

**ESTRUTURA TARIFÁRIA
NO ANO GÁS 2016-2017**

Junho 2016

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	ATIVIDADES E TARIFAS REGULADAS DE GÁS NATURAL.....	3
3	TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO	9
3.1	Estrutura geral da tarifa.....	9
3.2	Determinação dos Custos incrementais	12
3.2.1	Custo incremental de energia da receção de GNL.....	13
3.2.2	Custo incremental de Capacidade no armazenamento de GNL	15
3.2.3	Custo incremental de capacidade na regaseificação de GNL	17
3.2.4	Custo incremental de energia na regaseificação de GNL	19
3.2.5	Custo incremental do carregamento de camiões cisterna	20
3.3	Comparação da estrutura tarifária com a estrutura de custos incrementais	22
4	TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO.....	25
4.1	Estrutura geral da tarifa.....	25
4.2	Determinação dos Custos incrementais	27
4.2.1	Custo incremental de energia de injeção e de extração do Armazenamento Subterrâneo.....	27
4.2.2	Custo incremental de Capacidade de armazenamento no armazenamento Subterrâneo.....	31
4.3	Comparação da estrutura tarifária com a estrutura de custos incrementais	33
5	TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE	37
5.1	Estrutura geral da tarifa.....	37
5.2	Custos incrementais.....	39
5.3	Opções tarifárias flexíveis de acesso às redes em alta pressão.....	40
6	PRODUTOS DE CAPACIDADE NAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO	53
7	TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA	57
8	TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	59
8.1	Estrutura geral da tarifa.....	59
8.2	Custos incrementais.....	62
8.2.1	Discussão metodológica	62
8.2.2	Pressupostos e dados utilizados.....	64
8.2.3	Custos incrementais das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em BP	68
8.2.4	Custos incrementais da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP	75
8.2.5	Estrutura das Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	77
8.3	Limiar de consumo e demais características para aplicação de tarifas de acesso às redes opcionais em Média Pressão e em Baixa Pressão > 10 000 m ³	79
8.3.1	Limiar de consumo e demais características para aplicação de tarifas de acesso às redes opcionais em Média Pressão	79

8.3.2	Limiar de consumo e demais características para aplicação de tarifas de acesso às redes opcionais em Baixa Pressão > 10 000 m ³	93
8.4	Opções tarifárias flexíveis de acesso às redes de distribuição	93
9	INTRODUÇÃO DE ESCALÕES DE CONSUMO NAS TARIFAS DE USO DAS REDES DE AP, MP E BP>.....	95
10	TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO.....	99
11	TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS.....	101
11.1	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	102
11.2	Análise da evolução das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para a tarifa aditiva.....	115
12	ANÁLISE DAS OFERTAS COMERCIAIS DO MERCADO.....	119
12.1	Metodologia.....	120
12.2	Comparação de ofertas Comerciais para BP ≤ 10 000 m ³ /ano, no 1.º Trimestre de 2016.....	121
12.2.1	Consumidor tipo 1	121
12.2.2	Consumidor tipo 2	124
12.2.3	Consumidor tipo 3	127
12.3	Evolução das Ofertas Comerciais para BP ≤ 10 000 m ³ /ano	130
12.3.1	Consumidor tipo 1	130
12.3.2	Consumidor tipo 2	134
12.3.3	Consumidor tipo 3	138
13	COMPARAÇÃO DE PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL EM PORTUGAL E ESPANHA	143
13.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás.....	143
13.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	148
13.3	Tarifa de Acesso à Rede de Transporte	151
13.3.1	Comparação de preços para modulações constantes e em função do consumo	155
13.3.2	Comparação de preços em função da modulação	156
13.3.2.1	Comparação de preços para clientes Industriais em AP, em função da modulação	157
13.3.2.2	Comparação de preços para centros electroprodutores, em função da modulação.....	161
ANEXO I –	ESTRUTURA DAS TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO E SUA APLICAÇÃO	167

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Decomposição da Tarifa transitória de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso	4
Figura 2-2 - Decomposição da Tarifa de Venda a Clientes (não regulada).....	5
Figura 3-1 - Definição das variáveis de faturação.....	11
Figura 3-2 - Comparação da estrutura de custos incrementais 2015-2016 com a de custos incrementais 2016-2017	22
Figura 3-3 - Comparação da estrutura tarifária com a de custos incrementais de 2016-2017.....	23
Figura 3-4 - Estrutura das receitas por variável de faturação da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	24
Figura 4-1 - Definição das variáveis de faturação.....	26
Figura 4-2 - Comparação da estrutura de custos incrementais 2015-2016 com a de custos incrementais 2016-2017	33
Figura 4-3 - Comparação da estrutura tarifária com a de custos incrementais de 2016-2017.....	34
Figura 4-4 - Estrutura das receitas por variável de faturação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	35
Figura 5-1 - Definição das variáveis de faturação da tarifa de Uso da Rede de Transporte	37
Figura 5-2 - Caracterização de um perfil de consumo progressivo	50
Figura 5-3 - Caracterização de um perfil de consumo uniforme.....	50
Figura 5-4 - Curva de preço médio	51
Figura 5-5 - Curva de faturação anual	51
Figura 5-6 - Curva de preço médio	52
Figura 5-7 - Curva de faturação anual	52
Figura 8-1 - Estrutura das receitas por variável de faturação da tarifas de uso da rede de distribuição em MP	77
Figura 8-2 - Estrutura das receitas por variável de faturação da tarifa de uso da rede de distribuição em BP>.....	78
Figura 8-3 - Estrutura das receitas por variável de faturação da tarifas de uso da rede de distribuição em BP<.....	78
Figura 8-4 - Cenários considerados na avaliação de impactes tarifários	85
Figura 8-5 - Avaliação de impactes tarifários associados à aprovação da nova regra de opção pelas tarifas de acesso às redes em AP	90
Figura 9-1 - Evolução do Preço médio das tarifas de acesso às redes em AP, MP e BP> em (t) e (t-1)	96
Figura 9-2 – Variação tarifária por nível de pressão e por escalão de consumo.....	97
Figura 11-1 - Convergência para a tarifa aditiva transitória nacional em $BP \leq 10\ 000\ m^3$	103
Figura 11-2 - Preço médio em $BP \leq 10\ 000\ m^3$, por escalão de consumo, em percentagem da tarifa aditiva transitória.....	103
Figura 11-3 - Distância das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para a tarifa aditiva transitória no ano gás 2016-2017.....	104
Figura 11-4 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Beiragás para clientes em $BP \leq 10\ 000\ m^3$	105

Figura 11-5 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Dianagás para clientes em BP ≤ 10 000 m ³	106
Figura 11-6 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Sonorgás para clientes em BP ≤ 10 000 m ³	107
Figura 11-7 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Duriensegás para clientes em BP ≤ 10 000 m ³	108
Figura 11-8 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Lisboaagás para clientes em BP ≤ 10 000 m ³	109
Figura 11-9 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Lusitaniagás para clientes em BP ≤ 10 000 m ³	110
Figura 11-10 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Medigás para clientes em BP ≤ 10 000 m ³	111
Figura 11-11 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Paxgás para clientes em BP ≤ 10 000 m ³	112
Figura 11-12 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR EDPGásSU para clientes em BP ≤ 10 000 m ³	113
Figura 11-13 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Setgás para clientes em BP ≤ 10 000 m ³	114
Figura 11-14 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Tagusgás para clientes em BP ≤ 10 000 m ³	115
Figura 11-15 - Evolução do preço de energia para a tarifa aditiva, por escalão de consumo.....	116
Figura 11-16 - Evolução do preço do termo fixo para a tarifa aditiva, por escalão de consumo.....	117
Figura 13-1 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha.....	145
Figura 13-2 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha.....	146
Figura 13-3 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto anual).....	147
Figura 13-4 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto mensal).....	147
Figura 13-5 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto diário).....	148
Figura 13-6 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha (produto anual).....	150
Figura 13-7 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha (produto anual).....	150
Figura 13-8 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produtos anual, trimestral e mensal em Portugal).....	151
Figura 13-9 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados na rede de transporte em AP em Portugal e Espanha (modulação de 264 dias).....	155
Figura 13-10 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados na rede de transporte em AP em Portugal e Espanha (modulação de 130 dias).....	156
Figura 13-11 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (longas e curtas utilizações / contrato anual).....	158

Figura 13-12 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal (longas utilizações / curtas utilizações / opção flexível exclusivamente mensal)	158
Figura 13-13 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (opção de curtas utilizações e contratos com duração inferior a 1 ano).....	159
Figura 13-14 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (longas e curtas utilizações / contrato anual)	160
Figura 13-15 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal (longas utilizações / curtas utilizações / opção flexível exclusivamente mensal)	160
Figura 13-16 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (opção de curtas utilizações e contratos com duração inferior a 1 ano).....	161
Figura 13-17 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (longas e curtas utilizações / contrato anual)	162
Figura 13-18 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal (longas utilizações / curtas utilizações / opção flexível exclusivamente mensal)	162
Figura 13-19 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (opção de curtas utilizações e contratos com duração inferior a 1 ano).....	163
Figura 13-20 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (longas e curtas utilizações / contrato anual)	164
Figura 13-21 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal (longas utilizações / curtas utilizações / opção flexível exclusivamente mensal)	164
Figura 13-22 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (opção de curtas utilizações e contratos com duração inferior a 1 ano).....	165

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 - Preços da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	10
Quadro 3-2 - Multiplicadores aplicados aos produtos de capacidade no Terminal de GNL.....	12
Quadro 3-3 - Custo incremental de energia de receção de GNL	14
Quadro 3-4 - Custo incremental de Capacidade no armazenamento de GNL	16
Quadro 3-5 - Custo incremental de capacidade de regaseificação de GNL para RNT	18
Quadro 3-6 - Custo médio de energia na regaseificação de GNL	19
Quadro 3-7 - Custo incremental do carregamento de camiões cisterna	21
Quadro 4-1 - Multiplicadores aplicados aos produtos de capacidade no Armazenamento Subterrâneo	27
Quadro 4-2 - Determinação das utilizações das capacidades máximas de injeção e extração no armazenamento subterrâneo em funcionamento contínuo	28
Quadro 4-3 - Determinação das quantidades anuais máximas de volumes injetados e extraídos no armazenamento subterrâneo em funcionamento contínuo.....	29
Quadro 4-4 - Custo incremental de energia de injeção e extração do armazenamento subterrâneo ...	30
Quadro 4-5 - Custo incremental de Capacidade de armazenamento no armazenamento subterrâneo.....	32
Quadro 5-1 - Variáveis de faturação da tarifa de Uso da Rede de Transporte	39
Quadro 5-2 - Estrutura dos custos incrementais da rede de transporte	39
Quadro 5-3 - Fatores multiplicativos da tarifa flexível mensal em Portugal, no ano-gás 2015-2016	43
Quadro 5-4 - Fatores multiplicativos da tarifa flexível mensal e diária em Espanha	44
Quadro 5-5 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte e distribuição em Espanha, em 2015	44
Quadro 5-6 - Preços da tarifa de acesso à rede de transporte, para o ano gás 2016-2017	45
Quadro 5-7 - Multiplicadores considerados na avaliação da introdução da opção flexível diária	46
Quadro 5-8 - Cenários de preços considerados na avaliação da introdução da opção flexível diária	46
Quadro 5-9 - Consumo dos CEP em função dos cenários dos fatores multiplicativos.....	47
Quadro 5-10 - Faturação da tarifa de acesso à rede de transporte em função dos cenários dos fatores multiplicativos	47
Quadro 5-11 – Fatores multiplicativos da Tarifa diária em AP para o ano gás 2016-2017	48
Quadro 5-12 – Fatores multiplicativos da Tarifa Mensal em AP, MP e BP>, para o ano gás 2016-2017	49
Quadro 6-1 - Produtos de capacidade de curto prazo nas tarifas das infraestruturas de Alta Pressão.....	54
Quadro 6-2 - Multiplicadores dos produtos de capacidade de curto prazo no Terminal de GNL.....	55
Quadro 6-3 - Multiplicadores dos produtos de capacidade de curto prazo no Armazenamento subterrâneo.....	56
Quadro 6-4 - Multiplicadores dos produtos de capacidade de curto prazo na rede de Transporte.....	56
Quadro 8-1 - Investimentos nas redes de distribuição de gás natural.....	65
Quadro 8-2 - Classificação dos investimentos na rede de distribuição de gás natural	66

Quadro 8-3 - Alocação dos investimentos por custo incremental de BP	67
Quadro 8-4 - Energia, capacidade utilizada e número de clientes das redes BP	67
Quadro 8-5 - Custos incrementais das redes de BP	68
Quadro 8-6 - Custo incremental de capacidade utilizada da rede de BP	69
Quadro 8-7 - Custo incremental de energia de vazio da rede de BP	70
Quadro 8-8 - Custo incremental de energia fora de vazio da rede de BP	71
Quadro 8-9 - Custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico da rede de BP	72
Quadro 8-10 - Custos incrementais de BP> e BP<	73
Quadro 8-11 - Custos incrementais de BP> e BP<	74
Quadro 8-12 - Receitas incrementais das redes de BP	74
Quadro 8-13 - Custos incrementais das redes de MP	76
Quadro 8-14 - Receitas incrementais das redes de MP	77
Quadro 8-15 - Distância máxima (em Km) da ligação à rede de AP, para a qual o valor anual do diferencial entre as tarifas de acesso de AP e MP coincide com o investimento em uma nova ligação à rede de AP, em função do consumo anual e da modulação anual.	84
Quadro 8-16 - Análise de impactes tarifários	86
Quadro 8-17 - Valor da compensação (em €/MWh) a incluir na fatura da tarifa de acesso às redes em MP, em função do consumo anual e da distância da instalação à rede de AP, considerando uma modulação anual de 260 dias	89
Quadro 8-18 - Análise de impactes tarifários	90
Quadro 8-19 - Análise de impactes na fatura anual dos consumidores que solicitaram as ligações à rede de transporte	91
Quadro 10-1 - Estrutura dos custos médios de referência	100
Quadro 13-1 - Preços da parcela de Receção de GNL	143
Quadro 13-2 - Preço da parcela de Armazenamento de GNL	144
Quadro 13-3 - Preços da parcela de Regaseificação de GNL	145
Quadro 13-4 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	149
Quadro 13-5 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário	152
Quadro 13-6 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário (opção flexível exclusivamente mensal)	152
Quadro 13-7 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes finais em AP	153
Quadro 13-8 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes finais em AP (opção flexível exclusivamente mensal)	153
Quadro 13-9 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte e Distribuição, em Espanha	154

1 INTRODUÇÃO

O presente documento apresenta a estrutura das tarifas das atividades reguladas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito, de Uso da Rede de Transporte, de Uso Global do Sistema, de Uso do Armazenamento Subterrâneo, de Uso da Rede de Distribuição e de Comercialização, assim como a estrutura das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais.

O quadro regulamentar do setor do gás natural, aprovado em 2013, incorporou já uma parte substancial das regras comuns para o mercado interno de energia estabelecidas no terceiro pacote legislativo da União Europeia, publicado em julho de 2009, e transposto para a legislação nacional através do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro e do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação do Decreto-Lei n.º 231/2012, também de 26 de outubro.

Desde então, foram publicados três regulamentos europeus (códigos de rede europeus), previstos no terceiro pacote de Diretivas, com especial relevância no contexto regulamentar do setor do gás natural. Foram publicados o código de rede para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás, através do Regulamento (UE) n.º 984/2013, de 14 de outubro, o código de rede para a compensação das redes de transporte de gás, através do Regulamento (UE) n.º 312/2014, de 26 de março, e o código de rede para a interoperabilidade e regras de intercâmbio de dados, através do Regulamento (UE) n.º 2015/703, de 30 de abril.

A revisão regulamentar de 2013 antecipou algumas das disposições previstas nestes códigos de rede. Com a recente revisão regulamentar ocorrida em 2016, a ERSE completa a plena implementação, no quadro regulamentar nacional do setor do gás natural, dos códigos de rede europeus referidos, sendo esse um marco assinalável no processo de integração dos mercados europeus e do mercado ibérico em particular.

Ao nível da estrutura tarifária revisão regulamentar de 2015: (i) introduz mais flexibilidade na estrutura das tarifas de acesso às redes em AP prevendo uma opção flexível diária; (ii) prevê a introdução de novos escalões de consumo nos diferentes níveis de pressão; (iii) introduz nova regra para aplicação das tarifas opcionais de acesso às redes em Média Pressão e Alta Pressão, e (iv) introduz novos produtos de capacidade e respetivas tarifas nas infraestruturas de alta pressão.

Dado o início de um novo período de regulação em julho de 2016 elaboraram-se estudos com o objetivo de analisar a adequação da estrutura das tarifas por atividade regulada. Esses estudos conduziram à alteração da estrutura da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo e das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

No capítulo 2 são sistematizadas todas as atividades e tarifas reguladas no setor do gás natural e o racional subjacente ao cálculo dos custos incrementais como metodologia de determinação da estrutura tarifária.

Nos capítulos 3, 4, 5, 7, 8 e 10 são estabelecidos os custos incrementais das tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito, de Uso do Armazenamento Subterrâneo, de Uso da Rede de Transporte, de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Distribuição e de Comercialização¹.

No capítulo 6 são apresentados os produtos de capacidade existentes nas infraestruturas de Alta Pressão e os respetivos multiplicadores.

No capítulo 9 são identificados os novos escalões de consumo.

No capítulo 11 é analisada a estrutura das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, analisando-se a sua convergência tarifária.

No capítulo 12 comparam-se as ofertas de mercado dos diversos comercializadores.

No capítulo 13 é apresentada uma comparação das tarifas de Acesso às Infraestruturas do Terminal de GNL, ao Armazenamento Subterrâneo e às Redes de Transporte, em Portugal e em Espanha, considerando as tarifas atualmente em vigor em Espanha e as tarifas a vigorar em Portugal a partir de 1 de julho de 2016.

No anexo é apresentada a estrutura definida para as taxas de ocupação do subsolo bem como uma caracterização das taxas efetivamente pagas.

¹ A tarifa de Comercialização aplica-se apenas a fornecimentos do comercializador de último recurso.

2 ATIVIDADES E TARIFAS REGULADAS DE GÁS NATURAL

No quadro regulamentar em vigor estão definidas as tarifas para cada uma das atividades reguladas, determinadas de modo a proporcionar os proveitos regulados. As atividades reguladas são as seguintes:

- Receção, armazenamento e regaseificação de GNL.
- Armazenamento subterrâneo.
- Gestão técnica global do sistema.
- Transporte de gás natural.
- Distribuição de gás natural.
- Compra e venda de gás natural.
- Comercialização de gás natural.

As tarifas de Acesso às Redes, pagas por todos os consumidores independentemente do seu modo de participação no mercado, são obtidas por soma das tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte e Uso da Rede de Distribuição. Quer os preços de gás natural praticados no mercado, quer os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, incluem as tarifas de Acesso às Redes.

Desde julho de 2010 são aplicadas tarifas transitórias aos clientes dos comercializadores de último recurso com consumos anuais superiores ou iguais 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. O processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural, consagrado pelo Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, com as alterações do Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, e da Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, 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 devem continuar a fornecer gás natural aos clientes finais que não exerçam o direito de mudança de comercializador, até 31 de dezembro de 2017.

As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais resultam da soma da tarifa de Acesso às Redes com a tarifa de Energia transitória e a tarifa de Comercialização de gás natural. Na atividade de Compra e Venda de Gás Natural dos Comercializadores de Último Recurso incluem-se, para além dos custos de aquisição de gás natural, os custos associados com a receção, armazenamento e regaseificação de GNL, os custos de armazenamento subterrâneo e os custos com a entrada na rede de transporte resultantes do pagamento das tarifas destas infraestruturas.

No regime de mercado, os clientes negociam livremente contratos de fornecimento de gás natural com o comercializador de mercado que inclui todos os serviços prestados ao longo da cadeia de valor, sendo

o comercializador responsável pelo pagamento das tarifas de Acesso às Redes. Nesta situação o comercializador assumirá também o pagamento das tarifas de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, de Armazenamento Subterrâneo e de Entrada na Rede de Transporte, consoante a utilização que venha a fazer destas infraestruturas.

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

As duas figuras seguintes esquematizam a composição das várias tarifas e atividades que compõem a tarifa transitória de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso e a tarifa de Venda a Clientes (não regulada).

Figura 2-1 - Decomposição da Tarifa transitória de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso

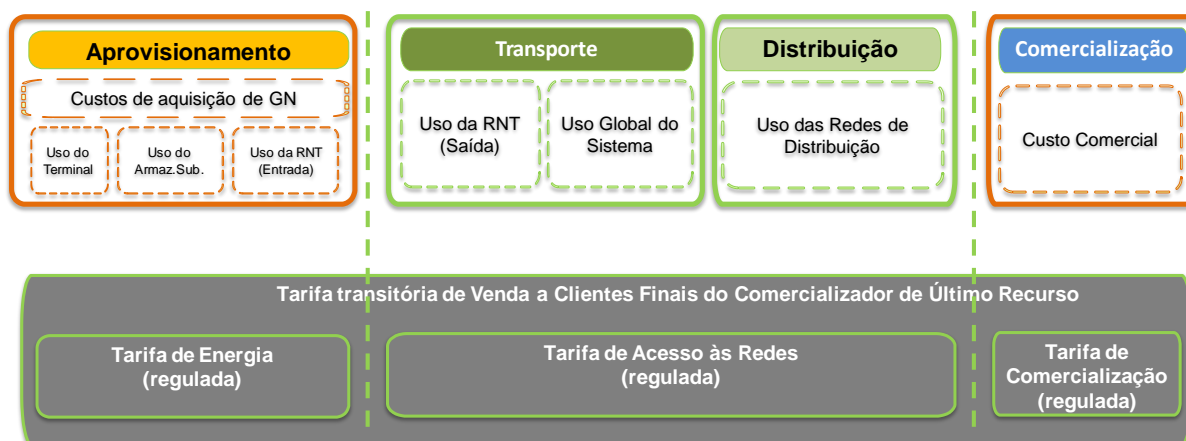
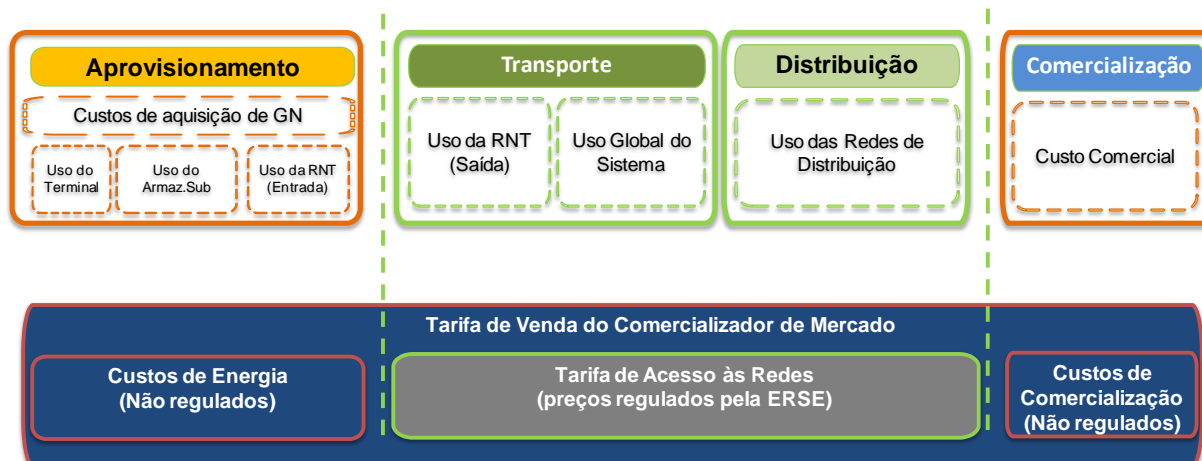


Figura 2-2 - Decomposição da Tarifa de Venda a Clientes (não regulada)



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 subsidiações cruzadas entre atividades e entre clientes, através da adequação das tarifas aos custos e da adoção do princípio da aditividade”. O sistema tarifário é aditivo, na medida em que, quer as tarifas de Acesso às Redes quer as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, são dadas pela soma das tarifas correspondentes a cada uma das atividades, já que a cada atividade regulada da cadeia de valor está associada uma tarifa.

RELAÇÃO ENTRE TARIFAS E CUSTOS

Para cada uma das atividades reguladas devem ser identificados os serviços que lhe estão associados. Para cada um destes serviços devem ser definidas as variáveis físicas mais adequadas à valorização dos encargos efetivamente causados pelo serviço fornecido a cada cliente. Este conjunto de variáveis físicas e as suas regras de medição constituem os termos a faturar de cada uma das tarifas.

Para cada tarifa por atividade procura-se que as variáveis de faturação utilizadas traduzam os custos efetivamente causados. Os preços destas variáveis de faturação são determinados por forma a apresentarem uma estrutura aderente à estrutura dos custos marginais ou incrementais, sendo previstos escalamentos que permitam assegurar os proveitos permitidos em cada atividade regulada e que garantam o equilíbrio económico-financeiro das empresas.

No Decreto-Lei n.º 77/2011, alterado pelo Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, é ainda consagrado o princípio da “transmissão dos sinais económicos adequados a uma utilização eficiente das redes e demais infraestruturas do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN)”, o que é fundamental, não só como medida de incentivo à eficiência das empresas reguladas, mas também como garantia de equidade de tratamento entre os vários consumidores de gás natural.

Com efeito, a regra geral de determinação de preços eficientes estabelece que o preço de cada bem ou serviço deve ser igual ao seu custo marginal de produção. 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 do sistema de gás natural.

Num contexto de mercado concorrencial, os custos marginais determinam o preço num ponto em que são iguais ou superiores ao custo médio. Assim sendo, as empresas obtêm a sua rentabilidade económica praticando preços eficientes. O ótimo social coincide com o ótimo económico no ponto onde se conjuga a minimização dos custos com a maximização do bem estar social, verificando-se uma igualdade entre custos médios, custos marginais e preços. 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.

Caso não se verifique esta igualdade, com uma alteração da quantidade produzida e, conseqüentemente, do seu valor, é possível um aumento de bem-estar. Este tipo de eficiência na afetação de recursos é denominada por eficiência Pareto, onde nenhum agente económico pode melhorar o seu bem-estar sem provocar uma diminuição do nível de bem-estar de outro agente económico.

A aproximação das tarifas aos custos marginais é um princípio importante de regulação, consagrado na legislação do setor do gás natural, mas não o único. No enquadramento legal do SNGN existem ainda os princípios da “igualdade de tratamento e oportunidades”, da “harmonização dos princípios tarifários” e do “equilíbrio económico e financeiro” das empresas do setor.

Para atingir o equilíbrio económico-financeiro das empresas bastaria permitir que as empresas recuperassem os seus custos totais, incluindo uma remuneração adequada do capital investido. Contudo, não é suficiente garantir que as receitas proporcionadas pelas tarifas sejam iguais aos proveitos permitidos. Tem de se verificar simultaneamente se não existe subsídio cruzado entre grupos de clientes, o que implica uma análise desagregada dos proveitos de cada atividade por grupo de clientes. Por outro lado, deve-se verificar se as tarifas estão a fornecer os sinais apropriados aos agentes para um uso eficiente do gás natural através da análise dos diversos termos que as constituem. Os custos marginais devem ser utilizados como elementos orientadores dos sinais preço a transmitir aos consumidores e aos fornecedores dos diversos serviços de modo a influenciar o seu comportamento no sentido da máxima eficiência.

Uma vez definidas as variáveis físicas e as respetivas regras de medição para a faturação de cada serviço regulado, devem ser determinados os custos marginais associados a cada uma delas. O custo marginal associado a cada uma das variáveis físicas consideradas corresponde ao custo da prestação

de uma unidade adicional dessa variável. Este custo marginal pode ter uma discriminação temporal e também espacial, ou seja, pode depender do momento no tempo e da localização geográfica do consumo. Para a determinação de cada um destes custos podem ser adotadas diversas metodologias.

As regras de determinação das variáveis físicas de cada tarifa por atividade ou de serviço regulado, os custos marginais ou incrementais associados a cada uma dessas variáveis com uma discriminação temporal e espacial, e a correspondente estrutura de preços das várias tarifas, que se obtém por aplicação do escalamento aos custos marginais ou incrementais, constituem a estrutura tarifária.

DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS INCREMENTAIS

Os custos incrementais são calculados através da metodologia dos custos incrementais médios de longo prazo. O cálculo do custo incremental consiste no quociente entre o valor atualizado dos acréscimos de investimento (CAPEX), incluindo os respetivos custos de operação e manutenção (OPEX), e o valor atualizado dos acréscimos de procura que estão na origem e justificam a necessidade desses investimentos.

O cálculo dos custos incrementais aplica-se em situações em que os investimentos são efetuados ao longo do tempo por forma a satisfazer os sucessivos acréscimos de procura. Designam-se por custos incrementais e não por custos marginais, dado se tratar da relação entre dois acréscimos e não da derivada do custo total em relação à procura total satisfeita. Nos casos em que os investimentos nas infraestruturas são concentrados no tempo, existindo uma grande sobrecapacidade inicial, é aplicado o conceito de custos nivelados.

Os custos nivelados são determinados pelo quociente entre a anuidade do valor atualizado dos custos de capital, associados aos investimentos e dos custos de operação e manutenção durante o seu tempo de vida útil, e a 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.

O CONCEITO DE ESCALAMENTO

Se os custos marginais ou incrementais dos diversos serviços regulados permitirem assegurar as receitas que proporcionam o equilíbrio económico-financeiro da empresa, ou seja, os proveitos a proporcionar em cada atividade, então o preço associado às variáveis de faturação de cada tarifa deverá ser igual ao respetivo custo marginal.

Se esta igualdade não se verificar, os preços associados às diversas variáveis de faturação de cada tarifa devem ser corrigidos por fatores multiplicativos ou aditivos, ou seja, escalados para proporcionar os proveitos permitidos em cada atividade. Assim, a estrutura de cada tarifa escalada deve refletir a

estrutura dos custos marginais, termo a termo. Esta condição salvaguarda a utilização eficiente do sistema de gás natural em cada uma das atividades, assegurando igualmente a recuperação dos proveitos permitidos em cada atividade de acordo com as regras definidas no Regulamento Tarifário.

A escolha do método de escalamento deve ser feita de modo a não distorcer as decisões de consumo, isto é, as componentes da procura mais elásticas ao preço devem suportar uma menor proporção de escalamento (Regra de Ramsey-Boiteux). Esta abordagem requer informação sobre elasticidades procura/preço. O escalamento multiplicativo, em que todos os custos marginais são multiplicados pelo mesmo fator, e em que a receita é adaptada aos custos, é preferível pois (i) preserva o rácio entre os preços, que coincide com as relações entre os custos marginais; (ii) faz com que o equilíbrio se mantenha dinamicamente; e, (iii) responsabiliza os consumidores pelos encargos que provocam, induzindo uma procura mais eficiente.

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 GNL através das instalações portuárias de descarga dos navios metaneiros, com possibilidade de acostagem de navios metaneiros com capacidades entre 40 000 m³ e 216 000 m³ de GNL. Em 2015, o terminal tem a capacidade de receber anualmente 59 navios e o caudal de descarga de um navio é 10 000 m³ GNL/hora.
- 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.
- Regaseificação e emissão de gás natural com uma capacidade (nominal) de emissão para a RNT de 5 x 225 000 m³/hora e uma capacidade de ponta de 6 x 225 000 m³/hora.
- Carregamento de camiões cisterna com 3 baías de enchimento, com a capacidade de carregamento de 36 camiões cisterna de GNL por dia.
- Carregamento de navios metaneiros de GNL com um caudal de 1 500 m³GNL/hora.

3.1 ESTRUTURA GERAL DA TARIFA

A tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL 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, sendo os preços aplicados de forma separada para cada serviço prestado, conforme se apresenta no Quadro 3-1. A estrutura tarifária foi alterada conforme Regulamento Tarifário publicado em abril de 2013 na sequência de definição de um modelo de atribuição de capacidade com reserva vinculativa segundo o qual se alterou o paradigma de uma tarifa anual aplicável a valores de capacidade nomeada determinados *ex-post* para tarifas aplicáveis a diferentes produtos de capacidade programada definidos *ex-ante*. No modelo anterior a 2013 os utilizadores apenas pagavam pela capacidade que utilizavam, correspondente ao máximo diário dos últimos 12 meses. No novo modelo de reserva de capacidade os utilizadores pagam pela capacidade que contratam mesmo que não a utilizem.

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

Para o serviço de receção de GNL considera-se um preço de energia, aplicável à energia recebida no terminal sob a forma liquefeita, 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, 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.

Na Figura 3-1 apresenta-se a definição das variáveis de faturação aplicáveis na tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

Figura 3-1 - Definição das variáveis de faturação

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 coeficientes multiplicativos.

A definição dos preços de curto prazo bem como a escolha do valor do multiplicador devem 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 rede de transporte 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 seguinte apresentam-se os multiplicadores aplicados nos produtos do Terminal de GNL, nomeadamente aos produtos trimestral, mensal, diário e intradiário.

Quadro 3-2 - 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, respectivamente, 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 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 recepção de GNL, de armazenamento de GNL e de regaseificação de GNL.

O custo incremental médio de longo prazo, como foi referido no capítulo anterior, calcula-se através do 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 mesmos², 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 1,82%³ da anuidade de investimento. Como fator de atualização das anuidades utiliza-se a taxa de remuneração fixada para esta atividade, 5,9%.

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.

Com base nos investimentos e no período de vida útil dos mesmos calculam-se as anuidades dos investimentos, que se apresentam no Quadro 3-3. De acordo com os pressupostos apresentados o valor obtido para o custo incremental é de 0,00004491 €/kWh, considerando um poder calorífico superior de 11,9 kWh/m³ (n).

² Na generalidade os ativos associados à regaseificação têm um período de vida útil de \ (exceto os associados ao carregamento de camiões cisterna que apresentam uma vida útil de 20 anos), os associados à receção de 25 anos e os associados ao armazenamento de 20 anos.

³ Esta percentagem corresponde ao rácio entre os custos de operação e manutenção em 2014 e o valor do ativo bruto relativo a toda a infraestrutura do terminal, reportado ao final de 2014.

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2016-2017

Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de gás natural liquefeito

Quadro 3-3 - 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		
2004	25	47 132 141,02	3 652 032	3 652 032	3 652 032	3 652 032	3 652 032	3 652 032	3 652 032	3 652 032	3 652 032	3 652 032	3 652 032	3 652 032	3 652 032	3 652 032	3 652 032	3 652 032		
2005	8	150 638,15		24 991	24 991	24 991	24 991	24 991	24 991	24 991	24 991	0	0	0	0	0	0	0		
2006	13	14 749,31			1 656	1 656	1 656	1 656	1 656	1 656	1 656	1 656	1 656	1 656	1 656	1 656	1 656	1 656		
2007	25	1 007,82				78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78		
2008	25	192 591,32					14 923	14 923	14 923	14 923	14 923	14 923	14 923	14 923	14 923	14 923	14 923	14 923		
2009	25	1 174 887,70						91 036	91 036	91 036	91 036	91 036	91 036	91 036	91 036	91 036	91 036	91 036		
2010	25	797 787,26							61 817	61 817	61 817	61 817	61 817	61 817	61 817	61 817	61 817	61 817		
2011	25	437 647,36								33 911	33 911	33 911	33 911	33 911	33 911	33 911	33 911	33 911		
2012	25	1 649 128,61									127 783	127 783	127 783	127 783	127 783	127 783	127 783	127 783		
2013	25	188 327,62										14 593	14 593	14 593	14 593	14 593	14 593	14 593		
2014	25	982 738,58											76 147	76 147	76 147	76 147	76 147	76 147		
2015	25	1 246 913,95												96 617	96 617	96 617	96 617	96 617		
2016	25	1 584 540,00													122 778	122 778	122 778	122 778		
2017	25	492 465,36														38 159	38 159	38 159		
2018	25	2 064 512,00															159 969	159 969		
2019	25	0,00																0		
CAPEX			3 652 032	3 677 023	3 678 679	3 678 757	3 693 680	3 784 716	3 846 533	3 880 444	4 008 226	3 997 828	4 073 976	4 170 593	4 293 371	4 331 529	4 491 498	4 491 498		
OPEX	1,82%		66 347	66 801	66 831	66 832	67 104	68 757	69 880	70 496	72 818	72 629	74 012	75 768	77 998	78 691	81 598	81 598		
Total anuidade			3 718 379	3 743 824	3 745 510	3 745 589	3 760 784	3 853 473	3 916 413	3 950 940	4 081 044	4 070 457	4 147 988	4 246 360	4 371 369	4 410 221	4 573 095	4 573 095		
Factor de actualização			0,50	0,53	0,56	0,60	0,63	0,67	0,71	0,75	0,80	0,84	0,89	0,94	1,00	1,06	1,12	1,19		
Total anuidade (valor actualizado)			7 397 843	7 033 491	6 644 626	6 274 568	5 949 028	5 756 044	5 524 135	5 262 356	5 132 810	4 834 272	4 651 890	4 496 896	4 371 369	4 164 514	4 077 729	3 850 547		

																			kWh/dia
Ano	Energia de Receção	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019		
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		
2012	0									0	0	0	0	0	0	0	0		
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		
Energia Total (valor actual.)		483 578 793	456 637 198	431 196 599	407 173 370	384 488 546	363 067 560	342 840 000	323 739 377	305 702 905	288 671 299	272 588 573	257 401 863	243 061 249	229 519 593	216 732 383	204 657 585		

Custo incremental Energia de Receção	0,00004491	€/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 do 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 3-4. De acordo com os pressupostos apresentados o valor obtido para o custo incremental é de 0,00001445 €/kWh/dia).

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2016-2017

Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de gás natural liquefeito

Quadro 3-4 - 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
2004	23	67 246 646,42	5 474 917	5 474 917	5 474 917	5 474 917	5 474 917	5 474 917	5 474 917	5 474 917	5 474 917	5 474 917	5 474 917	5 474 917	5 474 917	5 474 917	5 474 917	5 474 917
2005	9	30 616,40		4 482	4 482	4 482	4 482	4 482	4 482	4 482	4 482	4 482	4 482	0	0	0	0	0
2006	11	6 626,37			836	836	836	836	836	836	836	836	836	836	836	836	836	836
2007	20	0,00				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2008	20	3 656,79					316	316	316	316	316	316	316	316	316	316	316	316
2009	20	24 712 585,22						2 137 098	2 137 098	2 137 098	2 137 098	2 137 098	2 137 098	2 137 098	2 137 098	2 137 098	2 137 098	2 137 098
2010	20	479 402,91							41 458	41 458	41 458	41 458	41 458	41 458	41 458	41 458	41 458	41 458
2011	20	62 654,56								5 418	5 418	5 418	5 418	5 418	5 418	5 418	5 418	5 418
2012	20	101 591 362,37									8 785 430	8 785 430	8 785 430	8 785 430	8 785 430	8 785 430	8 785 430	8 785 430
2013	20	262 555,55										22 705	22 705	22 705	22 705	22 705	22 705	22 705
2014	20	439 735,47											38 027	38 027	38 027	38 027	38 027	38 027
2015	20	476 419,39												41 200	41 200	41 200	41 200	41 200
2016	20	805 220,00													69 634	69 634	69 634	69 634
2017	20	686 338,48														59 353	59 353	59 353
2018	20	0,00															0	0
2019	20	0,00																0
CAPEX			5 474 917	5 479 399	5 480 235	5 480 235	5 480 551	7 617 649	7 659 107	7 664 525	16 449 955	16 472 661	16 510 688	16 547 406	16 617 040	16 676 393	16 675 558	16 675 558
OPEX	1,82%		99 463	99 545	99 560	99 560	99 566	138 391	139 144	139 242	298 848	299 261	299 952	300 619	301 884	302 962	302 947	302 947
Total anuidade			5 574 381	5 578 944	5 579 795	5 579 795	5 580 117	7 756 040	7 798 251	7 803 767	16 748 804	16 771 921	16 810 640	16 848 025	16 918 924	16 979 355	16 978 504	16 978 504
Factor de actualização			0,50	0,53	0,56	0,60	0,63	0,67	0,71	0,75	0,80	0,84	0,89	0,94	1,00	1,06	1,12	1,19
Total anuidade (valor actualizado)			11 090 424	10 481 117	9 898 693	9 347 207	8 826 956	11 585 419	10 999 500	10 394 034	21 065 299	19 919 145	18 852 813	17 842 058	16 918 924	16 033 386	15 139 360	14 295 902

Capacidade de Armazenamento		kWh/dia															
Ano	Capacidade de Armazenamento	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
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
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
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
Capacidade de Armazenamento Total (valor actual.)		3 166 571 620	2 990 152 615	2 823 562 432	2 666 253 477	2 517 708 665	2 377 439 722	2 244 985 573	2 119 910 834	3 227 944 765	3 048 106 483	2 878 287 519	2 717 929 669	2 566 505 825	2 423 518 248	2 288 496 930	2 160 998 045

Custo incremental
Capacidade de Armazenamento **0,00001445** €/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 1,7 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 18 milhões de m³ (n)/dia (213 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 3-5 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 0,00501682 €/(kWh/dia) por mês, considerando um poder calorífico superior de 11,9 kWh/m³ (n)

DETERMINAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2016-2017

Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito

Quadro 3-5 - 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	
2004	18	55 240 179,11	5 146 397	5 146 397	5 146 397	5 146 397	5 146 397	5 146 397	5 146 397	5 146 397	5 146 397	5 146 397	5 146 397	5 146 397	5 146 397	5 146 397	5 146 397	5 146 397	
2005	5	3 625,41		858	858	858	858	858	858	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2006	4	593,65			171	171	171	171	171	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2007	10	74 007,54				10 008	10 008	10 008	10 008	10 008	10 008	10 008	10 008	10 008	10 008	10 008	10 008	10 008	
2008	10	219 142,73					29 634	29 634	29 634	29 634	29 634	29 634	29 634	29 634	29 634	29 634	29 634	29 634	
2009	10	15 361 952,67						2 077 320	2 077 320	2 077 320	2 077 320	2 077 320	2 077 320	2 077 320	2 077 320	2 077 320	2 077 320	2 077 320	
2010	10	37 426 885,52							5 061 050	5 061 050	5 061 050	5 061 050	5 061 050	5 061 050	5 061 050	5 061 050	5 061 050	5 061 050	
2011	10	44 627 604,76								6 034 767	6 034 767	6 034 767	6 034 767	6 034 767	6 034 767	6 034 767	6 034 767	6 034 767	
2012	10	2 988 709,00									404 148	404 148	404 148	404 148	404 148	404 148	404 148	404 148	
2013	10	189 512,32										25 627	25 627	25 627	25 627	25 627	25 627	25 627	
2014	10	299 823,22											40 544	40 544	40 544	40 544	40 544	40 544	
2015	10	820 544,02												110 958	110 958	110 958	110 958	110 958	
2016	10	1 145 300,00													154 873	154 873	154 873	154 873	
2017	10	550 418,00														74 430	74 430	74 430	
2018	10	0,00															0	0	
2019	10	0,00																0	
CAPEX			5 146 397	5 147 255	5 147 426	5 157 434	5 187 067	7 264 387	12 325 437	18 359 175	18 763 323	18 788 950	18 829 493	18 940 451	19 095 325	19 169 755	19 159 747	19 130 114	
OPEX	1,82%		93 495	93 511	93 514	93 696	94 234	131 973	223 918	333 533	340 875	341 341	342 078	344 093	346 907	348 259	348 077	347 539	
Total anuidade			5 239 892	5 240 766	5 240 940	5 251 129	5 281 301	7 396 360	12 549 355	18 692 708	19 104 198	19 130 291	19 171 571	19 284 545	19 442 231	19 518 014	19 507 824	19 477 653	
Factor de actualização			0,50	0,53	0,56	0,60	0,63	0,67	0,71	0,75	0,80	0,84	0,89	0,94	1,00	1,06	1,12	1,19	
Total anuidade (valor actualizado)			10 424 947	9 845 784	9 297 556	8 796 631	8 354 272	11 048 155	17 700 974	24 897 287	24 027 725	22 720 059	21 500 552	20 422 333	19 442 231	18 430 608	17 394 699	16 400 184	

		kWh/dia																
Ano	Capacidade de Regaseificação	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
2004	193 000 000	193 000 000	193 000 000	193 000 000	193 000 000	193 000 000	193 000 000	193 000 000	193 000 000	193 000 000	193 000 000	193 000 000	193 000 000	193 000 000	193 000 000	193 000 000	193 000 000	
2011	20 000 000								20 000 000	20 000 000	20 000 000	20 000 000	20 000 000	20 000 000	20 000 000	20 000 000	20 000 000	
Capacidade de Regaseificação		193 000 000	193 000 000	193 000 000	193 000 000	193 000 000	193 000 000	193 000 000	213 000 000	213 000 000	213 000 000	213 000 000	213 000 000	213 000 000	213 000 000	213 000 000	213 000 000	
Capacidade de Regaseificação Total (valor actual.)		383 980 200	362 587 535	342 386 719	323 311 349	305 298 724	288 289 636	272 228 174	283 700 045	267 894 282	252 969 105	238 875 453	225 567 000	213 000 000	201 133 144	189 927 426	179 346 012	

Custo incremental
Capacidade de Regaseificação **0,00501682** €/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 processados⁴, 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 utilizam-se os custos de energia elétrica afetos à atividade de regaseificação de GNL, previstos para o ano gás 2016-2017.

As quantidades consideradas no cálculo do custo médio de energia na regaseificação de GNL correspondem ao valor médio entre 2010 e 2017 uma vez que se verifica que o custo associado aos consumos de energia elétrica são relativamente constantes no tempo e por isso independentes do volume de energia regaseificado.

No Quadro 3-6 apresentam-se os pressupostos considerados no cálculo do custo incremental de energia, assim como o valor obtido de 0,00011380 €/kWh, considerando um poder calorífico superior de 11,9 kWh/m³ (n).

Quadro 3-6 - Custo médio de energia na regaseificação de GNL⁵

	€	
Custo	2016	2017
Custo variável	2 630 929,04	2 680 679,26
	kWh	
	2016	2017
Energia Regaseificada	14 369 959 885	14 069 576 044
Custo Médio	0,00011380 €/kWh	

⁴ Energia das entregas na RNTGN.

⁵ Calculado tendo por base o valor médio previsto pela REN Atlântico para 2016 e 2017 para os custos variáveis de energia elétrica.

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 3-7. De acordo com os pressupostos apresentados, o valor obtido para o custo incremental é de 54,34 €/camião.

DETERMINAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2016-2017

Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito

Quadro 3-7 - 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
2004	16	3 200 318,11	310 594	310 594	310 594	310 594	310 594	310 594	310 594	310 594	310 594	310 594	310 594	310 594	310 594	310 594	310 594	310 594
2005	8	5 459,61		855	855	855	855	855	855	855	855	855	0	0	0	0	0	0
2006	12	96 121,84			11 402	11 402	11 402	11 402	11 402	11 402	11 402	11 402	11 402	11 402	11 402	11 402	11 402	11 402
2007	20	5 625,83				487	487	487	487	487	487	487	487	487	487	487	487	487
2008	20	5 766,25					499	499	499	499	499	499	499	499	499	499	499	499
2009	20	60 924,41						5 269	5 269	5 269	5 269	5 269	5 269	5 269	5 269	5 269	5 269	5 269
2010	20	27 654,00							2 391	2 391	2 391	2 391	2 391	2 391	2 391	2 391	2 391	2 391
2011	20	2 011 554,75								173 955	173 955	173 955	173 955	173 955	173 955	173 955	173 955	173 955
2012	20	280 710,62									24 275	24 275	24 275	24 275	24 275	24 275	24 275	24 275
2013	20	63 274,35										5 472	5 472	5 472	5 472	5 472	5 472	5 472
2014	20	115 607,05											9 997	9 997	9 997	9 997	9 997	9 997
2015	20	27 487,64												2 377	2 377	2 377	2 377	2 377
2016	20	43 570,00													3 768	3 768	3 768	3 768
2017	20	39 593,52														3 424	3 424	3 424
2018	20	0,00															0	0
2019	20	0,00																0
CAPEX			310 594	311 449	322 851	323 338	323 836	329 105	331 496	505 452	529 727	535 199	544 342	546 719	550 487	553 911	553 911	542 508
OPEX	1,82%		5 643	5 658	5 865	5 874	5 883	5 979	6 022	9 183	9 624	9 723	9 889	9 932	10 001	10 063	10 063	9 856
Total anuidade			316 237	317 107	328 716	329 212	329 720	335 084	337 519	514 635	539 351	544 922	554 231	556 651	560 487	563 974	563 974	552 364
Factor de actualização			0,50	0,53	0,56	0,60	0,63	0,67	0,71	0,75	0,80	0,84	0,89	0,94	1,00	1,06	1,12	1,19
Total anuidade (valor actualizado)			629 164	595 746	583 151	551 492	521 570	500 524	476 073	685 455	678 352	647 176	621 559	589 494	560 487	532 553	502 883	465 091

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
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
2012	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
Total de Carregamento Camiões (valor actual.)			8 953	8 454	7 983	7 538	7 118	6 722	6 347	5 994	16 526	15 606	14 736	13 915	13 140	12 408	11 717	11 064

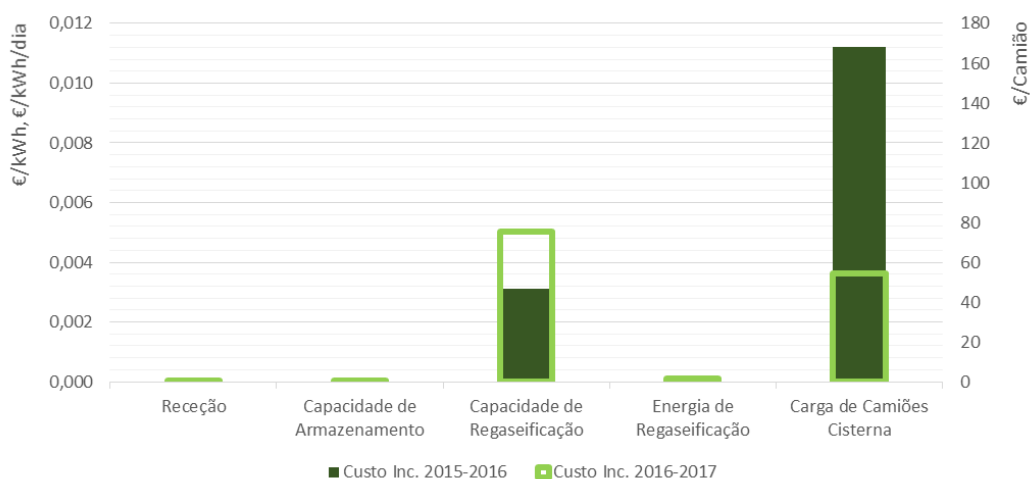
Custo incremental Carregamento Camiões 54,34 €/Camião

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 3-2 apresentam-se os custos incrementais para as variáveis de faturação da tarifa de Uso do Terminal, comparando-se os valores de 2015-2016, com os agora calculados para o ano gás 2016-2017.

Figura 3-2 - Comparação da estrutura de custos incrementais 2015-2016 com a de custos incrementais 2016-2017



		Custo Incremental	
		2015-2016	2016-2017
Receção	€/kWh	0,00007965	0,00004491
Capacidade de Armazenamento	€/kWh/dia/dia	0,00002883	0,00001445
Capacidade de Regaseificação	€/kWh/dia/mês	0,00310855	0,00501682
Energia de Regaseificação	€/kWh	0,00007366	0,00011380
Carga de Camiões Cisterna	€/Camião	168,21	54,34

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.

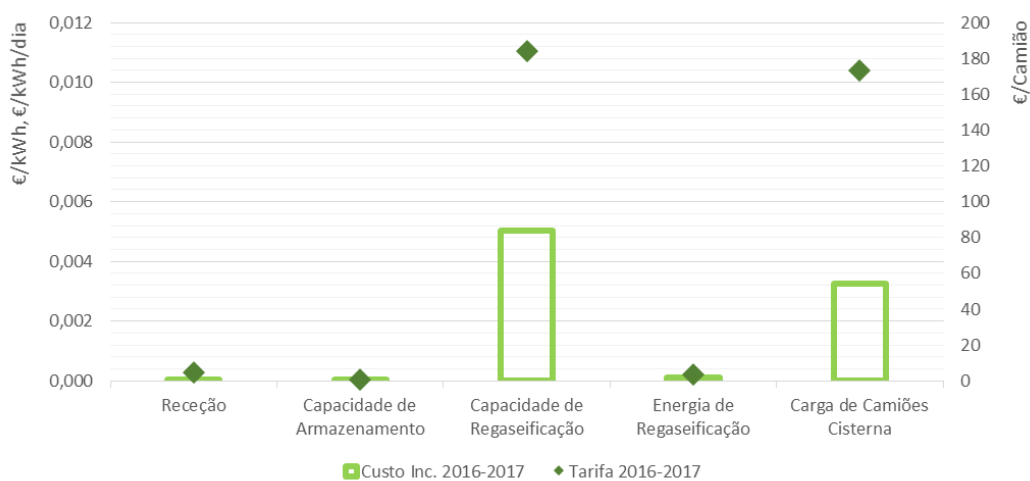
ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2016-2017

Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural liquefeito

Para o ano gás 2016-2017, adotam-se fatores de escalamento diferenciados por serviço (receção, armazenamento e regaseificação). 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 2,4. O preço de energia do serviço de receção de GNL foi calculado através da aplicação de um fator de escala de 6,3. Os preços de capacidade e energia do serviço de regaseificação de GNL foram calculados através da aplicação de um fator de escala de 2,2 e de 1,7, respetivamente, aos custos incrementais de regaseificação, 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 escalado com um fator de 3,2.

Na Figura 3-3 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 2016-2017.

Figura 3-3 - Comparação da estrutura tarifária com a de custos incrementais de 2016-2017



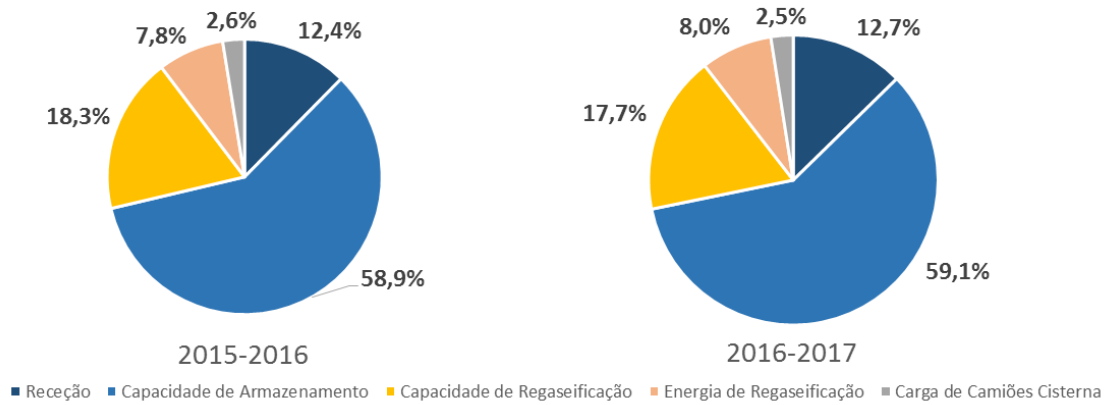
		Custo Incremental		Tarifa
		2016-2017	2016-2017	2016-2017
Receção	€/kWh	0,00004491		0,00028330
Capacidade de Armazenamento	€/kWh/dia)/dia	0,00001445		0,0003453
Capacidade de Regaseificação	€/kWh/dia)/mês	0,00501682		0,01105236
Energia de Regaseificação	€/kWh	0,00011380		0,00019741
Carga de Camiões Cisterna	€/Camião		54,34	172,92

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2016-2017

Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural liquefeito

Na Figura 3-4 compara-se a estrutura das receitas incrementais em 2015-2016, por termo tarifário, com a nova estrutura das receitas incrementais em 2016-2017, estrutura essa que se mantém aproximadamente constante.

Figura 3-4 - Estrutura das receitas por variável de faturação da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL



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 é de 7,2 milhões m³/dia (86 GWh/dia).
- Em 2016 a instalação do armazenamento subterrâneo é constituída por 6 cavernas, com um volume total de armazenamento de 6,348 TWh.
- Em 2016 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 (kWh/dia)/dia.

Conforme referido e à semelhança do que acontece nas restantes as infraestruturas de Alta Pressão, a estrutura tarifária foi alterada conforme determinado no Regulamento Tarifário, publicado em abril de 2013, na sequência da definição de um modelo de atribuição de capacidade com reserva vinculativa segundo o qual se alterou o paradigma de uma tarifa anual aplicável a valores de capacidade nomeada, determinados *ex-post*, para tarifas aplicáveis a diferentes produtos de capacidade programada definidos *ex-ante*. No modelo anterior do armazenamento subterrâneo os utilizadores apenas pagavam pela energia que efetivamente armazenavam. No novo modelo de reserva de capacidade os utilizadores pagam pela capacidade que contratam mesmo que não a utilizem.

Na Figura 4-1 apresenta-se a definição das variáveis de faturação aplicáveis na tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.

Figura 4-1 - Definição das variáveis de faturação

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)/mês)	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.

Refira-se que a expansão de capacidade de armazenamento permite a sua utilização para fins comerciais e 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 rede de transporte 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 seguinte apresentam-se os multiplicadores aplicados nos produtos do Armazenamento Subterrâneo, nomeadamente para os produtos trimestral, mensal e diário. De acordo com a revisão regulamentar do RT ocorrida em 2016, foi introduzido o produto diário no que respeita à capacidade de armazenamento.

Quadro 4-1 - 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, calcula-se 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 1,3%⁶ da anuidade de investimento. Como fator de atualização das anuidades utiliza-se uma taxa de 5,9%.

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

⁶ Esta percentagem corresponde ao rácio entre os custos de operação e manutenção em 2014 e o valor do ativo bruto relativo a toda a infraestrutura do Armazenamento Subterrâneo, reportado ao final de 2014.

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 4-2 considera-se uma utilização das instalações de superfície em contínuo no ano face à dimensão útil do armazenamento. Considerando-se o armazenamento vazio (com exceção dos mínimos técnicos) e procedendo-se à injeção de GN à capacidade máxima que é de 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 4-2 - 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

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

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

	Dias	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

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 3-3. De acordo com os pressupostos apresentados o valor obtido para o custo incremental de energia de injeção e extração do armazenamento subterrâneo é de 0,00003145 €/kWh, considerando um poder calorífico superior de 11,9 kWh/m³ (n).

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

			Euros									
Investimentos			Anuidade investimentos									
Ano	Vida útil	Investimentos	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
2009	24	1 012 012	80 033	80 033	80 033	80 033	80 033	80 033	80 033	80 033	80 033	80 033
2010	24	840 860		66 899	66 899	66 899	66 899	66 899	66 899	66 899	66 899	66 899
2011	24	19 190			1 526	1 526	1 526	1 526	1 526	1 526	1 526	1 526
2012	25	2 175 634				169 565	169 565	169 565	169 565	169 565	169 565	169 565
2013	23	393 707					31 495	31 495	31 495	31 495	31 495	31 495
2014	24	1 273 521						101 002	101 002	101 002	101 002	101 002
2015	24	3 251 644							258 519	258 519	258 519	258 519
2016	23	2 700 769								216 484	216 484	216 484
2017	26	9 765 351									745 941	745 941
2018	28	5 317 255										393 723
CAPEX			80 033	146 932	148 458	318 023	349 518	450 521	709 040	925 523	1 671 464	2 065 187
OPEX	1,3%		1 079	1 981	2 002	4 289	4 713	6 075	9 561	12 481	22 540	27 849
Total anuidade			81 112	148 913	150 460	322 312	354 232	456 596	718 601	938 004	1 694 004	2 093 036
Factor de actualização			0,67	0,71	0,75	0,80	0,84	0,89	0,94	1,00	1,06	1,12
Total anuidade (valor actualizado)			121 160	210 044	200 402	405 378	420 702	512 064	760 998	938 004	1 599 626	1 866 314

			kWh/ano									
Ano	Energia de Injeção/Extração		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
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
2017	7 953 987 824										7 953 987 824	7 953 987 824
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	25 824 387 824	25 824 387 824
Capacidade Total (valor actual.)			26 693 529 071	25 206 354 175	23 802 034 159	22 475 952 936	21 223 751 592	20 041 314 062	18 924 753 600	17 870 400 000	24 385 635 339	23 027 039 980

Custo incremental
Energia de Injeção/Extração **0,00003145** €/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 2016, 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 3-4. De acordo com os pressupostos apresentados o valor obtido para o custo incremental de capacidade é de 0,00000217 €/(kWh/dia).

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

			Euros									
Investimentos			Anuidade dos investimentos									
Ano	Vida útil	Investimentos	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
2009	48	20 399 739	1 286 192	1 286 192	1 286 192	1 286 192	1 286 192	1 286 192	1 286 192	1 286 192	1 286 192	1 286 192
2010	27	3 075 983		229 464	229 464	229 464	229 464	229 464	229 464	229 464	229 464	229 464
2011	33	685 990			47 562	47 562	47 562	47 562	47 562	47 562	47 562	47 562
2012	6	513 901				101 477	101 477	101 477	101 477	101 477	101 477	101 477
2013	17	878 981					82 897	82 897	82 897	82 897	82 897	82 897
2014	68	36 892 633						2 220 906	2 220 906	2 220 906	2 220 906	2 220 906
2015	36	9 944 717							670 148	670 148	670 148	670 148
2016	36	0								0	0	0
2017	36	0									0	0
2018	36	0										0
CAPEX			1 286 192	1 515 656	1 563 218	1 664 695	1 747 592	3 968 497	4 638 645	4 638 645	4 638 645	4 638 645
OPEX	1,3%		17 344	20 439	21 080	22 448	23 566	53 515	62 552	62 552	62 552	62 552
Total anuidade			1 303 536	1 536 095	1 584 298	1 687 143	1 771 158	4 022 013	4 701 197	4 701 197	4 701 197	4 701 197
Factor de actualização			0,67	0,71	0,75	0,80	0,84	0,89	0,94	1,00	1,06	1,12
Total anuidade (valor actualizado)			1 947 130	2 166 675	2 110 166	2 121 953	2 103 513	4 510 611	4 978 568	4 701 197	4 439 280	4 191 954

			GWh/dia									
Ano	Capacidade de Armazenamento*		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
2009	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
Capacidade Armazenamento Total			3 322	3 322	3 322	3 322	3 322	3 967	3 967	3 967	3 967	3 967
Capacidade Armazenamento Total (valor actual)			4 963	4 686	4 425	4 179	3 946	4 449	4 201	3 967	3 746	3 537

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

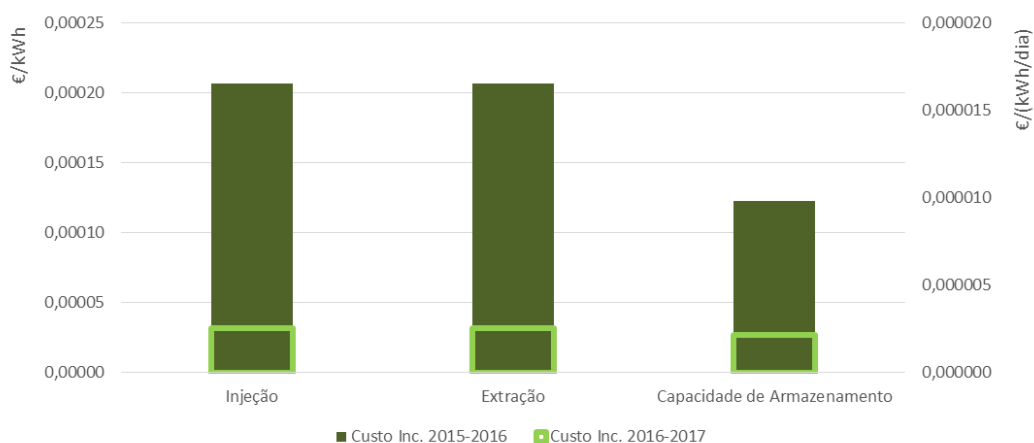
Custo Incremental Capacidade Armazenamento	0,00000217	€/kWh/dia
--	-------------------	-----------

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 4-2 apresentam-se os custos incrementais para as variáveis de faturação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, comparando-se os valores de 2015-2016, com os agora calculados para o ano gás 2016-2017.

Figura 4-2 - Comparação da estrutura de custos incrementais 2015-2016 com a de custos incrementais 2016-2017



		Custo Incremental	
		2015-2016	2016-2017
Injeção	€/kWh	0,00020619	0,00003145
Extração	€/kWh	0,00020619	0,00003145
Capacidade de Armazenamento	€/(kWh/dia)/dia	0,00000981	0,00000217

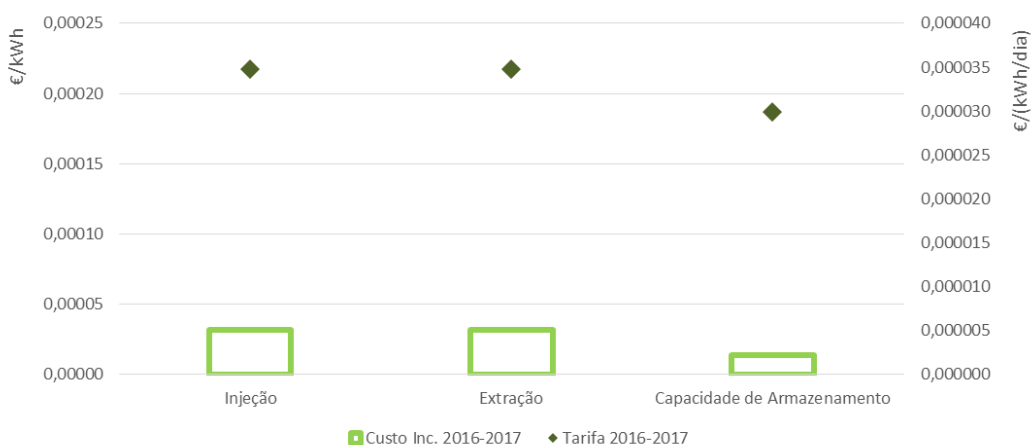
De acordo com a metodologia de cálculo estabelecida no RT, os preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo resultam da aplicação de fatores de escalamento diferenciados à estrutura de custos incrementais, por forma a obter os proveitos permitidos da atividade do Armazenamento Subterrâneo.

Para o ano gás 2016-2017, 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 6,9 aos custos incrementais de injeção/extração e o preço

de capacidade de armazenamento foi calculado através da aplicação de um fator de escala de 13,8 aos custos incrementais de capacidade de armazenamento, por forma a obter os proveitos da atividade do Armazenamento Subterrâneo.

Na Figura 4-3 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 2016-2017.

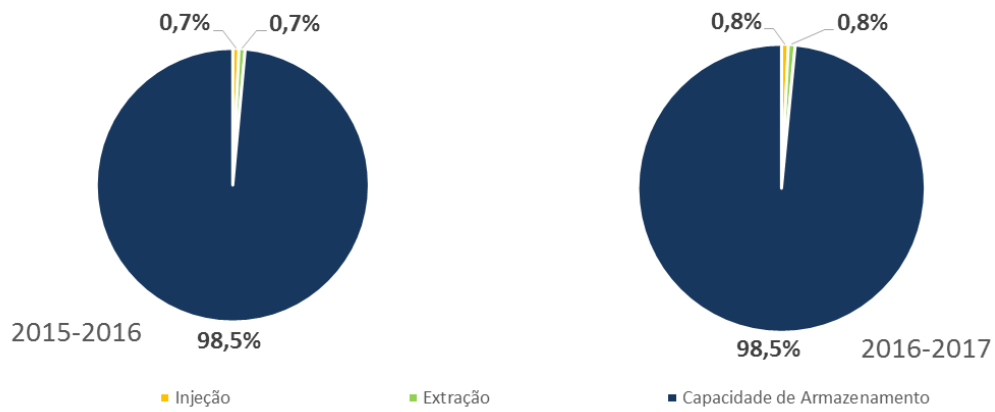
Figura 4-3 - Comparação da estrutura tarifária com a de custos incrementais de 2016-2017



		Custo Incremental	Tarifa
		2016-2017	2016-2017
Injeção	€/kWh	0,00003145	0,00021742
Extração	€/kWh	0,00003145	0,00021742
Capacidade de Armazenamento	€/(kWh/dia)/dia	0,00000217	0,00002993

Na Figura 4-4 ilustra-se a estrutura das receitas incrementais escaladas 2015-2016, por termo tarifário, função dos preços calculados de acordo com o estabelecido no RT com a nova estrutura das receitas incrementais escaladas 2016-2017.

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



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

5 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

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

Na Figura 5-1 apresentam-se as variáveis de faturação aplicáveis na tarifa de Uso da Rede de Transporte.

Figura 5-1 - Definição das variáveis de faturação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

	Infraestrutura	Variáveis de faturação	Preço
Entrada na RNT	Interligações internacionais	Capacidade contratada	Euros por kWh/dia, por dia, ou Euros por kWh/dia, por mês
	Terminal de GNL	Capacidade contratada	Euros por kWh/dia, por dia, ou Euros por kWh/dia, por mês
	Armazenamento Subterrâneo	Capacidade contratada	Euros por kWh/dia, por dia, ou Euros por kWh/dia, por mês
Saída da RNT	Interligações internacionais	0 (contrafluxo)	-
	Terminal de GNL	0 (contrafluxo)	-
	Armazenamento Subterrâneo	n.a.	n.a.
	Clientes em AP	Capacidade utilizada Energia	Euros por kWh/dia, por mês Euros por kWh
	Redes de distribuição	Capacidade utilizada Energia	Euros por kWh/dia, por mês Euros por kWh
	Instalações abastecidas por UAG	Energia	Euros por kWh

As tarifas de entrada aplicam-se às interligações internacionais, ao terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL e ao armazenamento subterrâneo.

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

As variáveis de faturação foram alteradas em abril de 2013 na sequência de definição de um modelo de atribuição de capacidade com reserva vinculativa, segundo o qual se alterou o paradigma de uma tarifa anual aplicável a valores de capacidade nomeada determinados *ex-post* para tarifas aplicáveis a diferentes produtos de capacidade programada definidos *ex-ante*. No modelo de reserva de capacidade os utilizadores pagam pela capacidade que reservam mesmo que não a utilizem.

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.

Este 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 seguinte descrevem-se as variáveis de faturação e apresenta-se o racional para a sua escolha.

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

Variáveis de faturação	Definição
Capacidade contratada nos pontos de entrada (euros por kWh/dia)	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 nos pontos de saída (euros por kWh/dia)	Caudal diário máximo 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. Considera-se também que esta variável condiciona parte dos investimentos em troços centrais dos gasodutos.
Energia nos pontos de saída (euros por kWh)	Volume de gás transportado, medido no ponto de entrega da rede de transporte. Esta variável deve refletir os custos que dependem do volume de gás transportado nos gasodutos e processado nas GRMS.

5.2 CUSTOS INCREMENTAIS

O RT estabelece que a estrutura de preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte deve ser aderente à estrutura de custos incrementais médios de longo prazo. O Quadro 5-2 apresenta os custos incrementais da rede de transporte, utilizados para calcular as tarifas a aplicar no ano gás 2016-2017, de acordo com a metodologia definida no ano gás 2010-2011 apresentada no documento “Determinação da Estrutura tarifária no ano gás 2010-2011”, de junho de 2010. A ERSE opta por manter os custos incrementais definidos, em benefício do princípio da estabilidade dos sinais preço. A variável anterior de faturação relativa às entradas na RNT era a capacidade utilizada, cujo custo incremental é convertido num custo incremental de capacidade contratada aplicando aos custos marginais de capacidade utilizada anteriores um fator que resulta do rácio entre a capacidade máxima utilizada no segundo semestre de 2014 e a capacidade contratada, o que permite garantir que as receitas incrementais de capacidade contratada são iguais às receitas incrementais de capacidade utilizada.

Quadro 5-2 - Estrutura dos custos incrementais da rede de transporte

Custos incrementais Tarifa de Uso da Rede de Transporte			Ano gás 2015/2016
Entradas	Capacidade contratada (Carricho)	€/kWh/dia/mês	0,000375
	Capacidade contratada (VIP e Terminal)		0,013381
Saídas	Capacidade Utilizada	€/kWh/dia/mês	0,016332
	Energia	€/kWh	0,00001329

Apesar de a metodologia adotada prever preços diferenciados por ponto de entrada e por ponto de saída, esta diferenciação apenas é efetuada para a entrada a partir do Armazenamento Subterrâneo. Adicionalmente, nas saídas para entregas a clientes não se deverá praticar diferenciação de preços tendo em conta a necessidade de se assegurar a uniformidade tarifária no acesso às redes pelos clientes, conforme estabelecido legalmente.

O Regulamento Tarifário prevê a aplicação de dois fatores de escalamento distintos, um para as variáveis de faturação associadas aos pontos de entrada e outro comum a todas as variáveis de faturação associadas aos pontos de saída.

Aos custos incrementais de capacidade nos pontos de entrada é aplicado um fator de escalamento de 1, sendo aplicado um fator de escalamento de 1,4 nas saídas, de modo a permitir recuperar os proveitos permitidos da atividade de Transporte de Gás Natural. Estes fatores de escalamento foram escolhidos por forma a assegurar uma variação tarifária idêntica nos pontos de entrada e nos pontos de saída.

5.3 OPÇÕES TARIFÁRIAS FLEXÍVEIS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO

A introdução de uma nova opção tarifária nas tarifas de URT com contratação de capacidade numa base diária para entregas a clientes promove a integração do mercado retalhista de gás natural ibérico e a harmonização tarifária com Espanha. Esta alteração contribui para o aumento da flexibilidade na estrutura tarifária para os consumidores com utilizações mais limitadas no tempo e por conseguinte pode contribuir para um aumento da utilização das infraestruturas do sistema nacional de gás natural.

Conforme evidenciado na análise efetuada pela ERSE e apresentada no documento justificativo da “Proposta de alteração do Regulamento Tarifário do Setor do Gás Natural”, de dezembro de 2015, a introdução de contratação diária pode, dependendo dos multiplicadores, originar desvios tarifários e consequentemente transferência de pagamentos de consumidores que valorizam a flexibilidade para os restantes. A adoção de multiplicadores elevados conduz a uma menor oferta de flexibilidade mas em contrapartida pode garantir benefícios quer para os consumidores que valorizam a flexibilidade, quer para o sistema, na medida em que se aumentam os fluxos de gás natural nas infraestruturas e bem como a faturação das tarifas de uso de redes, resultando num benefício para todos os consumidores.

Na referida proposta foram apresentadas as seguintes opções tarifárias de acesso às redes de transporte de GN:

- 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 metade da utilização média dos clientes ligados à rede do nível de pressão correspondente.
 - 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.
 - 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.
 - Tarifa flexível diária (nova opção tarifária):
 - Contratação exclusivamente diária.
 - A capacidade diária corresponde ao consumo diário.
 - O preço da capacidade pode ser diferente em cada dia.

A contratação mensal e diária, no âmbito da nova tarifa flexível e das tarifas de curtas utilizações, sendo de carácter suplementar, está dependente da disponibilidade de capacidade das infraestruturas da rede de transporte.

A inexistência de contratos de acesso às redes diários em Portugal faz com que os consumos de curtas utilizações sejam mais onerados em Portugal comparativamente com Espanha. Esta situação afeta particularmente o funcionamento de determinadas atividades integradas no espaço ibérico como é o caso do funcionamento dos ciclos combinados no mercado elétrico ibérico. A existência em Espanha de contratos de acesso às redes de transporte com contratação diária permite oferecer maior flexibilidade a este tipo de utilizadores. Esta flexibilidade pode ser, eventualmente, responsável pela promoção de uma maior utilização de gás natural para produção de eletricidade favorecendo-se uma maior utilização de

todas as infraestruturas de alta pressão, situação que pode resultar em benefício de todos os consumidores por se facilitar a diluição dos custos das infraestruturas por maior procura.

Considerando o Parecer positivo do Conselho Tarifário relativo às Tarifas de gás natural para o ano gás 2016-2017, no que respeita à introdução de uma opção tarifária em alta pressão com contratação de capacidade diária, a ERSE procede agora à sua definição. A definição de uma opção tarifária com estas características é orientada por diversos fatores, a saber: (i) aperfeiçoamento da harmonização tarifária com Espanha, (ii) oferta de maior flexibilidade aos utilizadores das redes, (iii) resposta às diversas solicitações apresentadas à ERSE por diversos utilizadores das redes e pelo Conselho Tarifário da ERSE durante o do processo de Consulta Pública de alteração regulamentar do Regulamento Tarifário e (iv) promoção de uma maior utilização das infraestruturas do sistema de gás natural por consumidores com consumos concentrados no tempo, assegurando um benefício económico para o sistema e para todos os consumidores.

Deste modo, introduz-se maior flexibilidade nos custos de acesso à rede de transporte de alta pressão e atende-se à recomendação do Conselho Tarifário no seu Parecer à “Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2015-2016”, de ponderação pela ERSE na introdução de novas soluções tarifárias alinhadas com as existentes em Espanha, promovendo a competitividade das centrais de ciclo combinado em Portugal.

TARIFA DE ACESSO À REDE DE AP EM PORTUGAL E EM ESPANHA

Em Portugal as tarifas de acesso à rede de transporte para entregas a clientes apresentam três opções tarifárias distintas: Longas Utilizações, Curtas Utilizações e opção Flexível (contratação exclusivamente mensal e contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente entre abril e setembro). Em Espanha existe adicionalmente a opção tarifária diária, o que facilita o acesso às infraestruturas de alta pressão por utilizadores com consumos concentrados no tempo.

Em Portugal os fatores multiplicativos que relacionam os preços de capacidade da opção tarifária flexível com contratação exclusivamente mensal com os preços de capacidade da opção tarifária de longas utilizações durante o ano gás 2015-2016 são apresentados no Quadro 5-3.

Quadro 5-3 - Fatores multiplicativos da tarifa flexível mensal em Portugal, no ano-gás 2015-2016

		Fatores multiplicativos
Mês		Tarifa Mensal
Inverno	Jan	2,00
	Feb	2,00
	Mar	2,00
Verão	Abr	1,00
	Mai	1,00
	Jun	1,00
	Jul	1,00
	Ago	1,00
Inverno	Set	1,00
	Out	2,00
	Nov	2,00
	Dez	2,00

Verifica-se que a capacidade flexível apresentava um custo 2 vezes superior à capacidade de longas utilizações nos meses de inverno e um custo igual nos meses de verão.

As opções tarifárias de acesso em Espanha podem ser classificadas como (i) uma tarifa base anual, (ii) uma tarifa mensal, (iii) uma tarifa diária e (iv) uma tarifa com o *mix* de produto anual e mensal. Na tarifa base anual a capacidade utilizada é contratada de forma retangular por um período de 12 meses. Na tarifa mensal ou diária, a capacidade é contratada em base exclusivamente mensal ou diária. A tarifa flexível com *mix* de produto anual e mensal permite a contratação de uma capacidade base anual e mensalmente complementar com um produto mensal.

Em Espanha, os fatores multiplicativos que relacionam os preços de capacidade da opção tarifária flexível mensal e diária com os preços de capacidade da opção tarifária de longas utilizações são apresentados no Quadro 5-4. Verifica-se que a capacidade flexível mensal apresenta um custo 2 vezes superior à capacidade base para os meses de inverno e um custo igual nos meses de verão. No que respeita à capacidade flexível diária, esta apresenta uma diferenciação mensal, com um custo 3 vezes superior à capacidade base para os meses de inverno e um custo 1,8 vezes superior à capacidade base nos meses de Verão.

Quadro 5-4 - Fatores multiplicativos da tarifa flexível mensal e diária em Espanha

		Fatores multiplicativos em Espanha	
		Tarifa Mensal	Tarifa diária
Inverno	Jan	2,0	3,04
	Fev	2,0	3,04
	Mar	2,0	3,04
Verão	Abr	1,0	1,83
	Mai	1,0	1,83
	Jun	1,0	1,83
	Jul	1,0	1,83
	Ago	1,0	1,83
	Set	1,0	1,83
Inverno	Out	2,0	3,04
	Nov	2,0	3,04
	Dez	2,0	3,04

Para o ano de 2015 os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte e distribuição em Espanha (tarifas correspondentes à tarifa 2.6 > 500 GWh/ano) são os apresentados no Quadro 5-5.

Quadro 5-5 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte e distribuição em Espanha, em 2015

Mês		Termo de Capacidade* (€/kWh/dia/dia)				Termo de Energia* (€/kWh)			
		Base Anual	Flexível	Flexível		Base Anual	Flexível	Flexível	
		Anual	Mensal	Diária	Anual	Mensal	Diária	Diária	
Inverno	Jan	0,001146	0,001146	0,002291	0,003485	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
	Fev	0,001146	0,001146	0,002291	0,003485	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
	Mar	0,001146	0,001146	0,002291	0,003485	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
Verão	Abr	0,001146	0,001146	0,001146	0,002091	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
	Mai	0,001146	0,001146	0,001146	0,002091	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
	Jun	0,001146	0,001146	0,001146	0,002091	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
	Jul	0,001146	0,001146	0,001146	0,002091	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
	Ago	0,001146	0,001146	0,001146	0,002091	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
	Set	0,001146	0,001146	0,001146	0,002091	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
Inverno	Out	0,001146	0,001146	0,002291	0,003485	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
	Nov	0,001146	0,001146	0,002291	0,003485	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
	Dez	0,001146	0,001146	0,002291	0,003485	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852

* - Tarifas correspondentes à tarifa 2.6 > 500 GWh/ano (Orden IET/2445/2014, de 19 Dezembro)

Em Espanha, esta tarifa integra todos os custos de acesso às redes em AP, ou seja, integra a soma das tarifas de uso da rede de transporte e de uso global do sistema em Portugal.

No Quadro 5-6 apresentam-se os preços das tarifas de acesso à rede de transporte em Portugal para os CEP, resultante da soma das tarifas de uso da rede de transporte e de uso global do sistema⁷, considerando os fatores multiplicativos da tarifa flexível mensal em Portugal, no ano-gás 2015-2016. Estes preços ora apresentados são comparáveis com os apresentados no Quadro 5-5 (em Espanha).

⁷ Consideram-se os preços da tarifa de Uso Global do Sistema aplicáveis aos CEP

Quadro 5-6 - Preços da tarifa de acesso à rede de transporte, para o ano gás 2016-2017

Mês	Termo de Capacidade (€/kWh/dia/dia)				Termo de Energia (€/kWh)				
	Longas	Curtas	Flexível		Longas	Curtas	Flexível		
			Anual	Mensal			Anual	Mensal	
Inverno	Jan	0,000760	0,000190	0,000760	0,001520	0,001181	0,003072	0,001181	0,001181
	Fev	0,000760	0,000190	0,000760	0,001520	0,001181	0,003072	0,001181	0,001181
	Mar	0,000760	0,000190	0,000760	0,001520	0,001181	0,003072	0,001181	0,001181
Verão	Abr	0,000760	0,000190	0,000760	0,000760	0,001181	0,003072	0,001181	0,001181
	Mai	0,000760	0,000190	0,000760	0,000760	0,001181	0,003072	0,001181	0,001181
	Jun	0,000760	0,000190	0,000760	0,000760	0,001181	0,003072	0,001181	0,001181
	Jul	0,000760	0,000190	0,000760	0,000760	0,001181	0,003072	0,001181	0,001181
	Ago	0,000760	0,000190	0,000760	0,000760	0,001181	0,003072	0,001181	0,001181
	Set	0,000760	0,000190	0,000760	0,000760	0,001181	0,003072	0,001181	0,001181
	Out	0,000760	0,000190	0,000760	0,001520	0,001181	0,003072	0,001181	0,001181
Inverno	Nov	0,000760	0,000190	0,000760	0,001520	0,001181	0,003072	0,001181	0,001181
	Dez	0,000760	0,000190	0,000760	0,001520	0,001181	0,003072	0,001181	0,001181

Consideram-se os preços da tarifa de Uso Global do Sistema aplicáveis aos CEP.

AVALIAÇÃO DA INTRODUÇÃO DE TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE COM CONTRATAÇÃO DIÁRIA

Com o objetivo de avaliar o interesse e os riscos da introdução de maior flexibilidade nas tarifas de acesso à rede de transporte, simulou-se o efeito da introdução de uma nova opção tarifária de acesso à rede de transporte com contratação de capacidade diária, em linha com o praticado em Espanha. Com base em dados históricos de funcionamento dos centros eletroprodutores (CEP) caracterizou-se o funcionamento de cada central no mercado ibérico no ano gás 2014-2015, quer no que respeita ao consumo de gás natural, quer no que respeita ao preço oferecido no mercado elétrico. O preço oferecido no mercado elétrico incorpora em cada CEP o custo das tarifas de Acesso à Rede de Transporte em vigor. Descontando este custo (Tarifa de Acesso à Rede de Transporte em 2014-2015) e simulando o efeito da introdução de uma nova opção tarifária flexível com contratação diária (Tarifa de Acesso à Rede de Transporte com contratação diário em 2016-2017), obtém-se o “novo” preço da oferta estimada para cada CEP no mercado diário. Comparando este novo preço com o preço marginal do mercado, em cada hora, simulou-se a alteração na ordem de mérito de cada CEP. Desta forma estimam-se quais as alterações, quer no volume de gás natural consumido pelo conjunto dos CEP, quer nas receitas provenientes do pagamento da tarifa de Acesso à Rede de Transporte associadas à existência da nova opção tarifária (contratação de capacidade em base diária).

Para avaliar as referidas alterações foram considerados 3 cenários de preços de capacidade desta nova opção flexível diária (Quadro 5-7), a saber:

- Cen 1: Preços de capacidade são determinados aplicando multiplicadores iguais aos multiplicadores da opção diária em Espanha.
- Cen 2: Preços de capacidade iguais aos preços de capacidade em Espanha, adicionados dos preços de energia em Espanha e deduzidos dos preços de energia em Portugal, garantindo-se um

preço médio de acesso em alta pressão (inclui tarifa de uso da rede de transporte e de uso global do sistema) idêntico entre Portugal e Espanha.

- Cen 3: Preços de capacidade superiores aos preços de capacidade em Espanha, de modo a reduzir o risco de perda de receita da RNTIAT.

Quadro 5-7 - Multiplicadores considerados na avaliação da introdução da opção flexível diária

Mês		Fatores multiplicativos Tarifa diária		
		Cen. 1	Cen. 2	Cen. 3
Inverno	Jan	3,04	4,15	7,09
	Fev	3,04	4,15	7,09
	Mar	3,04	4,15	7,09
Verão	Abr	1,83	2,32	4,26
	Mai	1,83	2,32	4,26
	Jun	1,83	2,32	4,26
	Jul	1,83	2,32	4,26
	Ago	1,83	2,32	4,26
	Set	1,83	2,32	4,26
	Out	3,04	4,15	7,09
Inverno	Nov	3,04	4,15	7,09
	Dez	3,04	4,15	7,09

Os preços de capacidade diária resultantes da aplicação dos respetivos multiplicadores ao preço de capacidade da opção de longas utilizações são apresentados no Quadro 5-8. Apesar de se tratarem de preços diários, nesta análise apenas foi considerada uma diferenciação mensal conforme apresentado no quadro seguinte.

Quadro 5-8 - Cenários de preços considerados na avaliação da introdução da opção flexível diária

Mês		Termo de Capacidade (€/kWh/dia/dia)			Termo de Energia (€/kWh)
		Cen. 1	Cen. 2	Cen. 3	
Inverno	Jan	0,002312	0,003156	0,005391	0,001181
	Fev	0,002312	0,003156	0,005391	0,001181
	Mar	0,002312	0,003156	0,005391	0,001181
Verão	Abr	0,001387	0,001762	0,003235	0,001181
	Mai	0,001387	0,001762	0,003235	0,001181
	Jun	0,001387	0,001762	0,003235	0,001181
	Jul	0,001387	0,001762	0,003235	0,001181
	Ago	0,001387	0,001762	0,003235	0,001181
	Set	0,001387	0,001762	0,003235	0,001181
	Out	0,002312	0,003156	0,005391	0,001181
Inverno	Nov	0,002312	0,003156	0,005391	0,001181
	Dez	0,002312	0,003156	0,005391	0,001181

Consideram-se os preços da tarifa de Uso Global do Sistema aplicáveis aos CEP

No ano gás 2014-2015 o consumo agregado de gás natural dos CEP foi de 6 TWh, em Portugal Continental. Das simulações efetuadas resulta um acréscimo de consumo dos CEP para qualquer um

dos cenários considerados, em relação ao consumo real. Este acréscimo de consumo varia em função do valor do preço de capacidade diária, sendo que, quanto maior o preço menor o incremento no consumo de gás natural, na medida em que a flexibilidade oferecida também é menor. Todavia, mesmo no cenário 3 verifica-se um incremento no consumo de gás natural para o conjunto dos CEP em 581 GWh/ano (9,7%) em relação ao cenário real.

Quadro 5-9 - Consumo dos CEP em função dos cenários dos fatores multiplicativos

Centros Eletroprodutores				
Tarifas 2016/2017		Cen. 1	Cen. 2	Cen. 3
Consumo Real	GWh	6 000	6 000	6 000
Novo Consumo	GWh	6 633	6 585	6 580
Δ Consumo Gás	GWh	633	586	581
	%	10,6%	9,8%	9,7%

Considerando o incremento de consumo de gás natural com a introdução da opção de contratação de capacidade diária (dados os fatores multiplicativos apresentados) importa analisar a consequência no que respeita à receita da tarifa de acesso à rede de transporte do conjunto dos CEP (Quadro 5-10).

Quadro 5-10 - Faturação da tarifa de acesso à rede de transporte em função dos cenários dos fatores multiplicativos

Centros Eletroprodutores				
Tarifas 2016/2017		Cen. 1	Cen. 2	Cen. 3
Fatores multiplicativos da Tarifa Diária				
Inverno		3,04	4,15	7,09
Verão		1,83	2,32	4,26
Faturação Real (acesso) (1)	M€	23,71	23,71	23,71
Faturação c/ opção diária (acesso) (2)	M€	19,02	22,32	23,80
Δ Faturação (3)=(2)/(1)	M€	-4,69	-1,39	0,08
Proveitos URT (4)	M€	92,48	92,48	92,48
Δ Faturação (3)/(4)	%	-5,1%	-1,5%	0,1%

Consideram-se os preços da tarifa de Uso Global do Sistema aplicáveis aos CEP

Do quadro conclui-se que nem sempre o incremento no consumo de gás natural está associado ao incremento da receita na tarifa de URT em AP, conforme demonstram os resultados dos cenários 1 e 2. No entanto, no cenário 3, o incremento de consumo implica um incremento de receita em 0,1% (0,08 M€) na tarifa de URT em AP.

Na proposta tarifária da ERSE submetida a parecer do Conselho Tarifário considerava-se não proceder desde já à introdução da opção tarifária com contratação diária na medida em que a atual conjuntura de descida dos preços de gás natural nos mercados internacionais favorecia a competitividade das centrais térmicas a gás natural no mercado ibérico de eletricidade comparativamente com o passado recente.

Nesse sentido é espectável que num ano com condições hidrológicas e de eolicidade normais a utilização das centrais de ciclo combinado e conseqüentemente a queima de gás natural para produção de energia elétrica, seja mais relevante comparativamente com o que se verificou nos últimos anos. Assim sendo, considera-se que o interesse pela contratação destas opções tarifárias flexíveis diárias seja hoje menor face à necessidade dos últimos anos. Apesar desta situação, o Conselho Tarifário, no seu parecer, propõe que este tipo de tarifas diárias seja desde já introduzido em 2016-2017, com a prudência necessária, ou seja com multiplicadores de preços elevados, de modo a assegurar-se a inexistência de subsidiação cruzada entre clientes flexíveis e não flexíveis.

Os multiplicadores de preços a adotar nas opções tarifárias com contratação de capacidade diária no cenário 3 (7,09 para os meses de inverno e 4,26 nos meses de verão) garantem este requisito de inexistência de subsidiação cruzada nas condições simuladas, ou seja sem perda de receita para o sistema de gás natural a pagar nos anos seguintes por todos os consumidores. A garantia deste requisito, integrando um ambiente de incerteza nos comportamentos futuros obriga a adoção de multiplicadores mais elevados. A simulação efetuada ao ser aplicada a um ano conhecido não integra esta dimensão. Assim sendo os multiplicadores a adotar integram um prémio de 25%, face ao cenário 3. Este prémio de 25% é igualmente justificado considerando a alteração introduzida nas opções tarifárias flexíveis mensais apresentada mais à frente neste capítulo. Estas alterações nas opções tarifárias flexíveis mensais justificam-se tendo em vista a sua harmonização no contexto do mercado ibérico. Esta harmonização conduz também à necessidade de agravar os multiplicadores de preços das opções tarifárias flexíveis mensais em 25%.

Considerando o anteriormente exposto e o Parecer do Conselho Tarifário à proposta de Tarifas e Preços para o ano gás 2016-2017, a tarifa diária é definida aplicando os multiplicadores do quadro seguinte ao preço de capacidade da opção tarifária anual.

