE	1 092	Dual	Outros	DD	FE	Contagem simples.
EDP Comercial	Mobilidade Elétrica Verde + Gás	1 095	Dual	Outros	DD	FE	Contagem bi-horária.
GoldEnergy	Dual Outbound	1 098	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem bi-horária.
GALP Energia	Galp Eletricidade & Gás Natural (FE+DD)	1 100	Dual	Outros	DD	FE	Contagem bi-horária.
Endesa	Quero+ Luz e Gás	1 100	Dual	Outros	Outros	FE	Contagem simples.
Endesa	Quero+ Luz e Gás	1 100	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem simples.
Endesa	Tarifa Tranquilidade	1 101	Dual	Outros	DD	FE	Contagem bi-horária.
Audax	Classic	1 102	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem bi-horária.
Endesa	Quero+ Luz e Gás	1 104	Dual	Outros	DD	FE	Contagem bi-horária.
Endesa	Tarifa e-luz&gás	1 105	Dual	CE	DD	FE	Contagem bi-horária.
Audax	Classic	1 107	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem simples.
GALP Energia	Galp Eletricidade & Gás Natural (DD)	1 111	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem bi-horária.
Endesa	Tarifa Tranquilidade	1 112	Dual	Outros	DD	FE	Contagem simples.
Endesa	Tarifa Tranquilidade	1 113	Dual	Outros	Outros	FE	Contagem bi-horária.

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2019-2020

Anexo II – Lista das Ofertas Comerciais

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
Endesa	Tarifa Tranquilidade	1 113	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem bi-horária.
Endesa	Quero+ Luz e Gás	1 113	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem simples.
GALP Energia	Galp Eletricidade & Gás Natural (FE+DD)	1 113	Dual	Outros	DD	FE	Contagem simples.
Audax	Classic	1 114	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem bi-horária.
Endesa	Quero+ Luz e Gás	1 117	Dual	Outros	Outros	FE	Contagem bi-horária.
Endesa	Quero+ Luz e Gás	1 117	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem bi-horária.
EDP Comercial	Gás e Eletricidade (DD+FE)	1 117	Dual	Outros	DD	FE	Contagem simples.
Audax	Classic	1 118	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem simples.
GoldEnergy	Dual Outbound	1 122	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem simples.
GALP Energia	Galp Eletricidade & Gás Natural (FE)	1 123	Dual	Outros	Outros	FE	Contagem bi-horária.
Endesa	Tarifa Tranquilidade	1 124	Dual	Outros	Outros	FE	Contagem simples.
Endesa	Tarifa Tranquilidade	1 124	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem simples.
Endesa	Tarifa Tranquilidade	1 124	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem bi-horária.
GALP Energia	Galp Eletricidade & Gás Natural (DD)	1 125	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem simples.
EDP Comercial	Gás e Eletricidade (DD)	1 126	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem simples.
Endesa	Quero+ Luz e Gás	1 129	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem bi-horária.
GALP Energia	Galp Eletricidade & Gás Natural	1 135	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem bi-horária.
Endesa	Tarifa Tranquilidade	1 135	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem simples.
EDP Comercial	Gás e Eletricidade (DD+FE)	1 137	Dual	Outros	DD	FE	Contagem bi-horária.

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2019-2020

Anexo II – Lista das Ofertas Comerciais

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
GALP Energia	Galp Eletricidade & Gás Natural (FE)	1 137	Dual	Outros	Outros	FE	Contagem simples.
EDP Comercial	Gás e Eletricidade	1 141	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem simples.
EDP Comercial	Gás e Eletricidade (DD)	1 146	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem bi-horária.
GALP Energia	Galp Eletricidade & Gás Natural	1 149	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem simples.
EDP Comercial	Gás e Eletricidade	1 151	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem bi-horária.
LuziGas	Poupança + Dual	1 153	Dual	Outros	DD	FE	Contagem simples.
LuziGas	POUPANÇA	1 160	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem simples.
LuziGas	Poupança + Dual	1 163	Dual	Outros	DD	FE	Contagem bi-horária.
LuziGas	BASE	1 168	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem simples.
Rolear	Tabela Geral	1 168	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem bi-horária.
GALP Energia	Galp Fatura de Volta Eletricidade & Gás Natural	1 170	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem bi-horária. Apesar de este tarifário oferecer 100% do valor total da fatura como saldo a utilizar em outras compras, a utilização desse saldo está limitada em cada compra (por exemplo, 1€ de desconto por cada 10€).
GALP Energia	Galp Continente Online Eletricidade & Gás Natural (FE+DD)	1 170	Dual	CE	DD	FE	Contagem bi-horária. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Online Eletricidade & Gás Natural (FE)	1 170	Dual	CE	Outros	FE	Contagem bi-horária. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Eletricidade & Gás Natural	1 170	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem bi-horária. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Eletricidade & Gás Natural (FE+DD)	1 170	Dual	Outros	DD	FE	Contagem bi-horária. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Eletricidade & Gás Natural (FE)	1 170	Dual	Outros	Outros	FE	Contagem bi-horária. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Eletricidade & Gás Natural (DD)	1 170	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem bi-horária. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
LuziGas	POUPANÇA	1 175	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem bi-horária.
Rolear	Tabela Geral	1 179	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem simples.

