

**ESTRUTURA TARIFÁRIA  
NO ANO GÁS 2012-2013**

Junho 2012

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](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>ATIVIDADES E TARIFAS REGULADAS DE GÁS NATURAL</b> .....	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO</b> .....	<b>9</b>
3.1	Estrutura geral da tarifa .....	9
3.2	Estrutura dos custos incrementais .....	10
<b>4</b>	<b>TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO</b> .....	<b>13</b>
<b>5</b>	<b>TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE</b> .....	<b>15</b>
5.1	Estrutura geral da tarifa .....	15
5.2	Estrutura dos custos incrementais .....	16
<b>6</b>	<b>TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA</b> .....	<b>19</b>
<b>7</b>	<b>TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO</b> .....	<b>21</b>
7.1	Custos incrementais da rede de distribuição .....	21
7.2	Limiars de consumo para aplicação das tarifas de acesso às redes em Média Pressão e Alta Pressão (art. 20.º do Regulamento Tarifário) .....	22
<b>8</b>	<b>TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO</b> .....	<b>23</b>
8.1	Estrutura geral da tarifa .....	23
<b>9</b>	<b>TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS</b> .....	<b>25</b>
9.1	Análise da convergência das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, para consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> , para a tarifa aditiva transitória .....	26
9.2	Análise da evolução das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para a tarifa aditiva Transitória .....	38
<b>10</b>	<b>COMPARAÇÃO DE PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL EM PORTUGAL E ESPANHA</b> .....	<b>41</b>
10.1	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo .....	46
10.2	Tarifa de Acesso à Rede de Transporte .....	48
	<b>ANEXO – ESTRUTURA DAS TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO E SUA APLICAÇÃO</b> .....	<b>55</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Decomposição da Tarifa de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso .....	4
Figura 2-2 - Decomposição da Tarifa de Venda a Clientes (não regulada).....	4
Figura 3-1 - Preços da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	9
Figura 3-2 - Definição das variáveis de faturação.....	10
Figura 9-1 – Calendário previsto para a extinção das tarifas de último recurso (reguladas) de gás natural em Portugal Continental.....	25
Figura 9-2 - Preço médio em BP ≤ 10 000 m <sup>3</sup> , por escalão de consumo, em percentagem da tarifa aditiva transitória.....	27
Figura 9-3 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Beiragás para clientes em BP ≤ 10 000 m <sup>3</sup> .....	28
Figura 9-4 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Dianagás para clientes em BP ≤ 10 000 m <sup>3</sup> .....	29
Figura 9-5 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Sonorgás para clientes em BP ≤ 10 000 m <sup>3</sup> .....	30
Figura 9-6 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Duriensegás para clientes em BP ≤ 10 000 m <sup>3</sup> .....	31
Figura 9-7 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Lisboaagás para clientes em BP ≤ 10 000 m <sup>3</sup> .....	32
Figura 9-8 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Lusitaniagás para clientes em BP ≤ 10 000 m <sup>3</sup> .....	33
Figura 9-9 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Medigás para clientes em BP ≤ 10 000 m <sup>3</sup> .....	34
Figura 9-10 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Paxgás para clientes em BP ≤ 10 000 m <sup>3</sup> .....	35
Figura 9-11 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR EDPGásSU para clientes em BP ≤ 10 000 m <sup>3</sup> .....	36
Figura 9-12 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Setgás para clientes em BP ≤ 10 000 m <sup>3</sup> .....	37
Figura 9-13 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Tagusgás para clientes em BP ≤ 10 000 m <sup>3</sup> .....	38
Figura 9-14 - Evolução do preço de energia para a tarifa aditiva, por escalão de consumo.....	39
Figura 9-15 - Evolução do preço do termo fixo para a tarifa aditiva, por escalão de consumo.....	40
Figura 10-1 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha, no 2.º semestre de 2012.....	43
Figura 10-2 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha, no 2.º semestre de 2012.....	43
Figura 10-3 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (opção base), no 2.º semestre de 2012.....	44