Quadro 5-11 – Fatores multiplicativos da Tarifa diária em AP para o ano gás 2016-2017

		Fatores multiplicativos
	Mês	Tarifa diária
Inverno	Jan	8,87
	Fev	8,87
	Mar	8,87
Verão	Abr	5,32
	Mai	5,32
	Jun	5,32
	Jul	5,32
	Ago	5,32
	Set	5,32
Inverno	Out	8,87
	Nov	8,87
	Dez	8,87

REVISÃO DOS MULTIPLICADORES DE PREÇOS DAS TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE COM CONTRATAÇÃO MENSAL

O parecer do Conselho Tarifário à “Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2015-2016”, recomenda ponderação da ERSE na introdução de novas soluções tarifárias alinhadas com as existentes em Espanha. A introdução da opção tarifária com opção de contratação de capacidade em base diária permite oferecer mais flexibilidade aos consumidores com consumos concentrados no tempo e com menores utilizações, justificando-se por isso a revisão das condições de flexibilidade oferecidas nas tarifas flexíveis mensais, de modo a assegurar-se harmonização no contexto Ibérico. Com efeito, os fatores multiplicativos em vigor da opção tarifária flexível mensal são idênticos aos de Espanha. No entanto, e uma vez que o termo de capacidade da opção de longas utilizações em Espanha é superior ao preço de capacidade da opção de longas utilizações em Portugal, resultam preços das tarifas flexíveis mensais distintos entre Portugal e Espanha. Desta forma, os fatores multiplicativos da opção de contratação de capacidade em base mensal são revistos em 25%, garantindo-se preços médios semelhantes nas tarifas flexíveis mensais de acesso às redes em AP entre Portugal e Espanha.

Assim, a opção tarifária mensal é definida aplicando os fatores multiplicativos apresentados no quadro seguinte ao preço de capacidade da opção tarifária de longas utilizações em AP, MP e BP>.

Quadro 5-12 – Fatores multiplicativos da Tarifa Mensal em AP, MP e BP>, para o ano gás 2016-2017

		Fatores multiplicativos Tarifa Mensal
	Mês	
Inverno	Jan	2,50
	Fev	2,50
	Mar	2,50
Verão	Abr	1,25
	Mai	1,25
	Jun	1,25
	Jul	1,25
	Ago	1,25
Inverno	Set	1,25
	Out	2,50
	Nov	2,50
	Dez	2,50

ANÁLISE DA ESTRUTURA TARIFÁRIA COM CONTRATAÇÃO DE CAPACIDADE EM BASE MENSAL E EM BASE DIÁRIA

No presente ponto são apresentadas as curvas de preço médio das opções tarifárias de uso da rede de transporte em AP em Portugal e de uso da rede de transporte e distribuição em Espanha. É igualmente traçada a curva de preço médio da opção de contratação de capacidade mensal e diária considerando os fatores multiplicativos apresentados anteriormente e em vigor no ano gás 2016-2017.

Nesta análise é considerada uma capacidade máxima de 13 GWh/dia. São igualmente considerados dois tipos de perfis de consumo, ilustrados nas figuras seguintes e denominados por “perfil progressivo” e “perfil uniforme”.

Figura 5-2 - Caracterização de um perfil de consumo progressivo

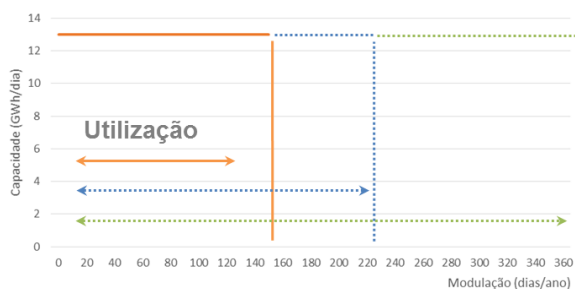
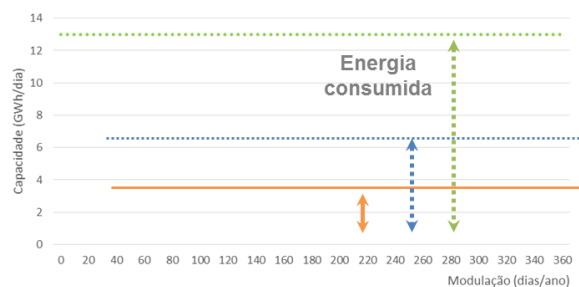


Figura 5-3 - Caracterização de um perfil de consumo uniforme



Uma utilização com um “perfil progressivo” define uma utilização com uma capacidade máxima Mensal/diária de 13 GWh e com uma utilização variável de 1 a 365 dias no ano (implicando a variação na energia anual). Este tipo de perfil é característico de clientes que utilizam a rede de transporte apenas num período de tempo limitado com consumos pontuais.

Uma utilização com um “perfil uniforme” define uma utilização com uma capacidade máxima mensal/diária de 13 GWh e com uma utilização da rede nos 365 dias do ano. Este tipo de perfil é característico de clientes com um perfil de consumo próximo do retangular ou com consumos permanentes, mas com valores distintos de capacidade utilizada.

Na Figura 5-4 verifica-se que numa utilização progressiva, em Espanha, a interseção da curva da opção anual com a opção diária ocorre para uma modulação de, aproximadamente, 150 dias/ano. Em Portugal esta interseção ocorre para uma modulação de 70 dias/ano.

Comparando os preços médios dos contratos de duração inferior a 1 ano e com duração mensal, verifica-se que os preços médios são semelhantes entre Portugal e Espanha, como era pretendido.

Utilização progressiva

Figura 5-4 - Curva de preço médio

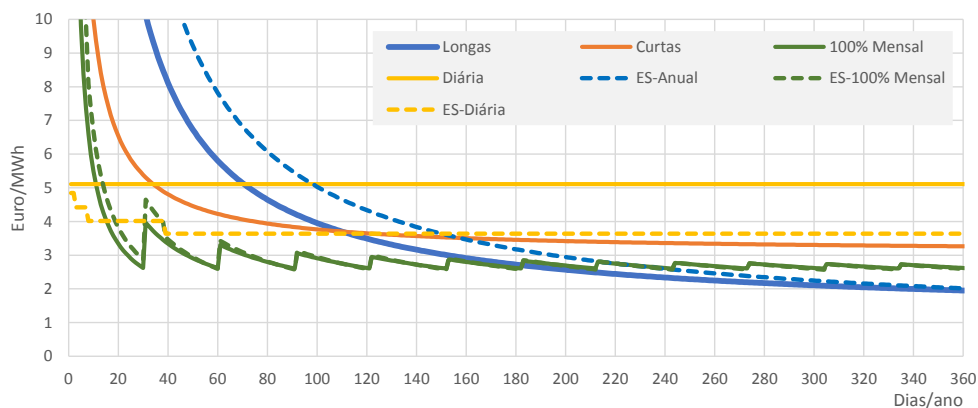
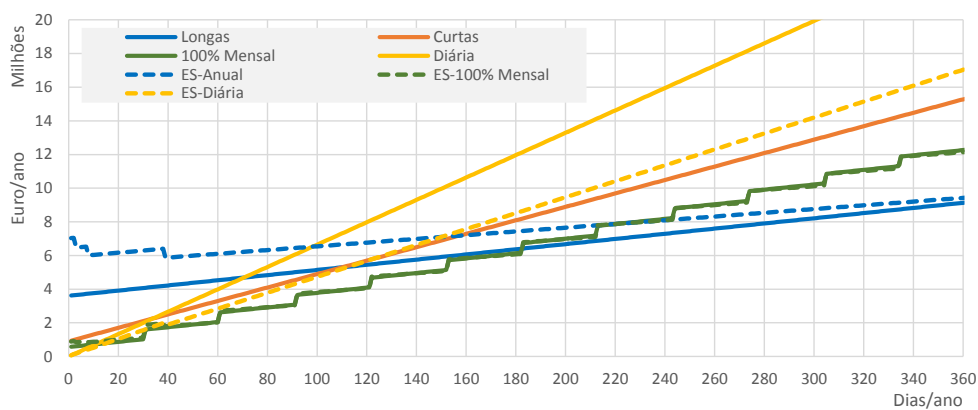


Figura 5-5 - Curva de faturação anual



Na Figura 5-6 verifica-se que, quer em Espanha quer em Portugal as opções flexíveis de contratação diária quando comparadas com as opções de longas utilizações têm um custo superior para os consumidores com modulações elevadas, considerando utilizações “retangulares” da rede de transporte.

Utilização uniforme
Figura 5-6 - Curva de preço médio

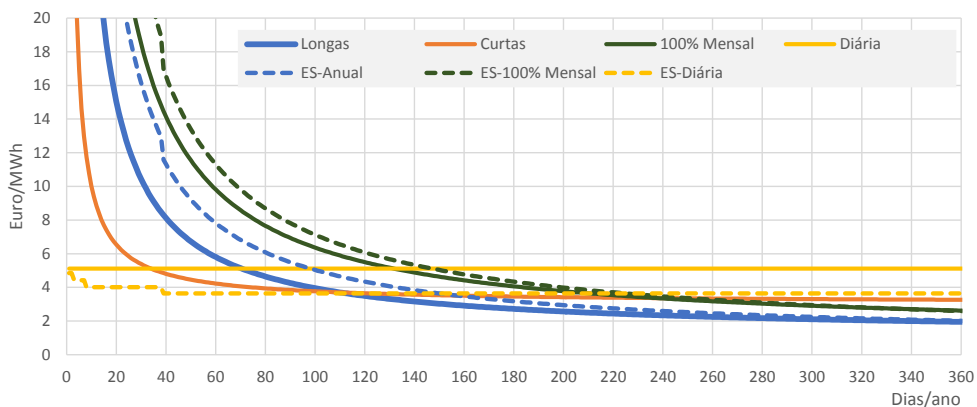
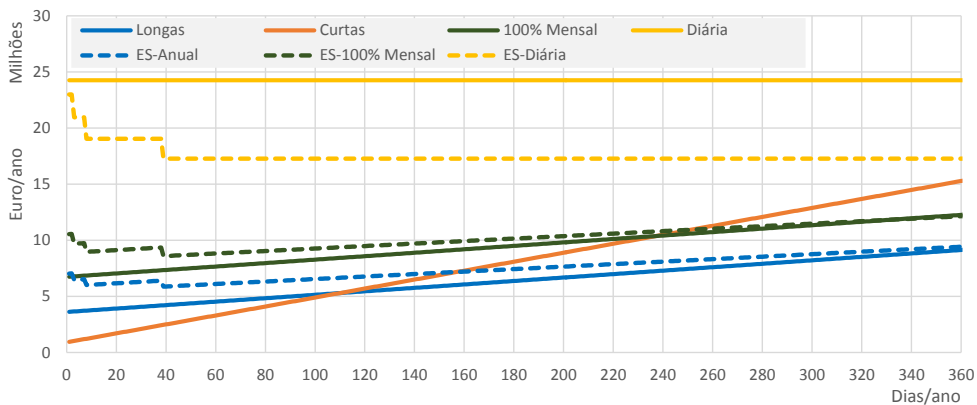


Figura 5-7 - Curva de faturação anual



6 PRODUTOS DE CAPACIDADE NAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

O Código de Rede europeu para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás (doravante designado por Código de Rede CAM)⁸, cujas disposições devem ser cumpridas na totalidade até novembro de 2015, foi o primeiro Código de Rede europeu a ser implementado no setor do gás natural em Portugal. A ERSE preparou a sua implementação desde 2012, nomeadamente na revisão regulamentar do setor do gás natural de 2013, em que o Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARII), aprovado pela ERSE através do Regulamento n.º 139-C/2013, de 16 de abril, e o Regulamento Tarifário (RT), aprovado pela ERSE através do Regulamento n.º 139-E/2013, de 16 de abril, foram alterados de forma a alinhar a regulamentação nacional com os conceitos que viriam a ser estabelecidos no Código de Rede CAM e de forma a permitir a sua implementação antecipada. Neste contexto, foi alterado significativamente o modelo de atribuição de capacidade na interligação na rede de transporte, permitindo a harmonização do modelo de atribuição de capacidade na interligação Portugal-Espanha, que vinha a ser desenvolvido no seio da Iniciativa Regional do Gás do Sul (GRI Sul).

Adicionalmente implementou-se também o modelo de atribuição de capacidade com reserva vinculativa, sujeita a pagamento, através de mecanismos de mercado para atribuição de capacidade, nas infraestruturas de alta pressão nos pontos internos do SNGN (terminal de GNL, armazenamento subterrâneo e ligações da RNTGN a estas infraestruturas), de modo a assegurar-se a harmonização das regras de acesso em todos os pontos relevantes da RNT. Alterou-se assim, o paradigma de uma tarifa anual aplicável a valores de capacidade nomeada determinados ex-post, para tarifas aplicáveis a diferentes produtos de capacidade contratada definidos ex-ante.

Para além do produto anual, os produtos de capacidade de curto prazo previstos no RARII em vigor até abril de 2016 são:

- a) produtos de capacidade trimestral e mensal, na rede de transporte, no terminal de GNL e no armazenamento subterrâneo;
- b) produtos de capacidade diária, na rede de transporte, no terminal de GNL e nas interligações internacionais (VIP) da rede de transporte;
- c) produto de capacidade intradiária, nas interligações internacionais (VIP) da rede de transporte.

Na recente revisão regulamentar ocorrida em 2016 estendeu-se o conceito de capacidade intradiária aos restantes pontos da rede de transporte sujeitos à contratação de capacidade, para que não existam tratamentos diferenciados entre a entrada do terminal e as interligações internacionais. A criação do produto intradiário na entrada da rede de transporte a partir do terminal de GNL conduziu também à

⁸ Regulamento (UE) n.º 984/2013, de 14 de outubro, que institui um código de rede para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás.

necessidade da criação do mesmo produto no terminal de GNL, nomeadamente para a capacidade de regaseificação. Todavia, não se considerou necessária a introdução do produto de capacidade intradiária no armazenamento de GNL, na medida em que a variação do armazenamento de GNL depende do integral da regaseificação.

Introduziu-se também o produto de capacidade diária no armazenamento subterrâneo, em linha com solicitações que têm vindo a ser feitas pelos agentes de mercado, harmonizando os produtos de capacidade do armazenamento subterrâneo com os produtos de capacidade de armazenamento do terminal de GNL e permitindo uma maior flexibilidade na utilização desta infraestrutura. De igual modo, à semelhança do aplicado no armazenamento de GNL não são previstos produtos de capacidade intradiária no armazenamento subterrâneo.

O Quadro seguinte resume os produtos de capacidade de curto prazo nas diversas infraestruturas de alta pressão, identificando os novos produtos de capacidade.

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

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

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

Com os novos produtos de capacidade nas infraestruturas de alta pressão oferece-se mais flexibilidade aos agentes na utilização das infraestruturas de alta pressão harmonizando-se as regras aplicáveis com as estabelecidas pelo Código de Rede de CAM para as interligações. Esta alteração apenas tem impacte nas tarifas pagas pelos comercializadores, não tendo impactos nas tarifas de acesso às redes aplicáveis aos consumidores.

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 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 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.

O Código de Rede de tarifas de transporte de gás, que se encontra na fase de Comitologia, estabelece limites máximos para os multiplicadores dos produtos de curto prazo (trimestral, mensal, diário e intradiário):

- Limite de 3 para produtos diários e intra-diários, durante um período transitório de 4 anos, tendo como objetivo um limite máximo de 1,5.
- Limite de 1,5 para os restantes produtos (mensal e trimestral).

O Código de Rede de tarifas estabelece também que não são permitidos multiplicadores inferiores a 1.

Tendo em atenção o acima exposto, apresentam-se nos quadros seguintes os multiplicadores aplicados aos produtos de capacidade das diversas infraestruturas de alta pressão.

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

CAPACIDADE CONTRATADA - PONTOS DE ENTRADA	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
Carrico Armazenagem	
Produto trimestral	-
Produto mensal	-
Produto diário	1,0
Produto intradiário	1,1

7 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 referidos 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.

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, e que 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.

8 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, Sonorgás, LisboaGás, Lusitaniagás, Portgás, Setgás e Tagusgás. No que respeita à distribuição de gás natural a partir das unidades autónomas de gás (UAG), estas são exercidas pelas empresas Duriensegás, Dinanagás, Medigás e Paxgás.

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.

8.1 ESTRUTURA GERAL DA TARIFA

Nos termos do definido 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>⁹, aplicável às entregas em BP>.
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP<¹⁰, 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. Assim, por forma a maximizar a aderência das tarifas aos custos provocados nas redes por cada segmento de clientes e a minimizar as subsidiação cruzadas entre grupos de clientes alimentados a pressões diferentes definem-se no RT as três tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

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 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.
- Termo de energia, com diferenciação entre períodos de vazio e fora de vazio, definidos 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

⁹ Baixa pressão para consumos anuais superiores a 10 000 m³.

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

da URD de MP só se aplica a clientes diretamente ligados em MP e o termo tarifário fixo da 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 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 no mercado livre e dos comercializadores de último recurso.

8.2 CUSTOS INCREMENTAIS

8.2.1 DISCUSSÃO METODOLÓGICA

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:

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

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

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

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

em que:

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

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

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

$CiMed_{L_t}$ Custo incremental, por cliente, associado à medição, 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

$CiWV_n^{URD}$ Custo incremental de energia em período de vazão, do nível de pressão ou tipo de fornecimento n .

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

Os custos incrementais de capacidade utilizada devem ser calculados através do quociente entre o valor atualizado de investimentos em trechos 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.

Formalmente tem-se:

$$Cincj\ CU = \frac{\sum_{t=-L}^{t=H-L} \Delta I_j / (1+d)^t}{\sum_{t=0}^{t=H} \Delta CU_j / (1+d)^t}$$

em que:

$Cincj\ CU$	Custo incremental médio de longo prazo da capacidade utilizada da rede j
ΔI	Investimento anualizado e acréscimo de custos de operação e manutenção nas redes, para satisfazer o acréscimo de capacidade utilizada
ΔCU_j	Acréscimo de capacidade utilizada da rede j
d	Taxa de atualização
H	Número de anos considerados
L	Desfasamento entre o investimento e o acréscimo de procura (1 ano)
j	Rede de MP, de BP> ou de BP<

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 a 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. 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 muito iguais, 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 a 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 de interligação não 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 horas 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 horas de fora de vazio no mesmo período.

Os custos incrementais de energia são dados pelo rácio entre os encargos de exploração que variam com o volume de energia distribuída pela energia distribuída.

Conforme referido, 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.

8.2.2 PRESSUPOSTOS E DADOS UTILIZADOS

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

A série de investimentos considerada no cálculo dos custos incrementais inclui valores entre 2012 e 2017. As séries de procura incluem valores desde o ano gás 2011-2012 até ao ano gás 2017-2018.

No Quadro 8-1 apresentam-se os investimentos nas redes de distribuição de gás natural, ao longo do período considerado, a preços constantes de 2016. Estes investimentos têm como fonte a informação

remetida pelos operadores das redes de distribuição, nomeadamente através da norma 5, que inclui os investimentos nas redes de distribuição transferidos para exploração.

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

10³ Euros

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Rede primária	2 854	936	3 391	728	930	840
Rede secundária	29 915	19 502	23 046	23 201	28 108	26 719
Ramais	6 784	5 894	4 413	4 382	5 359	5 009
Rede em urbanizações	514	380	281	73	95	79
Postos de redução e medição	357	1 615	837	1 051	1 247	1 104
Unidades Autónomas de Gás (UAG)	575	1 641	757	328	0	595
TOTAL	40 998	29 970	32 724	29 763	35 739	34 346

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 de investimento específico.

Importa enfatizar que o que é determinante para a estrutura dos preços é a estrutura entre os custos incrementais e não o nível dos custos incrementais, uma vez que aos custos incrementais é aplicado um fator multiplicativo comum.

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 pode revestir-se 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 8-2, assim como a rede a que se refere o investimento.

Quadro 8-2 - 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 pela variável energia em horas de fora de vazio, enquanto que os investimentos nos troços periféricos devem ser recuperados 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. Com base na informação disponível não é possível proceder ao cálculo dos custos incrementais de MP de acordo com a discussão metodológica apresentada no ponto 8.2.1, uma vez que só se consideram investimentos de MP os investimentos na rede primária. No ponto 8.2.4 apresenta-se a alternativa encontrada para o cálculo dos referidos custos incrementais.

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

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

	CI _{wfv}	CI _{CU}	CI _{TF tp}
Rede secundária	25%	56%	19%
Ramais	0%	75%	25%
Rede em urbanizações	0%	75%	25%
Postos de redução e medição	50%	38%	13%
Unidades Autónomas de Gás (UAG)	50%	38%	13%

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 troço periférico

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 custos¹¹ no ativo bruto de 2014¹², aplicando-se, em benefício da simplificação, essa percentagem a todos os anos considerados no cálculo dos custos incrementais. Os custos de operação e manutenção representam cerca de 4,1% do ativo bruto.

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 6,2% que corresponde à taxa de remuneração fixada 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 8-4 apresentam-se as séries das variáveis físicas utilizadas no cálculo dos custos incrementais da rede de BP, nomeadamente, energia, capacidade utilizada e número de clientes das redes de BP.

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

	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018
	Real	Real	Real	Real	Real	Real	Estimado	Previsto	Previsto
Energia (GWh)	7 688	7 825	7 344	7 413	7 379	7 468	7 380	7 577	7 762
Energia fora de vazio (GWh)	7 228	7 329	6 920	6 966	6 966	7 019	7 014	7 188	7 364
Capacidade utilizada (GWh/dia)	182	186	174	176	175	177	180	182	187
Nº clientes (10 ³)	1 122	1 207	1 251	1 303	1 338	1 369	1 397	1 415	1 439

¹¹ Considera-se apenas os fornecimentos e serviços externos, os gastos com pessoal, as provisões e outros ganhos e perdas.

¹² Adotam-se as percentagens de 2014, que é o ano mais recente com contas reguladas certificadas.

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 42 dias, uma vez que não existe faturação desta grandeza física para todos os clientes de BP.

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

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

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

Quadro 8-5 - Custos incrementais das redes de BP

CI_{CU} (€/MWh/dia)	CI_{WV} (€/MWh)	CI_{Wfv} (€/MWh)	CI_{TF} troço periférico (€/mês)
73,04	0,39	10,05	0,97

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

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. Como fator de atualização das anuidades utiliza-se a taxa de remuneração fixada para esta atividade, 6,2%.

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

Investimento (10 ³ Euros)	CAPEX	2012	2013	2014	2015	2016	2017
2012	22 650	1 505	1 505	1 505	1 505	1 505	1 505
2013	16 897		1 123	1 123	1 123	1 123	1 123
2014	17 081			1 135	1 135	1 135	1 135
2015	16 909				1 123	1 123	1 123
2016	20 368					1 353	1 353
2017	19 483						1 294
OPEX (4,1%)		62	109	156	202	258	312
OPEX+CAPEX		1 567	2 736	3 918	5 088	6 497	7 845
factor de actualização		1,27	1,20	1,13	1,06	1,00	0,94
Valor actualizado		1 993	3 277	4 419	5 403	6 497	7 387

Capacidade utilizada BP (MWh/dia)	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018
	174 216	175 865	175 865	177 165	180 083	182 067	186 514
Δ anual da capacidade utilizada em BP							
2012-2013		1 649	1 649	1 649	1 649	1 649	1 649
2013-2014			0	0	0	0	0
2014-2015				1 300	1 300	1 300	1 300
2015-2016					2 918	2 918	2 918
2016-2017						1 984	1 984
2017-2018							4 447
Total		1 649	1 649	2 949	5 867	7 851	12 298
factor de actualização		1,27	1,20	1,13	1,06	1,00	0,94
Valor actualizado		2 097	1 975	3 326	6 230	7 851	11 580

Custo incremental (€/MWh/dia/mês)	73,04
--	--------------

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

Investimento (10 ³ Euros)	CAPEX		2012	2013	2014	2015	2016	2017
	RS + PRM	UAGs						
2012	7 657	287	532	532	532	532	532	532
2013	5 683	821		443	443	443	443	443
2014	6 180	378			441	441	441	441
2015	6 326	164				433	433	433
2016	7 650	0					508	508
2017	7 232	297						504
OPEX (4,1%)			22,00	40,33	58,57	76,50	97,54	118,40
factor de actualização			0,79	0,83	0,89	0,94	1,00	1,06
Valor actualizado			17,30	33,67	51,93	72,04	97,54	125,74

Energia rede BP (MWh)	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018
	7 343 927	7 413 420	7 413 420	7 468 237	7 468 237	7 577 150	7 762 226
Δ anual energia rede BP							
2012-2013		69 492	69 492	69 492	69 492	69 492	69 492
2013-2014			0	0	0	0	0
2014-2015				54 817	54 817	54 817	54 817
2015-2016					0	0	0
2016-2017						108 913	108 913
2017-2018							185 076
Total		69 492	69 492	124 309	124 309	233 223	418 299
factor de actualização		0,79	0,83	0,89	0,94	1,00	1,06
Valor actualizado		54 631	58 018	110 219	117 052	233 223	444 233

Custo incremental (€/MWh)	0,391
----------------------------------	--------------

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

Investimento (10 ³ Euros)	CAPEX		2012	2013	2014	2015	2016	2017
	RS + PRM	UAGs						
2012	7 657	287	532	532	532	532	532	532
2013	5 683	821		443	443	443	443	443
2014	6 180	378			441	441	441	441
2015	6 326	164				433	433	433
2016	7 650	0					508	508
2017	7 232	297						504
OPEX (4,1%)			22	40	59	77	98	118
CAPEX + OPEX			554	1 015	1 474	1 925	2 454	2 979
factor de actualização			0,79	0,83	0,89	0,94	1,00	1,06
Valor actualizado			435	847	1 307	1 813	2 454	3 164

Energia fora de vazio rede BP (MWh)	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018
	6 919 646	6 965 657	6 966 096	7 018 960	7 018 960	7 188 417	7 363 998
Δ Energia fora de vazio rede BP							
2012-2013		46 011	46 011	46 011	46 011	46 011	46 011
2013-2014			439	439	439	439	439
2014-2015				52 864	52 864	52 864	52 864
2015-2016					0	0	0
2016-2017						169 457	169 457
2017-2018							175 581
Total		46 011	46 450	99 314	99 314	268 771	444 352
factor de actualização		0,79	0,83	0,89	0,94	1,00	1,06
Valor actualizado		36 171	38 780	88 057	93 516	268 771	471 902

Custo incremental (€/MWh)	10,049
----------------------------------	---------------

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2016-2017

Tarifa de Uso da Rede de Distribuição

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

Investimento (10 ³ Euros)	CAPEX	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
2010	11 178	743	743	743	743	743	743	743	743
2011	9 872		656	656	656	656	656	656	656
2012	7 550			502	502	502	502	502	502
2013	5 632				374	374	374	374	374
2014	5 694					378	378	378	378
2015	5 636						374	374	374
2016	6 789							451	451
2017	6 494								431
OPEX (4,1%)		31	58	79	94	110	125	144	162
CAPEX + OPEX		773	1 456	1 979	2 368	2 762	3 152	3 622	4 071
factor de actualização		0,70	0,74	0,79	0,83	0,89	0,94	1,00	1,06
Valor actualizado		539,03	1 078,02	1 555,48	1 977,24	2 449,09	2 968,12	3 621,86	4 323,57

Número clientes BP	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018
	1 122 482	1 206 988	1 251 498	1 303 163	1 337 582	1 368 825	1 397 400	1 414 983	1 439 303
Δ anual número clientes em BP									
2010-2011		84 506	84 506	84 506	84 506	84 506	84 506	84 506	84 506
2011-2012			44 510	44 510	44 510	44 510	44 510	44 510	44 510
2012-2013				51 665	51 665	51 665	51 665	51 665	51 665
2013-2014					34 419	34 419	34 419	34 419	34 419
2014-2015						31 244	31 244	31 244	31 244
2015-2016							28 574	28 574	28 574
2016-2017								17 583	17 583
2017-2018									24 320
Total		84 506	129 016	180 681	215 099	246 343	274 917	292 500	316 820
factor de actualização		0,70	0,74	0,79	0,83	0,89	0,94	1,00	1,06
Valor actualizado		58 903	95 504	142 041	179 583	218 419	258 867	292 500	336 463

Custo incremental (€/cliente/mês)	0,97
--	-------------

Apesar de não ter sido possível determinar separadamente os custos incrementais de BP> e BP<, o custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico não deve ser igual em BP> e BP<.

O custo incremental, por cliente, em BP> deve ser superior ao valor determinado para toda a BP, uma vez que estes, essencialmente indústrias 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 10% do valor determinado para toda a BP, transferindo-se a recuperação da receita remanescente para o termo de energia fora de vazio, aumentando-se o custo incremental de energia fora de vazio. Destas alterações resultam os custos incrementais de BP> e BP< apresentados no Quadro 8-10.

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

	CI_{CU} (€/MWh/dia)	CI_{WV} (€/MWh)	CI_{Wfv} (€/MWh)	CI_{TF} troço periférico (€/mês)
URD BP>	73,04	0,39	10,05	0,97
URD BP<	73,04	0,39	14,03	0,10

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 o 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 2014. Esse custo unitário em 2014 é de 0,11€/mês.

Sintetizam-se no Quadro 8-11 os custos incrementais de BP, que irão condicionar a estrutura das tarifas de Uso da Rede de Distribuição de BP> e de Uso da Rede de Distribuição de BP<.

Quadro 8-11 - 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>	73,04	0,39	10,05	0,97	0,11	0,11	n.a.
URD BP<	73,04	0,39	14,03	0,10	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 8-12.

Quadro 8-12 - Receitas incrementais das redes de BP

RI_{CU}	RI_{WV}	RI_{Wfv}	RI_{TF}
63,7%	0,1%	34,7%	1,5%

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.

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

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

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

CUSTO INCREMENTAL DE ENERGIA DE VAZIO

Uma vez que as redes de distribuição em MP apresentam algumas características que as aproximam das redes de transporte em AP, considerou-se que o custo incremental de energia da rede de distribuição em MP deveria ser idêntico ao custo incremental de energia da rede de AP, 0,0133 €/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. Estas percentagens são de 99% e de 66%, respetivamente. 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 mantido o valor do ano gás 2015-2016, 79%.

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 adotam-se os valores determinados para a rede de BP, 0,97 €/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 2014. Esse custo unitário em 2014 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, por forma a se obterem as receitas incrementais de MP acima referidas.

SÍNTESE CUSTOS INCREMENTAIS DE MP

Sintetizam-se no Quadro 8-13 os custos incrementais das redes de MP, que irão condicionar a estrutura das tarifas de Uso da Rede de Distribuição de MP.

Quadro 8-13 - 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)
40,81	0,01	0,61	0,97	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 8-14.

Quadro 8-14 - Receitas incrementais das redes de MP

RI _{CU}	RI _{WV}	RI _{Wfv}	RI _{TF}
79,3%	0,03%	20,7%	0,01%

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

8.2.5 ESTRUTURA DAS TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Devido ao início de um novo período de regulação os estudos realizados relativos aos custos incrementais da rede de distribuição conduzem a uma nova estrutura das tarifas de uso da rede de distribuição. A nova estrutura reduz o peso do termo fixo e introduz uma maior variabilização na tarifa, conforme se ilustra nas figuras seguintes.

Figura 8-1 - Estrutura das receitas por variável de faturação da tarifas de uso da rede de distribuição em MP

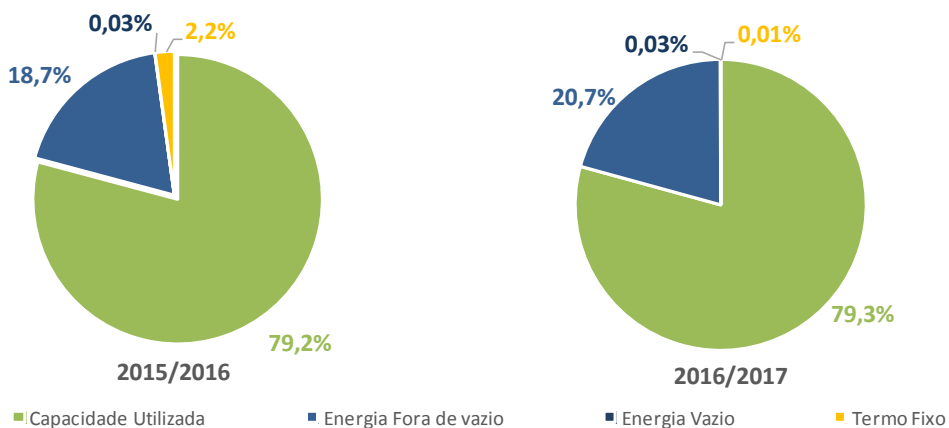


Figura 8-2 - Estrutura das receitas por variável de faturação da tarifa de uso da rede de distribuição em BP>

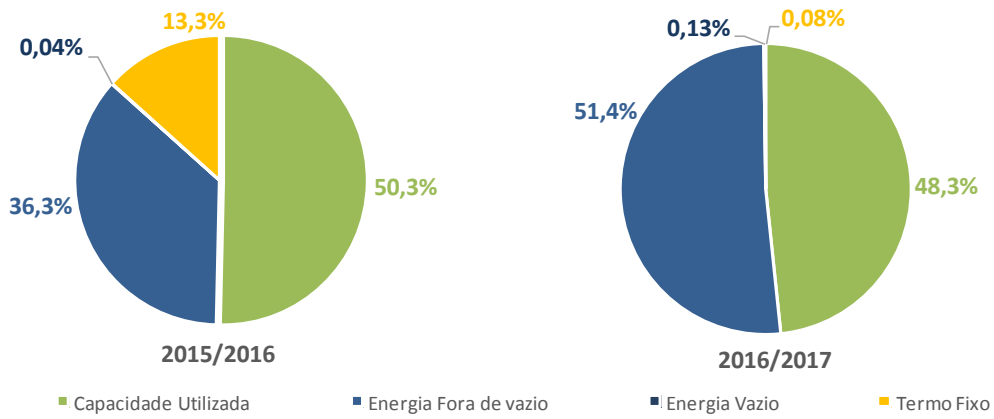
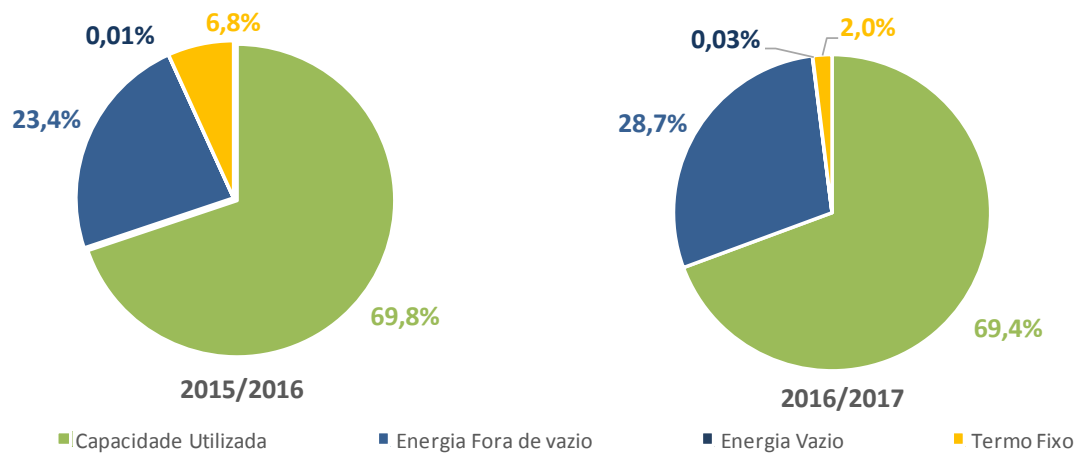


Figura 8-3 - Estrutura das receitas por variável de faturação da tarifas de uso da rede de distribuição em BP<



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

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

O Regulamento Tarifário define-se que os consumidores de gás natural em Média Pressão com consumos anuais superiores a um limiar de consumo e demais características podem optar por tarifas de Acesso às Redes opcionais a aprovar pela ERSE. Esse limiar e demais características e bem como os preços das tarifas de acesso às redes aplicáveis são determinados anualmente pela ERSE, e aprovados conjuntamente com as demais tarifas e preços de gás natural.

No ano gás 2010-2011 foi definido, pela primeira vez, o limiar que habilita a opção pela faturação das tarifas de acesso às redes em AP nas entregas em MP. Este limiar foi definido em 50 milhões m³/ano. Assim, qualquer cliente ligado em MP que apresente um consumo anual igual ou superior a 50 milhões m³ pode optar pelas tarifas de acesso às redes em AP.

Como foi descrito no documento da “Determinação da Estrutura tarifária no ano gás 2010-2011”, a regra do limiar de consumo foi definida com o objetivo de evitar decisões de investimento inadequadas numa perspetiva societal como a construção de ligações diretas à rede de AP por grandes clientes, já abastecidos em MP, consequência dos pagamentos mais elevados da tarifa de acesso às redes de distribuição em MP. Com efeito, na ausência da regra estes consumidores fisicamente ligados às redes de gás natural em MP eram incentivados a ligarem-se fisicamente 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 que deixariam de ser utilizados, em resultado da redução da procura em MP, continuariam a ser suportados pelos restantes consumidores de MP e BP, situação impactante nas tarifas de acesso às redes em MP e BP. 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.

Esta regra veio a ser aperfeiçoada em 2014 na sequência de diversas reclamações sobre o reposicionamento dos clientes industriais em torno dos limiares de consumo para aplicação das tarifas de acesso às redes dos clientes ligados fisicamente em MP.

Assim no documento da “Estrutura Tarifária no ano gás 2014-2015”, atendendo à pertinência de se assegurar estabilidade na aplicação das Tarifas de Acesso às Redes em torno do limiar de 50 milhões de m³, definiu-se que, para o apuramento da base para a aplicação das tarifas de acesso às redes em AP e MP fosse considerada uma série de 12 meses, a escolher no horizonte temporal dos últimos 3 anos. Desta forma pretendeu-se considerar um período mais alargado de tempo que acomodasse

eventuais variações do ciclo económico dos clientes, assegurando-se a estabilidade na aplicação das Tarifas de Acesso às Redes.

No entanto, apesar da revisão dos critérios para a definição do período de referência para o cálculo do consumo anual de gás natural que serve de base para a aplicação das tarifas de acesso em AP, registaram-se em 2014, diversos pedidos de ligação à rede de AP por clientes ligados em MP relativamente próximos da rede de transporte. O diferencial existente entre a fatura da tarifa de acesso às redes em AP e MP para um conjunto de clientes relativamente próximos da rede de transporte, justifica a construção de um ramal dedicado até à rede de AP, mesmo para consumos anuais inferiores a 50 milhões m³/ano. Nestas circunstâncias considera-se oportuno voltar a introduzir aperfeiçoamentos na regra de elegibilidade das tarifas de acesso às redes em AP para os clientes já ligados fisicamente às redes de MP, tendo esta matéria integrado os temas da consulta pública da recente revisão dos regulamentos do setor do gás natural.

Em resultado desta consulta pública, são a favor da introdução da nova regra que permita os clientes em MT aceder às tarifas de AP, os grandes consumidores. Os demais participantes na consulta pública manifestaram muitas reservas, considerando que a mesma não resolve a questão de forma duradoura e contribui para a perda de competitividade do SNGN por retirar volume a determinados escalões tarifários. Em alternativa sugerem a alteração da estrutura tarifária, regressando a uma estrutura tarifária em função do volume (consumo de gás), ou mista, em detrimento da utilização do nível de pressão.

A este respeito, importa referir que a variável que é sugerida (volume sem qualquer diferenciação do nível de pressão) era a variável utilizada tradicionalmente nas tarifas vigentes anteriores à regulação da ERSE e tem origem num paradigma já ultrapassado, de integração vertical do sector, no qual não existia a preocupação em remunerar separadamente cada uma das atividades. A definição de tarifas exclusivamente dependentes do consumo está muito ligada às origens do setor baseado num modelo de negócio verticalmente integrado em que a empresa monopolista desenhava a curva tarifária em função do preço dos combustíveis alternativos utilizados pelos clientes, discriminando os preços do gás natural.

O tipo de combustível alternativo baseado nos derivados de petróleo dependia, claramente, da dimensão do consumo em m³. Esta forma de discriminação de preços garantia à empresa monopolista a apropriação integral do excedente do consumidor. Este modelo de negócio, histórico, era designado na literatura por "*gas to fuel competition*".

A existência de clientes que só utilizam os serviços associados com o acesso às redes, decorrentes das obrigações legais de liberalização do mercado e de separação de atividades, previstas das Diretivas europeias, bem como a necessidade de criar tarifas que promovam a eliminação de subsídios cruzados, conduziu à necessidade de separação das atividades do setor e desagregação, tanto em termos de proveitos permitidos, como de tarifas a aplicar aos clientes finais, resultando a necessidade de implementação de um sistema tarifário aditivo, onde é absolutamente necessário identificar os ativos, as

funções, os custos e os proveitos de cada operador da rede, distinguindo entre rede de transporte e rede de distribuição. Esta situação conduz ao aparecimento de tarifas com uma estrutura tarifária dependente quer do nível de pressão (em resultado do tipo de rede/operador a que o cliente se encontra ligado), quer do nível de consumo. Assim, dentro do mesmo nível de pressão, poderão existir diferentes escalões de consumo. Todavia, esta situação não deverá interferir na diferenciação entre as tarifas de AP e MP, pelas razões indicadas. As tarifas integrais (históricas) são assim desacopladas nas componentes de acesso às redes - dependente do nível de pressão e consumo – e nas componentes de energia – custos de aprovisionamento e utilização das grandes infraestruturas de entrada no sistema e custos de retalho. Esta separação das componentes de energia e acesso às redes viabiliza um novo modelo de negócio, designado na literatura por “*gas to gas competition*” impedindo a anterior discriminação de preços pelo monopolista e promovendo o bem-estar social, no qual todos os consumidores pagam o mesmo preço marginal de energia relacionado com os custos de aprovisionamento de gás. Importa também esclarecer que este tipo de tarifas de acesso às redes dependentes quer da pressão quer do nível de consumo são também adotados em Espanha, sendo portanto a prática seguida em Portugal coerente no espaço ibérico.

Importa ainda ter em conta que a alteração do *drive* tarifário de nível de pressão para consumo (volume) teria impactos tarifários muito significativos, em todos os clientes, mas em particular para os grandes consumidores industriais. Esta opção pela alteração da estrutura tarifária eliminando a existência de tarifas diferenciadas por nível de pressão representa uma alteração drástica e não conforme com o novo contexto legal e regulamentar do setor, bem como, é omissa sobre os impactos que esta alteração iria provocar, nos custos a suportar por todos os clientes. Assim, a ERSE, aprova alterações na estrutura tarifária, introduzindo novos escalões de consumo nas tarifas de AP, MP e BP, de modo a mitigarem-se as diferenças de preços entre as tarifas de níveis de pressão diferentes. Esta opção contribuirá para mitigar os incentivos à realização de ligações às redes de montante por clientes ligados em níveis de pressão inferiores.

No curto prazo e na ausência de atuação por parte da ERSE sobre esta matéria, os clientes em MP irão requerer a construção de novas ligações à rede, representando essa solução um problema para todo o SNGN. Assim sendo a ERSE decidiu pela introdução de aperfeiçoamentos na atual regra de opção pelas tarifas de acesso às redes em AP por clientes ligados em MP, visando a resolução do problema no curto prazo, considerando os comentários favoráveis nesse sentido dos grandes consumidores.

A presente documentação justificativa das tarifas e preços para 2016-2017 integra alterações quer na estrutura tarifária através da introdução de mais escalões de consumo por nível de pressão, quer na definição de nova regra de aplicação de tarifas de acesso às redes opcionais a clientes ligados em MP com consumos superiores a um determinado limiar e demais características definidas neste ponto.

ANÁLISE DO PROBLEMA

Com o objetivo de avaliar a adequabilidade da regra de opção pelas tarifas de acesso às redes em AP por consumidores ligados fisicamente à rede de MP, evitando a opção de construção de uma ligação direta à rede de transporte, foi calculado o diferencial de faturação das tarifas de acesso às redes entre AP e MP, em função do consumo anual e da modulação de um consumidor. Estes diferenciais de faturação foram calculados para consumos que variam entre 10 e 50 milhões m³/ano e modulações entre 360 e 50 dias. A relação entre estas duas grandezas define a capacidade utilizada de cada consumidor. Estes diferenciais traduzem a poupança anual que cada consumidor teria se lhe fosse aplicada a tarifa de acesso às redes em AP. Esta poupança representa o benefício anual observado pelos consumidores que invistam na construção de um novo ramal de ligação à rede de transporte.

Conhecendo o benefício anual, resultante do diferencial entre as tarifas de acesso às redes em MP e AP, e o custo de construção de um ramal dedicado que ligue fisicamente cada consumidor à rede de AP, é possível avaliar a viabilidade económica da construção de um ramal dedicado à rede de AP.

Sabendo que os benefícios anuais são função das características de funcionamento de cada consumidor, designadamente da energia anual consumida (kWh/ano) e da capacidade utilizada (kWh/dia/ano) e que o custo da construção do ramal até à rede de AP depende da distância entre o consumidor e a rede de AP é possível determinar, para cada consumidor, qual seria a sua distância máxima à rede de AP, para a qual o investimento seria vantajoso.

No cálculo do custo da construção do ramal dedicado foi considerada a informação correspondente à instalação de gasodutos de 10 polegadas, de acordo com os dados facultados pela REN Gasodutos, relativamente a 6 consumidores em MP. Este custo, além de variar com a distância da instalação consumidora à rede de AP, também varia com o diâmetro do gasoduto, do tipo de terreno, da instalação ou não de GRMS e dos atravessamentos que o gasoduto teria de realizar (por exemplo linhas férreas, rios, estuários...). Com base na informação facultada pela REN Gasodutos, relativamente aos 4 consumidores em MP, é possível definir uma função do custo de investimento na construção de um ramal até à rede de AP em função da distância d da instalação consumidora à rede AP. Esta função pode ser definida como:

$$\text{Investimento(km)}[\text{€}] = \text{Inv} = 299\,840 \times d + 338\,920 \quad (1)$$

Para calcular a anuidade do investimento foi considerado um período de amortização do investimento de 15 anos e uma taxa de desconto de 8%. Estes pressupostos afetam o cálculo do benefício anual, resultante do diferencial entre as tarifas de acesso às redes em MP e AP, e o custo de construção de um ramal dedicado que ligue fisicamente cada consumidor à rede de AP.

As faturas de acesso anuais em AP e MP são calculadas através das equações (2) e (3), respetivamente:

$$F_{\text{Acesso}_{AP}}(W; \text{Mod})[\text{€/ano}] = W \times TW_{AP} + 12 \times \frac{W}{\text{Mod}} \times \text{TCap}_{AP} \quad (2)$$

$$F_{\text{Acesso}_{MP}}(W; \text{Mod})[\text{€/ano}] = W \times TW_{MP} + 12 \times \frac{W}{\text{Mod}} \times \text{TCap}_{MP} + 12 \times TF_{MP} \quad (3)$$

Em que W (kWh) é o consumo anual, Mod é a modulação determinada pelo rácio do consumo pela capacidade utilizada, TW_{nP} (€/kWh) é o preço do termo de energia por nível de pressão n , TCap_{nP} (€/kWh/dia/mês) é o preço do termo de capacidade utilizada por nível de pressão n e TF_{MP} (€/mês) é o preço do termo fixo em MP.

A anuidade do investimento na construção de uma ligação à rede de AP pode ser descrita pela seguinte equação:

$$\text{Anuidade}(km)[\text{€/ano}] = \text{Inv} \times \frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} = (299\,840 \times d + 338\,920) \times \frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (4)$$

Em que Inv é o custo total do investimento em euros (definido pela equação (1)) necessário para a construção da ligação à rede de AP, d (km) é a distância da ligação da instalação consumidora à rede de AP, i (%) é a taxa de desconto e n (anos) é o número de anos relativo ao período de investimento.