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
LuziGas	BASE	1 181	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem bi-horária.
GALP Energia	Galp Fatura de Volta Eletricidade & Gás Natural	1 184	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem simples. Apesar de este tarifário oferecer 100% do valor total da fatura como saldo a utilizar em outras compras, a utilização desse saldo está limitada em cada compra (por exemplo, 1€ de desconto por cada 10€).
GALP Energia	Galp Continente Online Eletricidade & Gás Natural (FE+DD)	1 184	Dual	CE	DD	FE	Contagem simples. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Online Eletricidade & Gás Natural (FE)	1 184	Dual	CE	Outros	FE	Contagem simples. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Eletricidade & Gás Natural	1 184	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem simples. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Eletricidade & Gás Natural (FE+DD)	1 184	Dual	Outros	DD	FE	Contagem simples. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Eletricidade & Gás Natural (FE)	1 184	Dual	Outros	Outros	FE	Contagem simples. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Eletricidade & Gás Natural (DD)	1 184	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem simples. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.

CE - Contratação Eletrónica; DD - Débito Direto; FE - Faturação Eletrónica

C. LISTA DE OFERTAS COMERCIAIS - CONSUMIDOR TIPO 3**Consumidor Tipo 3 - Ofertas comerciais exclusivamente de gás natural (ofertas mono)**

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
GALP Energia	Galp Online Gás Natural (FE+DD)	377	Gás Natural	CE	DD	FE	
GALP Energia	Galp Online Gás Natural (FE)	386	Gás Natural	CE	Outros	FE	
Energia Simples	Plano Poupa Mais Gás	423	Gás Natural	CE	DD	FE	
GoldEnergy	Monogás ACP	424	Gás Natural	CE	DD	FE	Apenas para sócios do Automóvel Club de Portugal (ACP).
Lisboagás - Comercialização	Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais	425	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	Tarifa transitória de acordo com a Diretiva n.º 13/2016. Oferta não disponível para novos contratos.
Endesa	Tarifa e-gás	428	Gás Natural	CE	DD	FE	
GoldEnergy	Monogás DD+FE	429	Gás Natural	CE	DD	FE	
Endesa	Quero+ Gás	433	Gás Natural	Outros	DD	FE	
Iberdrola	Plano Básico Gás	435	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2019-2020

Anexo II – Lista das Ofertas Comerciais

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
Endesa	Quero+ Gás	438	Gás Natural	Outros	Outros	FE	
Endesa	Quero+ Gás	438	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	
GALP Energia	Galp Gás Natural (FE+DD)	438	Gás Natural	Outros	DD	FE	
Endesa	Quero+ Gás	442	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	
Endesa	Tarifa Tranquilidade	442	Gás Natural	Outros	DD	FE	
GALP Energia	Galp Gás Natural (DD)	443	Gás Natural	Outros	DD	Outros	
Endesa	Tarifa Tranquilidade	447	Gás Natural	Outros	Outros	FE	
Endesa	Tarifa Tranquilidade	447	Gás Natural	Outros	DD	Outros	
GALP Energia	Galp Gás Natural (FE)	448	Gás Natural	Outros	Outros	FE	
Endesa	Tarifa Tranquilidade	451	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	
EDP Comercial	Gás (DD)	452	Gás Natural	Outros	DD	Outros	
GALP Energia	Galp Gás Natural	452	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	
GoldEnergy	+ Cliente Monogás	453	Gás Natural	CE	DD	FE	
LuziGas	GÁS NATURAL	459	Gás Natural	Outros	DD	Outros	
LuziGas	GÁS NATURAL	459	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	
Energia Simples	Plano GAS Online	461	Gás Natural	CE	DD	FE	
EDP Comercial	Gás	462	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	
GALP Energia	Galp Fatura de Volta Gás Natural	462	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	Apesar de este tarifário oferecer 100% do valor total da fatura como saldo a utilizar em outras compras, a utilização desse saldo está limitada em cada compra (por exemplo, 1€ de desconto por cada 10€).
GALP Energia	Galp Continente Online Gás Natural (FE+DD)	462	Gás Natural	CE	DD	FE	O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
GALP Energia	Galp Continente Online Gás Natural (FE)	462	Gás Natural	CE	Outros	FE	O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Gás Natural	462	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Gás Natural (FE+DD)	462	Gás Natural	Outros	DD	FE	O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Gás Natural (FE)	462	Gás Natural	Outros	Outros	FE	O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Gás Natural (DD)	462	Gás Natural	Outros	DD	Outros	O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
Audax	Classic	462	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	Contrato com duração de 24 meses.
Audax	Classic	462	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	
Rolear	Geral - Gás Natural	467	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	
GoldEnergy	Monogás	478	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	
Energia Simples	Plano GAS	489	Gás Natural	Outros	Outros	Outros	