---

Figura 10-4 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (contratos mensais), no 2.º semestre de 2012.....	45
Figura 10-5 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (contratos diários), no 2.º semestre de 2012.....	45
Figura 10-6 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha, no 2.º semestre de 2012 .....	47
Figura 10-7 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha, no 2.º semestre de 2012 .....	47
Figura 10-8 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha, no 2.º semestre de 2012 .....	48
Figura 10-9 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados na rede de transporte em AP em Portugal e Espanha (modulação de 230 dias), no 2.º semestre de 2012.....	51
Figura 10-10 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP em Portugal e Espanha (opção base), no 2.º semestre de 2012.....	52
Figura 10-11 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP em Portugal e Espanha (contratos de curta utilização mensais), no 2.º semestre de 2012.....	52
Figura 10-12 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP em Portugal e Espanha (contratos de curta utilização diários), no 2.º semestre de 2012 ....	53

## ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 - Estrutura dos custos incrementais / nivelados da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	11
Quadro 4-1 - Custos nivelados da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.....	13
Quadro 5-1 - Variáveis de faturação da tarifa de Uso da Rede de Transporte e sua justificação.....	16
Quadro 5-2 - Estrutura dos custos incrementais da rede de transporte .....	17
Quadro 7-1 - Custos incrementais das redes de Distribuição.....	21
Quadro 8-1 - Variáveis de faturação da tarifa de Comercialização para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	24
Quadro 8-2 - Estrutura dos custos médios de referência .....	24
Quadro 10-1 - Preços da parcela de Recepção de GNL .....	41
Quadro 10-2 - Preço da parcela de Armazenamento de GNL.....	42
Quadro 10-3 - Preços da parcela de Regaseificação de GNL.....	42
Quadro 10-4 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo .....	46
Quadro 10-5 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário, a vigorarem a partir de julho de 2012.....	49
Quadro 10-6 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes finais em AP, a vigorarem a partir de julho de 2012 .....	49
Quadro 10-7 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte e Distribuição, em Espanha.....	50

## 1 INTRODUÇÃO

Este 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 de Venda a Clientes Finais.

A estrutura das tarifas das atividades de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito, de Uso da Rede de Transporte e de Uso do Armazenamento Subterrâneo foram inicialmente determinadas no documento “Determinação da estrutura tarifária – Tarifas de Acesso às infraestruturas da RNTIAT 2007-2008”, de maio de 2007.

A estrutura da tarifa de Uso da Rede de Distribuição foi determinada no documento “Determinação da estrutura tarifária no ano gás 2008-2009”, de junho de 2008.

Em junho de 2010<sup>1</sup>, e dado o início de um novo período regulatório, procedeu-se à revisão da estrutura tarifária das tarifas de Uso do Terminal de GNL, de Uso da Rede de Transporte, de Comercialização e de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>.

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

Nos capítulos 3, 4, 5, 6, 7 e 8 são apresentados, respetivamente, 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 Comercialização<sup>2</sup>.

No capítulo 9 é analisada a estrutura das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>, analisando-se a sua convergência tarifária. A aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, marcará o ano gás 2012-2013 com a extinção das tarifas reguladas de venda de gás natural dos consumidores com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> e da introdução de mecanismos regulatórios de incentivo à adesão ao mercado de gás natural em regime de preços livres. Desta forma, a partir de janeiro de 2013, todos os consumidores com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> estarão em regime de preços transitórios, caso não exerçam o direito de mudança para comercializadores de gás natural em regime de mercado, à

---

<sup>1</sup> “Determinação da estrutura tarifária no ano gás 2010-2011”, de junho 2010.

<sup>2</sup> A tarifa de Comercialização aplica-se apenas a fornecimentos do comercializador de último recurso.

semelhança do que já acontece hoje em dia para os consumidores com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>.