A distância máxima de ligação à rede de AP até à qual se pode justificar o investimento na ligação é determinada igualando a anuidade do investimento (equação (4)) ao benefício anual (resultante do diferencial entre as tarifas de acesso – equação (5) e resolvendo a igualdade em ordem à distância d (equação (6)), isto é:

$$\Delta \text{Acesso}_{MP-AP}(W; \text{Mod})[\text{€/ano}] = F_{\text{Acesso}_{MP}}(W; \text{Mod}) - F_{\text{Acesso}_{AP}}(W; \text{Mod}) = \quad (5)$$

$$= W \times \left[(TW_{MP} - TW_{AP}) + \frac{12}{\text{mod}} \times (\text{TCap}_{MP} - \text{TCap}_{AP}) \right] + 12 \times TF_{MP}$$

Em todas as situações em que a distância seja inferior a essa distância máxima d os consumidores são incentivados a proceder à construção das ligações à rede de AP, de acordo com o apresentado na equação (6)

$$d[\text{km}] \leq \frac{\Delta \text{Acesso}_{MP-AP}}{299\,840 \times \frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}} - \frac{338\,920}{299\,840} \Leftrightarrow d[\text{km}] \leq \frac{\Delta \text{Acesso}_{MP-AP}}{299\,840 \times \frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}} - 1,130336 \quad (6)$$

No Quadro 8-15 identifica-se a distância (em km) de ligação à rede de AP para a qual o valor anual do diferencial entre as tarifas de acesso às redes em AP e MP coincide com o valor da anuidade do investimento em uma construção de uma nova ligação à rede de AP, em função do consumo anual e da modulação anual do consumidor. São adotados os preços das tarifas de acesso às redes a vigorarem

em 2016-2017. Para todas as situações em que a distância de ligação à rede de AP seja inferior ao valor apresentado, os consumidores atualmente ligados à rede de MP são incentivados a solicitar ligação à rede de AP, situação que se deseja evitar. O Quadro 8-15 apresenta as distâncias de ligação à rede de AP para valores de consumos anuais que variam entre 10 milhões m³/ano e 50 milhões m³/ano e para modulações entre 360 e 50 dias/ano.

Quadro 8-15 - Distância máxima (em Km) da ligação à rede de AP, para a qual o valor anual do diferencial entre as tarifas de acesso de AP e MP coincide com o investimento em uma nova ligação à rede de AP, em função do consumo anual e da modulação anual.

Mm ³ dias	km																				
	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36	38	40	42	44	46	48	50
360	4,3	5,3	6,4	7,5	8,6	9,7	10,7	11,8	12,9	14,0	15,1	16,1	17,2	18,3	19,4	20,5	21,5	22,6	23,7	24,8	25,8
350	4,3	5,4	6,4	7,5	8,6	9,7	10,8	11,8	12,9	14,0	15,1	16,2	17,2	18,3	19,4	20,5	21,6	22,7	23,7	24,8	25,9
340	4,3	5,4	6,5	7,5	8,6	9,7	10,8	11,9	13,0	14,0	15,1	16,2	17,3	18,4	19,5	20,5	21,6	22,7	23,8	24,9	26,0
330	4,3	5,4	6,5	7,6	8,6	9,7	10,8	11,9	13,0	14,1	15,2	16,2	17,3	18,4	19,5	20,6	21,7	22,8	23,8	24,9	26,0
320	4,3	5,4	6,5	7,6	8,7	9,8	10,8	11,9	13,0	14,1	15,2	16,3	17,4	18,5	19,5	20,6	21,7	22,8	23,9	25,0	26,1
310	4,3	5,4	6,5	7,6	8,7	9,8	10,9	12,0	13,1	14,1	15,2	16,3	17,4	18,5	19,6	20,7	21,8	22,9	24,0	25,0	26,1
300	4,3	5,4	6,5	7,6	8,7	9,8	10,9	12,0	13,1	14,2	15,3	16,4	17,5	18,6	19,6	20,7	21,8	22,9	24,0	25,1	26,2
290	4,4	5,4	6,5	7,6	8,7	9,8	10,9	12,0	13,1	14,2	15,3	16,4	17,5	18,6	19,7	20,8	21,9	23,0	24,1	25,2	26,3
280	4,4	5,5	6,6	7,7	8,8	9,9	11,0	12,1	13,2	14,3	15,4	16,5	17,6	18,7	19,8	20,9	22,0	23,1	24,2	25,3	26,4
270	4,4	5,5	6,6	7,7	8,8	9,9	11,0	12,1	13,2	14,3	15,4	16,5	17,6	18,7	19,8	20,9	22,0	23,1	24,2	25,3	26,5
260	4,4	5,5	6,6	7,7	8,8	9,9	11,0	12,2	13,3	14,4	15,5	16,6	17,7	18,8	19,9	21,0	22,1	23,2	24,3	25,4	26,5
250	4,4	5,5	6,6	7,8	8,9	10,0	11,1	12,2	13,3	14,4	15,5	16,6	17,8	18,9	20,0	21,1	22,2	23,3	24,4	25,5	26,6
240	4,4	5,6	6,7	7,8	8,9	10,0	11,1	12,3	13,4	14,5	15,6	16,7	17,8	18,9	20,1	21,2	22,3	23,4	24,5	25,6	26,8
230	4,5	5,6	6,7	7,8	9,0	10,1	11,2	12,3	13,4	14,6	15,7	16,8	17,9	19,0	20,2	21,3	22,4	23,5	24,6	25,8	26,9
220	4,5	5,6	6,7	7,9	9,0	10,1	11,2	12,4	13,5	14,6	15,8	16,9	18,0	19,1	20,3	21,4	22,5	23,6	24,8	25,9	27,0
210	4,5	5,7	6,8	7,9	9,0	10,2	11,3	12,4	13,6	14,7	15,8	17,0	18,1	19,2	20,4	21,5	22,6	23,8	24,9	26,0	27,1
200	4,6	5,7	6,8	8,0	9,1	10,2	11,4	12,5	13,7	14,8	15,9	17,1	18,2	19,3	20,5	21,6	22,8	23,9	25,0	26,2	27,3
150	4,8	6,0	7,1	8,3	9,5	10,7	11,9	13,0	14,2	15,4	16,6	17,8	18,9	20,1	21,3	22,5	23,7	24,8	26,0	27,2	28,4
100	5,2	6,5	7,7	9,0	10,3	11,6	12,8	14,1	15,4	16,6	17,9	19,2	20,4	21,7	23,0	24,2	25,5	26,8	28,0	29,3	30,6
50	6,5	8,0	9,6	11,1	12,6	14,2	15,7	17,2	18,8	20,3	21,8	23,3	24,9	26,4	27,9	29,5	31,0	32,5	34,1	35,6	37,1

Este quadro pode ser interpretado da seguinte forma. Por exemplo, considere-se um consumidor (consumidor 1) com um consumo anual de 20 milhões m³/ano e que tenha uma modulação anual de 260 dias, isto é com uma capacidade de 915 MWh/dia/ano, pode distar até 9,9 km da rede de AP para que o seu investimento seja rentável, isto é, para que a anuidade resultante do investimento na ligação seja inferior à poupança resultante do diferencial entre as faturas de acesso às redes de AP e MP.

AVALIAÇÃO DE IMPACTES TARIFÁRIOS ASSOCIADOS À OPÇÃO DOS CONSUMIDORES AFETADOS EM PROCEDER À LIGAÇÃO FÍSICA À REDE DE ALTA PRESSÃO

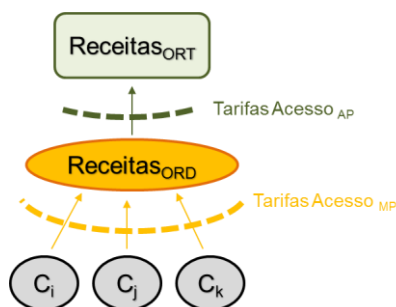
Como foi referido foram identificados um conjunto de clientes que efetuaram junto do ORT em 2014 pedidos de ligação à rede de AP devido à sua proximidade geográfica da rede de transporte de gás natural em AP ponderavam a construção de um ramal dedicado que os ligasse diretamente à rede de AP.

No cenário 1 da Figura 8-4 considera-se que os consumidores permanecem ligados fisicamente à rede de MP. Este cenário não provoca qualquer alteração tarifária quer em MP quer em AP. Este cenário serve de cenário base

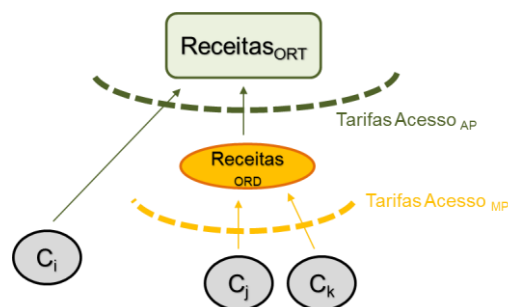
No cenário 2 considera-se que os consumidores constroem ligações à rede de AP, devido ao diferencial entre as tarifas de acesso em AP e MP e à sua proximidade geográfica à rede de AP. Este cenário tem impactes nas receitas de acesso das tarifas em MP uma vez que parte dos consumidores deixará de pagar a tarifa de acesso às redes em MP, sem que os proveitos para este nível de pressão se alterem. Desta forma, verificar-se-á um aumento da tarifa de acesso às redes em MP. Relativamente à tarifa de acesso às redes em AP, considera-se que a faturação será preservada no pressuposto de que as quantidades veiculadas pela rede de MP são semelhantes, na medida em que as perdas e autoconsumos na rede são muito reduzidos. Assim, os impactes tarifários ao nível das tarifas de acesso às redes de AP serão desprezáveis.

Figura 8-4 - Cenários considerados na avaliação de impactes tarifários

Cenário 1 – Os consumidores **não** constroem ramal, continuando ligados à rede de MP



Cenário 2 – Os consumidores constroem ramal de ligação à rede de AP



No Quadro 8-16 apresentam-se os impactes tarifários dos cenários descritos anteriormente, no que respeita quer à tarifa de URT em AP e URD em MP, quer no que respeita à tarifa de acesso às redes em AP e tarifa de acesso às redes em MP. Os preços adotados são os aprovados para 2016-2017. Estes impactes foram calculados com base na informação recebida do ORT referentes aos clientes que solicitaram, junto deste, pedidos de ligação à rede de AP. Tratam-se de 6 instalações em MP com um consumo anual agregado de 1,41 TWh e que distam em média 2 km da rede de AP e com uma distância máxima de 4,9 km. Os custos de ligação à rede de AP para estes consumidores dependem das características físicas de cada ligação, designadamente comprimento do ramal e necessidade de GRMS nova ou renovação de existente, entre outros aspetos. O custo das ligações é calculado utilizando a equação (1).

Como referido, os consumidores ao construírem um ramal de ligação à rede de AP provocam um impacte tarifário na tarifa de acesso às redes em MP de 6,1%, resultante da diminuição das quantidades na rede de MP em 5,7% e da perda de receita de URD de 13,4%.

Quadro 8-16 - Análise de impactes tarifários

		Cenário 1	Impactes Cenário 2	%
		(a)	(b)	(b)/(a)
Receitas URT _{AP}	Euros	61 714 862	0	0,0%
Energia URT _{AP}	GWh	49 550	-1	0,0%
Tarifa URT_{AP}	€/MWh	1,25	0,00	0,0%
Receitas URD _{MP}	Euros	45 092 116	-6 022 028	-13,4%
Energia URD _{MP}	GWh	24 571	-1 410	-5,7%
Tarifa URD_{MP}	€/MWh	1,84	0,26	14,2%
Impactes Preços Acesso	€/MWh	6,53	0,13	2,0%
Acesso AP	€/MWh	2,62	0,00	0,0%
Acesso MP	€/MWh	4,25	0,26	6,1%
Acesso BP>10000m ³	€/MWh	15,85	0,26	1,6%
Acesso BP<10000m ³	€/MWh	32,66	0,26	0,8%
Impactes Preços Finais	€/MWh	25,53	0,13	0,5%
Finais AP	€/MWh	20,65	0,00	0,0%
Finais MP	€/MWh	22,92	0,26	1,1%
Finais BP>10000m ³	€/MWh	34,64	0,26	0,8%
Finais BP<10000m ³	€/MWh	59,61	0,26	0,4%

APERFEIÇOAMENTO DA REGRA DE OPÇÃO PELAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM AP POR CLIENTES LIGADOS ÀS REDES DE MP

Decorridos 4 anos de aplicação da regra referida e considerando os pedidos de ligação à rede de transporte por consumidores abastecidos em MP, recebidos pela REN em 2014, importa visitar esta matéria e aperfeiçoar a regra atualmente em vigor.

Considerando o exposto anteriormente, verifica-se que a não alteração da regra atual de elegibilidade das tarifas de acesso às redes em AP (cenário 2) tem impactes tarifários relevantes uma vez que os clientes tomarão a decisão de construir um ramal de acesso à rede de transporte que provocará a quebra de quantidades nas redes de MP. O impacte tarifário estimado é de 6 022 028 €, ou seja, um impacte de 6,1% na tarifa de acesso às redes em MP.

Neste contexto, propõe-se um aperfeiçoamento do regime regulamentar em vigor, no que respeita à elegibilidade das tarifas de acesso às redes em AP por forma a evitar a tomada de decisões de investimento individuais inadequadas numa perspetiva societal evitando-se a construção de ligações diretas à rede de AP por grandes clientes já abastecidos em MP.

A opção pela manutenção do regime em vigor poderá incentivar a construção de ligações à rede de transporte por clientes já ligados à MP, situação geradora de custos para todo o sistema de gás natural e prejudicial para a generalidade dos consumidores, criando decisões de investimento motivadas por uma oportunidade transitória (face aos custos vigentes) não beneficiando o sistema de gás natural como um todo.

A regra ora aprovada no processo de definição de tarifas concorre para a integridade e organização eficiente do sistema de gás natural, permitindo capacitar as partes envolvidas, operadores das redes de distribuição e de transporte e os clientes elegíveis, de informação e incentivos adequados à tomada de decisão de ligação à rede em AP, quando os clientes já se encontrem ligados em MP.

Esta regra toma em consideração os interesses dos consumidores afetados e simultaneamente protege o interesse dos restantes consumidores no que respeita aos impactes tarifários.

Assim, por forma a eliminar-se o incentivo dos consumidores, atualmente abastecidos de gás natural através da rede de MP, a procederem à construção de ramais de ligação à rede de AP considera-se ser de atribuir uma compensação aos consumidores, sempre que solicitada a ligação à rede de AP e para as situações em que a distância do projeto de ligação à rede de AP seja inferior à distância máxima nos termos da equação 5. O valor desta compensação em €/ano coincide com o valor do benefício líquido associado à construção do ramal de ligação à rede de AP, dada por:

$$\text{Compensação}(W, \text{Mod}, d)[€/ano] = \Delta \text{Acesso}_{MP-AP}(W, \text{Mod})[€/ano] - \text{Anuidade}(km)[€/ano] \quad (7)$$

De modo a simplificar a aplicação desta regra e considerando que a modulação dos clientes industriais em AP assume valores de cerca de 260 dias/ano, considera-se que a regra deverá depender apenas da energia anual consumida W e da distância d de ligação à rede de AP, apurada através da elaboração do respetivo projeto de ligação realizado pelo operador da rede de transporte. Assim a equação (7) pode ser reescrita na seguinte forma, onde se assume uma modulação de 260 dias/ano, um período de amortização do investimento de 15 anos e uma taxa de desconto de 8%:

$$\text{Compensação}(W, d)[€/ano] = \quad (8)$$

$$= \left[(TW_{MP} - TW_{AP}) + \frac{12}{260} \times (TCap_{MP} - TCap_{AP}) \right] \times W + 12 \times TF_{MP} - 0,116830 \times (299\,840 \times d + 338\,920)$$

$$= W \times C_w + C_f - (d \times C_{d1} + C_{d2})$$

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

$$C_w = \left[(TW_{MP} - TW_{AP}) + \frac{12}{260} \times (TCap_{MP} - TCap_{AP}) \right], C_f = 12 \times TF_{MP}, C_{d1} = 0,116830 \times (299\,840 \times d) \quad (9)$$

$$\text{e } C_{d2} = 0,116830 \times 338\,920$$

Considerando que C_f é próximo de zero, a equação anterior pode ser simplificada:

$$\text{Compensação}(W,d)[\text{€/ano}] = C_w \times W - (C_{d1} \times d + C_{d2}) \quad (10)$$

$$\text{Com } C_w = 0,001629 \text{ €/kWh}, C_{d1} = 35\,030 \text{ €/km e } C_{d2} = 39\,596 \text{ €}$$

Aplicando os preços das respetivas tarifas de acesso às redes definidas para o ano gás 2016-2017 e considerando, como exemplo, um consumidor com um consumo anual $20\,000\,000 \text{ m}^3$ ($W = 238\,000\,000 \text{ kWh/ano}$) e que a sua instalação dista 2 km da rede de transporte ($d = 2 \text{ km}$), a equação (8) resulta em:

$$\text{Compensação [Euro/Ano]} = \quad (11)$$

$$= 238\,000\,000 \times 0,001629 - (35\,030 \times 2 + 39\,596) = 278\,148 \text{ €/ano}$$

O valor mensal da compensação em €/kWh é obtido pelo rácio do valor da compensação obtido, em euros/ano, pelo consumo anual do consumidor. Neste caso particular, o consumidor iria ver refletido na sua fatura mensal de acesso às redes em MP um valor de compensação de $1,2 \text{ €/MWh}$.

$$\text{Compensação}(W,d)[\text{€/KWh}] = C_w - (C_{d1} \times d + C_{d2}) \times \frac{1}{W} \quad (12)$$

No Quadro 8-17 calculam-se as compensações a considerar na tarifa de acesso à rede em MP em função da energia anual e da distância da instalação ao ramal em AP, decorrentes da aplicação da equação (12), considerando as tarifas de acesso às redes definidas para o ano gás 2016-2017.

A aplicação da fórmula de compensação tem como resultado um valor em euros/MWh a descontar na fatura de acesso às redes em MP do consumidor, resultando assim a aplicação de uma nova opção tarifária de acesso às redes em MP que se encontra entre as tarifas de acesso às redes em MP e as tarifas de acesso às redes em AP.

Quadro 8-17 - Valor da compensação (em €/MWh) a incluir na fatura da tarifa de acesso às redes em MP, em função do consumo anual e da distância da instalação à rede de AP, considerando uma modulação anual de 260 dias

Distância (km)	Mm ³	€/MWh																									
		10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36	38	40	42	44	46	48	50					
0,5		1,15	1,23	1,29	1,33	1,36	1,39	1,41	1,43	1,44	1,46	1,47	1,48	1,49	1,50	1,50	1,51	1,52	1,52	1,53	1,53	1,53					
1		1,00	1,11	1,18	1,24	1,28	1,32	1,34	1,37	1,39	1,41	1,42	1,43	1,45	1,46	1,46	1,47	1,48	1,49	1,49	1,50	1,50					
1,5		0,86	0,98	1,08	1,15	1,20	1,24	1,28	1,31	1,33	1,35	1,37	1,39	1,40	1,41	1,43	1,44	1,45	1,45	1,46	1,47	1,47					
2		0,71	0,86	0,97	1,05	1,12	1,17	1,21	1,25	1,28	1,30	1,32	1,34	1,36	1,37	1,39	1,40	1,41	1,42	1,43	1,44	1,45					
2,5		0,56	0,74	0,87	0,96	1,04	1,10	1,14	1,18	1,22	1,25	1,27	1,30	1,32	1,33	1,35	1,36	1,38	1,39	1,40	1,41	1,42					
3		0,41	0,62	0,76	0,87	0,95	1,02	1,08	1,12	1,16	1,20	1,22	1,25	1,27	1,29	1,31	1,33	1,34	1,35	1,37	1,38	1,39					
3,5		0,27	0,49	0,66	0,78	0,87	0,95	1,01	1,06	1,11	1,14	1,18	1,20	1,23	1,25	1,27	1,29	1,30	1,32	1,33	1,35	1,36					
4		0,12	0,37	0,55	0,69	0,79	0,87	0,94	1,00	1,05	1,09	1,13	1,16	1,19	1,21	1,23	1,25	1,27	1,29	1,30	1,31	1,33					
4,5			0,25	0,45	0,59	0,71	0,80	0,88	0,94	0,99	1,04	1,08	1,11	1,14	1,17	1,19	1,22	1,23	1,25	1,27	1,28	1,30					
5			0,13	0,34	0,50	0,63	0,73	0,81	0,88	0,94	0,98	1,03	1,07	1,10	1,13	1,15	1,18	1,20	1,22	1,24	1,25	1,27					
5,5			0,00	0,24	0,41	0,55	0,65	0,74	0,82	0,88	0,93	0,98	1,02	1,06	1,09	1,12	1,14	1,16	1,19	1,21	1,22	1,24					
6				0,13	0,32	0,46	0,58	0,68	0,75	0,82	0,88	0,93	0,97	1,01	1,05	1,08	1,10	1,13	1,15	1,17	1,19	1,21					
6,5				0,03	0,23	0,38	0,51	0,61	0,69	0,77	0,83	0,88	0,93	0,97	1,01	1,04	1,07	1,09	1,12	1,14	1,16	1,18					
7					0,13	0,30	0,43	0,54	0,63	0,71	0,77	0,83	0,88	0,93	0,96	1,00	1,03	1,06	1,09	1,11	1,13	1,15					
7,5						0,04	0,22	0,36	0,47	0,57	0,65	0,72	0,78	0,84	0,88	0,92	0,96	0,99	1,02	1,05	1,08	1,10	1,12				
8							0,14	0,29	0,41	0,51	0,60	0,67	0,73	0,79	0,84	0,88	0,92	0,96	0,99	1,02	1,05	1,07	1,09				
8,5								0,05	0,21	0,34	0,45	0,54	0,62	0,68	0,74	0,80	0,84	0,88	0,92	0,95	0,99	1,01	1,04	1,06			
9									0,14	0,27	0,39	0,48	0,56	0,64	0,70	0,75	0,80	0,84	0,88	0,92	0,95	0,98	1,01	1,03			
9,5										0,06	0,21	0,33	0,43	0,51	0,59	0,65	0,71	0,76	0,81	0,85	0,88	0,92	0,95	0,98	1,00		
10											0,14	0,26	0,37	0,46	0,54	0,61	0,67	0,72	0,77	0,81	0,85	0,88	0,92	0,95	0,97		
10,5												0,07	0,20	0,31	0,41	0,49	0,56	0,62	0,68	0,73	0,77	0,81	0,85	0,89	0,92	0,94	
11													0,01	0,14	0,26	0,35	0,44	0,51	0,58	0,64	0,69	0,74	0,78	0,82	0,85	0,89	0,92

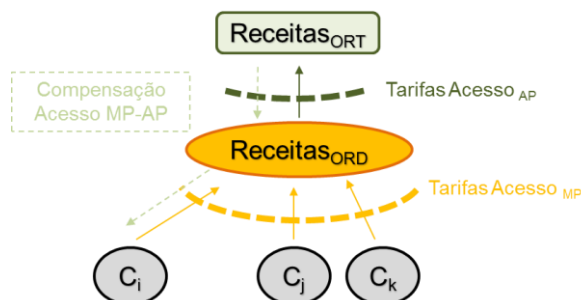
AValiação de Impactes Tarifários Associados à Aprovação da Nova Regra de Aplicação de Tarifas de Acesso às Redes em MP com um Desconto em €/MWh

Como foi referido foram identificados um conjunto de clientes que efetuaram junto do ORT em 2014 pedidos de ligação à rede de AP devido à sua proximidade geográfica da rede de transporte de gás natural em AP que ponderam a construção de um ramal dedicado que os ligue diretamente à rede de AP.

Considerando a nova regra de opção pelas tarifas de acesso às redes em MP com um desconto em €/MWh determinado nos termos da equação (12) e aplicando a metodologia descrita anteriormente atribuindo-se um desconto à tarifa de acesso às redes em MP definido em €/MWh, calculam-se os respetivos impactes tarifários. Neste cenário - cenário 3 apresentado na figura seguinte - os consumidores mantêm-se ligados fisicamente à rede de MP e pagam uma tarifa de acesso às redes em MP inferior à que pagam atualmente devido à atribuição da compensação. Este cenário tem impactes nas receitas da tarifa de uso da rede de transporte (URT) em AP uma vez que o valor da compensação a atribuir aos consumidores em MP será pago pelo ORT. Desta forma, verificar-se-á um aumento da tarifa de URT em AP. Relativamente aos impactes na tarifa de uso da rede de distribuição (URD) em MP, estes serão nulos uma vez que não há alteração quer de receitas quer de quantidades faturadas.

Figura 8-5 - Avaliação de impactes tarifários associados à aprovação da nova regra de opção pelas tarifas de acesso às redes em AP

Cenário 3 – Os consumidores *não* constroem ramal e recebem compensação



No Quadro 8-18 comparam-se os impactes tarifários dos 3 cenários descritos anteriormente, quer no que respeita à tarifa de URT em AP e URD em MP, quer no que respeita à tarifa de acesso às redes em AP e MP. Estes impactes foram calculados com base na informação recebida do ORT referentes aos 6 clientes que solicitaram, junto deste, pedidos de ligação à rede de AP. Aplicando a equação (10) resulta uma compensação anual no valor de 1 643 130 €/ano (para o agregado das instalações) o que resulta numa compensação média de 1,17 €/MWh. O impacte tarifário na tarifa de acesso às redes em AP será de 1,3%, consequência do aumento das receitas da atividade de URT associadas ao valor da compensação a atribuir pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição e deste último aos clientes em MP.

Quadro 8-18 - Análise de impactes tarifários

		Cenário 1	Impactes Cenário 2	%	Impactes Cenário 3	%
		(a)	(b)	(b)/(a)	(c)	(c)/(a)
Receitas URT _{AP}	Euros	61 714 862	0	0,0%	1 643 130	2,7%
Energia URT _{AP}	GWh	49 550	-1	0,0%	0	0,0%
Tarifa URT_{AP}	€/MWh	1,25	0,00	0,0%	0,03	2,7%
Receitas URD _{MP}	Euros	45 092 116	-6 022 028	-13,4%	0	0,0%
Energia URD _{MP}	GWh	24 571	-1 410	-5,7%	24 571	0,0%
Tarifa URD_{MP}	€/MWh	1,84	0,26	14,2%	0,00	0,0%
Impactes Preços Acesso	€/MWh	6,53	0,13	2,0%	0,03	0,5%
Acesso AP	€/MWh	2,62	0,00	0,0%	0,03	1,3%
Acesso MP	€/MWh	4,25	0,26	6,1%	0,03	0,8%
Acesso BP>10000m ³	€/MWh	15,85	0,26	1,6%	0,03	0,2%
Acesso BP<10000m ³	€/MWh	32,66	0,26	0,8%	0,03	0,1%
Impactes Preços Finais	€/MWh	25,53	0,13	0,5%	0,03	0,13%
Finais AP	€/MWh	20,65	0,00	0,0%	0,03	0,16%
Finais MP	€/MWh	22,92	0,26	1,1%	0,03	0,14%
Finais BP>10000m ³	€/MWh	34,64	0,26	0,8%	0,03	0,10%
Finais BP<10000m ³	€/MWh	59,61	0,26	0,4%	0,03	0,06%

Conclui-se que a adoção desta nova regra (cenário 3) provoca impactes tarifários no acesso às redes de 0,5%. Este impacte é inferior ao impacte tarifário associado à concretização dos referidos pedidos de ligação à rede de transporte em AP (cenário 2) no valor de 2,0%.

No Quadro 8-19 são apresentados os encargos anuais, para cada um dos cenários apresentados, na perspetiva dos consumidores que solicitaram as ligações à rede de transporte. Para cada cenário estimaram-se quais os encargos anuais com o acesso às redes. No caso do cenário 2 considerou-se o custo da anuidade decorrente do investimento no ramal de ligação à rede de AP. Demonstra-se que os encargos anuais com o acesso às redes são semelhantes, para os cenários 2 e 3. Desta forma conclui-se que caso o consumidor opte pela nova metodologia de faturação do acesso às redes em MP, o seu encargo anual com o acesso às redes, incluirá o pagamento das tarifas de acesso às redes em MP e o recebimento do respetivo ORD de uma compensação ou aplicação de um desconto em €/MWh, semelhante ao cenário de investir num ramal dedicado que o ligue à rede de AP.

Quadro 8-19 - Análise de impactes na fatura anual dos consumidores que solicitaram as ligações à rede de transporte

		Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Anuidade Inv. Ramal AP	Euros/ano		664 059	
Fatura Acesso _{AP}	Euros/ano		3 665 725	
Fatura Acesso _{MP}	Euros/ano	6 022 028		6 022 028
Compensação	Euros/ano			-1 643 130
Fatura anual Acesso	Euros/ano	6 022 028	4 329 784	4 378 898

AVALIAÇÃO DOS IMPACTES DO VALOR DA TAXA DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO

A Lei n.º 53-E/2006, de 29 de dezembro veio permitir às autarquias locais a criação de taxas de utilização e aproveitamento de bens do domínio público e privado municipal, dando assim enquadramento legal à cobrança de taxas, por ocupação do subsolo, às concessionárias de distribuição de gás. A Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 8 de abril e o Anexo III da Portaria n.º 1213/2010, de 2 de dezembro, prevê que os custos com as taxas de ocupação do subsolo (TOS) sejam repercutidos sobre os consumidores de gás natural de cada Município, sendo que o valor das TOS resulta de decisão aprovada em cada Assembleia Municipal.

Considerando que os consumidores ligados fisicamente às redes de distribuição de gás natural em MP estão sujeitos à aplicação da TOS, ao contrário dos consumidores ligados fisicamente à rede de transporte de gás natural em AP, importa analisar qual o impacto que a aplicação da TOS poderá representar na fatura destes consumidores. Nomeadamente, importa averiguar se nas situações de atribuição da compensação aos clientes ligados à rede de distribuição em MP a aplicação da taxa de

ocupação do subsolo, devido ao peso desta na fatura de acesso às redes, condiciona ou não a decisão do consumidor se ligar fisicamente à rede de AP, situação que se pretende evitar com a nova regra.

Pretendendo avaliar o peso que a TOS pode representar na fatura do acesso às redes de um consumidor ligado fisicamente em MP, recorre-se uma vez mais aos casos concretos dos consumidores que solicitaram em 2014 ligações à rede de transporte. Na análise do cálculo do valor anual da TOS, foram considerados os preços das TOS para o ano 2016, em MP, em função da localização geográfica de cada consumidor. No caso destes 6 consumidores considerados, a fatura de acesso às redes em MP agregada é de 6 022 028 €/ano, o valor da compensação é de 1 643 130 €/ano e o valor de TOS é de 630 770 €/ano (ou 0,45 €/MWh). Verifica-se que o valor anual da TOS acresce em 14% o valor final da fatura de acesso às redes do consumidor em MP.

Atendendo a esta situação, no Regulamento Tarifário prevê-se a possibilidade dos Municípios poderem definir situações, em que o valor das TOS a repercutir sobre o cliente pode ser alterado sendo compensado com dedução de igual valor ao montante da TOS pago pelo ORD ao Município, de acordo com o previsto no n.º 3 do artigo 163.º do RT.

CONCLUSÃO

Considerando o exposto anteriormente, verifica-se que a não alteração da regra atual de elegibilidade das tarifas de acesso às redes em AP (cenário 2) tem impactes tarifários relevantes uma vez que os clientes tomarão a decisão de construir um ramal de acesso à rede de transporte que provocará a quebra de quantidades nas redes de MP. O impacte tarifário estimado é de 6 022 028 €, ou seja, um impacte de 6,1% na tarifa de acesso às redes em MP.

Neste contexto, decide-se pelo aperfeiçoamento do regime regulamentar em vigor, no que respeita à elegibilidade das tarifas de acesso às redes em AP (caracterizado no cenário 3), uma vez que é o cenário que apresenta impactes tarifários mais reduzidos (1,3% de incremento na tarifa de acesso às redes em AP) e permite evitar a tomada de decisões de investimento individuais inadequadas numa perspetiva societal evitando-se a construção de ligações diretas à rede de AP por grandes clientes já abastecidos em MP.

A opção pela manutenção do regime em vigor incentiva a construção de ligações à rede de transporte, situação geradora de custos para todo o sistema de gás natural e prejudicial para a generalidade dos consumidores, criando decisões de investimento motivadas por uma oportunidade transitória (face aos custos vigentes) não beneficiando o sistema de gás natural como um todo.

A regra ora aprovada concorre para a integridade e organização eficiente do sistema de gás natural, permitindo capacitar as partes envolvidas, operadores das redes de distribuição e de transporte e os clientes elegíveis, de informação e incentivos adequados à tomada de decisão de ligação à rede em AP,

quando os clientes já se encontrem ligados em MP. O incentivo resulta na possibilidade do cliente poder receber um desconto, com reflexo na tarifa de acesso às redes de distribuição em MP, equivalente a parte do benefício que resultaria, caso se liga-se em AP.

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

Para os consumidores ligados em Média Pressão podem aplicar-se tarifas de acesso às redes opcionais que contemplam um desconto em €/kWh determinado nos termos definidos na equação (12):

$$\text{Desconto [€/kWh]} = 0,001629 - (35\ 030 \times d + 39\ 596) \times \frac{1}{W} \quad (13)$$

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.

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.

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

No caso dos clientes ligados em Baixa Pressão e com consumos elevados, ao abrigo do artigo 23.º do RT, mantém-se a regra de opção pelas tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão para consumos anuais superiores a 11,9 GWh (1 milhão de metros cúbicos), 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 em média pressão deverá ser considerado o maior consumo num período de 12 meses, a escolher no horizonte temporal dos últimos 3 anos, conforme justificado no documento da “Estrutura Tarifária no ano gás 2014-2015”.

8.4 OPÇÕES TARIFÁRIAS FLEXÍVEIS DE ACESSO ÀS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Com o objetivo de introduzir flexibilidade tarifária no acesso às redes, a ERSE propôs na revisão regulamentar do Regulamento Tarifário do gás natural, publicado em 2013, a introdução de opções tarifárias de acesso designadas por opções tarifárias flexíveis, disponibilizadas aos clientes finais em alta pressão, média pressão e baixa pressão com leitura diária.

As regras definidas para as tarifas flexíveis anual e mensal em AP, definidos no capítulo 5.3, são igualmente aplicáveis às tarifas flexíveis de URD em MP e BP com leitura diária.

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

No âmbito da consulta pública referente à proposta de alteração dos regulamentos do setor do gás natural, ocorrida em 2015, foram recebidos comentários no contexto da aplicação de tarifas de acesso às redes em AP a clientes ligados em MP propondo a introdução de mais escalões nas tarifas de acesso às redes de modo a reduzir a diferença de preços nas fronteiras das tarifas de acesso às redes de níveis de pressão diferentes.

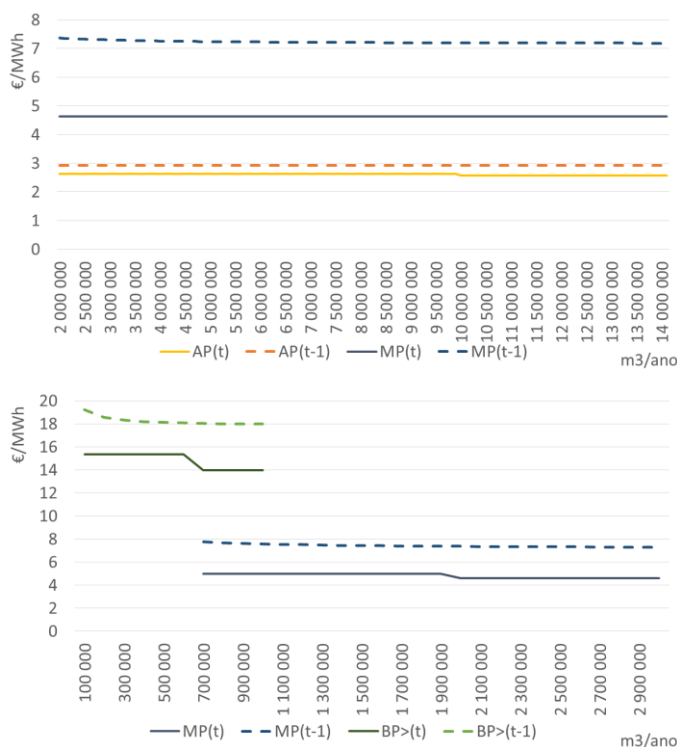
Em particular, o Parecer do Conselho Tarifário à proposta de alteração do Regulamento Tarifário em 2015 refere uma alteração da estrutura tarifária pela “introdução de um *mix* entre pressão e consumo por forma a atenuar as diferenças tarifárias nas mudanças de escalão entre níveis de pressão”. Neste sentido e considerando as respostas recebidas no âmbito da consulta pública dos regulamentos, a ERSE introduz escalões de consumo nas tarifas de acesso às redes em AP,MP e BP> no ano gás 2016-2017. A introdução de escalões de consumo nos vários níveis de pressão pretende aproximar as tarifas de acesso às redes entre os vários níveis de pressão nos intervalos de consumo em que se observam diversos consumidores com características de consumo semelhantes ligados a níveis de pressão diferentes. Deste modo pretende-se mitigar 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.

A introdução de novos escalões de consumo toma em consideração as características dos consumidores nos vários níveis de pressão em Portugal e a estrutura das tarifas de acesso às redes em Espanha por forma a promover-se a harmonização tarifária no espaço ibérico, garantindo-se a neutralidade de receitas entre os diferentes níveis de pressão. Desta forma, a ERSE define para as tarifas de acesso às redes de longas utilizações e de curtas utilizações os seguintes escalões de consumo por nível de pressão:

- Alta Pressão
 - Consumo anual < 10 000 000 m³/ano
 - Consumo anual ≥ 10 000 000 m³/ano
- 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 seguinte ilustra a evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes em AP, MP e BP> do ano gás 2015-2016 e do ano gás 2016-2017.

Figura 9-1 - Evolução do Preço médio das tarifas de acesso às redes em AP, MP e BP> em (t) e (t-1)

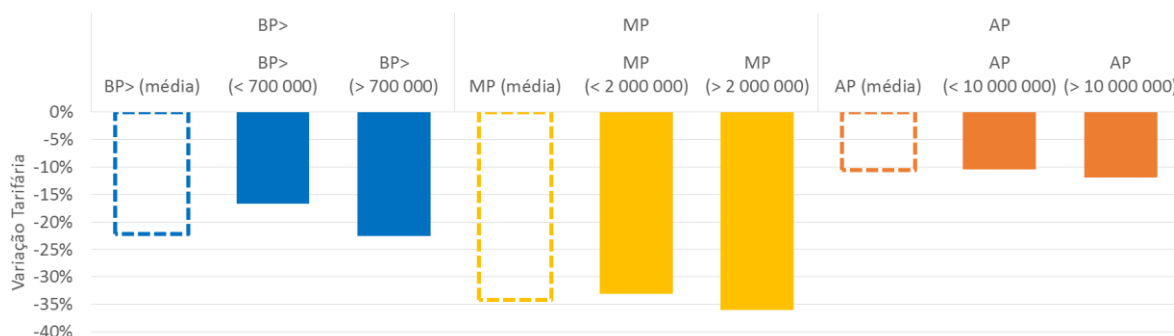


Com a introdução dos escalões de consumo aproximam-se as curvas tarifárias entre níveis de pressão nas regiões de fronteira conforme solicitado pelo Conselho Tarifário e demais participantes na recente consulta pública de revisão regulamentar. Desta forma, nas tarifas a vigorarem no ano gás 2016-2017 são reduzidos os diferenciais de preços nas zonas de fronteira das tarifas de acesso às redes de níveis de pressão distintos. Este objetivo continuará a ser perseguido nos próximos exercícios tarifários.

Na figura seguinte ilustram-se as variações tarifárias por nível de pressão e diferenciadas por escalão de consumo. As curvas a tracejado representam as variações médias do agregado do respetivo nível de pressão.

Como se verifica na figura seguinte, a introdução de escalões de consumo nos vários níveis de pressão é efetuada assegurando que todos os consumidores verificam reduções tarifárias.

Figura 9-2 – Variação tarifária por nível de pressão e por escalão de consumo



Como consequência da introdução dos escalões de consumo nas tarifas de acesso às redes, os consumidores com consumos anuais localizados no 1º escalão de consumo de cada nível de pressão (consumos inferiores), verificam reduções tarifárias inferiores aos consumidores localizados no 2º escalão de consumo (consumos superiores) para cada nível de pressão.

A minimização das diferenças entre as tarifas de acesso às redes para os consumidores localizados nas zonas fronteira, é um objetivo que será perseguido nos próximos exercícios tarifários.

10 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, conseqüentemente das tarifas de comercialização reguladas, a ERSE tem optado por manter os custos médios de referência. De acordo com o calendário previsto para a extinção das tarifas de último recurso (reguladas), definido no Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 março, a partir de 1 de janeiro de 2013 todas as tarifas de Venda a Clientes Finais publicadas pela ERSE passaram a ter um carácter transitório.

A Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, veio proceder à alteração das datas anteriormente fixadas para a extinção das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos de gás natural, estabelecendo que a obrigatoriedade de fornecimento de gás natural pelos comercializadores de último recurso, a clientes finais que não exerçam o direito de mudança para um comercializador de mercado livre, se mantém até 31 de dezembro de 2017.

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 2016-2017, e constam no Quadro 10-1.

Quadro 10-1 - 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

11 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 Uso Global do Sistema, (iii) tarifa de Uso da Rede de Transporte, (iv) tarifas de Uso da Rede de Distribuição e (v) tarifa de Comercialização.

A aditividade das tarifas 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 2016-2017.

A diretiva Europeia do mercado interno de energia¹³ 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 ou iguais 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.ºs 77/2011, de 20 de junho, n.º 74/2012, de 26 de março, n.º 15/2013, de 28 de janeiro, e n.º 15/2015, de 30 de janeiro, que estabelece o procedimento aplicável à extinção das tarifas reguladas de venda 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, até data a definir através de portaria do membro do Governo responsável pela área de energia, não tenham contratado o respetivo fornecimento no mercado livre.

Neste contexto, veio a Portaria n.º 59/2013, de 11 de fevereiro, alterada pelas Portarias n.º 127/2014, de 25 de junho e n.º 97/2015, de 30 de março, fixar a data prevista no n.º 1 do artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, em 31 de dezembro de 2017.

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

No mesmo sentido, 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, a terminar, nos termos da Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, em 31 de dezembro de 2017.

11.1 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 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 2016-2017.

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 23,10 €/MWh, correspondendo ao preço da tarifa de energia transitória.

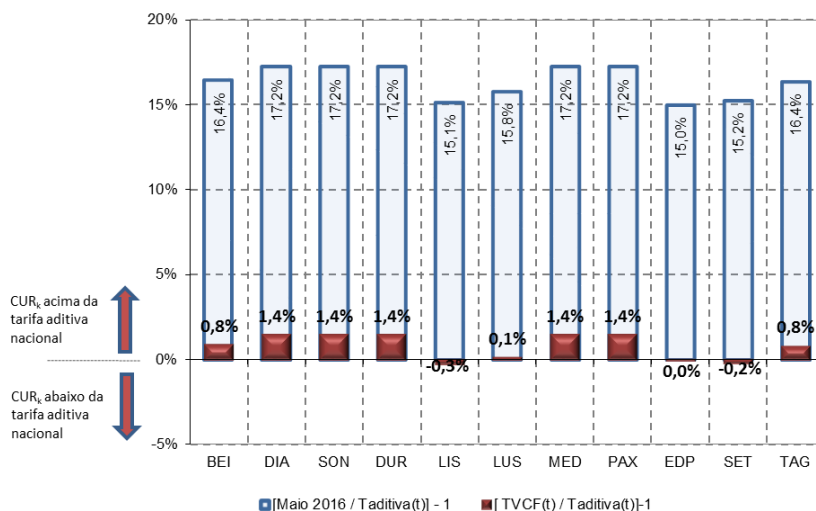
Devido à diferenciação regional das tarifas de Venda a Clientes Finais, os clientes abrangidos pela fixação de tarifas transitórias observarão variações tarifárias diferenciadas, em função do ponto de partida no ano gás 2015-2016. Ainda assim, a transição para tarifas aditivas transitórias é implementada gradualmente, para atender aos impactes tarifários nos clientes dos comercializadores de último recurso.

As tarifas transitórias foram alteradas em maio, vigorando até 30 de junho de 2016, e também são alteradas em julho de 2016. Em maio observou-se uma variação tarifária de -6,1 %, nas tarifas transitórias de venda a clientes finais em baixa pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³. A variação tarifária observada em julho, face aos preços aprovados em maio, é de -13,3%. A variação tarifária acumulada dos preços a vigorarem a partir de 1 de julho de 2016, face aos preços aprovados a 1 de julho de 2015, é de -18,6%.

Nas tarifas de maio não se aplica qualquer variação diferenciada de preços – todos os preços variam -6,1%. Nas tarifas de julho de 2016 aplica-se uma variação diferenciada de preços face às tarifas de maio em torno do valor médio de -13,3%. 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 5 pontos percentuais acima da variação média, ou seja, de - 8,3%.

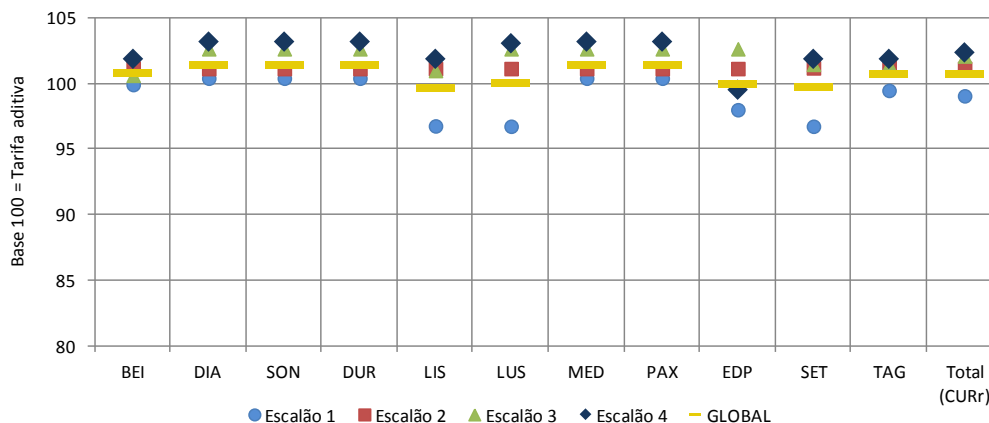
Na Figura 11-1 apresenta-se, por um lado, o rácio entre as tarifas de cada CUR retalhista a aplicar no ano gás 2016-2017 e a tarifa aditiva, de base nacional, para o mesmo ano gás, e por outro lado, o rácio entre as tarifas aplicadas em maio de 2016 e a tarifa aditiva com um preço de energia de 23,10 €/MWh (preço da tarifa de energia transitória), de base nacional.