CE - Contratação Eletrónica; DD - Débito Direto; FE - Faturação Eletrónica

Consumidor Tipo 3 - Ofertas comerciais de gás natural e eletricidade (ofertas duais)

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
GALP Energia	Galp Online Eletricidade & Gás Natural (FE+DD)	2 159	Dual	CE	DD	FE	Contagem Simples.
EDP Comercial	Gás + Eletricidade - Desconto de Amigo	2 176	Dual	CE	DD	FE	Contagem Simples. Necessária uma recomendação de um novo cliente para a EDP Comercial e que este celebre um contrato de energia no sítio edp.pt.
GALP Energia	Galp Online Eletricidade & Gás Natural (FE+DD)	2 187	Dual	CE	DD	FE	Contagem Simples.
GALP Energia	Galp Online Eletricidade & Gás Natural (FE)	2 208	Dual	CE	Outros	FE	Contagem Simples.
GALP Energia	Galp Online Eletricidade & Gás Natural (FE)	2 237	Dual	CE	Outros	FE	Contagem Simples.
EDP Comercial	Gás + Eletricidade - Desconto de Amigo	2 238	Dual	CE	DD	FE	Contagem Simples. Necessária uma recomendação de um novo cliente para a EDP Comercial e que este celebre um contrato de energia no sítio edp.pt.
GoldEnergy	Dual ACP	2 244	Dual	CE	DD	FE	Contagem Simples. Apenas para sócios do Automóvel Club de Portugal (ACP).
GoldEnergy	Dual ACP	2 265	Dual	CE	DD	FE	Contagem Simples. Apenas para sócios do Automóvel Club de Portugal (ACP).
GoldEnergy	+ Cliente Dual	2 284	Dual	CE	DD	FE	Contagem Simples.

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2019-2020

Anexo II – Lista das Ofertas Comerciais

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
EDP Comercial	Mobilidade Elétrica Verde + Gás	2 284	Dual	Outros	DD	FE	Contagem Simples.
GoldEnergy	Dual DD+FE	2 293	Dual	Outros	DD	FE	Contagem Simples.
Endesa	Tarifa e-luz&gás	2 295	Dual	CE	DD	FE	Contagem Simples.
Endesa	Quero+ Luz e Gás	2 295	Dual	Outros	DD	FE	Contagem Simples.
Audax	Classic	2 296	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem Simples.
Audax	Classic	2 306	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem Simples.
GALP Energia	Galp Eletricidade & Gás Natural (FE+DD)	2 307	Dual	Outros	DD	FE	Contagem Simples.
GoldEnergy	Dual DD+FE	2 315	Dual	Outros	DD	FE	Contagem Simples.
GoldEnergy	+ Cliente Dual	2 321	Dual	CE	DD	FE	Contagem Simples.
Endesa	Quero+ Luz e Gás	2 321	Dual	Outros	Outros	FE	Contagem Simples.
Endesa	Quero+ Luz e Gás	2 321	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem Simples.
Audax	Classic	2 321	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem Simples.
Endesa	Tarifa Tranquilidade	2 322	Dual	Outros	DD	FE	Contagem Simples.
Endesa	Quero+ Luz e Gás	2 330	Dual	Outros	DD	FE	Contagem Simples.
Endesa	Tarifa e-luz&gás	2 331	Dual	CE	DD	FE	Contagem Simples.
GALP Energia	Galp Eletricidade & Gás Natural (DD)	2 331	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem Simples.
Audax	Classic	2 331	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem Simples.
GALP Energia	Galp Eletricidade & Gás Natural (FE+DD)	2 336	Dual	Outros	DD	FE	Contagem Simples.
Endesa	Tarifa Tranquilidade	2 345	Dual	Outros	DD	FE	Contagem Simples.