No capítulo 10 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 agora aprovadas em Portugal para vigorar a partir de 1 de julho de 2012.

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

## 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.

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, para os fornecimentos anuais superiores a 500 m<sup>3</sup> o regime de preços é livre sendo os preços negociados entre os clientes e os comercializadores no mercado. Até 31 de dezembro de 2012, os clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m<sup>3</sup> ainda podem optar por escolher, quer um fornecedor no mercado, negociando os preços de gás natural, quer o fornecedor de último recurso da sua área geográfica, pagando as tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais. Quer os preços de gás natural praticados no mercado quer os preços das tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais, estes últimos apenas para os fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 500 m<sup>3</sup>, incluem as tarifas de Acesso às Redes.

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.

As tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos clientes dos comercializadores de último recurso para os fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 500 m<sup>3</sup>, resultam da soma da tarifa de Acesso às Redes com a tarifa de Energia 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.

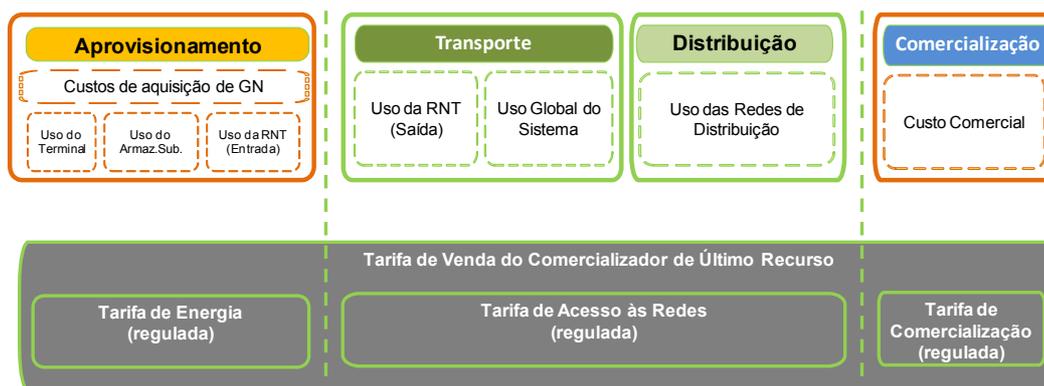
No regime de mercado, os clientes negociam livremente contratos de fornecimento de gás natural com o comercializador de mercado que inclui todos os serviços prestados ao longo da cadeia de valor, sendo o comercializador responsável pelo pagamento das tarifas de Acesso às Redes. Nesta situação o

comercializador assumirá também o pagamento das tarifas de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e Armazenamento Subterrâneo consoante a utilização que venha a fazer destas infraestruturas.

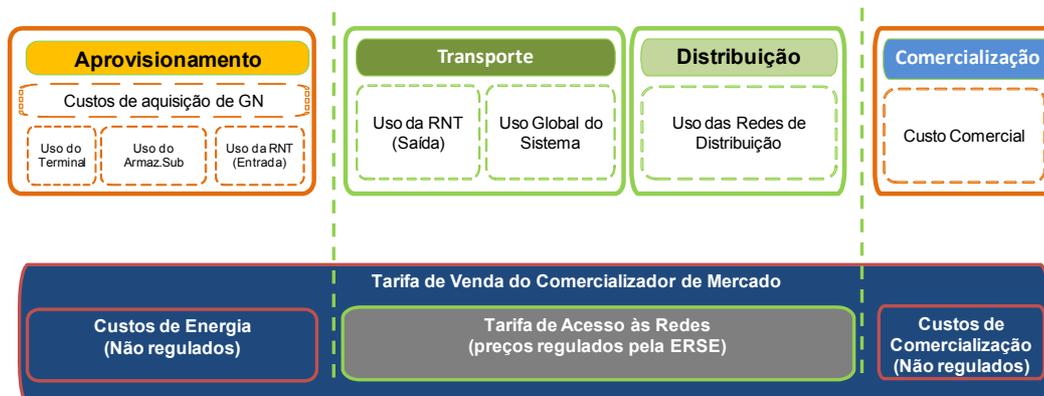
Em alternativa, os clientes podem registar-se diretamente como agentes de mercado, pagando a tarifa de Acesso às Redes pela utilização das redes de transporte e de distribuição, negociando bilateralmente com os fornecedores de gás natural o preço de gás e pagando o acesso das infraestruturas ligadas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