Figura 11-1 - Convergência para a tarifa aditiva transitória nacional em BP ≤ 10 000 m³



Na Figura 11-2 apresenta-se o diferencial, em percentagem, entre os preços médios das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, agora aprovadas, e a tarifa aditiva com um preço de energia de 23,10 €/MWh (preço da tarifa de energia transitória) para BP ≤ 10 000 m³, por escalão de consumo. Os preços médios foram obtidos com uma estrutura de quantidades nacionais.

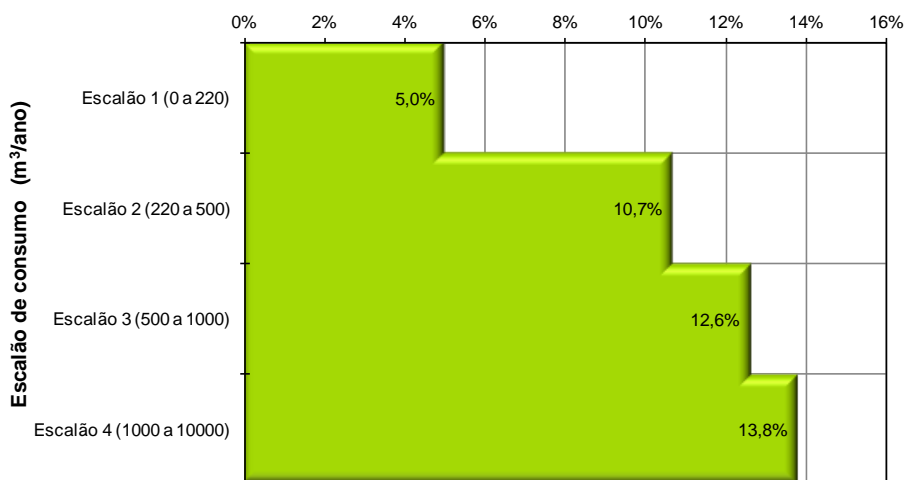
Figura 11-2 - Preço médio em BP ≤ 10 000 m³, por escalão de consumo, em percentagem da tarifa aditiva transitória



Legenda: BEI – Beiragás; DIA – Dianagás; SON – Sonorgás; DUR – Duriensegás; LIS – Lisboagás; LUS – Lusitaniagás; MED – Medigás; PAX – Paxgás; EDP – EDPgás SU; SET – Setgás; TAG – Tagusgás

Na Figura 11-3 é apresentado o diferencial das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais no ano gás 2016-2017 em relação à tarifa aditiva com um preço de energia de 23,10 €/MWh (preço da tarifa de energia transitória). A figura revela a diferença percentual remanescente nas TVCF no ano gás 2016-2017 para a aditividade tarifária, em termos médios nacionais, por escalão de consumo.

Figura 11-3 - Distância das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para a tarifa aditiva transitória no ano gás 2016-2017



Da Figura 11-4 à Figura 11-14 comparam-se, para cada CUR retalhista, os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em vigor em maio de 2016 com o preço da tarifa aditiva calculada com um preço de energia de 23,10 €/MWh (preço da tarifa de energia transitória) para o ano gás 2016-2017. Na parte superior da figura um valor de 0% significa que o preço da tarifa transitória coincide com o preço aditivo. Qualquer valor diferente de 0% representa a variação necessária para se atingir o preço aditivo. Na parte inferior da figura apresenta-se a variação real observada por preço entre julho de 2016 e maio de 2016.

Nas figuras seguintes são utilizados diversos acrónimos, sendo o seu significado o seguinte:

Tw1: Preço de energia do escalão de consumo 1 (0 a 220 m³/ano)

Tw2: Preço de energia do escalão de consumo 2 (221 a 500 m³/ano)

Tw3: Preço de energia do escalão de consumo 3 (501 a 1 000 m³/ano)

Tw4: Preço de energia do escalão de consumo 4 (1 001 a 10 000 m³/ano)

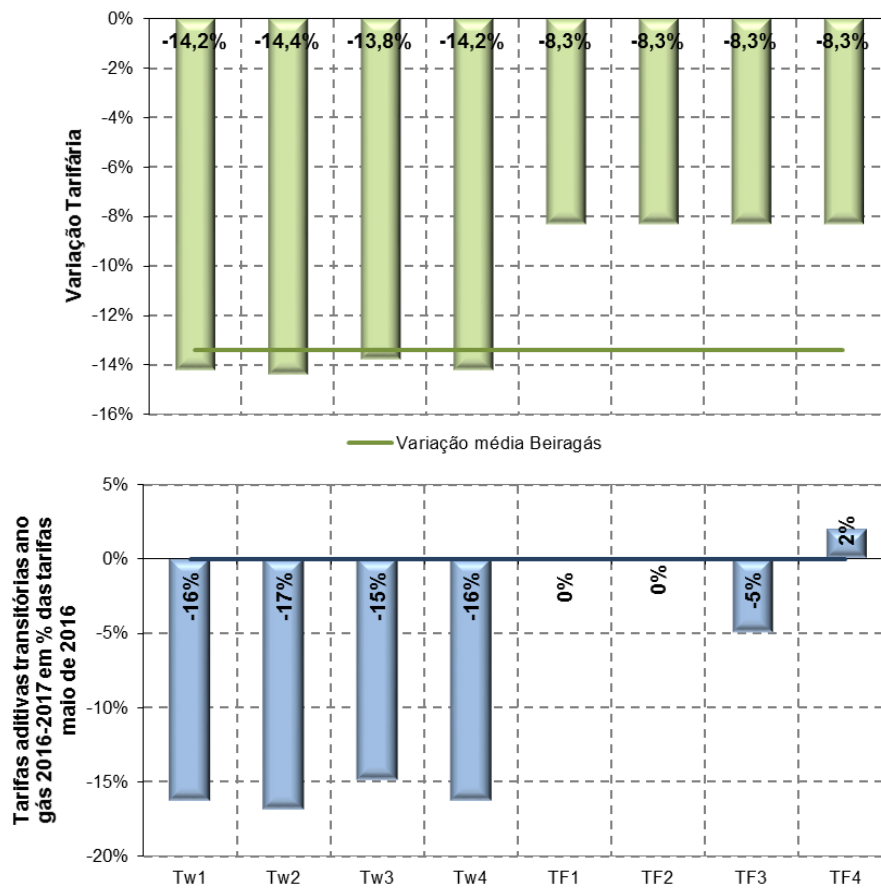
TF1: Preço do termo fixo do escalão de consumo 1 (0 a 220 m³/ano)

TF2: Preço do termo fixo do escalão de consumo 2 (221 a 500 m³/ano)

TF3: Preço do termo fixo do escalão de consumo 3 (501 a 1 000 m³/ano)

TF4: Preço do termo fixo do escalão de consumo 4 (1 001 a 10 000 m³/ano)

Figura 11-4 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Beiragás para clientes em BP ≤ 10 000 m³



**Figura 11-5 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR
Dianagás para clientes em BP ≤ 10 000 m³**

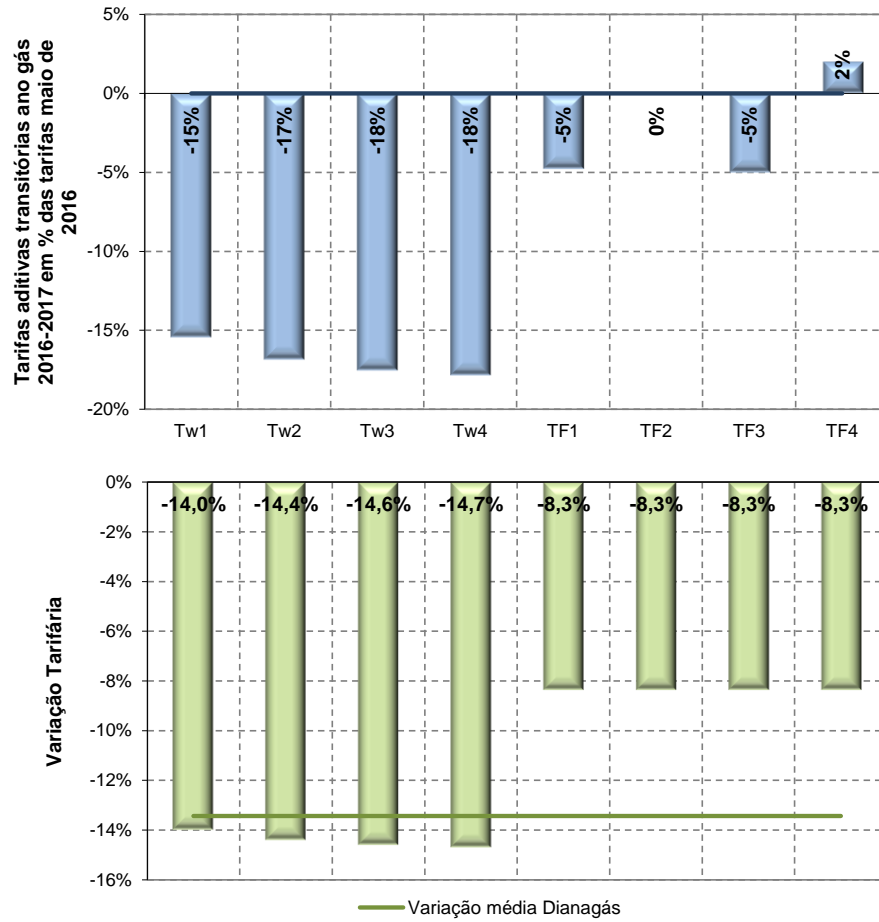


Figura 11-6 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Sonorgás para clientes em BP ≤ 10 000 m³

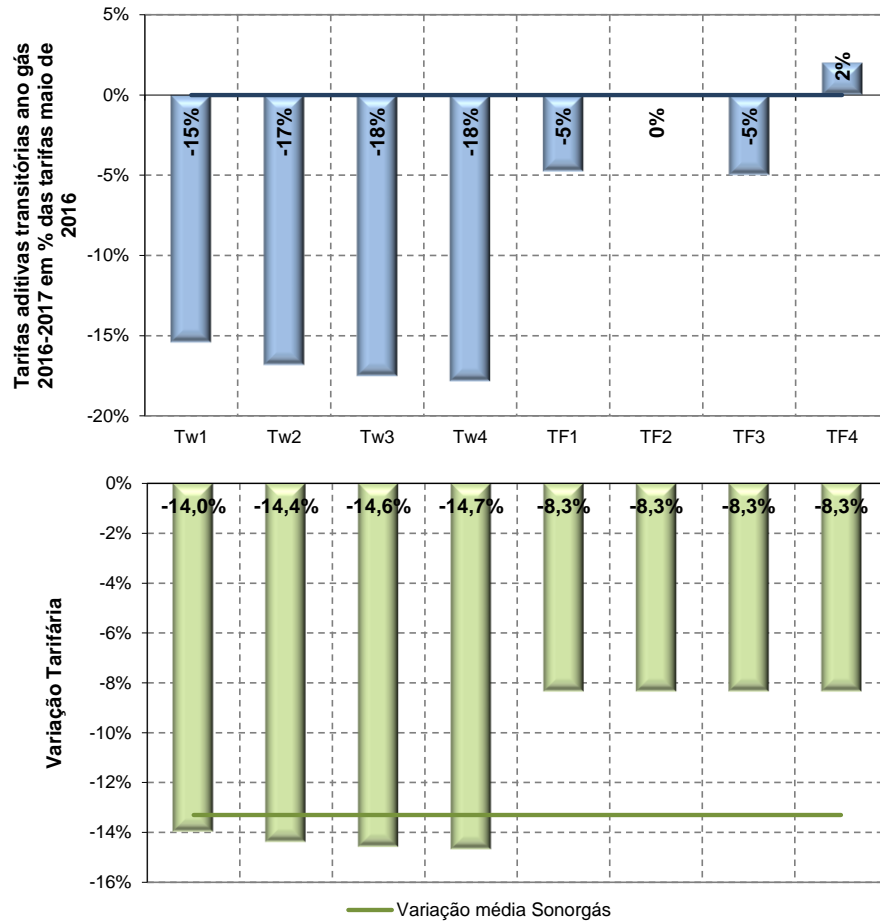


Figura 11-7 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Duriensegás para clientes em BP ≤ 10 000 m³

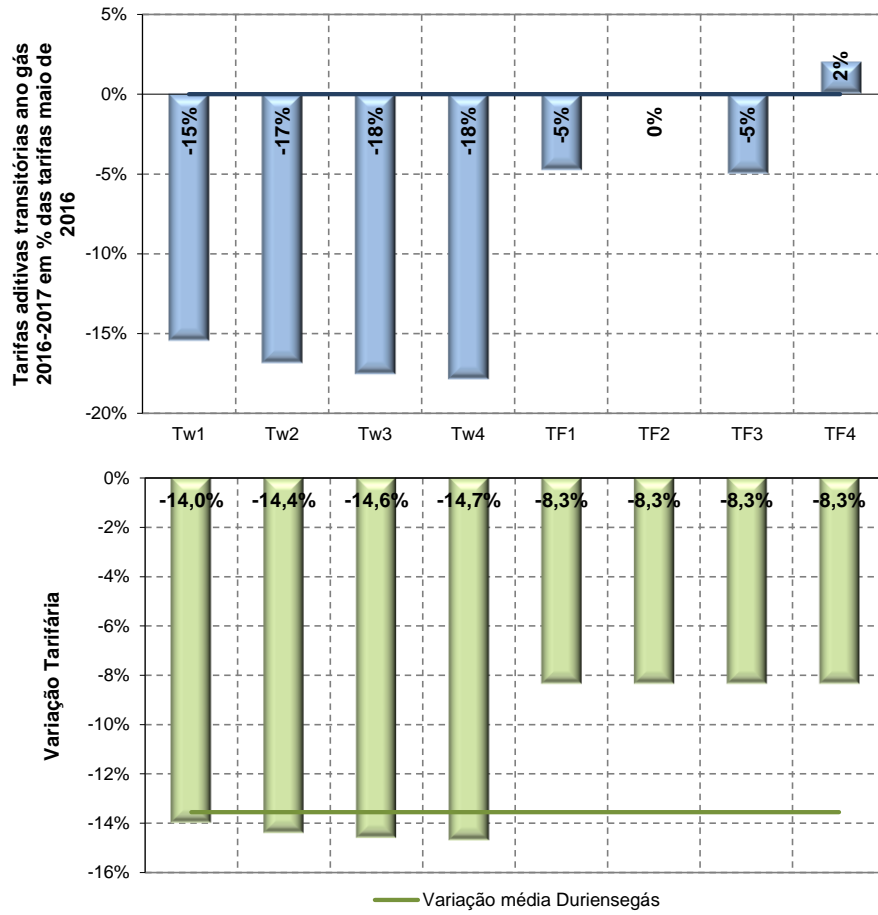


Figura 11-8 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Lisboa
gás para clientes em BP ≤ 10 000 m³

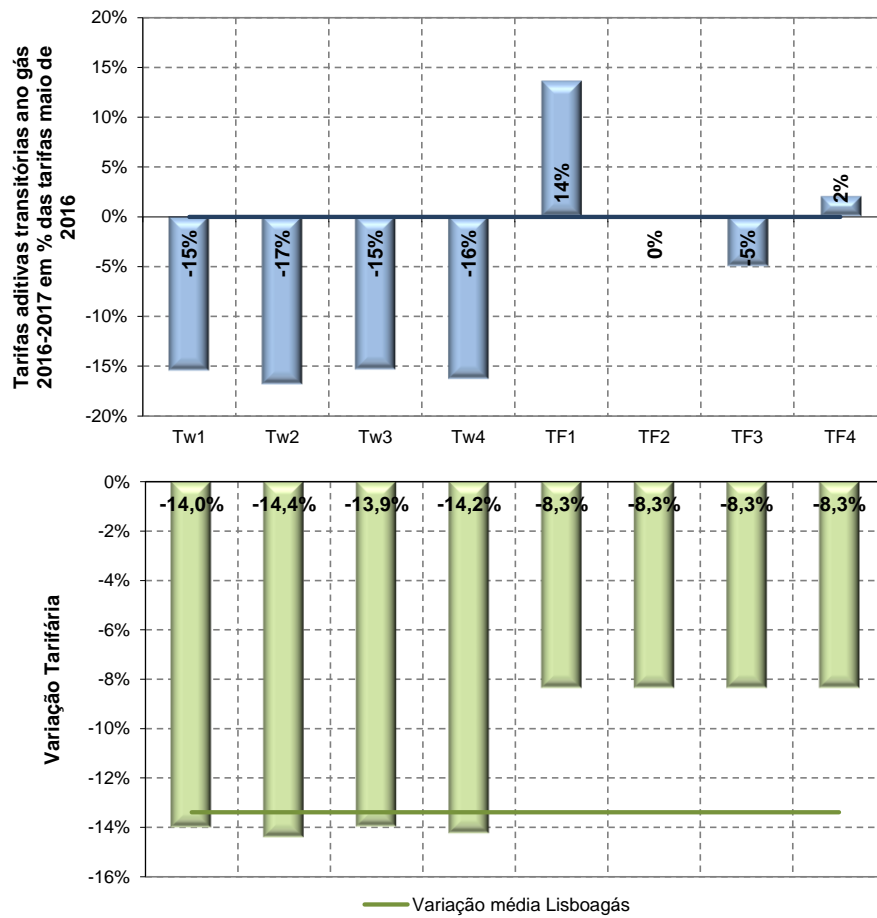
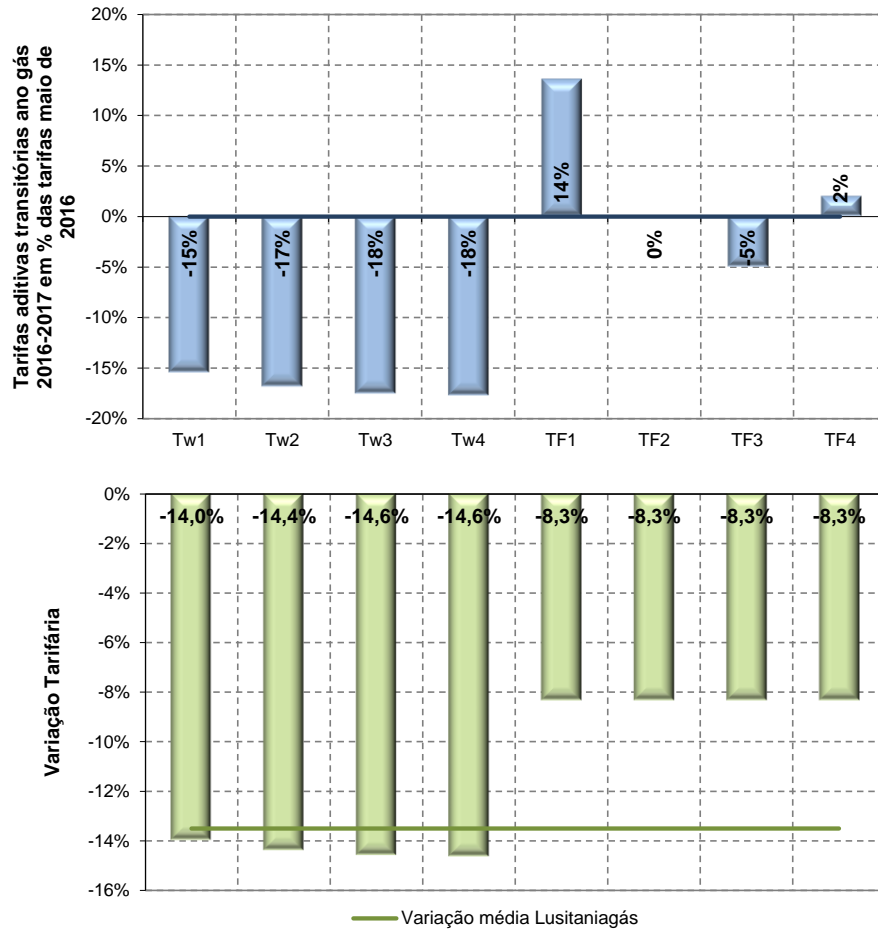


Figura 11-9 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Lusitaniagás para clientes em BP ≤ 10 000 m³



**Figura 11-10 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR
Medigás para clientes em BP ≤ 10 000 m³**

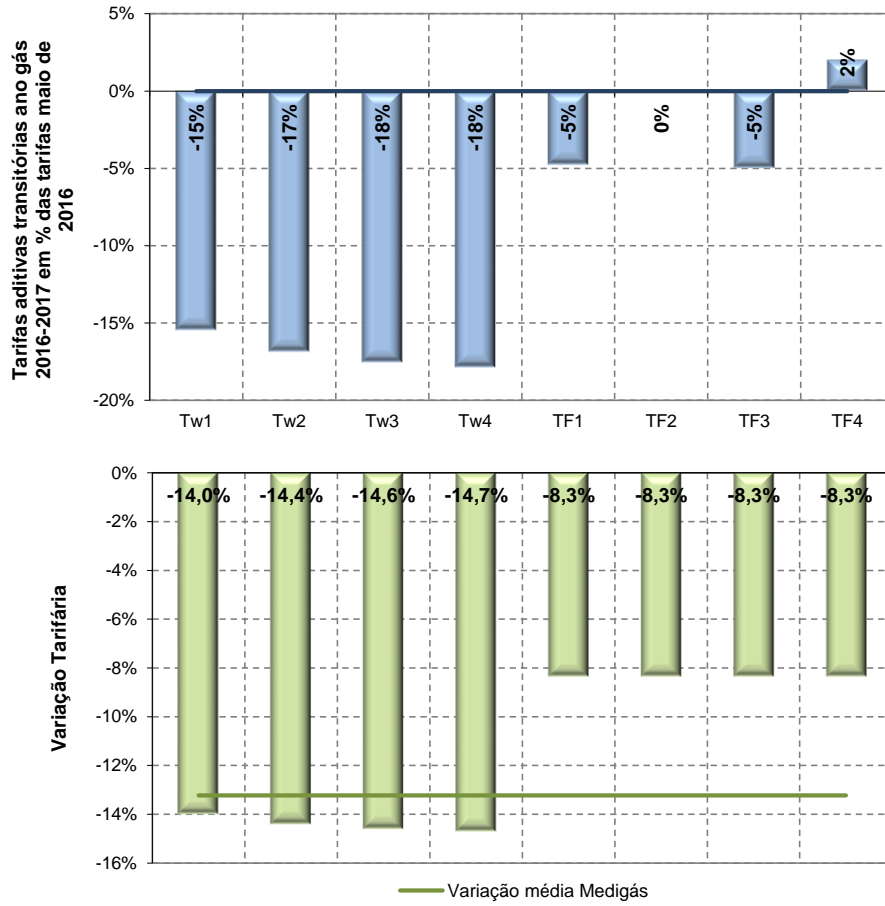


Figura 11-11 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Paxgás para clientes em BP ≤ 10 000 m³

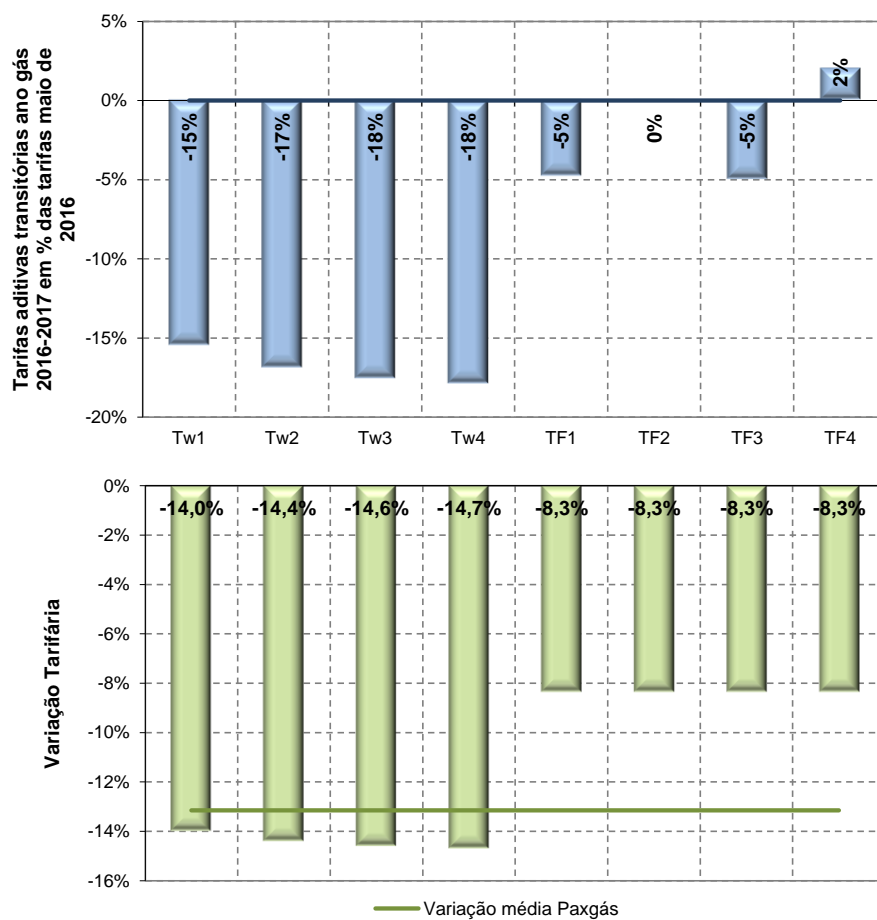


Figura 11-12 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR EDPGásSU para clientes em BP ≤ 10 000 m³

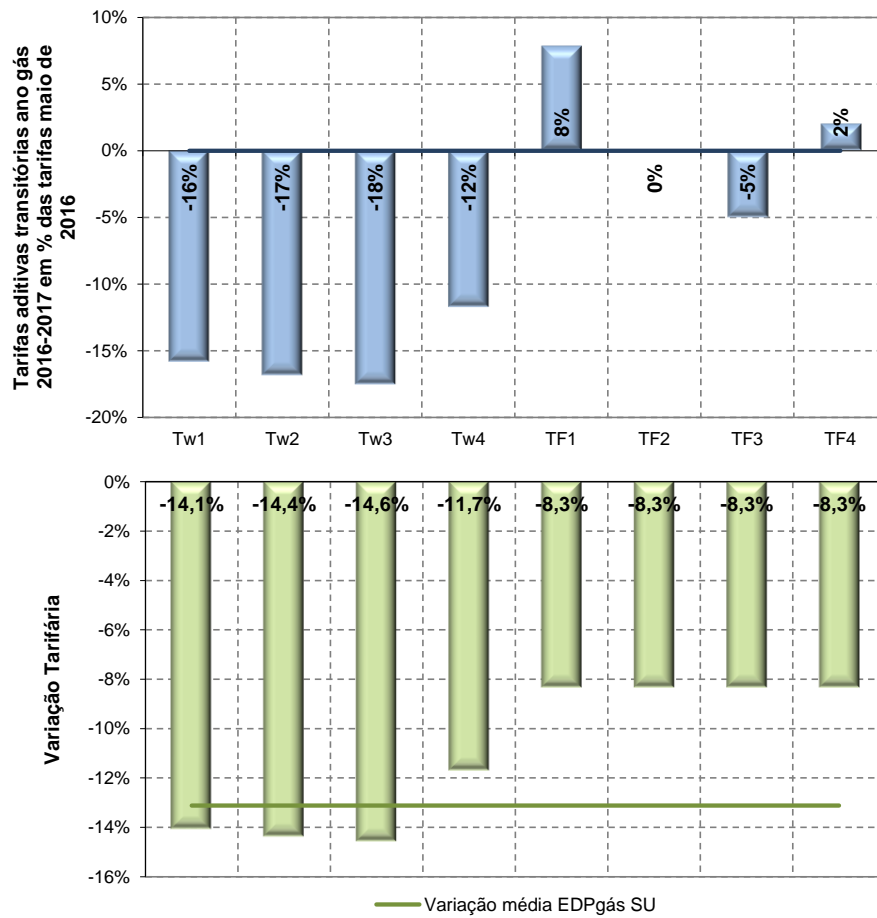


Figura 11-13 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Setgás para clientes em BP ≤ 10 000 m³

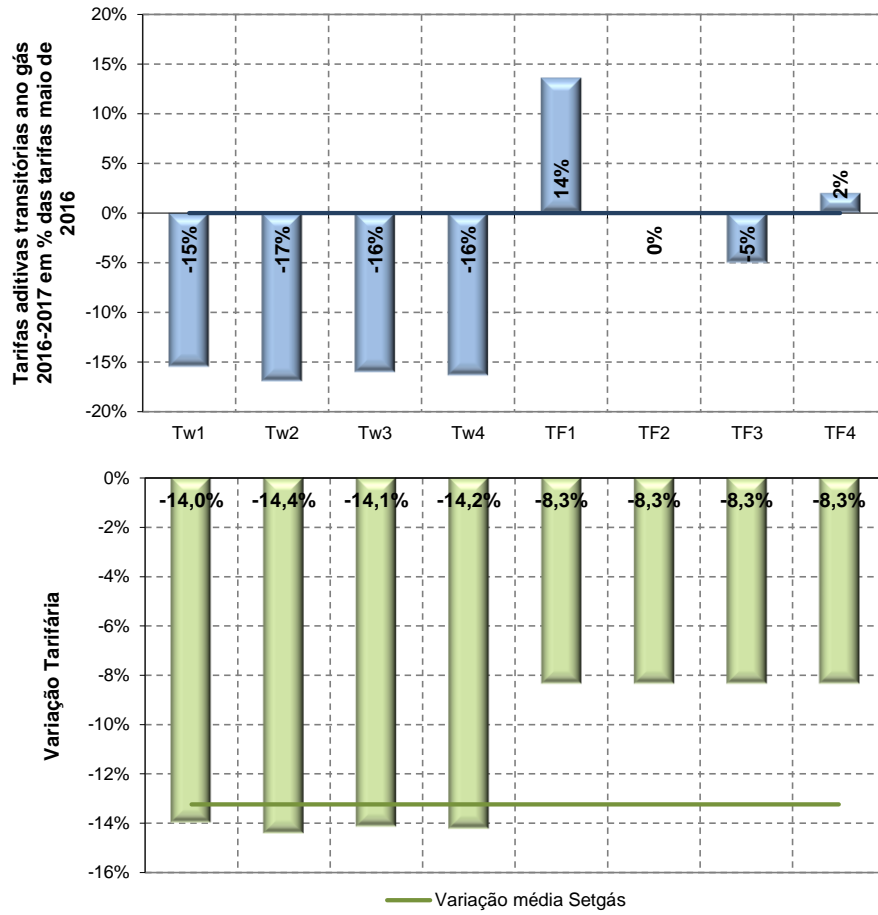
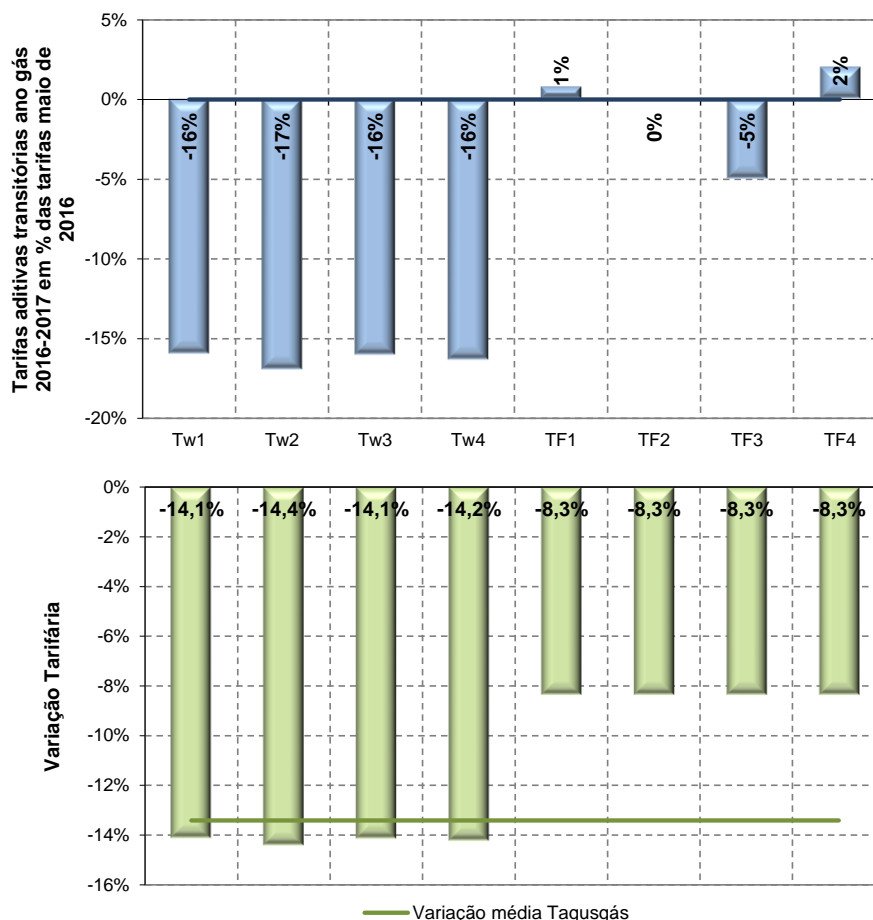


Figura 11-14 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Tagusgás para clientes em BP ≤ 10 000 m³



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

Na Figura 11-15 e na Figura 11-16 apresenta-se a evolução dos preços da TVCF para a tarifa aditiva desde o ano gás 2010-2011 (t-6). 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 11-15 - Evolução do preço de energia para a tarifa aditiva, por escalão de consumo

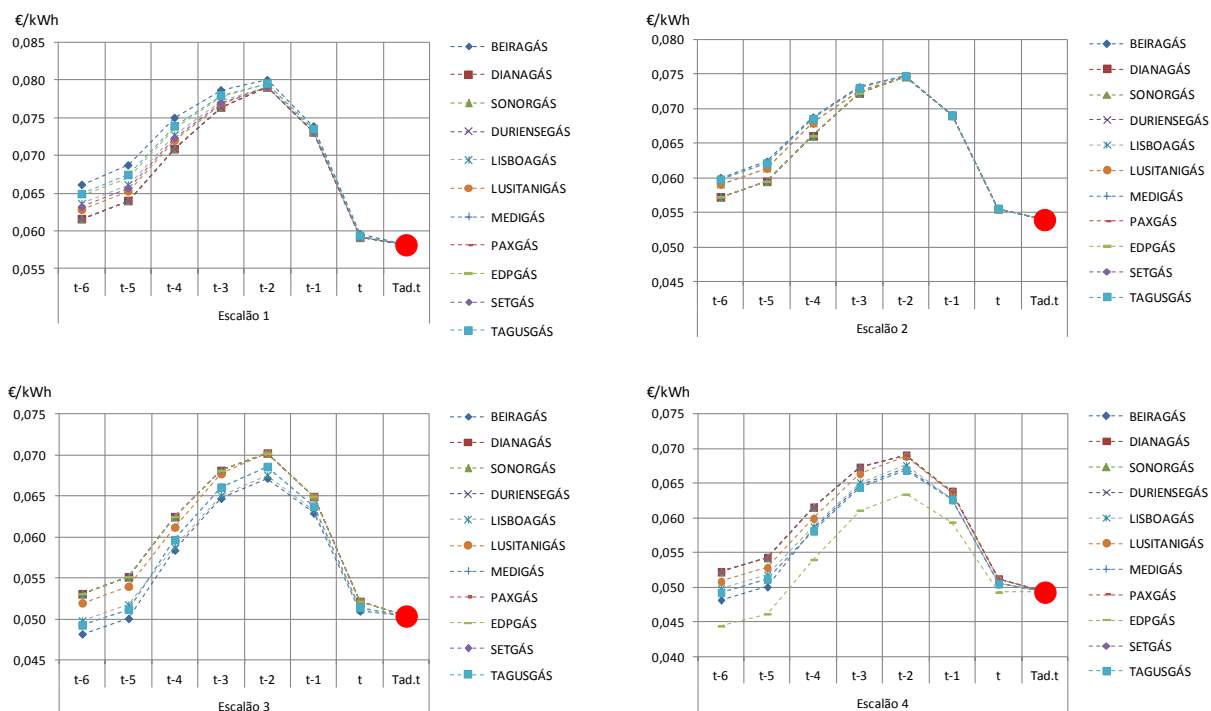
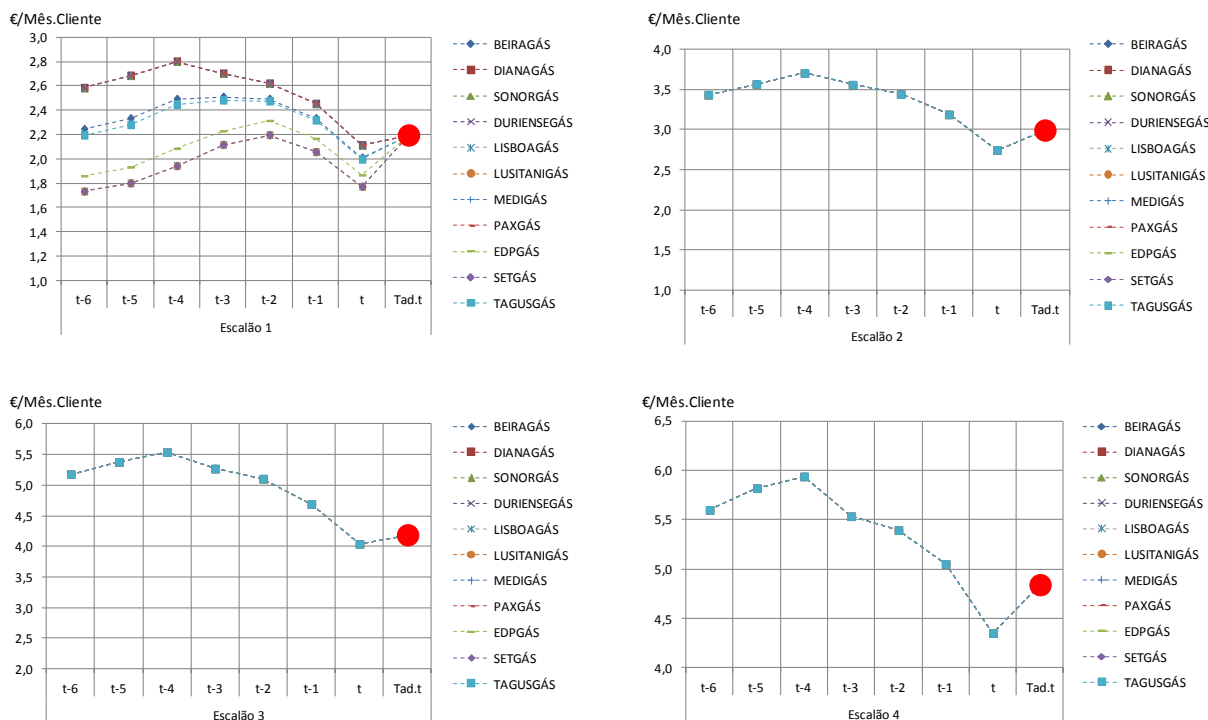


Figura 11-16 - Evolução do preço do termo fixo para a tarifa aditiva, por escalão de consumo



Da análise das figuras verifica-se que a diferença entre os diversos preços tem-se 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.

12 ANÁLISE DAS OFERTAS COMERCIAIS DO MERCADO

O processo de liberalização do setor do gás natural iniciou-se em janeiro de 2007, com a abertura de mercado aos maiores consumidores, e foi concluído em janeiro de 2010, com a atribuição do direito de escolha de fornecedor a todos os consumidores de gás natural.

Em junho de 2011 iniciou-se o processo de extinção das tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais para os clientes finais com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m³, estando previsto um período transitório, no qual os comercializadores de último recurso devem continuar a fornecer gás natural aos consumidores que não tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento.

Numa fase seguinte o processo de extinção das tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais foi alargado aos consumidores com consumos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m³, tendo-se iniciado um período de aplicação de tarifas transitórias desde julho de 2012, para consumidores em baixa pressão com consumos anuais superiores a 500 m³ e desde janeiro de 2013, para os consumidores em baixa pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m³.

O normativo relevante aplicável a este processo de extinção das tarifas de último recurso (reguladas), é designadamente o Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, que confere, a partir de 1 de janeiro de 2013, um caráter transitório a todas as tarifas de Venda a Clientes Finais publicadas pela ERSE durante um período temporal a definir por Portaria do membro do Governo responsável pela área de energia.

A Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, veio proceder à alteração das datas anteriormente fixadas para a extinção das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos de gás natural. A referida Portaria estabelece que a obrigatoriedade de fornecimento de gás natural pelos comercializadores de último recurso, a clientes finais que não exerçam o direito de mudança para um comercializador de mercado livre, se mantém até 31 de dezembro de 2017.

Esta abertura do mercado reforça a necessidade de se efetuar uma atividade de monitorização, que procura 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.

As competências de monitorização de preços no mercado retalhista de gás natural são atribuídas à ERSE no âmbito do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro.

As obrigações e regras aplicáveis ao envio de informação relativa aos preços de referência (preços das ofertas comerciais) e aos preços médios praticados (preços faturados) no mercado retalhista de gás

natural, pelos vários comercializadores, são estabelecidas pelo Despacho n.º 3677/2011, de 24 de fevereiro.

Os **Preços das Ofertas Comerciais** são os preços que os comercializadores a atuar no mercado praticam ou preveem praticar (preços *ex-ante*) para os fornecimentos de gás natural em baixa pressão inferiores ou iguais a 100 000 m³, sendo enviados à ERSE anualmente (fim de julho) e sempre que ocorra qualquer alteração. A análise dos preços das ofertas comerciais é feita com base em três consumidores tipo em baixa pressão (ver definições, Anexo 1) localizados na área de concessão da LisboaGás. Os preços das ofertas comerciais em BP ≤ 10 000 m³/ano são divulgados pela ERSE na sua página da Internet. De igual modo são disponibilizados **simuladores de comparação de preços** que apoiam os consumidores na escolha da opção tarifária mais favorável.

<http://www.erse.pt/pt/Simuladores/SimuladorGN.aspx>

12.1 METODOLOGIA

A metodologia utilizada na análise das ofertas comerciais considera uma “janela temporal” referente à última semana de cada trimestre analisado. É efetuada a comparação das ofertas comerciais para clientes ligados em BP e com consumos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m³, no 1.º trimestre de 2016. Adicionalmente é analisada a evolução das ofertas comerciais do 1.º trimestre de 2012 até ao 1.º trimestre de 2016.

Os preços apresentados resultam da componente da fatura anual relativa ao fornecimento de gás natural, sem impostos e taxas.





















Na análise das ofertas comerciais são consideradas as ofertas duais (eletricidade e gás natural), não sendo valorizadas as ofertas de eletricidade. São ainda consideradas as ofertas que incluem serviços de valor acrescentado, como por exemplo, serviços de assistência técnica, descontos em outros bens e serviços e ofertas de diagnósticos energéticos. A análise não considera os custos associados a estes serviços sendo que as comparações incidem sobre a componente da fatura relativa ao fornecimento de gás natural.

Por forma a efetuar-se a comparação entre as várias ofertas comerciais dos comercializadores em mercado e o comercializador de último recurso consideram-se três consumidores tipo em Baixa Pressão, com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ (BP ≤ 10 000 m³/ano) (ver definições). Uma vez que até ao 2.º trimestre de 2015 as ofertas comerciais apresentavam uma diferenciação geográfica, dependendo do operador de rede de distribuição, a análise até essa data foi efetuada na área de concessão da LisboaGás.

12.2 COMPARAÇÃO DE OFERTAS COMERCIAIS PARA BP ≤ 10 000 m³/ANO, NO 1.º TRIMESTRE DE 2016

12.2.1 CONSUMIDOR TIPO 1¹⁴































Em março de 2016 existiam quatro comercializadores de mercado com ofertas comerciais (EDP Comercial, Endesa, Galp e GoldEnergy), com a seguinte hierarquização em termos de faturação anual (sem impostos e taxas).

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Observações	Tipo de oferta
	Dual Gás + Eletricidade	120	Oferta aplicável a clientes de eletricidade do mesmo comercializador. Proposta sem validade.	Eletricidade e gás natural
	Casa Total Funciona Plus (DD)	129	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Pagamento por débito direto. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta sem prazo de validade.	Serviço de assistência
	Plano Comfort Galp On Dual (FE+DD) - 40%+40%	130	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Serviço de assistência
	Plano Energia3 GN (FE+DD) - 40%	130	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Requer débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Gás Natural
	Plano Energia3 Dual (FE+DD)- 40%+40%	130	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Eletricidade e gás natural
	Mono Gás - ACP	130	Proposta apenas disponível para sócios do ACP. Proposta sem validade.	Serviço de assistência
	Dual ACP	130	Oferta aplicável a clientes de eletricidade do mesmo comercializador. Proposta apenas disponível para sócios do ACP. Proposta sem validade.	Serviço de assistência
	Plano Comfort Galp On GN (FE+DD) - 35%	131	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Requer débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Serviço de assistência
	Plano Energia3 Dual (DD) - 35%+35%	131	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto ou fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Eletricidade e gás natural
	Plano Energia3 Dual (FE) - 35%+35%	131	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto ou fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Eletricidade e gás natural
	Plano Energia3 (DD) - 35%	131	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Requer débito direto ou fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Gás Natural
	Plano Energia3 (FE) - 35%	131	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Requer débito direto ou fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Gás Natural
	Plano Comfort Galp On Dual (FE) - 35%+35%	131	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Serviço de assistência
	Plano Comfort Galp On Dual (DD) - 35%+35%	131	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto. Oferta válida até 30.04.2016.	Serviço de assistência
	Plano Base Galp On Dual (FE+DD) - 30%+30%	132	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Eletricidade e gás natural
	Plano Comfort Galp On Dual - 30%+30%	132	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Oferta válida até 30.04.2016.	Serviço de assistência
	Plano Energia3 GN - 30%	132	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Oferta válida até 30.04.2016.	Gás Natural
	Plano Energia3 Dual - 30%+30%	132	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Oferta válida até 30.04.2016.	Eletricidade e gás natural
	Plano Comfort Galp On GN (FE) - 30%	132	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Requer fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Serviço de assistência
	Plano Comfort Galp On GN (DD) - 30%	132	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Requer débito direto. Oferta válida até 30.04.2016.	Serviço de assistência

¹⁴ Consumidor tipo 1: Casal sem filhos e sem aquecimento central (consumo anual de gás natural de 138 m³).