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2019-2020

Anexo II – Lista das Ofertas Comerciais

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
Endesa	Tarifa Tranquilidade	2 346	Dual	Outros	Outros	FE	Contagem Simples.
Endesa	Tarifa Tranquilidade	2 346	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem Simples.
Endesa	Quero+ Luz e Gás	2 348	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem Simples.
EDP Comercial	Gás e Eletricidade (DD+FE)	2 352	Dual	Outros	DD	FE	Contagem Simples.
GALP Energia	Galp Eletricidade & Gás Natural (FE)	2 356	Dual	Outros	Outros	FE	Contagem Simples.
Endesa	Quero+ Luz e Gás	2 357	Dual	Outros	Outros	FE	Contagem Simples.
Endesa	Quero+ Luz e Gás	2 357	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem Simples.
GoldEnergy	Dual Outbound	2 360	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem Simples.
GALP Energia	Galp Eletricidade & Gás Natural (DD)	2 361	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem Simples.
Endesa	Tarifa Tranquilidade	2 369	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem Simples.
Endesa	Tarifa Tranquilidade	2 370	Dual	Outros	Outros	FE	Contagem Simples.
Endesa	Tarifa Tranquilidade	2 370	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem Simples.
EDP Comercial	Gás e Eletricidade (DD)	2 371	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem Simples.
EDP Comercial	Gás e Eletricidade (DD+FE)	2 375	Dual	Outros	DD	FE	Contagem Simples.
GALP Energia	Galp Eletricidade & Gás Natural	2 380	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem Simples.
Endesa	Quero+ Luz e Gás	2 383	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem Simples.
GALP Energia	Galp Eletricidade & Gás Natural (FE)	2 386	Dual	Outros	Outros	FE	Contagem Simples.
GoldEnergy	Dual Outbound	2 391	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem Simples.
Endesa	Tarifa Tranquilidade	2 393	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem Simples.

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
EDP Comercial	Gás e Eletricidade (DD)	2 395	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem Simples.
EDP Comercial	Gás e Eletricidade	2 402	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem Simples.
EDP Comercial	Gás e Eletricidade	2 406	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem Simples.
GALP Energia	Galp Eletricidade & Gás Natural	2 410	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem Simples.
LuziGas	Poupança + Dual	2 411	Dual	Outros	DD	FE	Contagem Simples.
LuziGas	Poupança + Dual	2 416	Dual	Outros	DD	FE	Contagem Simples.
LuziGas	POUPANÇA	2 429	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem Simples.
Rolear	Tabela Geral	2 441	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem Simples.
LuziGas	BASE	2 445	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem Simples.
GALP Energia	Galp Fatura de Volta Eletricidade & Gás Natural	2 454	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem Simples. Apesar de este tarifário oferecer 100% do valor total da fatura como saldo a utilizar em outras compras, a utilização desse saldo está limitada em cada compra (por exemplo, 1€ de desconto por cada 10€).
GALP Energia	Galp Continente Online Eletricidade & Gás Natural (FE+DD)	2 454	Dual	CE	DD	FE	Contagem Simples. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Online Eletricidade & Gás Natural (FE)	2 454	Dual	CE	Outros	FE	Contagem Simples. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Eletricidade & Gás Natural	2 454	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem Simples. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Eletricidade & Gás Natural (FE+DD)	2 454	Dual	Outros	DD	FE	Contagem Simples. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Eletricidade & Gás Natural (FE)	2 454	Dual	Outros	Outros	FE	Contagem Simples. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Eletricidade & Gás Natural (DD)	2 454	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem Simples. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
LuziGas	BASE	2 454	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem Simples.
Rolear	Tabela Geral	2 466	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem Simples.
GALP Energia	Galp Fatura de Volta Eletricidade & Gás Natural	2 485	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem Simples. Apesar de este tarifário oferecer 100% do valor total da fatura como saldo a utilizar em outras compras, a utilização desse saldo está limitada em cada compra (por exemplo, 1€ de desconto por cada 10€).

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Tipo de oferta	Tipo de Contratação	Meio de Pagamento	Tipo de Faturação	Observações
GALP Energia	Galp Continente Online Eletricidade & Gás Natural (FE+DD)	2 485	Dual	CE	DD	FE	Contagem Simples. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Online Eletricidade & Gás Natural (FE)	2 485	Dual	CE	Outros	FE	Contagem Simples. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Eletricidade & Gás Natural	2 485	Dual	Outros	Outros	Outros	Contagem Simples. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Eletricidade & Gás Natural (FE+DD)	2 485	Dual	Outros	DD	FE	Contagem Simples. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Eletricidade & Gás Natural (FE)	2 485	Dual	Outros	Outros	FE	Contagem Simples. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
GALP Energia	Galp Continente Eletricidade & Gás Natural (DD)	2 485	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem Simples. O montante designado por "Reembolsos" não é descontado diretamente na fatura, mas sim atribuído em cupão a ser carregado como saldo no cartão Continente. Os preços unitários apresentados neste simulador correspondem aos valores utilizados na fatura, antes da atribuição do saldo em cartão Continente.
LuziGas	POUPANÇA	2 534	Dual	Outros	DD	Outros	Contagem Simples.

CE - Contratação Eletrónica; DD - Débito Direto; FE - Faturação Eletrónica