As duas figuras seguintes esquematizam a composição das várias tarifas e atividades que compõem a tarifa 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 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 77/2011 é consagrado no cálculo das tarifas, entre outros, o princípio da “Inexistência de subsidiação 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 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 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.

Numa situação 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 importante princípio de regulação, consagrado na legislação do sector 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 sector.

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 também se não existe subsídição cruzada entre grupos de clientes, o que implica a análise desagregada dos proveitos de cada atividade por grupo de clientes. Por outro lado, deve ser verificado se as tarifas estão a fornecer aos agentes os sinais apropriados 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 clientes 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 efetuados numa série curta de anos, 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 de forma a 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 também a recuperação dos proveitos permitidos em cada atividade de acordo com as regras definidas no Regulamento Tarifário (RT).

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 que raramente existe e muitas vezes não é fidedigna. 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

#### 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 artigo 105.º do Regulamento Tarifário. Esta tarifa é composta por preços de capacidade utilizada, de energia e por um termo fixo, conforme se apresenta na Figura 3-1.

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

Parcelas	Preço capacidade utilizada	Preço energia armazenada	Preço energia recebida	Preço energia entregue	Preço termo fixo camiões	Aplicação
Receção	-	-	✓	-	-	-
Armazenamento	-	✓	-	-	-	-
Regaseificação	✓	-	-	✓	-	Regaseificação GNL
	-	-	-	-	✓	Carregamento GNL
Tarifa UTRAR	✓	✓	✓	✓	-	Entregas RNTGN
	-	✓	✓	-	✓	Entregas a camiões

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

Para o serviço de armazenamento de GNL considera-se um preço diário de energia armazenada, aplicável à energia diária armazenada no terminal de GNL, definido em euros/kWh.

Para o serviço de regaseificação de GNL aplicável às entregas à RNTGN considera-se um preço de capacidade de regaseificação utilizada, aplicável à capacidade utilizada das entregas na RNTGN, e um preço de energia entregue, aplicável ao volume regaseificado. Ambos os preços são definidos em euros por kWh.

Para o serviço de regaseificação de GNL aplicável às entregas a camiões cisternas de GNL considera-se um preço do termo fixo, aplicável ao carregamento de camiões cisternas.

Na Figura 3-2 apresenta-se a definição das variáveis de faturação aplicáveis na tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

**Figura 3-2 - Definição das variáveis de faturação**

Serviço	Variáveis de faturação	Definição
Receção	Energia recebida (kWh)	Volume mensal de gás natural recebido no terminal sob a forma liquefeita, a partir do transporte marítimo, referido à emissão.
Armazenamento	Energia diária armazenada (kWh)	Volume diário de GNL armazenado nos tanques, medido às 24h de cada dia.
Regaseificação	Capacidade utilizada (kWh)	Maior valor da quantidade diária de GN medido no ponto de entrega à rede de transporte, durante um intervalo de doze meses.
	Energia entregue (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.

Todos os preços são de aplicação mensal à exceção do preço do armazenamento que é diário. Este preço é aplicado diariamente à energia que um dado utilizador tem nos tanques de GNL, determinada às 24 horas de cada dia.

Os preços da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL podem ser aplicados de forma separada para cada serviço prestado.