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2016-2017

Análise das ofertas comerciais do mercado

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Observações	Tipo de oferta
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 20% Termo Fixo (DD+FE)	133	Requer débito direto e fatura eletrónica. Desconto aplicável ao termo fixo. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta válida até 31.3.2016..	Eletricidade e gás natural
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 20% Termo Fixo (DD)	133	Requer débito direto. Desconto aplicável ao termo fixo. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta válida até 31.3.2016..	Eletricidade e gás natural
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 20% Termo Fixo (FE)	133	Requer fatura eletrónica. Desconto aplicável ao termo fixo. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta válida até 31.3.2016..	Eletricidade e gás natural
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 4% Termo Energia (DD+FE)	133	Requer débito direto e fatura eletrónica. Desconto aplicável ao termo de energia. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta válida até 31.3.2016..	Eletricidade e gás natural
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 20% Termo Fixo	133	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Oferta válida até 31.3.2016	Eletricidade e gás natural
	Plano Base Galp On GN (FE+DD) - 25%	133	Requer débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Gás Natural
	Plano Comfort Galp On GN - 25%	133	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Oferta válida até 30.04.2016.	Serviço de assistência
	Plano Base Galp On Dual (FE) - 25%+25%	133	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Eletricidade e gás natural
	Plano Base Galp On Dual (DD) - 25%+25%	133	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto. Oferta válida até 30.04.2016.	Eletricidade e gás natural
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 4% Termo Energia (DD)	134	Requer débito direto. Desconto aplicável ao termo de energia. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta válida até 31.3.2016..	Eletricidade e gás natural
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 4% Termo Energia (FE)	134	Requer fatura eletrónica. Desconto aplicável ao termo de energia. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta válida até 31.3.2016..	Eletricidade e gás natural
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 3% Total Fatura (DD+FE)	134	Requer débito direto e fatura eletrónica. Desconto aplicável ao valor total da fatura. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta válida até 31.3.2016..	Eletricidade e gás natural
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 4% Termo Energia	134	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Oferta válida até 31.3.2016	Eletricidade e gás natural
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 3% Total Fatura (DD)	134	Requer débito direto. Desconto aplicável ao valor total da fatura. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta válida até 31.3.2016..	Eletricidade e gás natural
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 3% Total Fatura (FE)	134	Requer fatura eletrónica. Desconto aplicável ao valor total da fatura. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta válida até 31.3.2016..	Eletricidade e gás natural
	Gás Pessoal - Desconto 15% Termo Fixo (DD+FE)	134	Requer débito direto e fatura eletrónica. Desconto aplicável ao termo fixo. Proposta válida até 31.3.2016..	Gás Natural
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 3% Total Fatura	134	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Oferta válida até 31.3.2016	Eletricidade e gás natural
	Gás Pessoal - Desconto 3% Termo Energia (DD)	134	Requer débito direto. Desconto aplicável ao termo de energia. Proposta válida até 31.3.2016..	Gás Natural
	Gás Pessoal - Desconto 3% Termo Energia (FE)	134	Requer fatura eletrónica. Desconto aplicável ao termo de energia. Proposta válida até 31.3.2016..	Gás Natural
	Gás Pessoal - Desconto 15% Termo Fixo (DD)	134	Requer débito direto. Desconto aplicável ao termo fixo. Proposta válida até 31.3.2016..	Gás Natural
	Gás Pessoal - Desconto 15% Termo Fixo (FE)	134	Requer fatura eletrónica. Desconto aplicável ao termo fixo. Proposta válida até 31.3.2016..	Gás Natural
	Gás Pessoal - Desconto 3% Termo Energia (DD+FE)	134	Requer débito direto e fatura eletrónica. Desconto aplicável ao termo de energia. Proposta válida até 31.3.2016..	Gás Natural
	Gás Pessoal - Desconto 15% Termo Fixo	135	Aplicável a contratos apenas de gás natural; Oferta válida até 31.3.2016	Gás Natural
	Plano Base Galp On Dual - 20%+20%	135	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Oferta válida até 30.04.2016.	Eletricidade e gás natural
	Plano Base Galp On GN (FE) - 20%	135	Requer fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Gás Natural
	Plano Base Galp On GN (DD) - 20%	135	Requer débito direto. Oferta válida até 30.04.2016.	Gás Natural
	Gás Pessoal - Desconto 3% Termo Energia	135	Aplicável a contratos apenas de gás natural; Oferta válida até 31.3.2016	Gás Natural
	Gás Pessoal - Desconto 2% Total Fatura (DD+FE)	135	Requer débito direto e fatura eletrónica. Desconto aplicável ao valor total da fatura. Proposta válida até 31.3.2016..	Gás Natural
	Gás Pessoal - Desconto 2% Total Fatura (DD)	135	Requer débito direto. Desconto aplicável ao valor total da fatura. Proposta válida até 31.3.2016..	Gás Natural
	Gás Pessoal - Desconto 2% Total Fatura (FE)	135	Requer fatura eletrónica. Desconto aplicável ao valor total da fatura. Proposta válida até 31.3.2016..	Gás Natural

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2016-2017

Análise das ofertas comerciais do mercado

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual (€)	Observações	Tipo de oferta
	Gás Pessoal - Desconto 2% Total Fatura	136	Aplicável a contratos apenas de gás natural; Oferta válida até 31.3.2016	Gás Natural
	Casa Total (DD+FE)	136	Requer débito direto e fatura eletrónica. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta sem prazo de validade.	Eletricidade e gás natural
	Casa Total Click	136	Contratação e faturação eletrónica. Pagamento por débito direto. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta sem prazo de validade.	Eletricidade e gás natural
	Casa Total (DD)	136	Requer débito direto. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta sem prazo de validade.	Eletricidade e gás natural
	Casa Total Funciona (DD)	136	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Pagamento por débito direto. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta sem prazo de validade.	Serviço de assistência
	Casa Total Funciona Plus	136	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta sem prazo de validade.	Serviço de assistência
	Energy2move total	136	Oferta disponível para clientes com e veículo elétrico e com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto e fatura eletrónica. Proposta válida até 31.12.2016.	Serviço de assistência
	Plano Base Galp On GN - 15%	136	Oferta válida até 30.04.2016.	Gás Natural
	Mono Gás	139	Proposta sem validade.	Gás Natural
	Casa Total	140	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta sem prazo de validade.	Eletricidade e gás natural
	Casa Total Funciona	140	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta sem prazo de validade.	Serviço de assistência
	Tarifa transitória de Venda a Clientes Finais	142	Tarifa transitória de acordo com a Portaria n.º 97/2015 de 30 de Março. Oferta não disponível para novos contratos.	Gás Natural

A oferta comercial com menor fatura anual é a da GoldEnergy, com um valor de 120 €/ano, tratando-se de uma oferta comercial dual (eletricidade e gás natural). O diferencial desta oferta em relação à oferta mais cara é de 18 €/ano (13%).

A oferta comercial exclusivamente de gás natural (oferta mono) com menor valor é a da Galp, com um valor de 130 €/ano, com um desconto de aproximadamente 6% em relação à oferta mais cara.

12.2.2 CONSUMIDOR TIPO 2¹⁵































Em março de 2016 existiam quatro comercializadores de mercado com ofertas comerciais (EDP Comercial, Endesa, Galp e GoldEnergy), com a seguinte hierarquização em termos de faturação anual (sem impostos e taxas):

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Observações	Tipo de oferta
	Casa Total Funciona Plus (DD)	245	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Pagamento por débito direto. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta sem prazo de validade.	Serviço de assistência
	Dual Gás + Eletricidade	246	Oferta aplicável a clientes de eletricidade do mesmo comercializador. Proposta sem validade.	Eletricidade e gás natural
	Mono Gás - ACP	248	Proposta apenas disponível para sócios do ACP. Proposta sem validade.	Serviço de assistência
	Dual ACP	248	Oferta aplicável a clientes de eletricidade do mesmo comercializador. Proposta apenas disponível para sócios do ACP. Proposta sem validade.	Serviço de assistência
	Plano Comfort Galp On Dual (FE+DD) - 40%+40%	250	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Serviço de assistência
	Plano Energia3 GN (FE+DD) - 40%	250	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Requer débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até Oferta válida até 30.04.2016.	Gás Natural
	Plano Energia3 Dual (FE+DD)- 40%+40%	250	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até Oferta válida até 30.04.2016.	Eletricidade e gás natural
	Plano Comfort Galp On GN (FE+DD) - 35%	252	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Requer débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Serviço de assistência
	Plano Energia3 Dual (DD) - 35%+35%	252	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto ou fatura eletrónica. Oferta válida até Oferta válida até 30.04.2016.	Eletricidade e gás natural
	Plano Energia3 Dual (FE) - 35%+35%	252	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto ou fatura eletrónica. Oferta válida até Oferta válida até 30.04.2016.	Eletricidade e gás natural
	Plano Energia3 (DD) - 35%	252	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Requer débito direto ou fatura eletrónica. Oferta válida até Oferta válida até 30.04.2016.	Gás Natural
	Plano Energia3 (FE) - 35%	252	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Requer débito direto ou fatura eletrónica. Oferta válida até Oferta válida até 30.04.2016.	Gás Natural
	Plano Comfort Galp On Dual (FE) - 35%+35%	252	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Serviço de assistência
	Plano Comfort Galp On Dual (DD) - 35%+35%	252	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto. Oferta válida até 30.04.2016.	Serviço de assistência
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 4% Termo Energia (DD+FE)	253	Requer débito direto e fatura eletrónica. Desconto aplicável ao termo de energia. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta válida até 31.3.2016..	Eletricidade e gás natural
	Plano Base Galp On Dual (FE+DD) - 30%+30%	254	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Eletricidade e gás natural
	Plano Comfort Galp On Dual - 30%+30%	254	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Oferta válida até 30.04.2016.	Serviço de assistência
	Plano Energia3 GN - 30%	254	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Oferta válida até Oferta válida até 30.04.2016.	Gás Natural
	Plano Energia3 Dual - 30%+30%	254	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Oferta válida até Oferta válida até 30.04.2016.	Eletricidade e gás natural
	Plano Comfort Galp On GN (FE) - 30%	254	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Requer fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Serviço de assistência

¹⁵ Consumidor tipo 2: Casal com filhos e sem aquecimento central (consumo anual de gás natural de 292 m³).

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2016-2017

Análise das ofertas comerciais do mercado

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual (€)	Observações	Tipo de oferta
	Plano Comfort Galp On GN (DD) - 30%	254	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Requer débito direto. Oferta válida até 30.04.2016.	Serviço de assistência
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 4% Termo Energia (DD)	254	Requer débito direto. Desconto aplicável ao termo de energia. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta válida até 31.3.2016..	Eletricidade e gás natural
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 4% Termo Energia (FE)	254	Requer fatura eletrónica. Desconto aplicável ao termo de energia. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta válida até 31.3.2016..	Eletricidade e gás natural
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 4% Termo Energia	254	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Oferta válida até 31.3.2016	Eletricidade e gás natural
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 3% Total Fatura (DD+FE)	255	Requer débito direto e fatura eletrónica. Desconto aplicável ao valor total da fatura. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta válida até 31.3.2016..	Eletricidade e gás natural
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 3% Total Fatura (DD)	255	Requer débito direto. Desconto aplicável ao valor total da fatura. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta válida até 31.3.2016..	Eletricidade e gás natural
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 3% Total Fatura (FE)	255	Requer fatura eletrónica. Desconto aplicável ao valor total da fatura. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta válida até 31.3.2016..	Eletricidade e gás natural
	Plano Base Galp On GN (FE+DD) - 25%	255	Requer débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Gás Natural
	Plano Comfort Galp On GN - 25%	255	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Oferta válida até 30.04.2016.	Serviço de assistência
	Plano Base Galp On Dual (FE) - 25%+25%	255	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Eletricidade e gás natural
	Plano Base Galp On Dual (DD) - 25%+25%	255	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto. Oferta válida até 30.04.2016.	Eletricidade e gás natural
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 20% Termo Fixo (DD+FE)	255	Requer débito direto e fatura eletrónica. Desconto aplicável ao termo fixo. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta válida até 31.3.2016..	Eletricidade e gás natural
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 3% Total Fatura	255	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Oferta válida até 31.3.2016	Eletricidade e gás natural
	Gás Pessoal - Desconto 3% Termo Energia (DD+FE)	256	Requer débito direto e fatura eletrónica. Desconto aplicável ao termo de energia. Proposta válida até 31.3.2016..	Gás Natural
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 20% Termo Fixo (DD)	256	Requer débito direto. Desconto aplicável ao termo fixo. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta válida até 31.3.2016..	Eletricidade e gás natural
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 20% Termo Fixo (FE)	256	Requer fatura eletrónica. Desconto aplicável ao termo fixo. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta válida até 31.3.2016..	Eletricidade e gás natural
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 20% Termo Fixo	256	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Oferta válida até 31.3.2016	Eletricidade e gás natural
	Gás Pessoal - Desconto 3% Termo Energia	257	Aplicável a contratos apenas de gás natural; Oferta válida até 31.3.2016	Gás Natural
	Plano Base Galp On Dual - 20%+20%	257	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Oferta válida até 30.04.2016.	Eletricidade e gás natural
	Plano Base Galp On GN (FE) - 20%	257	Requer fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Gás Natural
	Plano Base Galp On GN (DD) - 20%	257	Requer débito direto. Oferta válida até 30.04.2016.	Gás Natural
	Gás Pessoal - Desconto 15% Termo Fixo (DD+FE)	257	Requer débito direto e fatura eletrónica. Desconto aplicável ao termo fixo. Proposta válida até 31.3.2016..	Gás Natural
	Gás Pessoal - Desconto 2% Total Fatura (DD+FE)	257	Requer débito direto e fatura eletrónica. Desconto aplicável ao valor total da fatura. Proposta válida até 31.3.2016..	Gás Natural
	Gás Pessoal - Desconto 3% Termo Energia (DD)	258	Requer débito direto. Desconto aplicável ao termo de energia. Proposta válida até 31.3.2016..	Gás Natural
	Gás Pessoal - Desconto 3% Termo Energia (FE)	258	Requer fatura eletrónica. Desconto aplicável ao termo de energia. Proposta válida até 31.3.2016..	Gás Natural
	Gás Pessoal - Desconto 15% Termo Fixo (DD)	258	Requer débito direto. Desconto aplicável ao termo fixo. Proposta válida até 31.3.2016..	Gás Natural
	Gás Pessoal - Desconto 15% Termo Fixo (FE)	258	Requer fatura eletrónica. Desconto aplicável ao termo fixo. Proposta válida até 31.3.2016..	Gás Natural
	Gás Pessoal - Desconto 2% Total Fatura (DD)	258	Requer débito direto. Desconto aplicável ao valor total da fatura. Proposta válida até 31.3.2016..	Gás Natural
	Gás Pessoal - Desconto 2% Total Fatura (FE)	258	Requer fatura eletrónica. Desconto aplicável ao valor total da fatura. Proposta válida até 31.3.2016..	Gás Natural
	Gás Pessoal - Desconto 15% Termo Fixo	258	Aplicável a contratos apenas de gás natural; Oferta válida até 31.3.2016	Gás Natural

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2016-2017

Análise das ofertas comerciais do mercado

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual (€)	Observações	Tipo de oferta
	Gás Pessoal - Desconto 2% Total Fatura	258	Aplicável a contratos apenas de gás natural; Oferta válida até 31.3.2016	Gás Natural
	Casa Total (DD+FE)	259	Requer débito direto e fatura eletrónica. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta sem prazo de validade.	Eletricidade e gás natural
	Casa Total Click	259	Contratação e faturação eletrónica. Pagamento por débito direto. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta sem prazo de validade.	Eletricidade e gás natural
	Casa Total (DD)	259	Requer débito direto. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta sem prazo de validade.	Eletricidade e gás natural
	Casa Total Funciona (DD)	259	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Pagamento por débito direto. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta sem prazo de validade.	Serviço de assistência
	Casa Total Funciona Plus	259	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta sem prazo de validade.	Serviço de assistência
	Energy2move total	259	Oferta disponível para clientes com e veículo elétrico e com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto e fatura eletrónica. Proposta válida até 31.12.2016.	Serviço de assistência
	Plano Base Galp On GN - 15%	259	Oferta válida até 30.04.2016.	Gás Natural
	Casa Total	266	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta sem prazo de validade.	Eletricidade e gás natural
	Casa Total Funciona	266	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta sem prazo de validade.	Serviço de assistência
	Mono Gás	268	Proposta sem validade.	Gás Natural
	Tarifa transitória de Venda a Clientes Finais	273	Tarifa transitória de acordo com a Portaria n.º 97/2015 de 30 de Março. Oferta não disponível para novos contratos.	Gás Natural

A oferta comercial com menor fatura anual é a da GoldEnergy, com um valor de 246 €/ano, tratando-se de uma oferta comercial dual (não se consideram as ofertas comerciais com serviços). O diferencial desta oferta em relação à oferta mais cara é de 22 €/ano (8%).

A oferta comercial exclusivamente de gás natural (oferta mono) com menor valor é da Galp, com um valor de 250 €/ano apresentando um desconto de aproximadamente 7% em relação à oferta mais cara.

12.2.3 CONSUMIDOR TIPO 3¹⁶































Em março de 2016 existiam quatro comercializadores de mercado com ofertas comerciais (EDP Comercial, Endesa, Galp e GoldEnergy), com a seguinte hierarquização em termos de faturação anual (sem impostos e taxas):

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual [€]	Observações	Tipo de oferta
	Casa Total Funciona Plus (DD)	484	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Pagamento por débito direto. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta sem prazo de validade.	Serviço de assistência
	Plano Comfort Galp On Dual (FE+DD) - 40%+40%	485	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Serviço de assistência
	Plano Energia3 GN (FE+DD) - 40%	485	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Requer débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Gás Natural
	Plano Energia3 Dual (FE+DD)- 40%+40%	485	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Eletricidade e gás natural
	Plano Comfort Galp On GN (FE+DD) - 35%	487	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Requer débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Serviço de assistência
	Plano Energia3 Dual (DD) - 35%+35%	487	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto ou fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Eletricidade e gás natural
	Plano Energia3 Dual (FE) - 35%+35%	487	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto ou fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Eletricidade e gás natural
	Plano Energia3 (DD) - 35%	487	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Requer débito direto ou fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Gás Natural
	Plano Energia3 (FE) - 35%	487	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Requer débito direto ou fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Gás Natural
	Plano Comfort Galp On Dual (FE) - 35%+35%	487	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Serviço de assistência
	Plano Comfort Galp On Dual (DD) - 35%+35%	487	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto. Oferta válida até 30.04.2016.	Serviço de assistência
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 4% Termo Energia (DD+FE)	488	Requer débito direto e fatura eletrónica. Desconto aplicável ao termo de energia. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta válida até 31.3.2016..	Eletricidade e gás natural
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 4% Termo Energia (DD)	489	Requer débito direto. Desconto aplicável ao termo de energia. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta válida até 31.3.2016..	Eletricidade e gás natural
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 4% Termo Energia (FE)	489	Requer fatura eletrónica. Desconto aplicável ao termo de energia. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta válida até 31.3.2016..	Eletricidade e gás natural
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 4% Termo Energia	489	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Oferta válida até 31.3.2016	Eletricidade e gás natural
	Plano Base Galp On Dual (FE+DD) - 30%+30%	490	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Eletricidade e gás natural
	Plano Comfort Galp On Dual - 30%+30%	490	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Oferta válida até 30.04.2016.	Serviço de assistência
	Plano Energia3 GN - 30%	490	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Oferta válida até Oferta válida até 30.04.2016.	Gás Natural
	Plano Energia3 Dual - 30%+30%	490	Oferta inclui desconto obrigatoriamente recebido em cupões para carregamento de cartão Continente. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Oferta válida até Oferta válida até 30.04.2016.	Eletricidade e gás natural
	Plano Comfort Galp On GN (FE) - 30%	490	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Requer fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Serviço de assistência

¹⁶ Consumidor tipo 3: Casal com filhos e com aquecimento central (consumo anual de gás natural de 640 m³).








ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2016-2017

Análise das ofertas comerciais do mercado

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual (€)	Observações	Tipo de oferta
	Plano Comfort Galp On GN (DD) - 30%	490	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Requer débito direto. Oferta válida até 30.04.2016.	Serviço de assistência
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 3% Total Fatura (DD+FE)	491	Requer débito direto e fatura eletrónica. Desconto aplicável ao valor total da fatura. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta válida até 31.3.2016..	Eletricidade e gás natural
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 3% Total Fatura (DD)	492	Requer débito direto. Desconto aplicável ao valor total da fatura. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta válida até 31.3.2016..	Eletricidade e gás natural
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 3% Total Fatura (FE)	492	Requer fatura eletrónica. Desconto aplicável ao valor total da fatura. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta válida até 31.3.2016..	Eletricidade e gás natural
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 3% Total Fatura	492	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Oferta válida até 31.3.2016	Eletricidade e gás natural
	Plano Base Galp On GN (FE+DD) - 25%	493	Requer débito direto e fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Gás Natural
	Plano Comfort Galp On GN - 25%	493	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Oferta válida até 30.04.2016.	Serviço de assistência
	Plano Base Galp On Dual (FE) - 25%+25%	493	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Eletricidade e gás natural
	Plano Base Galp On Dual (DD) - 25%+25%	493	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto. Oferta válida até 30.04.2016.	Eletricidade e gás natural
	Gás Pessoal - Desconto 3% Termo Energia (DD+FE)	493	Requer débito direto e fatura eletrónica. Desconto aplicável ao termo de energia. Proposta válida até 31.3.2016..	Gás Natural
	Dual Consumos Elevados	493	Oferta aplicável a clientes de eletricidade do mesmo comercializador. Proposta sem validade.	Eletricidade e gás natural
	Gás Pessoal - Desconto 3% Termo Energia	494	Aplicável a contratos apenas de gás natural; Oferta válida até 31.3.2016	Gás Natural
	Plano Base Galp On Dual - 20%+20%	495	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Oferta válida até 30.04.2016.	Eletricidade e gás natural
	Plano Base Galp On GN (FE) - 20%	495	Requer fatura eletrónica. Oferta válida até 30.04.2016.	Gás Natural
	Plano Base Galp On GN (DD) - 20%	495	Requer débito direto. Oferta válida até 30.04.2016.	Gás Natural
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 20% Termo Fixo (DD+FE)	496	Requer débito direto e fatura eletrónica. Desconto aplicável ao termo fixo. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta válida até 31.3.2016..	Eletricidade e gás natural
	Gás Pessoal - Desconto 2% Total Fatura (DD+FE)	496	Requer débito direto e fatura eletrónica. Desconto aplicável ao valor total da fatura. Proposta válida até 31.3.2016..	Gás Natural
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 20% Termo Fixo (DD)	496	Requer débito direto. Desconto aplicável ao termo fixo. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta válida até 31.3.2016..	Eletricidade e gás natural
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 20% Termo Fixo (FE)	496	Requer fatura eletrónica. Desconto aplicável ao termo fixo. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta válida até 31.3.2016..	Eletricidade e gás natural
	Gás Pessoal - Desconto 2% Total Fatura (DD)	497	Requer débito direto. Desconto aplicável ao valor total da fatura. Proposta válida até 31.3.2016..	Gás Natural
	Gás Pessoal - Desconto 2% Total Fatura (FE)	497	Requer fatura eletrónica. Desconto aplicável ao valor total da fatura. Proposta válida até 31.3.2016..	Gás Natural
	Luz e Gás Pessoal - Desconto 20% Termo Fixo	497	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Oferta válida até 31.3.2016	Eletricidade e gás natural
	Gás Pessoal - Desconto 2% Total Fatura	497	Aplicável a contratos apenas de gás natural; Oferta válida até 31.3.2016	Gás Natural
	Plano Base Galp On GN - 15%	498	Oferta válida até 30.04.2016.	Gás Natural
	Gás Pessoal - Desconto 15% Termo Fixo (DD+FE)	498	Requer débito direto e fatura eletrónica. Desconto aplicável ao termo fixo. Proposta válida até 31.3.2016..	Gás Natural
	Gás Pessoal - Desconto 3% Termo Energia (DD)	499	Requer débito direto. Desconto aplicável ao termo de energia. Proposta válida até 31.3.2016..	Gás Natural
	Gás Pessoal - Desconto 3% Termo Energia (FE)	499	Requer fatura eletrónica. Desconto aplicável ao termo de energia. Proposta válida até 31.3.2016..	Gás Natural
	Gás Pessoal - Desconto 15% Termo Fixo (DD)	499	Requer débito direto. Desconto aplicável ao termo fixo. Proposta válida até 31.3.2016..	Gás Natural
	Gás Pessoal - Desconto 15% Termo Fixo (FE)	499	Requer fatura eletrónica. Desconto aplicável ao termo fixo. Proposta válida até 31.3.2016..	Gás Natural
	Gás Pessoal - Desconto 15% Termo Fixo	499	Aplicável a contratos apenas de gás natural; Oferta válida até 31.3.2016	Gás Natural

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2016-2017

Análise das ofertas comerciais do mercado

Comercializador	Ofertas Tarifárias	Fatura Anual (€)	Observações	Tipo de oferta
	Mono Gás - ACP	505	Proposta apenas disponível para sócios do ACP. Proposta sem validade.	Serviço de assistência
	Dual ACP	505	Oferta aplicável a clientes de eletricidade do mesmo comercializador. Proposta apenas disponível para sócios do ACP. Proposta sem validade.	Serviço de assistência
	Dual Gás + Eletricidade	508	Oferta aplicável a clientes de eletricidade do mesmo comercializador. Proposta sem validade.	Eletricidade e gás natural
	Casa Total (DD+FE)	511	Requer débito direto e fatura eletrónica. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta sem prazo de validade.	Eletricidade e gás natural
	Casa Total Click	511	Contratação e faturação eletrónica. Pagamento por débito direto. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta sem prazo de validade.	Eletricidade e gás natural
	Casa Total (DD)	511	Requer débito direto. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta sem prazo de validade.	Eletricidade e gás natural
	Casa Total Funciona (DD)	511	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Pagamento por débito direto. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta sem prazo de validade.	Serviço de assistência
	Casa Total Funciona Plus	511	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta sem prazo de validade.	Serviço de assistência
	Energy2move total	511	Oferta disponível para clientes com e veículo elétrico e com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Requer débito direto e fatura eletrónica. Proposta válida até 31.12.2016.	Serviço de assistência
	Consumos Elevados	518	Proposta sem validade.	Gás Natural
	Casa Total	524	Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta sem prazo de validade.	Eletricidade e gás natural
	Casa Total Funciona	524	Oferta sujeita à subscrição obrigatória de um serviço de assistência com mensalidade. Oferta disponível para clientes com contratos de gás natural e eletricidade com o mesmo comercializador. Proposta sem prazo de validade.	Serviço de assistência
	Tarifa transitória de Venda a Clientes Finais	529	Tarifa transitória de acordo com a Portaria n.º 97/2015 de 30 de Março. Oferta não disponível para novos contratos.	Gás Natural
	Mono Gás	532	Proposta sem validade.	Gás Natural

A oferta comercial com menor fatura anual é a da Galp, com um valor de 485 €/ano, tratando-se de uma oferta comercial dual (não se consideram as ofertas comerciais com serviços). O diferencial desta oferta em relação à oferta mais cara é de 47 €/ano (9%).

A oferta comercial exclusivamente de gás natural (oferta mono) com menor valor também é da Galp, com um valor de 485 €/ano apresentando um desconto de aproximadamente 9% em relação à oferta mais cara.

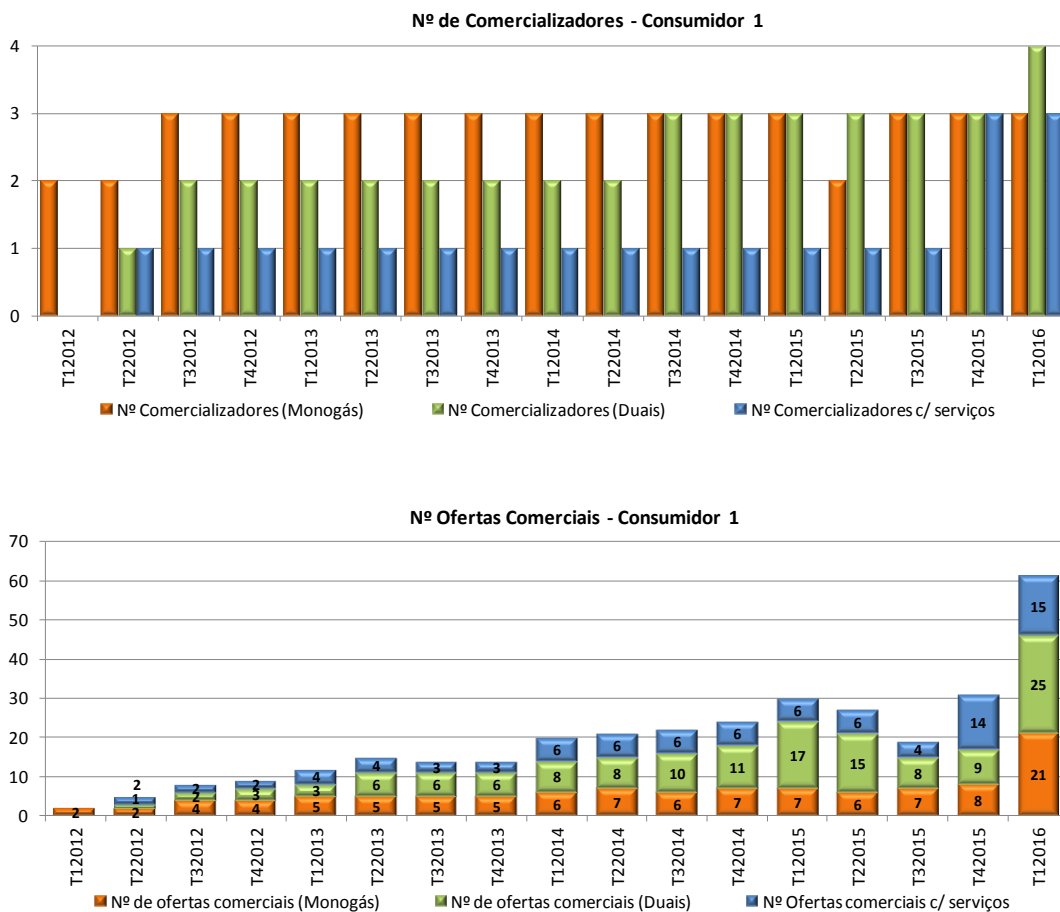
12.3 EVOLUÇÃO DAS OFERTAS COMERCIAIS PARA BP ≤ 10 000 M³/ANO

12.3.1 CONSUMIDOR TIPO 1

EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE COMERCIALIZADORES E DE OFERTAS COMERCIAIS

O número de comercializadores com ofertas comerciais para o consumidor tipo 1 tem sido relativamente constante até ao final de 2015, sendo que no 1.º trimestre de 2016 passou a existir um novo comercializador com ofertas para este consumidor tipo. O número de ofertas comerciais tem vindo a aumentar substancialmente. No 1.º trimestre de 2016 este aumento foi muito acentuado, com a entrada de um novo comercializador, atingindo o valor de 61 ofertas comerciais.

Todos os comercializadores a atuar no mercado apresentam ofertas monogás desde o início de 2012 (a EDP Comercial no 3.º trimestre de 2015 e no 1.º trimestre de 2016 não apresentou este tipo de oferta comercial). No 1.º trimestre de 2016 todos os comercializadores apresentaram ofertas duais para o consumidor tipo 1, sendo que apenas 3 dos 4 comercializadores apresentou ofertas com serviços incluídos.

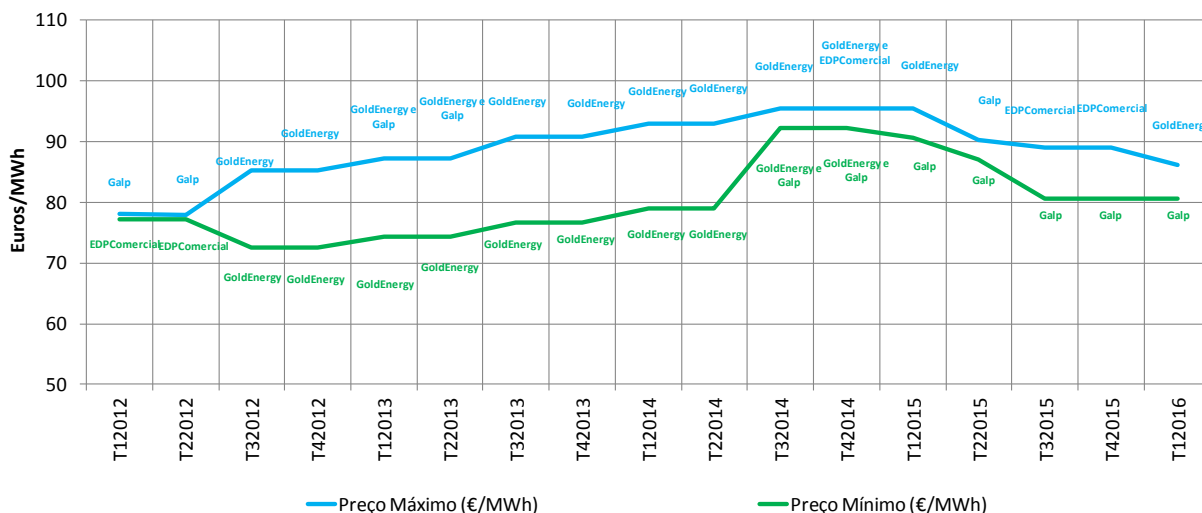


EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DAS OFERTAS COMERCIAIS MONOGÁS

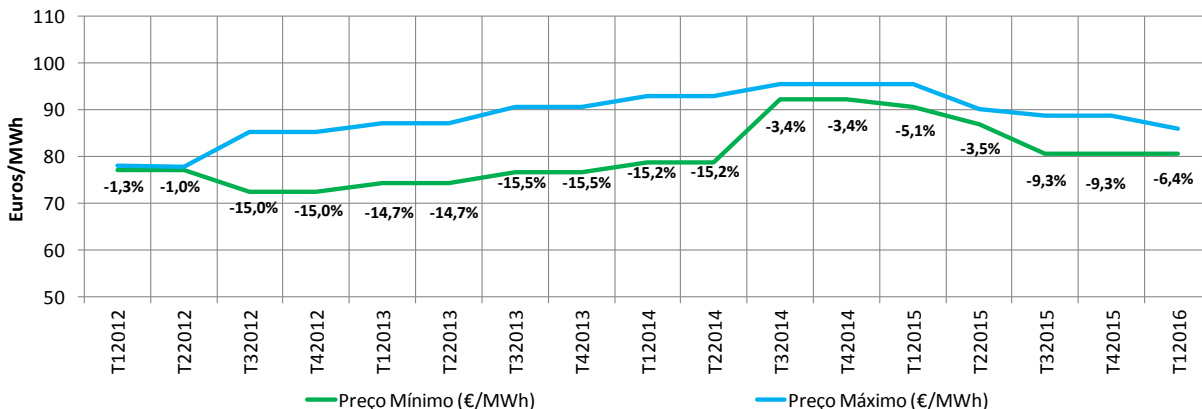
Durante os primeiros trimestres de 2012 a diferença entre a oferta comercial mais competitiva e a oferta comercial menos competitiva foi bastante reduzida. A partir de meados de 2012 e até meados de 2014 essa diferença acentuou-se consideravelmente, sendo que a partir do 3.º trimestre de 2014 e até ao 2.º trimestre de 2015 o diferencial de preço entre a oferta mais competitiva e a oferta menos competitiva reduziu-se, voltando a aumentar a partir do 3.º trimestre de 2015.

Analisando a evolução do diferencial de preços entre a oferta comercial mais competitiva e a oferta comercial menos competitiva verifica-se um aumento crescente desse diferencial a partir do 2.º trimestre de 2012 até ao 2º trimestre de 2014, com valores na ordem dos 15% (aproximadamente 23 €/ano). A partir do 3.º trimestre de 2014 o valor do diferencial da oferta mais competitiva e a oferta menos competitiva diminuiu significativamente. A partir do 3.º trimestre de 2015 este diferencial tem vindo a aumentar apresentando valores na ordem dos 6% (aproximadamente 9 €/ano), no 1.º trimestre de 2016.

Preços das Ofertas Comerciais Monogás - Consumidor 1



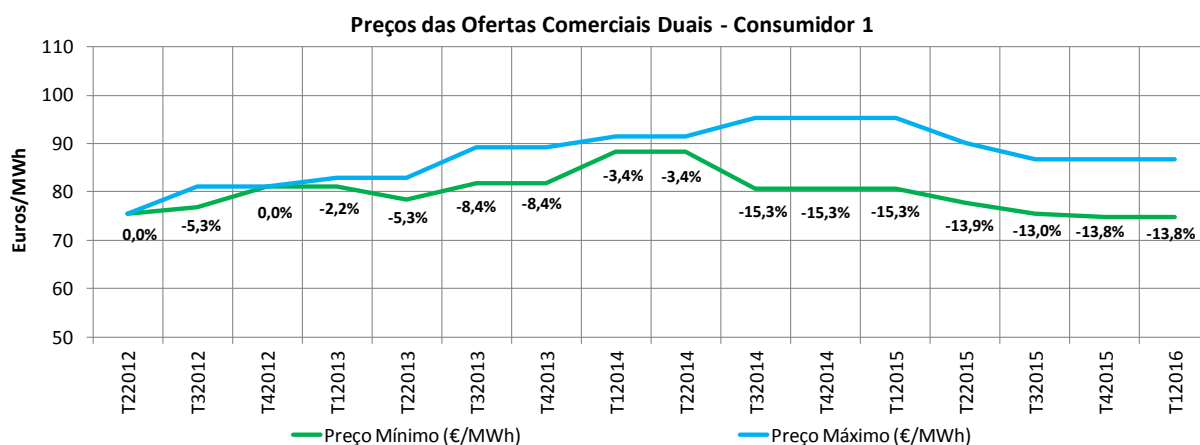
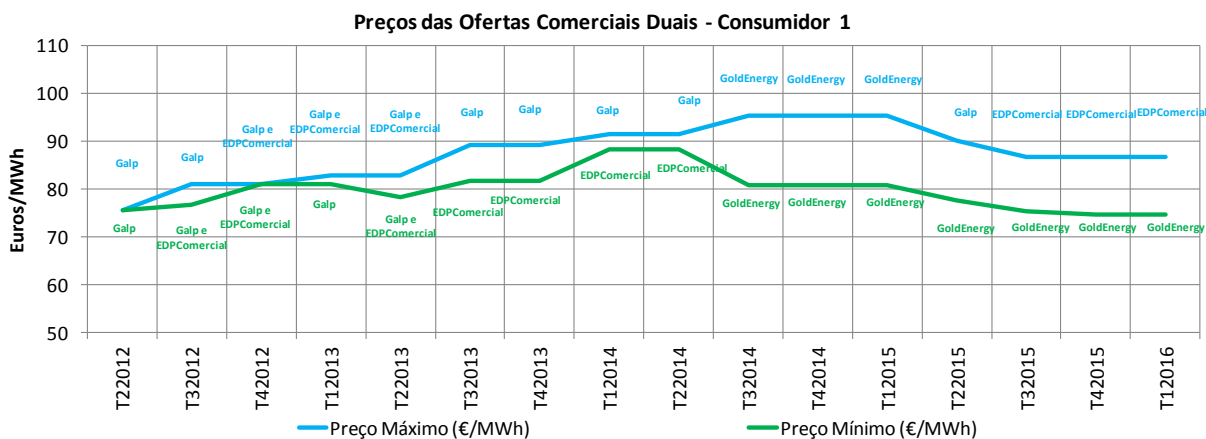
Preços das Ofertas Comerciais Monogás - Consumidor 1



EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DAS OFERTAS COMERCIAIS DUAIS

Até ao 2.º trimestre de 2014 verifica-se que a diferença entre a oferta comercial mais competitiva e a oferta comercial menos competitiva evolui de uma forma mais ou menos constante. A partir do 3.º trimestre de 2014 e até à data atual o diferencial de preço entre a oferta mais competitiva e a oferta menos competitiva aumenta muito significativamente.

Analisando a evolução do diferencial de preços entre a oferta comercial mais competitiva e a oferta comercial menos competitiva verifica-se até ao 2.º trimestre de 2014 um valor máximo de 8% (aproximadamente 12 €/ano). A partir do 3.º trimestre de 2014 o valor do diferencial da oferta mais competitiva e a oferta menos competitiva aumenta significativamente, para valores na ordem dos 14% (19 €/ano), no 1.º trimestre de 2016.



ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2016-2017

Análise das ofertas comerciais do mercado

QUADRO RESUMO PARA O CONSUMIDOR TIPO 1

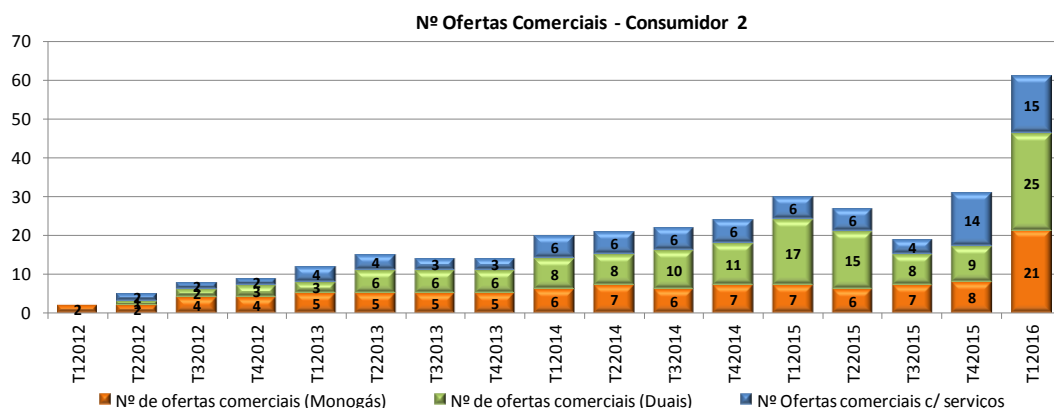
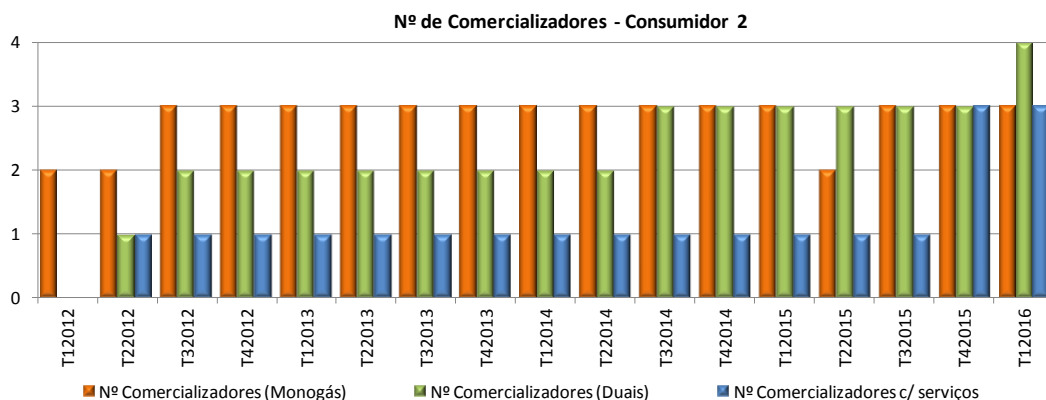
	Comerc.	Ofertas Comerciais				Fatura Anual				Fat. Mín. / Fat. Máx.		Fat. Mín. / Fat. Máx.	
		Monogás	Duais	C/ Serviços	Total	Monogás		Dual		Monogás	Dual	Monogás	Dual
						Máxima	Mínima	Máxima	Mínima				
#	#	#	#	#	€/ano	€/ano	€/ano	€/ano	€/ano	€/ano	%	%	
T12012	2	2	0	0	2	126	124	0	0	-2	n.a.	-1%	n.a.
T22012	2	2	1	2	5	125	124	122	122	-1	0	-1%	0%
T32012	3	4	2	2	8	137	117	130	124	-21	-7	-15%	-5%
T42012	3	4	3	2	9	137	117	130	130	-21	0	-15%	0%
T12013	3	5	3	4	12	140	120	133	130	-21	-3	-15%	-2%
T22013	3	5	6	4	15	140	120	133	126	-21	-7	-15%	-5%
T32013	3	5	6	3	14	146	123	144	132	-23	-12	-16%	-8%
T42013	3	5	6	3	14	146	123	144	132	-23	-12	-16%	-8%
T12014	3	6	8	6	20	150	127	147	142	-23	-5	-15%	-3%
T22014	3	7	8	6	21	150	127	147	142	-23	-5	-15%	-3%
T32014	3	6	10	6	22	154	148	154	130	-5	-24	-3%	-15%
T42014	3	7	11	6	24	154	148	154	130	-5	-24	-3%	-15%
T12015	3	7	17	6	30	154	146	154	130	-8	-24	-5%	-15%
T22015	3	6	15	6	27	145	140	145	125	-5	-20	-3%	-14%
T32015	3	7	8	4	19	143	130	140	121	-13	-18	-9%	-13%
T42015	3	8	9	14	31	143	130	140	120	-13	-19	-9%	-14%
T12016	4	21	25	15	61	139	130	140	120	-9	-19	-6%	-14%

12.3.2 CONSUMIDOR TIPO 2

EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE COMERCIALIZADORES E DE OFERTAS COMERCIAIS

O número de comercializadores com ofertas comerciais para o consumidor tipo 2 tem sido relativamente constante até ao final de 2015, sendo que no 1.º trimestre de 2016 passou a existir um novo comercializador com ofertas para este consumidor tipo. O número de ofertas comerciais tem vindo a aumentar substancialmente. No 1.º trimestre de 2016 este aumento foi muito acentuado, com a entrada de um novo comercializador, atingindo o valor de 61 ofertas comerciais.

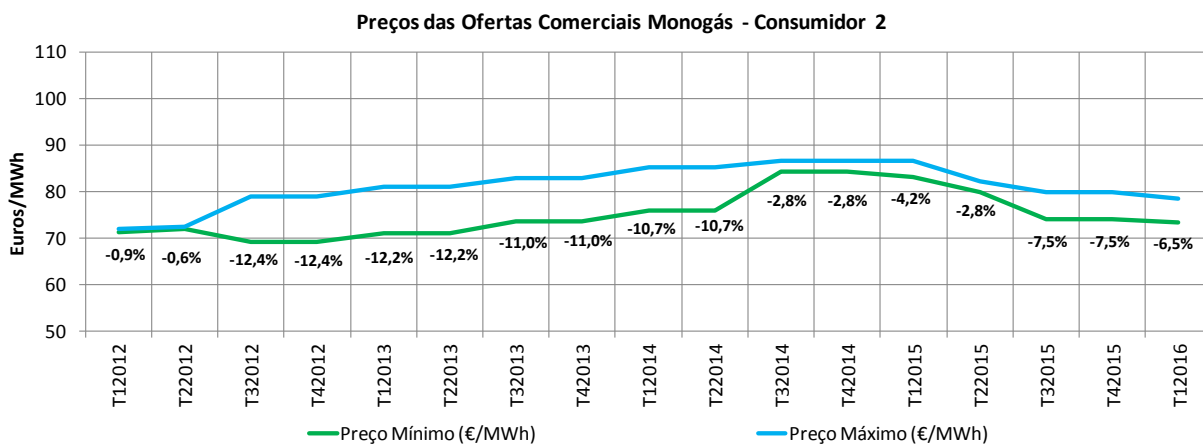
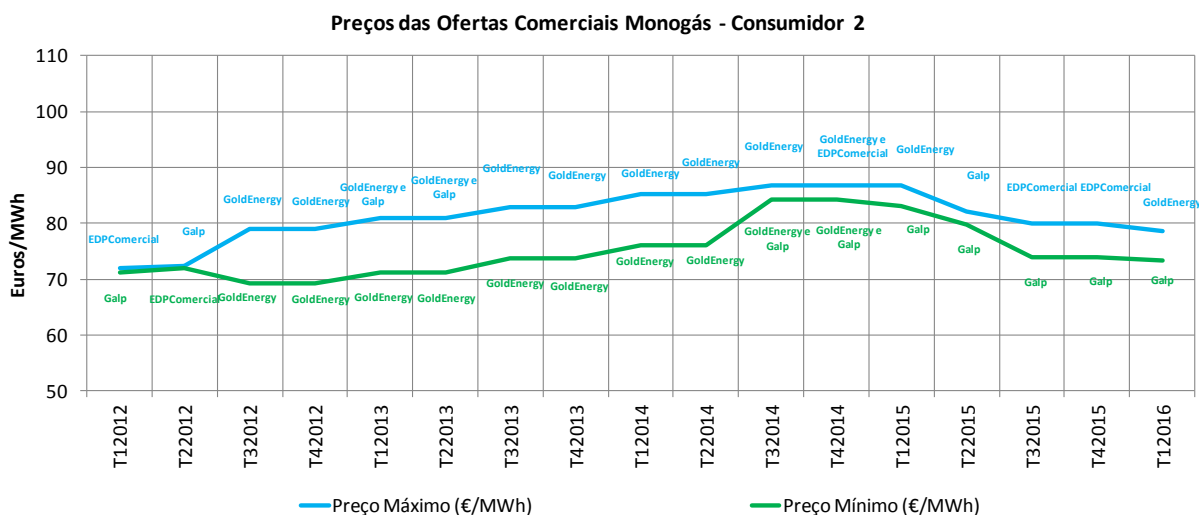
Todos os comercializadores a atuar no mercado apresentam ofertas monogás desde o início de 2012 (a EDP Comercial no 3.º trimestre de 2015 e no 1.º trimestre de 2016 não apresentou este tipo de oferta comercial). No 1.º trimestre de 2016 todos os comercializadores apresentaram ofertas duais para o consumidor tipo 2, sendo que apenas 3 dos 4 comercializadores apresentou ofertas com serviços incluídos.



EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DAS OFERTAS COMERCIAIS MONOGÁS

Durante os primeiros trimestres de 2012 a diferença entre a oferta comercial mais competitiva e a oferta comercial menos competitiva foi bastante reduzida. A partir de meados de 2012 e até meados de 2014 essa diferença acentuou-se consideravelmente, sendo que a partir do 3.º trimestre de 2014 e até 2.º trimestre de 2015 o diferencial de preço entre a oferta mais competitiva e a oferta menos competitiva reduziu-se, voltando a aumentar a partir do 3.º trimestre de 2015.

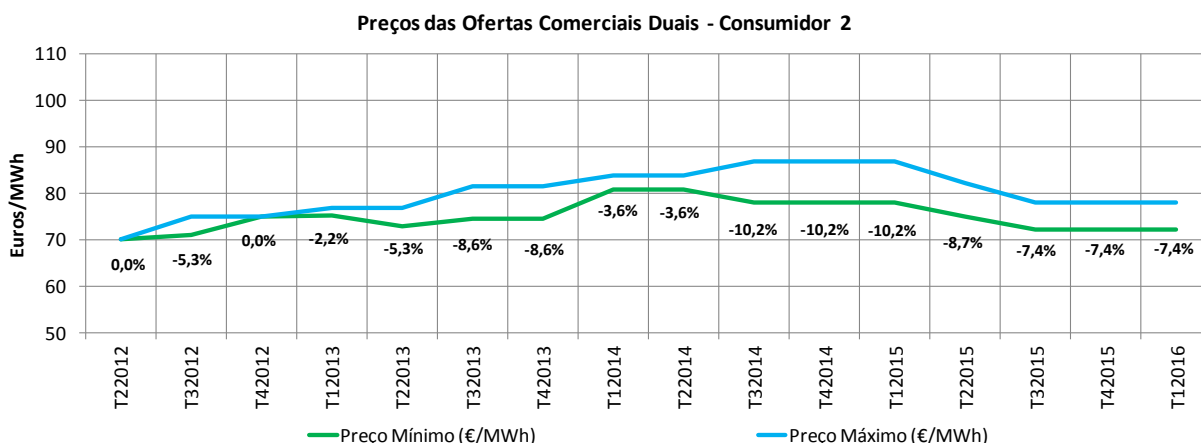
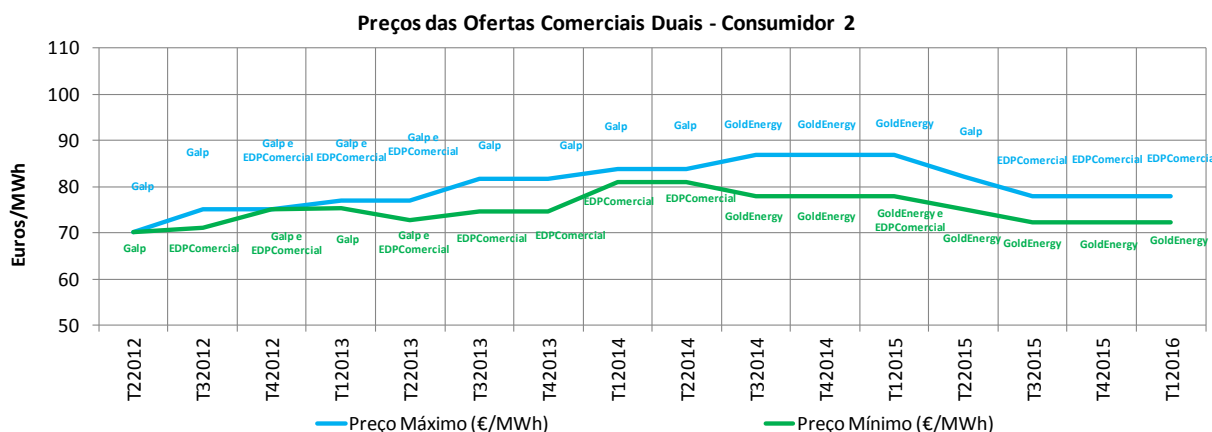
Analisando a evolução do diferencial de preços entre a oferta comercial mais competitiva e a oferta comercial menos competitiva verifica-se um aumento crescente desse diferencial a partir do 2.º trimestre de 2012 até ao 2º trimestre de 2014, com valores na ordem dos 11% (aproximadamente 31 €/ano). A partir do 3.º trimestre de 2014 o valor do diferencial da oferta mais competitiva e a oferta menos competitiva diminuiu significativamente. A partir do 3.º trimestre de 2015 este diferencial tem vindo a aumentar apresentando valores na ordem dos 6,5% (aproximadamente 17 €/ano), no 1.º trimestre de 2016.



EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DAS OFERTAS COMERCIAIS DUAIS

Até ao 2.º trimestre de 2014 verifica-se que a diferença entre a oferta comercial mais competitiva e a oferta comercial menos competitiva evolui de uma forma mais ou menos constante (exceto no 3.º e 4.º trimestres de 2013, com valores mais elevados). A partir do 3.º trimestre de 2014 e até à data atual o diferencial de preço entre a oferta mais competitiva e a oferta menos competitiva aumenta significativamente.

Analisando a evolução do diferencial de preços entre a oferta comercial mais competitiva e a oferta comercial menos competitiva verifica-se até ao 2.º trimestre de 2014 um valor máximo de 9% (aproximadamente 24 €/ano). A partir do 3.º trimestre de 2014 o valor do diferencial da oferta mais competitiva e a oferta menos competitiva apresenta valores na ordem dos 7% (20 €/ano), no 1.º trimestre de 2016.



ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2016-2017

Análise das ofertas comerciais do mercado

QUADRO RESUMO PARA O CONSUMIDOR TIPO 2

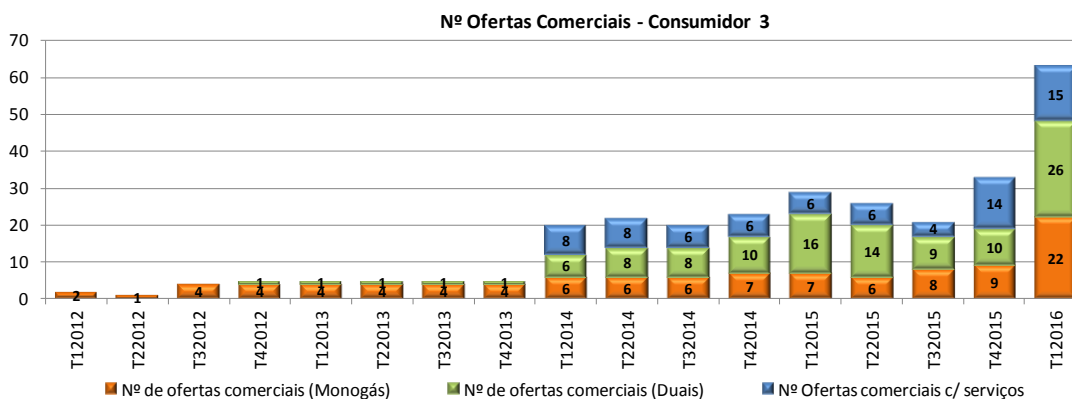
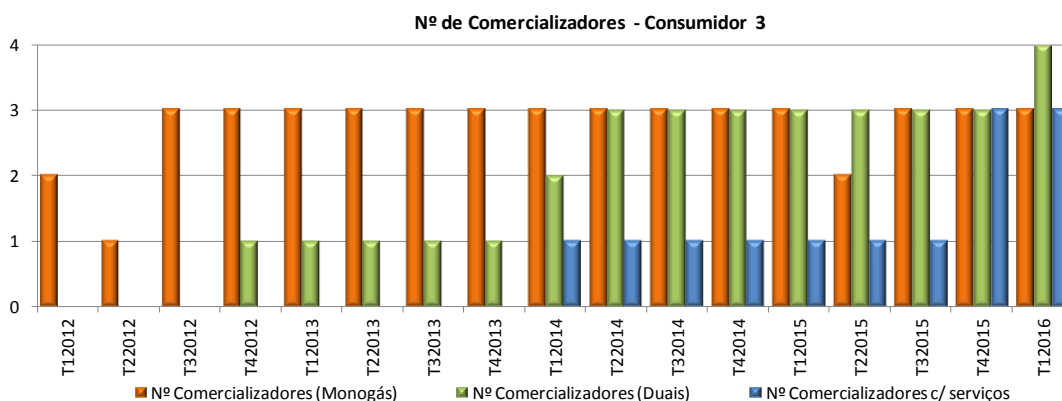
	Comerc.	Ofertas Comerciais				Fatura Anual				Fat. Mín. / Fat. Máx.		Fat. Mín. / Fat. Máx.	
		Monogás	Duais	C/ Serviços	Total	Monogás		Dual		Monogás	Dual	Monogás	Dual
						Máxima	Mínima	Máxima	Mínima				
#	#	#	#	#	€/ano	€/ano	€/ano	€/ano	€/ano	€/ano	%	%	
T12012	2	2	0	0	2	245	243	0	0	-2	n.a.	-1%	n.a.
T22012	2	2	1	2	5	247	245	239	239	-2	0	-1%	0%
T32012	3	4	2	2	8	269	236	256	242	-34	-13	-12%	-5%
T42012	3	4	3	2	9	269	236	256	256	-34	0	-12%	0%
T12013	3	5	3	4	12	276	242	262	256	-34	-6	-12%	-2%
T22013	3	5	6	4	15	276	242	262	248	-34	-14	-12%	-5%
T32013	3	5	6	3	14	282	251	278	254	-31	-24	-11%	-9%
T42013	3	5	6	3	14	282	251	278	254	-31	-24	-11%	-9%
T12014	3	6	8	6	20	290	259	286	276	-31	-10	-11%	-4%
T22014	3	7	8	6	21	290	259	286	276	-31	-10	-11%	-4%
T32014	3	6	10	6	22	295	287	296	265	-8	-30	-3%	-10%
T42014	3	7	11	6	24	295	287	296	265	-8	-30	-3%	-10%
T12015	3	7	17	6	30	295	283	296	265	-12	-30	-4%	-10%
T22015	3	6	15	6	27	280	272	280	256	-8	-24	-3%	-9%
T32015	3	7	8	4	19	272	252	266	246	-20	-20	-7%	-7%
T42015	3	8	9	14	31	272	252	266	246	-20	-20	-7%	-7%
T12016	4	21	25	15	61	268	250	266	246	-17	-20	-7%	-7%

12.3.3 CONSUMIDOR TIPO 3

EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE COMERCIALIZADORES E DE OFERTAS COMERCIAIS

O número de comercializadores com ofertas comerciais para o consumidor tipo 3 tem sido relativamente constante até ao final de 2015, sendo que no 1.º trimestre de 2016 passou a existir um novo comercializador com ofertas para este consumidor tipo. O número de ofertas comerciais tem vindo a aumentar substancialmente. No 1.º trimestre de 2016 este aumento foi muito acentuado, com a entrada de um novo comercializador, atingindo o valor de 63 ofertas comerciais.

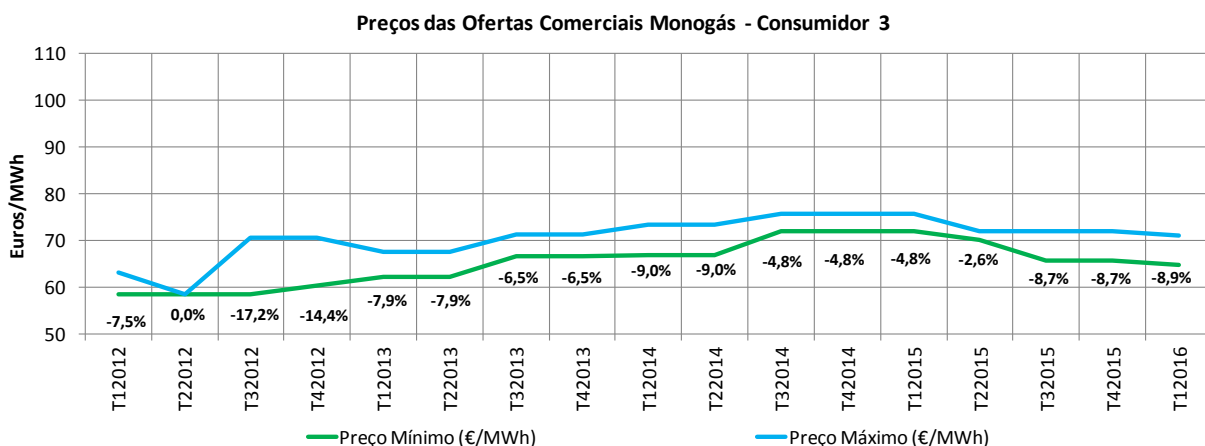
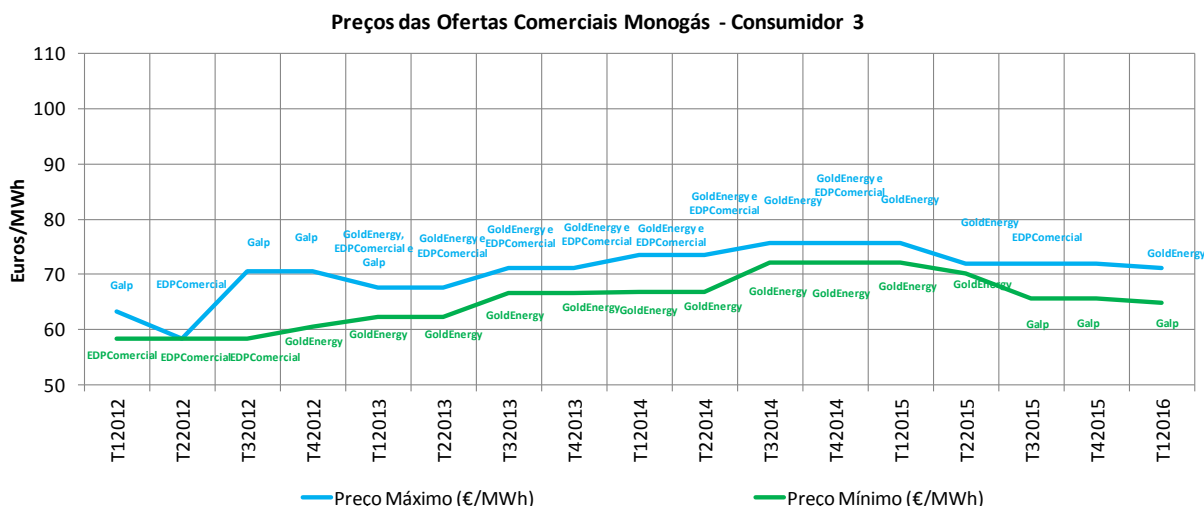
Todos os comercializadores a atuar no mercado apresentam ofertas monogás desde o início de 2012 (a EDP Comercial no 3.º trimestre de 2015 e no 1.º trimestre de 2016 não apresentou este tipo de oferta comercial). No 1.º trimestre de 2016 todos os comercializadores apresentaram ofertas duais para o consumidor tipo 3, sendo que apenas 3 dos 4 comercializadores apresentou ofertas com serviços incluídos.



EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DAS OFERTAS COMERCIAIS MONOGÁS

Durante os primeiros trimestres de 2012 a diferença entre a oferta comercial mais competitiva e a oferta comercial menos competitiva foi bastante reduzida. A partir de meados de 2012 e até meados de 2014 essa diferença acentuou-se consideravelmente. A partir do 3.º trimestre de 2014 e até 2.º trimestre de 2015 o diferencial de preço entre a oferta mais competitiva e a oferta menos competitiva reduziu-se, voltando a aumentar a partir do 3.º trimestre de 2015.

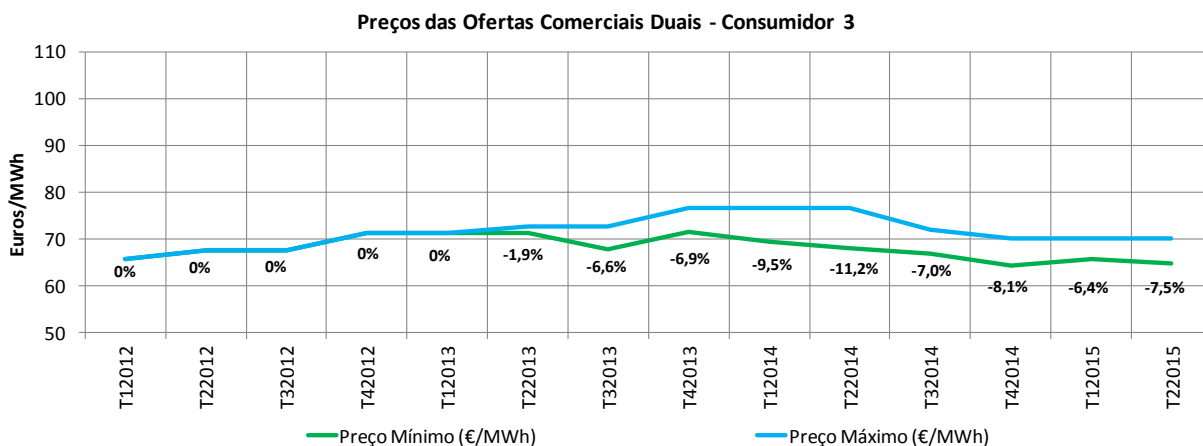
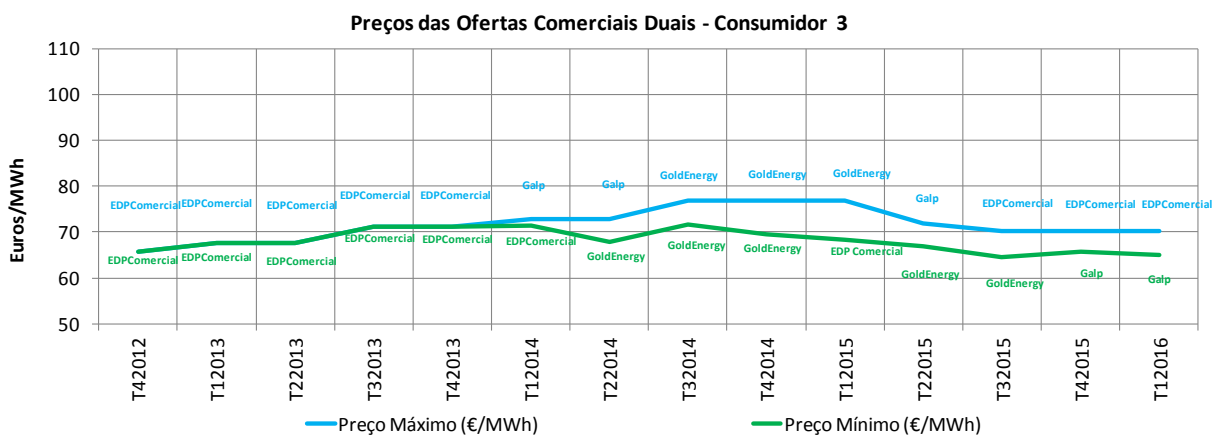
Analisando a evolução do diferencial de preços entre a oferta comercial mais competitiva e a oferta comercial menos competitiva verifica-se um aumento crescente desse diferencial a partir do 2.º trimestre de 2012 até ao 2º trimestre de 2014, com valores na ordem dos 9% (aproximadamente 49 €/ano). A partir do 3.º trimestre de 2014 o valor do diferencial diminuiu significativamente, voltando a aumentar a partir do 3.º trimestre de 2015, para valores na ordem dos 8,9% (aproximadamente 47 €/ano), no 1.º trimestre de 2016.



EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DAS OFERTAS COMERCIAIS DUAIS

Até ao 1.º trimestre de 2013 verifica-se que a diferença entre a oferta comercial mais competitiva e a oferta comercial menos competitiva é nula. A partir do 1.º trimestre de 2014 e até à data atual o diferencial de preço entre a oferta mais competitiva e a oferta menos competitiva tem vindo a aumentar.

Analisando a evolução do diferencial de preços entre a oferta comercial mais competitiva e a oferta comercial mais competitiva verifica-se que até ao 1.º trimestre de 2013 este valor é de 0%. A partir do 1.º trimestre de 2014 o valor do diferencial da oferta mais competitiva e a oferta menos competitiva aumentou, atingindo no 1.º trimestre de 2016 o valor de 7,5% (aproximadamente 39 €/ano).



ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2016-2017

Análise das ofertas comerciais do mercado

QUADRO RESUMO PARA O CONSUMIDOR TIPO 3

	Comerc.	Ofertas Comerciais				Fatura Anual				Fat. Mín. / Fat. Máx.		Fat. Mín. / Fat. Máx.	
		Monogás	Duais	C/ Serviços	Total	Monogás		Dual		Monogás	Dual	Monogás	Dual
						Máxima	Mínima	Máxima	Mínima				
#	#	#	#	€ /ano	€ /ano	€ /ano	€ /ano	€ /ano	€ /ano	€ /ano	%	%	
T12012	2	2	0	0	2	472	437	0	0	-36	n.a.	-8%	n.a.
T22012	1	1	0	0	1	437	437	0	0	0	n.a.	0%	n.a.
T32012	3	4	0	0	4	527	437	0	0	-91	n.a.	-17%	n.a.
T42012	3	4	1	0	5	527	452	491	491	-76	0	-14%	0%
T12013	3	4	1	0	5	505	465	505	505	-40	0	-8%	0%
T22013	3	4	1	0	5	505	465	505	505	-40	0	-8%	0%
T32013	3	4	1	0	5	532	498	532	532	-35	0	-6%	0%
T42013	3	4	1	0	5	532	498	532	532	-35	0	-6%	0%
T12014	3	6	6	8	20	549	500	543	533	-49	-10	-9%	-2%
T22014	3	6	8	8	22	549	500	543	507	-49	-36	-9%	-7%
T32014	3	6	8	6	20	566	539	573	534	-27	-39	-5%	-7%
T42014	3	7	10	6	23	566	539	573	519	-27	-54	-5%	-9%
T12015	3	7	16	6	29	566	539	573	509	-27	-64	-5%	-11%
T22015	3	6	14	6	26	538	523	538	500	-14	-38	-3%	-7%
T32015	3	8	9	4	21	537	491	524	481	-47	-43	-9%	-8%
T42015	3	9	10	14	33	537	491	524	491	-47	-33	-9%	-6%
T12016	4	22	26	15	63	532	485	524	485	-47	-39	-9%	-8%

13 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 em ambos os países 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 2016-2017, 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 2016 e consideradas nesta análise foram estabelecidas pela Orden IET/2736/2015, de 17 Dezembro (não houve variação dos preços das tarifas de acesso em Espanha, em relação às tarifas de acesso que vigoraram em 2015 e estabelecidas pela Orden IET/2445/2014, de 19 dezembro).

13.1 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 13-1 apresentam-se os preços considerados para a parcela de receção de GNL, em ambos os países.

Quadro 13-1 - Preços da parcela de Receção de GNL¹⁷

PARCELA DE RECEÇÃO	PREÇOS PT opção base	PREÇOS ES
Termo Fixo (EUR/navio)	-	33.978
Termo Variável (EUR/kWh)	0,000283	0,000069

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.

¹⁷ Valores em Espanha definidos no anexo da Orden IET/2736/2015, de 17 de dezembro, tendo como referência o terminal de Huelva.

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2016-2017

Comparação de Preços das Tarifas de Acesso às Infraestruturas de Gás Natural em Portugal e Espanha

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 2016-2017 os preços dos vários produtos são iguais).

No Quadro 13-2 apresentam-se os preços considerados para a parcela de armazenamento de GNL, em ambos os países.

Quadro 13-2 - Preço da parcela de Armazenamento de GNL¹⁸

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)	0,00003453	0,00003453	0,00003453	0,00003453	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 fixo, definido em €/kWh/dia/mês, e por um termo variável, definido em €/kWh.

Em Portugal a tarifa de Regaseificação de GNL tem preços diferenciados para o termo fixo, 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 2016-2017 os preços são diferentes para cada um dos produtos).

Em Espanha, através da Ordem Ministerial ITC/4100/2005, de 27 de dezembro, foram definidas tarifas a aplicar a contratos com duração inferior a 1 ano: contratos mensais e contratos diários.

Nestes contratos são consideradas as tarifas acrescidas de coeficientes que se aplicam unicamente ao termo fixo da tarifa de Regaseificação, ao termo de reserva de capacidade da tarifa de Transporte e Distribuição e ao termo fixo de condução da tarifa de Transporte e Distribuição, de acordo com o período de duração do contrato em causa. No anexo da Orden IET/2736/2015, de 17 de dezembro foram estabelecidos os coeficientes a aplicar aos contratos de curta duração mensais e diários.

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).

¹⁸ Valores em Espanha definidos no anexo da Orden IET/2736/2015, de 17 de dezembro.

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2016-2017

Comparação de Preços das Tarifas de Acesso às Infraestruturas de Gás Natural em Portugal e Espanha

Quadro 13-3 - Preços da parcela de Regaseificação de GNL¹⁹

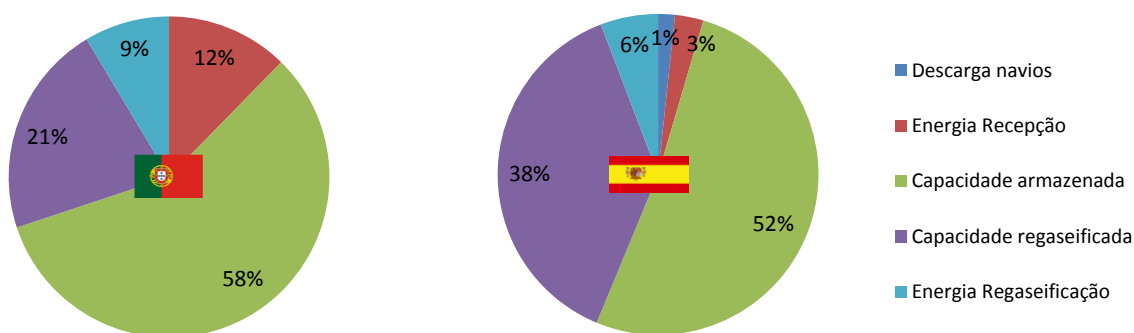
PARCELA REGASEIFICAÇÃO	PREÇOS PT produto anual	PREÇOS PT produto trimestral	PREÇOS PT produto mensal	PREÇOS PT produto diário	PREÇOS ES
Termo Fixo (*)	0,00036340	0,00047242	0,00054510	0,00072680	0,019612
Termo Variável (EUR/kWh)	0,00019742	0,00019742	0,00019742	0,00019742	0,000116

(*) (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 2016-2017. Visto em Espanha não existir o produto trimestral as quantidades associadas a estes contratos foram adicionadas ao produto mensal.

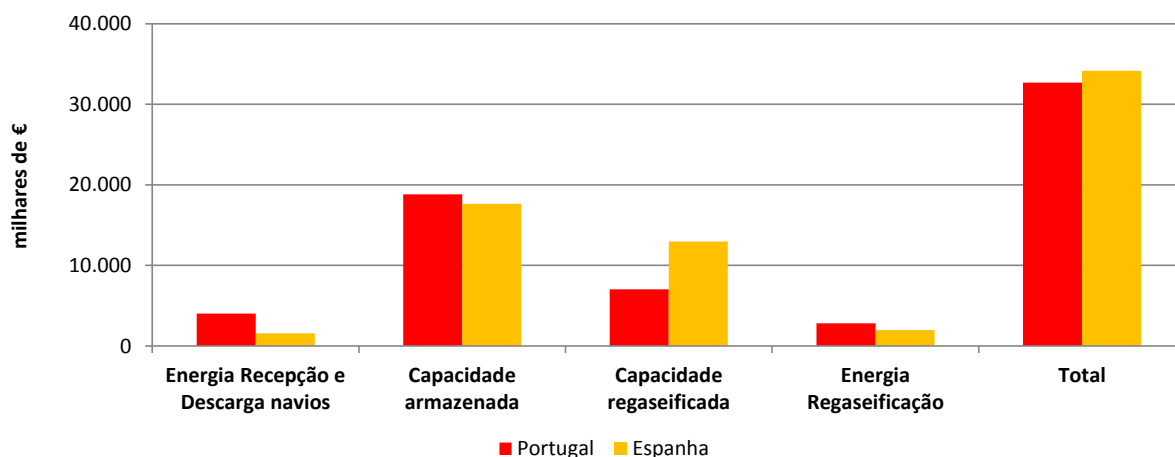
Verifica-se que no caso de Espanha existe uma estrutura de custos fixos mais pesada do que em Portugal, com um valor da capacidade contratada de regaseificação de GNL de cerca de 1,84 acima dos valores da capacidade contratada de regaseificação de GNL no Terminal de Sines. Por outro lado a componente variável da energia de receção (incluindo a descarga de navios em Espanha) e da energia de regaseificação é em Espanha cerca de 0,52 em relação ao valor equivalente no Terminal de Sines.

Figura 13-1 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha



¹⁹ Valores em Espanha definidos no anexo da Orden IET/2736/2015, de 17 de dezembro.

Figura 13-2 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha



Na Figura 13-3, Figura 13-4 e Figura 13-5 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 três cenários distintos: a utilização do terminal através de um contrato com duração superior a 1 ano (produto anual), a utilização do terminal através de um contrato com duração mensal (produto mensal) e a utilização do terminal através de um contrato com duração diária (produto diário).

Em Espanha para além do contrato base, com duração superior a 1 ano, são também considerados contratos mensais e contratos diários, com a aplicação dos fatores de penalização ao termo fixo da tarifa de Regaseificação de GNL. Para cada um destes contratos mensais e diários, 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 13-3 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto anual)

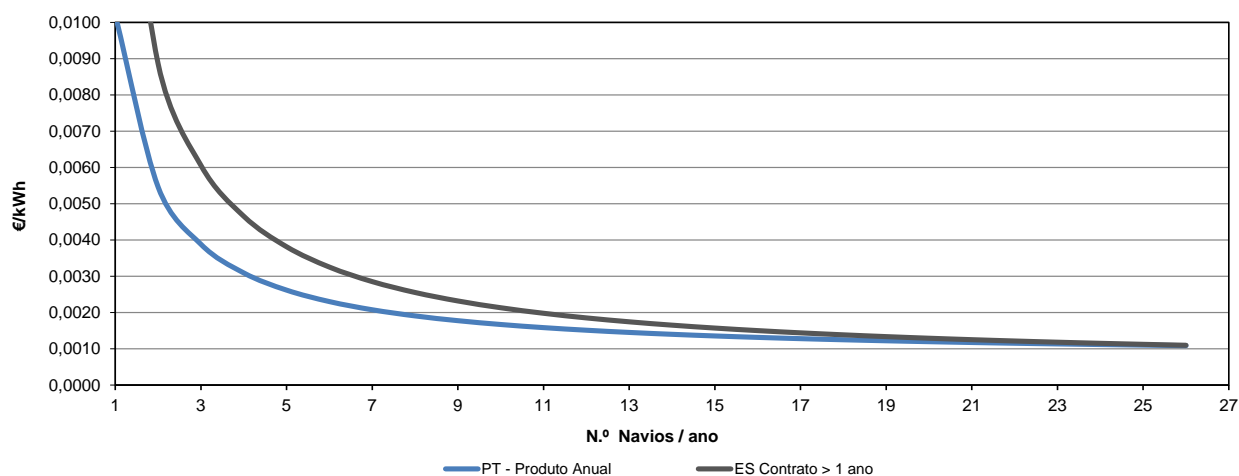


Figura 13-4 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto mensal)

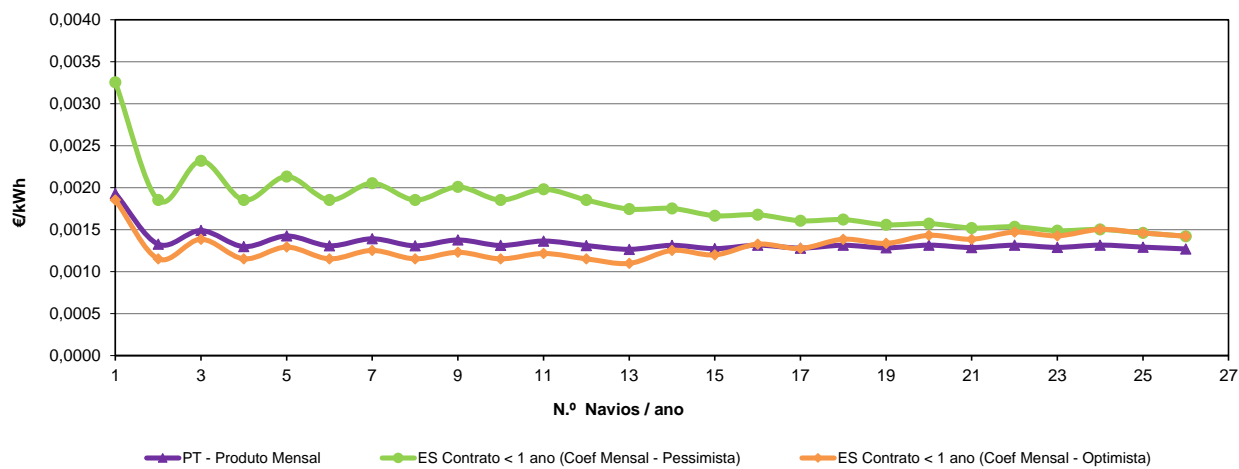
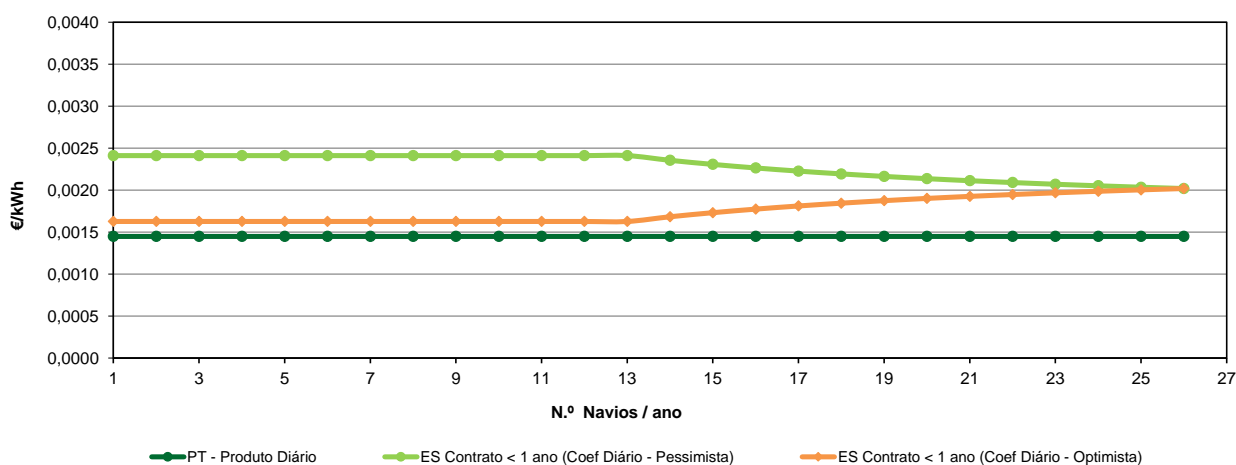


Figura 13-5 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto diário)



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 mensais verifica-se que o custo de utilização do Terminal de GNL é mais baixo em Portugal do que em Espanha, no caso do cenário pessimista. Para o cenário otimista o custo de utilização do terminal em Espanha é mais baixo do que em Portugal até cerca de 17 descargas, sendo que a partir desse número de descargas o custo de utilização do Terminal de GNL é mais baixo em Portugal do que em Espanha.
- Com contratos diários verifica-se que o custo de utilização do Terminal de GNL é sempre mais baixo em Portugal.

13.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Em Portugal e em Espanha a tarifa de Armazenamento Subterrâneo é uma tarifa trinómia composta por um termo fixo 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 fixo 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 2016-2017 os preços do produto anual e trimestral são iguais).

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2016-2017

Comparação de Preços das Tarifas de Acesso às Infraestruturas de Gás Natural em Portugal e Espanha

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

Quadro 13-4 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo²⁰

USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	PREÇOS PT produto anual	PREÇOS PT produto trimestral	PREÇOS PT produto mensal	PREÇOS PT produto diário	PREÇOS ES
Termo de Injecção (EUR/kWh)	0,00021742	0,00021742	0,00021742	0,00021742	0,000244
Termo de Extracção (EUR/kWh)	0,00021742	0,00021742	0,00021742	0,00021742	0,000131
Termo Fixo (EUR/(kWh/dia)/mês) (*)	0,000030	0,000030	0,000031	0,00003293	0,000411

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

Na Figura 13-6 e Figura 13-7 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 e que o valor da capacidade contratada de armazenamento é igual à capacidade de injeção do armazenamento subterrâneo do Carriço (23 800 MWh/dia).

Na 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 verifica-se que o custo unitário do armazenamento subterrâneo em Espanha é mais vantajoso do que em Portugal, resultado de uma estrutura de custos fixos mais vantajosa em Espanha.

²⁰ Valores em Espanha definidos no anexo da Orden IET/2445/2014, de 19 de dezembro.

Figura 13-6 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha (produto anual)

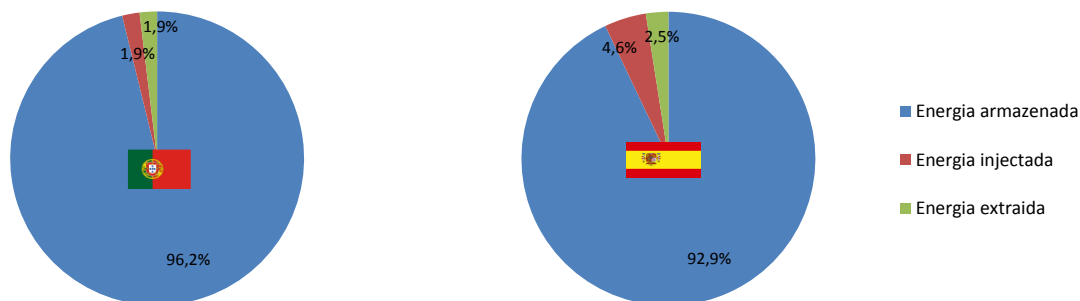
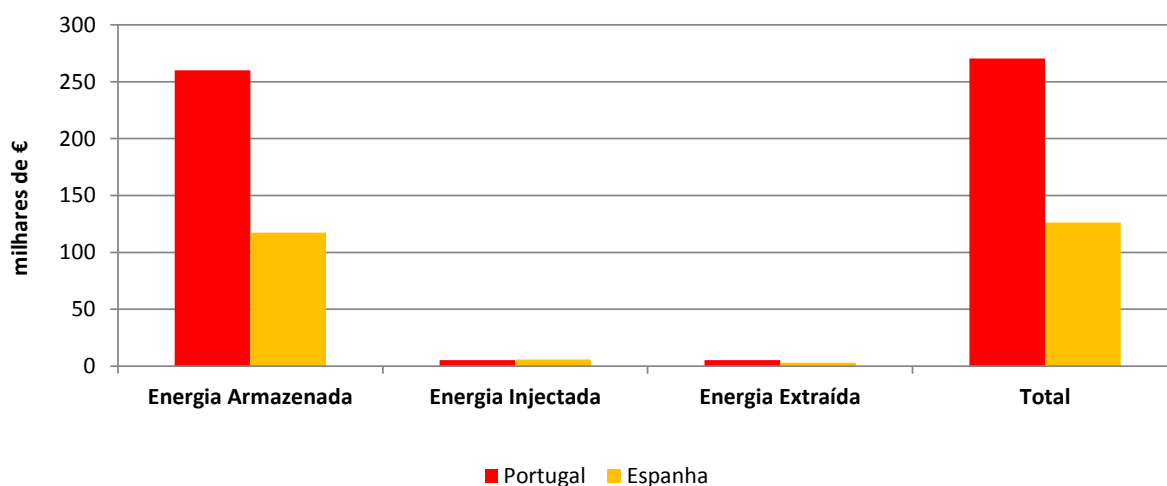
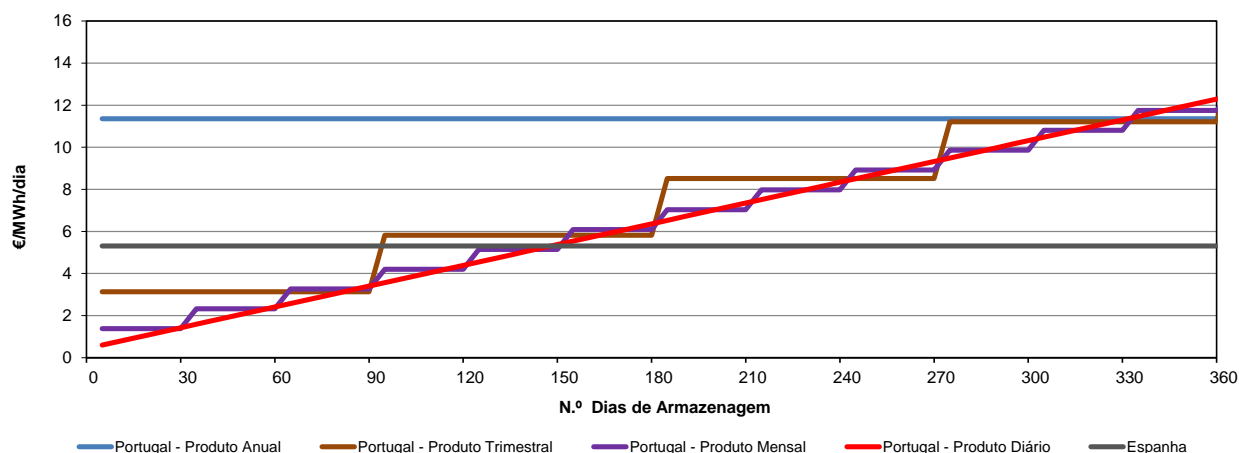


Figura 13-7 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha (produto anual)



Na Figura 13-8 comparam-se os preços médios de acesso ao armazenamento subterrâneo em Portugal e Espanha, em função do número de dias de armazenamento, assumindo os pressupostos descritos anteriormente, em relação à energia injetada, energia extraída e capacidade contratada de armazenamento. Em Portugal para além do produto anual são também considerados os produtos trimestral, mensal e diário.

Figura 13-8 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha (produtos anual, trimestral e mensal em Portugal)



Verifica-se que para períodos de armazenagem inferiores a 150 dias os contratos de menor duração em Portugal (contrato mensal e contrato diário) são mais vantajosos sendo que a partir desse valor o armazenamento subterrâneo em Espanha passa a ser mais vantajoso.

13.3 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 entregas a clientes em AP e para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário, com três opções tarifárias distintas: Longas Utilizações, Curtas 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 considera a opção flexível exclusivamente mensal.

Para as opções de Longas e Curtas 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.

O preço da capacidade utilizada na opção de curtas utilizações é inferior ao preço na opção de longas utilizações. Em contrapartida o preço de energia apresenta valores mais elevados do que na opção de longas utilizações.

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2016-2017

Comparação de Preços das Tarifas de Acesso às Infraestruturas de Gás Natural em Portugal e Espanha

Para a opção Flexível com contrato exclusivamente mensal a tarifa de acesso à rede de transporte em Portugal tem duas componentes: um termo de capacidade utilizada, em €/(kWh/dia)/mês e um termo de energia definido em €/kWh.

Na opção Flexível com contrato exclusivamente mensal 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. O preço da capacidade mensal nos meses de verão (abril a setembro) é 1,25 vezes superior ao preço de capacidade da tarifa de longas utilizações. O preço da capacidade mensal nos meses de inverno (outubro a março) é 2,5 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 2016-2017, para as opções consideradas nesta análise.