### 3.2 ESTRUTURA DOS 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 Artigo 105.º do RT.

O Quadro 3-1 apresenta os custos incrementais da tarifa de Uso do Terminal de acordo com a metodologia definida no ano gás 2010-2011. Uma descrição mais detalhada desta metodologia é apresentada no documento “Determinação da Estrutura tarifária no ano gás 2010-2011”, de junho de 2010.

Para o ano gás 2012-2013, a ERSE opta por manter os custos incrementais definidos no ano gás anterior, em benefício do princípio da estabilidade dos sinais preço.

**Quadro 3-1 - Estrutura dos custos incrementais / nivelados da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL**

Custos incrementais/ custos nivelados Tarifa de Uso do Terminal		Ano gás 2012/2013
Energia Receção	€/kWh	0,000080
Energia diária Armazenamento	€/kWh	0,000029
Capacidade utilizada Regaseificação	€/kWh/dia	0,003109
Energia Regaseificação	€/kWh	0,000074
Termo fixo carga camiões cisterna	€/kWh	127,43

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, de forma a obter os proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL. O RT em vigor prevê igualmente que estes fatores de escala possam ser diferenciados por variável de faturação.

Para o ano gás 2012-2013, a determinação dos fatores de escalamento diferenciados, seguiu o princípio já aplicado para o ano gás 2010-2011. Neste sentido, o preço do termo fixo aplicado ao carregamento de camiões cisterna de GNL não foi escalado. O preço de energia do serviço de armazenamento de GNL foi calculado para que fosse igual ao preço do armazenamento subterrâneo, incluindo injeção e extração, adicionado do custo das perdas totais de energia no armazenamento subterrâneo, o que implicou a aplicação de um fator de escala próximo de 1 ao custo incremental. Os preços de capacidade e energia do serviço de regaseificação de GNL e o preço de energia do serviço de receção de GNL foram calculados através da aplicação de um fator de escala de 2,7 aos custos incrementais por forma a obter os proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

A aplicação de fatores de escalamento iguais a, aproximadamente, 1 permite desonerar os pagamentos associados ao armazenamento de GNL e ao carregamento de camiões cisterna, tornando-os aderentes aos custos incrementais associados à prestação destes serviços.

Com efeito, a aplicação de escalamentos superiores nos termos de armazenamento de GNL e de carregamento de camiões cisterna prejudicaria a utilização do terminal por comercializadores de menor dimensão, situação que para além de constituir uma barreira de mercado à entrada de novos agentes, contribuiria para uma menor utilização do terminal. Neste sentido, esta opção torna-se vantajosa para os comercializadores entrantes no mercado e, ao contribuir para aumentar as quantidades processadas, beneficiará todos os restantes utilizadores do terminal. No final da cadeia de valor estes benefícios serão transferidos para todos os consumidores, na medida em que propiciam a prática de preços mais competitivos e reduzem os custos unitários de utilização do terminal.



#### 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 artigo 106.º do RT.

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 diário de energia armazenada, definido em euros por kWh.

O Quadro 4-1 sumariza os custos nivelados da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo utilizados no cálculo dos preços desta tarifa para o ano gás 2012-2013.

**Quadro 4-1 - Custos nivelados da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo**

<b>Custos nivelados</b>	<b>Ano gás</b>	
<b>Tarifa de Uso do Armazenamento</b>	<b>2012/2013</b>	
Energia injetada	€/kWh	0,0002062
Energia extraída	€/kWh	0,0002062
Energia armazenada	€/kWh/dia	0,0000098

Os custos nivelados das variáveis “energia injetada”, “energia extraída” e “energia armazenada” foram determinados com base nos valores dos ativos associados às cavernas, às instalações de superfície e às unidades de lixiviação, bem como nos custos de operação e manutenção associados e mantiveram-se relativamente ao ano gás anterior (2011-2012).