Quadro 13-5 - 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 ELECTRICIDADE EM REGIME ORDINÁRIO			
Opção tarifária	Energia	Capacidade Utilizada	Capacidade Utilizada
	(€/kWh)	(€/(kWh/dia)/mês)	(€/(kWh/dia)/dia)
Longas Utilizações	0,000860	0,023377	0,00076857
Curtas Utilizações	0,002773	0,005844	0,00019214

Quadro 13-6 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário (opção flexível exclusivamente mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS A PRODUTORES DE ELECTRICIDADE EM REGIME ORDINÁRIO (opção flexível mensal)					
Opção tarifária	Energia	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
	(€/kWh)	(€/(kWh/dia)/mês)	(€/(kWh/dia)/mês)	(€/(kWh/dia)/dia)	(€/(kWh/dia)/dia)
Flexível	0,000860	0,029222	0,058444	0,00096072	0,00192143

Quadro 13-7 - 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 Utilizada	
		(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês	(€/kWh/dia)/dia	
Longas Utilizações	< 10 000 000	0,001286	0,023377	0,00076857	
	≥ 10 000 000	0,001242	0,023377	0,00076857	
Curtas utilizações	< 10 000 000	0,003199	0,005844	0,00019214	
	≥ 10 000 000	0,003154	0,005844	0,00019214	

Quadro 13-8 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes finais em AP (opção flexível exclusivamente mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO PARA AS ENTREGAS A CLIENTES EM AP (opção flexível mensal)					
Opção tarifária	Energia	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês	(€/kWh/dia)/mês	(€/kWh/dia)/dia	(€/kWh/dia)/dia
Flexível	0,001242	0,029222	0,058444	0,00096072	0,00192143

Em Espanha, a tarifa de transporte e distribuição tem duas componentes²¹: (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)²² ou €/mês (grupo de clientes 3)²³, e por um termo variável, definido em euros/kWh. Os valores dos termos fixo e variável variam em 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 efetuada para os quatro maiores escalões de consumo do grupo 2 do sistema tarifário espanhol, dado

²¹ Artigo 31.º do Real-Decreto 949/2001, de 3 de agosto.

²² 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.

²³ Grupo 3: consumidores ligados a gasodutos cuja pressão de desenho seja inferior ou igual a 4 bar.

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 13-9 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 13-9 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte e Distribuição, em Espanha²⁴

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 2016-2017, abrangendo a tarifa de Uso Global do Sistema e a tarifa de Uso da Rede de Transporte. Considera-se que clientes com consumos anuais de gás superiores a 200 milhões de m³ são centros electroprodutores, aplicando-se para estes clientes apenas a Parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.
- São utilizadas duas modulações distintas: uma modulação de 264 dias e outra modulação de 130 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 (utilizado como referência o Terminal de Sines) um termo de capacidade contratada, considerando-se o custo do produto anual. É utilizada uma modulação de 200 dias.

²⁴ Valores em Espanha definidos no anexo da Orden IET/2736/2015, de 17 de dezembro.

- 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.

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

Na Figura 13-9 e Figura 13-10 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 264 dias e 130 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 13-9 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados na rede de transporte em AP em Portugal e Espanha (modulação de 264 dias)

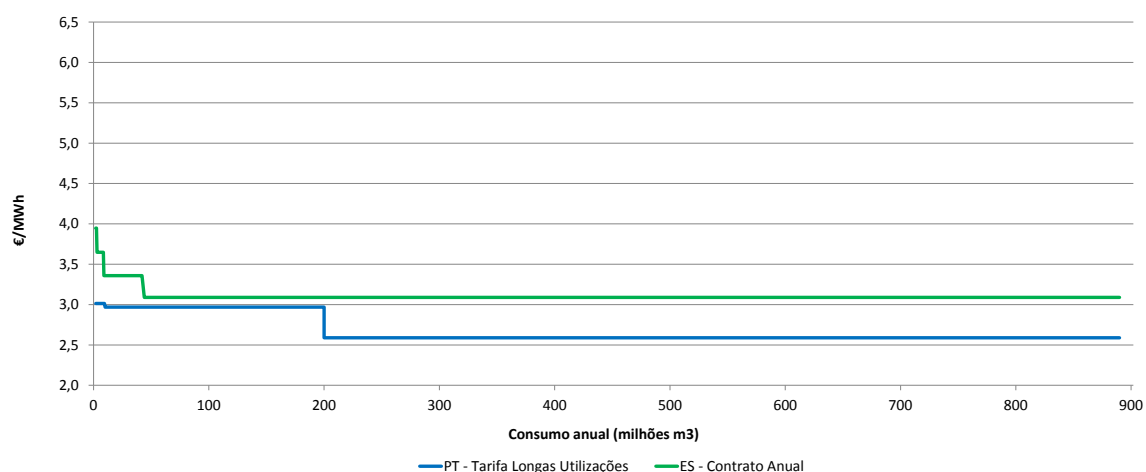
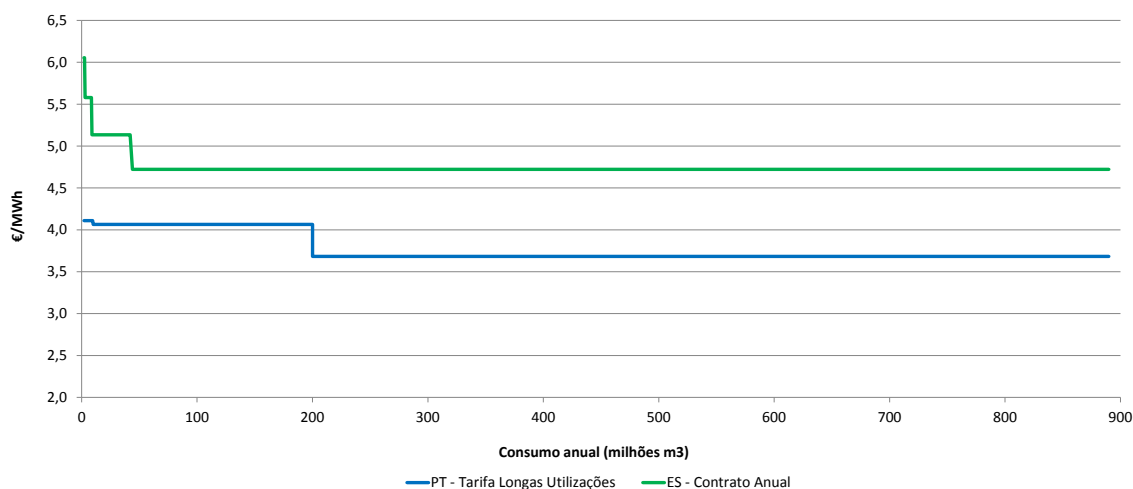


Figura 13-10 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados na rede de transporte em AP em Portugal e Espanha (modulação de 130 dias)



13.3.2 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 366 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 366 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 366 dias.

Em Portugal consideram-se três cenários distintos, com a aplicação da tarifa de longas utilizações, a tarifa de curtas utilizações e a opção flexível exclusivamente mensal.

Em Espanha para além da tarifa base, associada a um contrato com duração superior a um ano, consideram-se contratos mensais e contratos diários.

Em Espanha de acordo com o descrito no artigo 10 da Ordem Ministerial ITC/4100/2005, de 27 de dezembro, 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. Na análise comparativa considera-se a aplicação dos contratos de curtas utilizações em Espanha para pontos de fornecimento com uma contratação exclusiva de produtos mensais ou diários, não sendo aplicada a restrição mencionada anteriormente.

A utilização das opções de curta utilização e flexível em Portugal e da opção de curtas durações em Espanha (contratos mensais e diário) implica a perda de prioridade na utilização da capacidade da rede, face aos utilizadores da opção base.

13.3.2.1 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 13-11 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (longas e curtas utilizações / contrato anual)

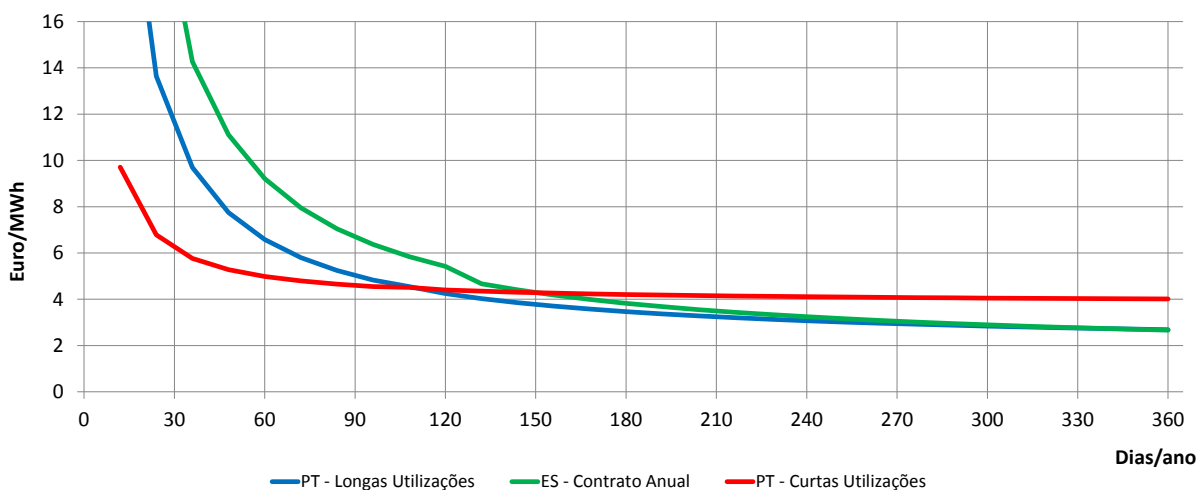


Figura 13-12 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal (longas utilizações / curtas utilizações / opção flexível exclusivamente mensal)

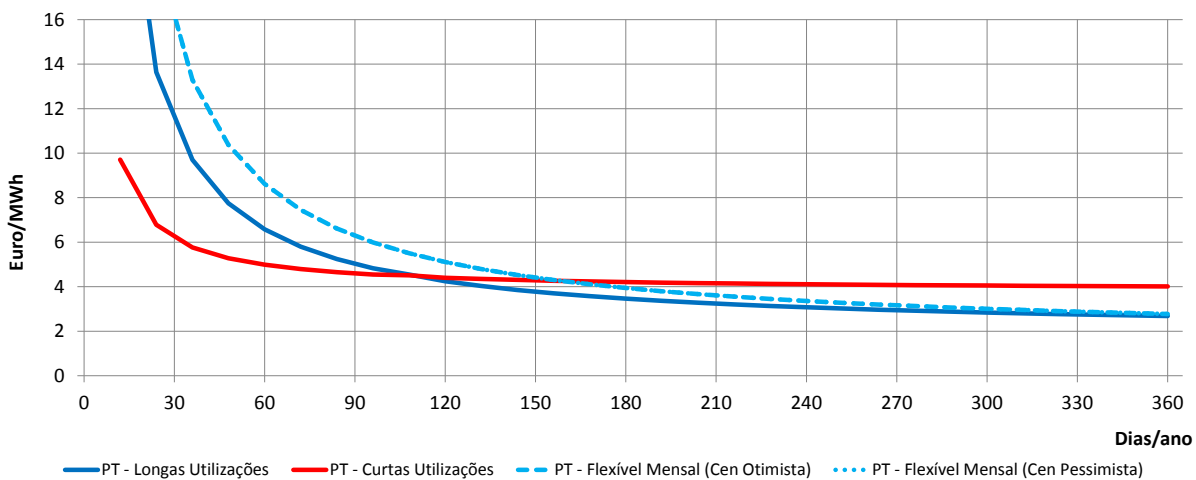
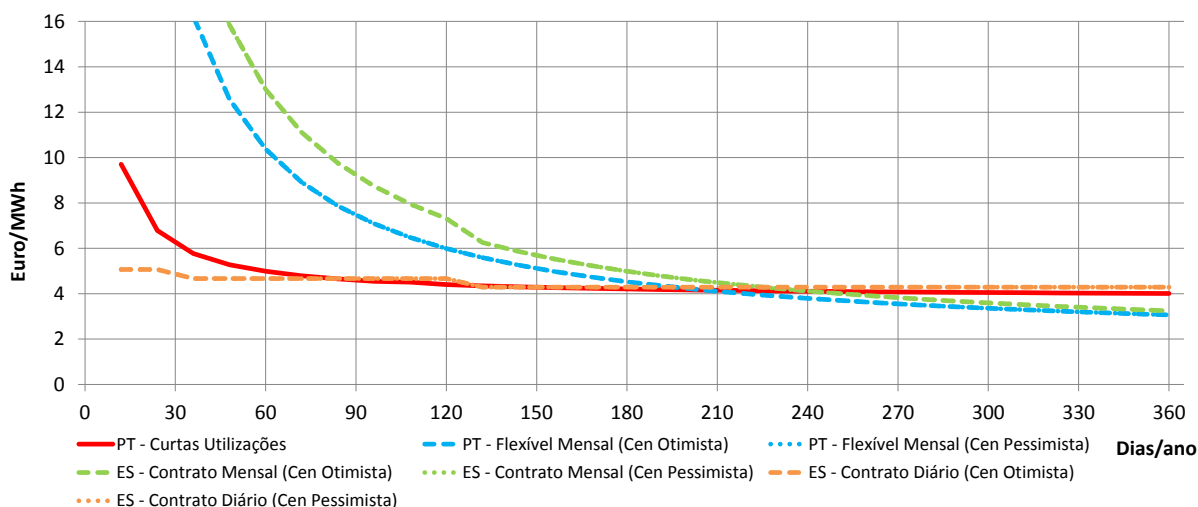


Figura 13-13 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (opção de curtas utilizações e contratos com duração inferior a 1 ano)



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 de curtas utilizações é a melhor opção tarifária de acesso às redes até modulações de cerca de 110 dias. A partir dos 110 dias de modulação 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 Espanha é o mais favorável até cerca de 90 dias de modulação. Entre os 90 dias e os 160 dias de modulação os preços do contrato de curtas utilizações em Portugal são os mais favoráveis. A partir dos 160 dias de modulação a opção flexível exclusivamente mensal em Portugal é a mais favorável.

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 13-14 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (longas e curtas utilizações / contrato anual)

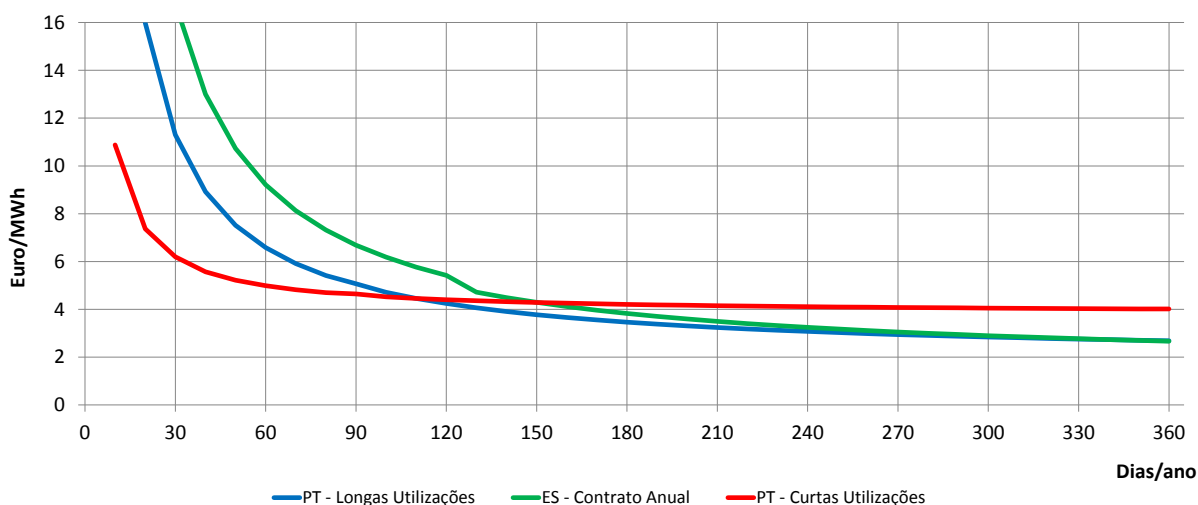


Figura 13-15 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal (longas utilizações / curtas utilizações / opção flexível exclusivamente mensal)

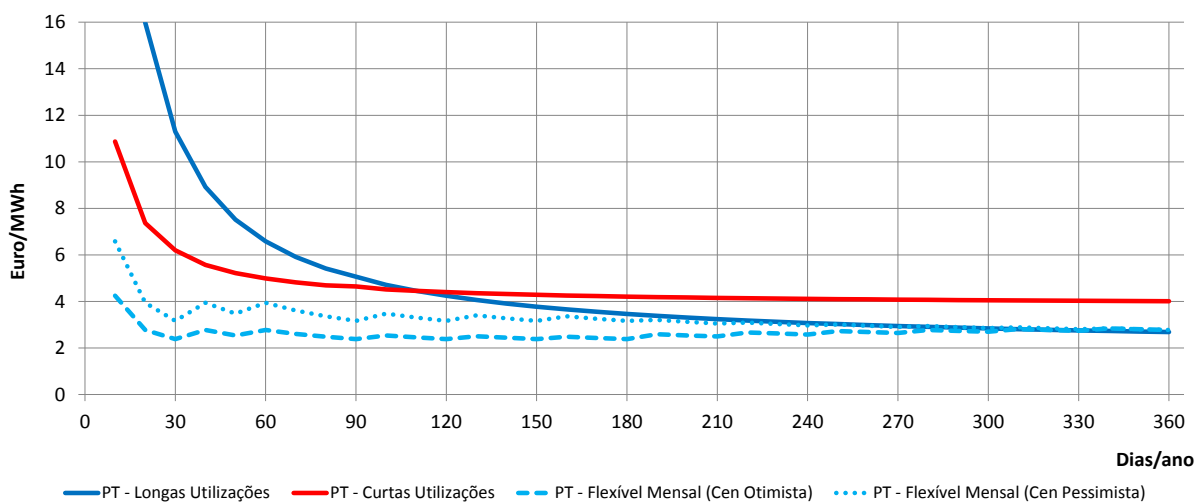
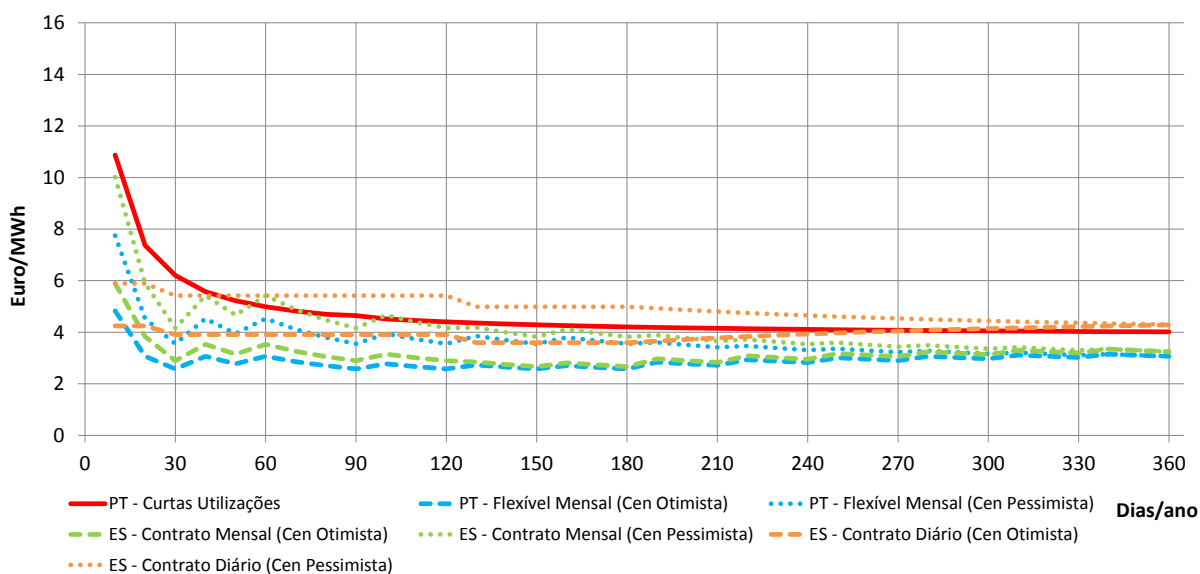


Figura 13-16 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (opção de curtas utilizações e contratos com duração inferior a 1 ano)



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, sendo que para modulações muito elevadas os preços da opção flexível exclusivamente mensal são iguais aos preços da opção de longas utilizações.
- 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), para modulações a partir dos 150 dias, tem preços iguais ao contrato mensal (cenário otimista) de Espanha

13.3.2.2 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 13-17 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (longas e curtas utilizações / contrato anual)

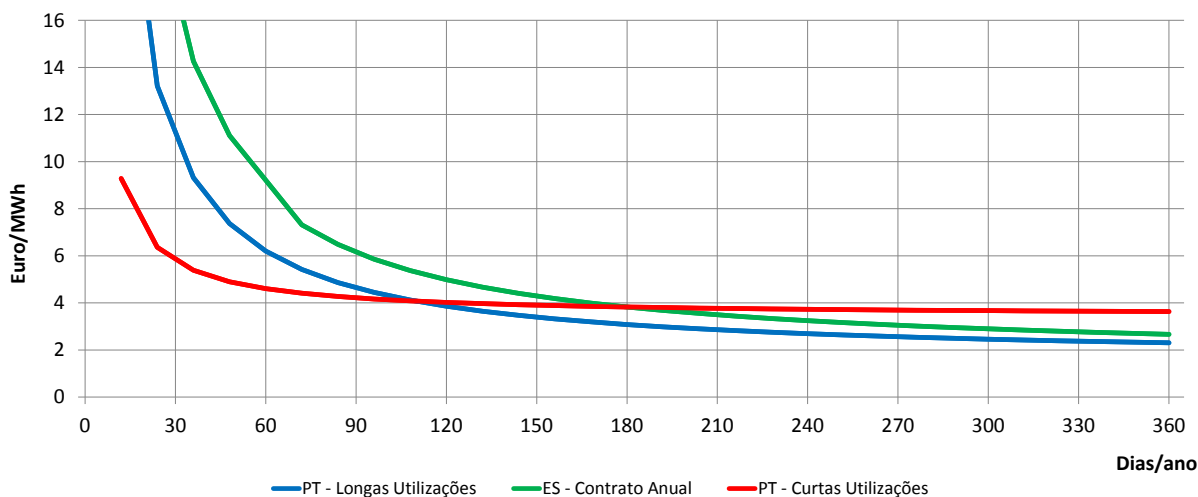


Figura 13-18 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal (longas utilizações / curtas utilizações / opção flexível exclusivamente mensal)

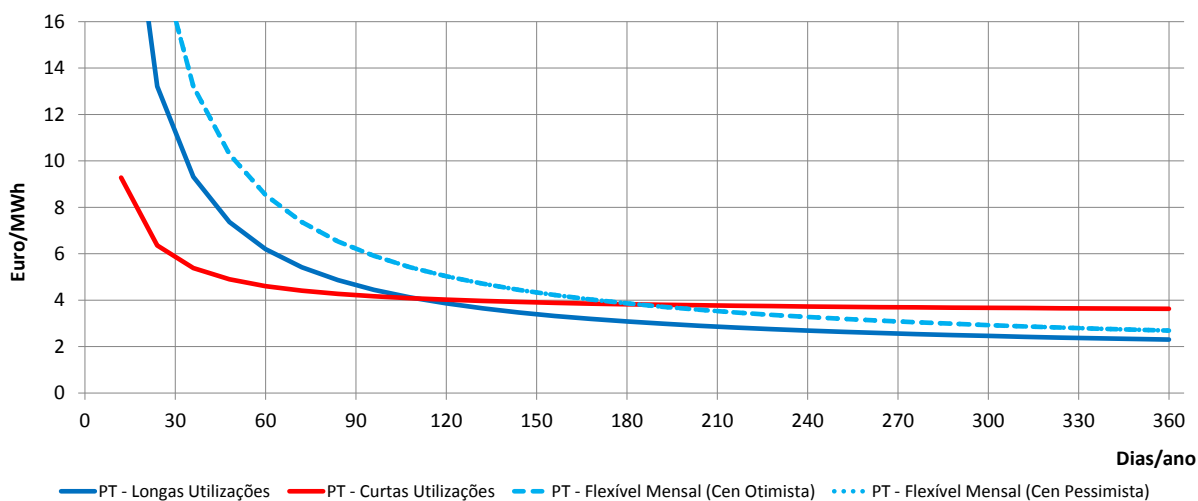
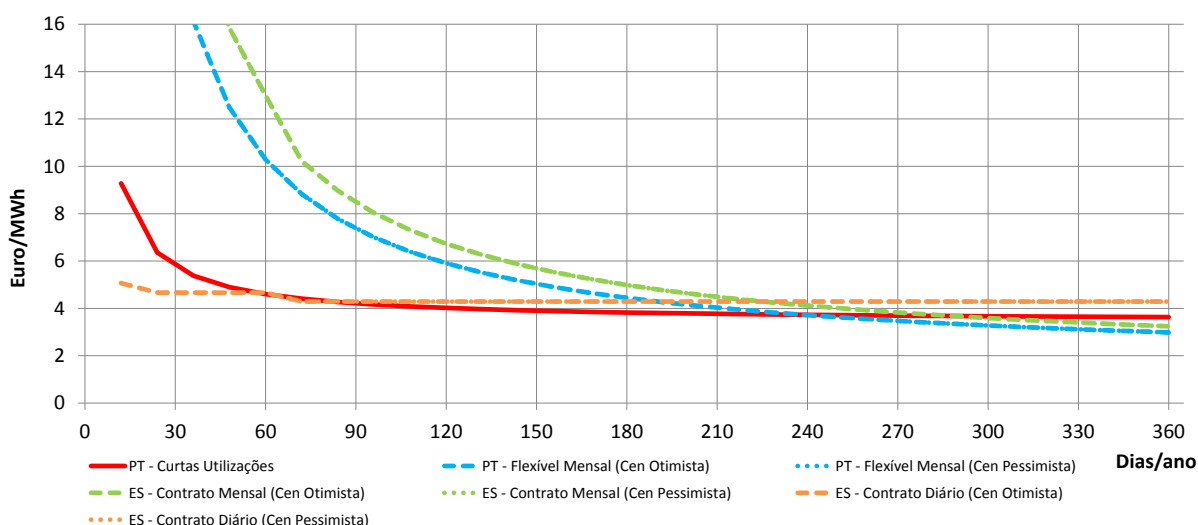


Figura 13-19 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (opção de curtas utilizações e contratos com duração inferior a 1 ano)



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 de curtas utilizações é a melhor opção tarifária de acesso às redes até modulações de cerca de 110 dias. A partir dos 110 dias de modulação 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 Espanha é o mais favorável até cerca de 60 dias de modulação. Entre os 60 dias e os 240 dias de modulação os preços do contrato de curtas utilizações em Portugal são os mais vantajosos. A partir dos 240 dias de modulação a opção flexível exclusivamente mensal em Portugal é a mais favorável.

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 13-20 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (longas e curtas utilizações / contrato anual)

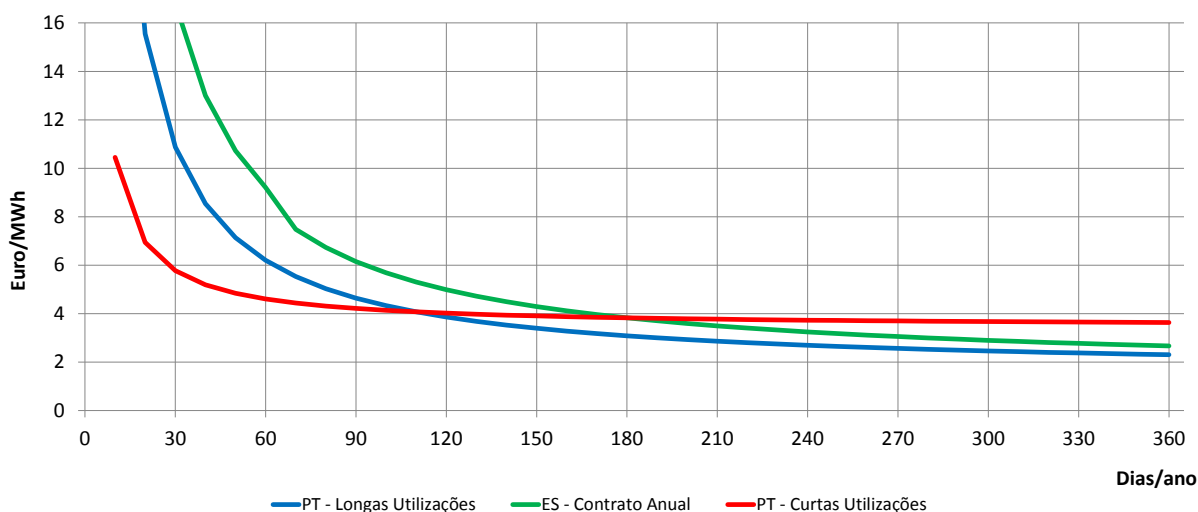


Figura 13-21 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal (longas utilizações / curtas utilizações / opção flexível exclusivamente mensal)

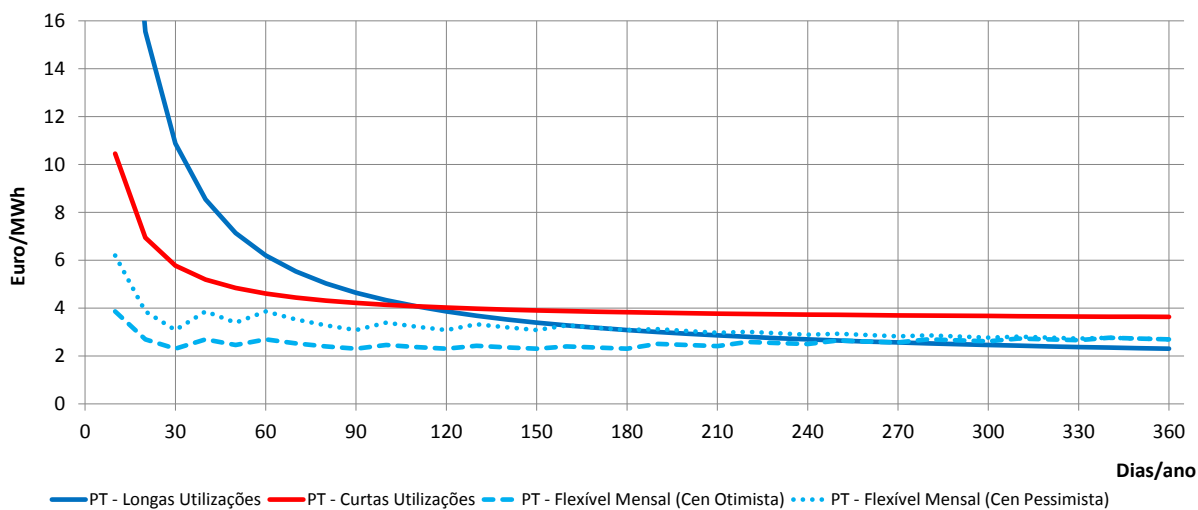
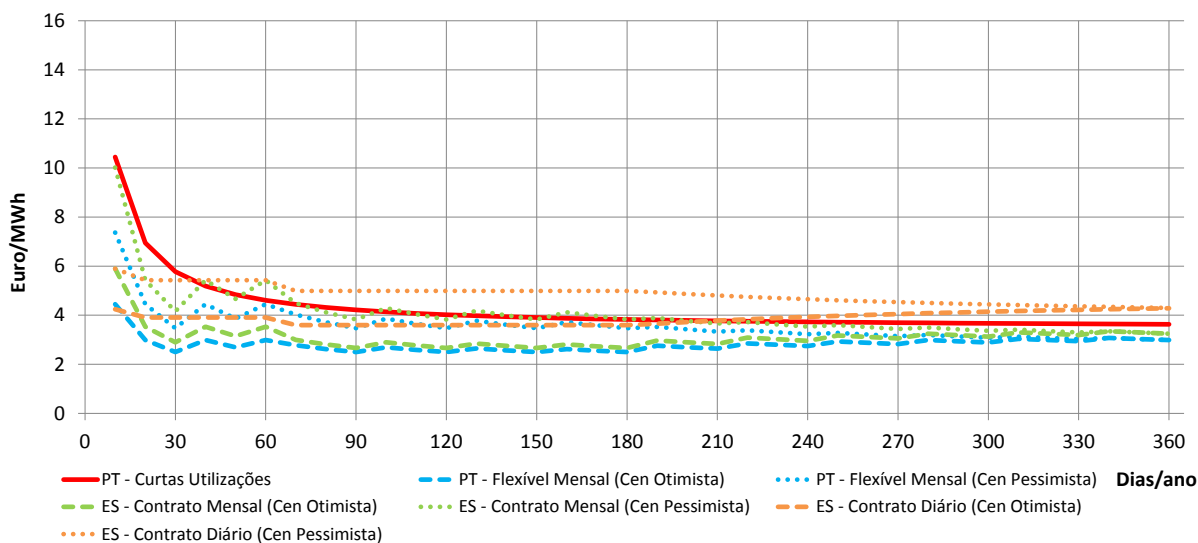


Figura 13-22 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (opção de curtas utilizações e contratos com duração inferior a 1 ano)



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 a melhor opção tarifária de acesso às redes até modulações de cerca de 270 dias. A partir dos 270 dias de modulação 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 a partir dos 90 dias de modulação o contrato flexível exclusivamente mensal em Portugal (cenário otimista) tem preços praticamente iguais ao contrato mensal (cenário otimista) de Espanha.

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

A Lei n.º 53-E/2006, de 29 de dezembro veio permitir às autarquias locais a criação de taxas por regulamento aprovado pelo respetivo órgão deliberativo autárquico, fixando expressamente, como uma das bases de incidência objetiva das mesmas, a utilização e aproveitamento de bens do domínio público e privado municipal, dando, assim, enquadramento legal à cobrança de taxas, por ocupação do subsolo, às concessionárias de distribuição de gás.

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 8 de abril, que aprovou as minutas dos contratos de concessão de serviço público de distribuição regional de gás natural e o Anexo III da Portaria n.º 1213/2010, de 2 de dezembro, que estabeleceu o modelo de licença de distribuição local de gás natural, preveem que os custos com as taxas de ocupação do subsolo (TOS) sejam repercutidos sobre os consumidores de gás natural de cada Município, sendo que o valor das taxas de ocupação do subsolo resulta de decisão aprovada em cada Assembleia Municipal.

A legislação referida determina que será a ERSE a definir a metodologia de repercussão do valor das taxas de ocupação do subsolo pagas pelos operadores da rede de distribuição a cada Município, sobre as entidades comercializadoras ou sobre os consumidores finais respetivos. Esta metodologia está definida no Regulamento Tarifário.

A metodologia aprovada para a repercussão do valor das taxas de ocupação do subsolo estabelece a estrutura de dois preços: um preço fixo e um preço de energia, para dois tipos de fornecimentos: fornecimentos anuais superiores a 10 000 m³ e fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³. Sem prejuízo do disposto, nos termos do artigo 136.º, n.º 3 do RT, os Municípios podem optar por aplicar um escalão de repercussão da TOS específico aos consumidores enquadrados no n.º 14 do Artigo 23.º do RT.

Esta estrutura de preços das TOS a ser utilizada por todos os operadores de redes, apresentada no Quadro I - 1, 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

De acordo com o RT, as TOS, definidas pelos operadores da rede de distribuição, são função dos montantes pagos a cada Município e proporcionais aos preços publicados no Quadro I - 1. Os valores cobrados por cada Município ao respetivo operador de rede são repercutidos nos consumidores daquele Município.

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 abril de 2016 pelos operadores das redes, em cada Município, para os fornecimentos em BP< e para os fornecimentos em BP> e MP²⁵.

Importa reforçar que se trata dos valores em vigor em abril de 2016, podendo os mesmos ser alterados durante o ano gás 2016-2017, designadamente em janeiro de 2017. Qualquer comparação entre estes valores e os valores verificados em abril de 2015 terá de ter em conta que, em cada ano, não é apenas repassado o valor das TOS cobrada no ano anterior pelo Município, como também são repassados pagamentos já efetuados pelo ORD relativos a dívidas resultantes de decisões do tribunal.

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 2016-2017²⁶.

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 2016-2017²⁷.

²⁵ Os restantes Municípios estão a aplicar TOS nulas.

²⁶ 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 130 000 m³ (aproximadamente).

²⁷ 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 130 000 m³ (aproximadamente).

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2016-2017

Anexo I – Estrutura das Taxas de Ocupação do subsolo e sua aplicação

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2016-2017

Anexo I – Estrutura das Taxas de Ocupação do subsolo e sua aplicação

Quadro I - 2 - Taxas de ocupação do subsolo, por Município

Entidade	Município	BP<		BP> e MP	
		Termo Fixo €/dia	Termo Variável €/kWh	Termo Fixo €/dia	Termo Variável €/kWh
Lisboagás	Alenquer	0,000896	0,000772	0,506437	0,000095
Setgás	Almada	0,003643	0,003138	2,058822	0,000387
Lisboagás	Amadora	0,001837	0,001582	1,038111	0,000195
Lusitaniagás	Aveiro	0,004888	0,004211	2,762863	0,000520
Lisboagás	Azambuja	0,004580	0,003945	2,588782	0,000487
Setgás	Barreiro	0,009187	0,007913	5,192482	0,000977
Portgás	Braga	0,001601	0,001375	0,904853	0,000170
Lisboagás	Cascais	0,029278	0,025220	16,548517	0,003114
Duriensegás	Chaves	0,002091	0,001801	1,181936	0,000222
Lusitaniagás	Coimbra	0,002920	0,002515	1,650365	0,000311
Lusitaniagás	Condeixa	0,003095	0,002666	1,749525	0,000329
Beiragás	Covilhã	0,022632	0,019495	12,791791	0,002407
Portgás	Esposende	0,002091	0,001796	1,181804	0,000222
Lusitaniagás	Estarreja	0,004318	0,003720	2,440828	0,000459
Dianagás	Évora	0,027767	0,023919	15,694422	0,002953
Portgás	Fafe	0,001570	0,001349	0,887386	0,000167
Lusitaniagás	Figueira foz	0,000083	0,000072	0,047092	0,000009
Beiragás	Fundão	0,001929	0,001662	1,090300	0,000205
Portgás	Gondomar	0,000203	0,000174	0,114791	0,000022
Portgás	Guimarães	0,001028	0,000883	0,581274	0,000109
Lisboagás	Lisboa	0,007598	0,006545	4,294752	0,000808
Lisboagás	Loures	0,004661	0,004015	2,634333	0,000496
Beiragás	Lousã	0,003555	0,003062	2,009392	0,000378
Lisboagás	Mafra	0,010597	0,009128	5,989675	0,001127
Portgás	Maia	0,004706	0,004043	2,660149	0,000499
Portgás	Matosinhos	0,003770	0,003239	2,131031	0,000400
Lusitaniagás	Mealhada	0,017573	0,015138	9,932670	0,001869
Dourogás	Mirandela	0,001462	0,001256	0,826536	0,000155
Setgás	Moita	0,020320	0,017504	11,485225	0,002161
Lisboagás	Odivelas	0,003838	0,003306	2,169346	0,000408
Lisboagás	Oeiras	0,005680	0,004893	3,210675	0,000604
Lusitaniagás	Ovar	0,004592	0,003955	2,595214	0,000488
Setgás	Palmela	0,018514	0,015948	10,464444	0,001969
Portgás	Porto	0,002053	0,001763	1,160097	0,000218
Portgás	Póvoa Varzim	0,008436	0,007247	4,768084	0,000895
Portgás	Santo Tirso	0,000081	0,000070	0,045886	0,000009
Setgás	Seixal	0,004842	0,004171	2,736627	0,000515
Dianagás	Sines	0,011758	0,010128	6,645820	0,001250
Lisboagás	Sintra	0,017926	0,015441	10,131946	0,001906
Lisboagás	Torres Vedras	0,009228	0,007949	5,215974	0,000981
Portgás	Valongo	0,000477	0,000409	0,269410	0,000051
Lisboagás	Vila Franca de Xira	0,002337	0,002013	1,320809	0,000249
Portgás	Vila Nova Famalicão	0,000428	0,000367	0,241690	0,000045
Portgás	Vila Nova Gaia	0,002946	0,002530	1,664852	0,000312
Portgás	Vizela	0,001817	0,001561	1,026902	0,000193

Fonte: Área de concessão da Portgás²⁸, áreas de concessão do Grupo GALP²⁹, área de concessão da Tagusgás³⁰, e área de concessão da Sonorgás³¹.

²⁸ <http://www.edpgasdistribuicao.pt/index.php?id=420>

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 mensal dos clientes

Entidade	Município	BP<		BP> e MP	
		Preço das TOS €/MWh	Peso das TOS na Factura Acesso Mensal	Preço das TOS €/MWh	Peso das TOS na Factura Acesso Mensal
Lisboagás	Alenquer	0,9	2,3%	0,2	2,3%
Setgás	Almada	3,6	9,4%	0,7	9,4%
Lisboagás	Amadora	1,8	4,7%	0,4	4,7%
Lusitaniagás	Aveiro	4,8	12,6%	1,0	12,6%
Lisboagás	Azambuja	4,5	11,8%	0,9	11,8%
Setgás	Barreiro	9,1	23,6%	1,9	23,6%
Portgás	Braga	1,6	4,1%	0,3	4,1%
Lisboagás	Cascais	29,0	75,3%	6,0	75,3%
Duriensegás	Chaves	2,1	5,4%	0,4	5,4%
Lusitaniagás	Coimbra	2,9	7,5%	0,6	7,5%
Lusitaniagás	Condeixa	3,1	8,0%	0,6	8,0%
Beiragás	Covilhã	22,4	58,2%	4,6	58,2%
Portgás	Esposende	2,1	5,4%	0,4	5,4%
Lusitaniagás	Estarreja	4,3	11,1%	0,9	11,1%
Dianagás	Évora	27,5	71,4%	5,7	71,4%
Portgás	Fafe	1,6	4,0%	0,3	4,0%
Lusitaniagás	Figueira foz	0,1	0,2%	0,0	0,2%
Beiragás	Fundão	1,9	5,0%	0,4	5,0%
Portgás	Gondomar	0,2	0,5%	0,0	0,5%
Portgás	Guimarães	1,0	2,6%	0,2	2,6%
Lisboagás	Lisboa	7,5	19,5%	1,6	19,5%
Lisboagás	Loures	4,6	12,0%	1,0	12,0%
Beiragás	Lousã	3,5	9,1%	0,7	9,1%
Lisboagás	Mafra	10,5	27,3%	2,2	27,3%
Portgás	Maia	4,7	12,1%	1,0	12,1%
Portgás	Matosinhos	3,7	9,7%	0,8	9,7%
Lusitaniagás	Mealhada	17,4	45,2%	3,6	45,2%
Dourogás	Mirandela	1,4	3,8%	0,3	3,8%
Setgás	Moita	20,2	52,3%	4,2	52,3%
Lisboagás	Odivelas	3,8	9,9%	0,8	9,9%
Lisboagás	Oeiras	5,6	14,6%	1,2	14,6%
Lusitaniagás	Ovar	4,6	11,8%	0,9	11,8%
Setgás	Palmela	18,4	47,6%	3,8	47,6%
Portgás	Porto	2,0	5,3%	0,4	5,3%
Portgás	Póvoa Varzim	8,3	21,6%	1,7	21,7%
Portgás	Santo Tirso	0,1	0,2%	0,0	0,2%
Setgás	Seixal	4,8	12,5%	1,0	12,5%
Dianagás	Sines	11,7	30,2%	2,4	30,2%
Lisboagás	Sintra	17,8	46,1%	3,7	46,1%
Lisboagás	Torres Vedras	9,2	23,7%	1,9	23,7%
Portgás	Valongo	0,5	1,2%	0,1	1,2%
Lisboagás	Vila Franca de Xira	2,3	6,0%	0,5	6,0%
Portgás	Vila Nova Famalicão	0,4	1,1%	0,1	1,1%
Portgás	Vila Nova Gaia	2,9	7,6%	0,6	7,6%
Portgás	Vizela	1,8	4,7%	0,4	4,7%

²⁹ <http://galpgasnaturaldistribuicao.pt/>

³⁰ http://www.tagusgas.pt/index.php?_comp=destaque&id=10

³¹ <http://www.sonorgas.pt/pt/servicos/clientes/taxa-ocupacao-subsolo/>

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

Entidade	Município	BP<		BP> e MP	
		Preço das TOS €/MWh	Peso das TOS na Fatura Total Mensal	Preço das TOS €/MWh	Peso das TOS na Fatura Total Mensal
Lisboagás	Alenquer	0,9	1,5%	0,2	0,6%
Setgás	Almada	3,6	5,9%	0,7	2,6%
Lisboagás	Amadora	1,8	3,0%	0,4	1,3%
Lusitaniagás	Aveiro	4,8	7,9%	1,0	3,4%
Lisboagás	Azambuja	4,5	7,4%	0,9	3,2%
Setgás	Barreiro	9,1	14,9%	1,9	6,5%
Portgás	Braga	1,6	2,6%	0,3	1,1%
Lisboagás	Cascais	29,0	47,4%	6,0	20,6%
Duriensegás	Chaves	2,1	3,4%	0,4	1,5%
Lusitaniagás	Coimbra	2,9	4,7%	0,6	2,1%
Lusitaniagás	Condeixa	3,1	5,0%	0,6	2,2%
Beiragás	Covilhã	22,4	36,6%	4,6	15,9%
Portgás	Esposende	2,1	3,4%	0,4	1,5%
Lusitaniagás	Estarreja	4,3	7,0%	0,9	3,0%
Dianagás	Evóra	27,5	44,9%	5,7	19,6%
Portgás	Fafe	1,6	2,5%	0,3	1,1%
Lusitaniagás	Figueira foz	0,1	0,1%	0,0	0,1%
Beiragás	Fundão	1,9	3,1%	0,4	1,4%
Portgás	Gondomar	0,2	0,3%	0,0	0,1%
Portgás	Guimarães	1,0	1,7%	0,2	0,7%
Lisboagás	Lisboa	7,5	12,3%	1,6	5,4%
Lisboagás	Loures	4,6	7,5%	1,0	3,3%
Beiragás	Lousã	3,5	5,8%	0,7	2,5%
Lisboagás	Mafra	10,5	17,2%	2,2	7,5%
Portgás	Maia	4,7	7,6%	1,0	3,3%
Portgás	Matosinhos	3,7	6,1%	0,8	2,7%
Lusitaniagás	Mealhada	17,4	28,4%	3,6	12,4%
Dourogás	Mirandela	1,4	2,4%	0,3	1,0%
Setgás	Moita	20,2	32,9%	4,2	14,3%
Lisboagás	Odivelas	3,8	6,2%	0,8	2,7%
Lisboagás	Oeiras	5,6	9,2%	1,2	4,0%
Lusitaniagás	Ovar	4,6	7,4%	0,9	3,2%
Setgás	Palmeira	18,4	30,0%	3,8	13,0%
Portgás	Porto	2,0	3,3%	0,4	1,4%
Portgás	Póvoa Varzim	8,3	13,6%	1,7	5,9%
Portgás	Santo Tirso	0,1	0,1%	0,0	0,1%
Setgás	Seixal	4,8	7,8%	1,0	3,4%
Dianagás	Sines	11,7	19,0%	2,4	8,3%
Lisboagás	Sintra	17,8	29,0%	3,7	12,6%
Lisboagás	Torres Vedras	9,2	14,9%	1,9	6,5%
Portgás	Valongo	0,5	0,8%	0,1	0,3%
Lisboagás	Vila Franca de Xira	2,3	3,8%	0,5	1,6%
Portgás	Vila Nova Famalicão	0,4	0,7%	0,1	0,3%
Portgás	Vila Nova Gaia	2,9	4,8%	0,6	2,1%
Portgás	Vizela	1,8	2,9%	0,4	1,3%