Uma descrição mais detalhada da metodologia e do cálculo destes custos nivelados é apresentada no documento “Determinação da estrutura tarifária - Tarifas de acesso às infraestruturas da RNTIAT 2007-2008” de maio de 2007.



## 5 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

### 5.1 ESTRUTURA GERAL DA TARIFA

Nos termos definidos no artigo 107.º do 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.

A revisão regulamentar ocorrida em fevereiro de 2010 definiu a implementação de uma tarifa de Uso da Rede de Transporte com preços diferenciados de entrada e de saída, que incentiva uma utilização racional da capacidade e contribui para o aprofundamento do mercado de gás natural na medida em que se facilitam as trocas de gás natural entre comercializadores dentro do sistema.

A tarifa de Uso da Rede de Transporte é composta pelos seguintes termos tarifários:

- Capacidade utilizada a faturar por ponto de entrada, aplicável à energia máxima diária nomeada para cada ponto de entrada na rede de transporte nos 12 meses anteriores, definida em euros por kWh/dia, por mês.
- Capacidade utilizada a faturar por ponto de saída, aplicável à energia máxima diária nomeada para cada ponto de saída na rede de transporte nos 12 meses anteriores, definida em euros por kWh/dia, por mês.
- Energia em período de vazio por ponto de saída, definida em euros por kWh.
- Energia em período de fora de vazio por ponto de saída, definida em 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 receção, 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 propriedade de clientes.

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 e sua justificação**

Variáveis de faturação	Descrição	Racional e custos a refletir
Capacidade utilizada nos pontos de entrada	Caudal diário máximo nos últimos doze meses, nomeado no ponto de entrada da rede de transporte, em kWh/dia. Este valor máximo diário é pago durante os doze meses seguintes.	O caudal máximo contratado à entrada da rede condiciona os investimentos nos troços centrais e de montante dos gasodutos, cujo dimensionamento é influenciado pela capacidade injetada pelos utilizadores/comercializadores.
Capacidade utilizada nos pontos de saída	Caudal diário máximo nos últimos doze meses, medido no ponto de entrega da rede de transporte, em kWh/dia. 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 em períodos de fora de vazio nos pontos de saída	Volume de gás transportado, medido no ponto de entrega da rede de transporte, em kWh, em períodos de fora de vazio. Os períodos de fora de vazio correspondem às alturas de maior procura.	O caudal em períodos de fora de vazio condiciona parcialmente os investimentos nos troços centrais dos gasodutos, partilhados por um grande número de clientes, e cujo dimensionamento é indiretamente influenciado pela capacidade média solicitada em períodos de fora de vazio das redes. A expansão da capacidade da rede de transporte é parcialmente justificada pela energia a transportar em períodos de fora de vazio, evitando-se congestionamentos nesses períodos.
Energia em períodos de vazio, nos pontos de saída	Volume de gás transportado, medido no ponto de entrega da rede de transporte, em kWh, em períodos de vazio. O período de vazio corresponde aos períodos de menor procura.	Esta variável deve refletir os custos que dependem do volume de gás transportado nos gasodutos e processado nas GRMS.

A partir de outubro de 2012, parte da capacidade nas interligações internacionais é oferecida através de leilões de capacidade, com produtos anuais e mensais, acordado entre os reguladores e operadores de rede de transporte no espaço ibérico, no contexto da Iniciativa Regional do Mercado de Gás do Sul. A capacidade de interligação oferecida neste mecanismo será feita de forma agregada nas duas interligações, num único ponto virtual de capacidade. O preço de capacidade fixado será aplicado à quantidade reservada mensalmente pelos agentes de mercado nos referidos leilões. Adicionalmente serão oferecidos produtos de capacidade interruptível, com preços de capacidade inferiores aos preços dos produtos equivalentes da capacidade firme. O preço de capacidade corresponde ao preço anual de capacidade utilizada fixado para a tarifa base de uso da rede de transporte correspondente.

## 5.2 ESTRUTURA DOS CUSTOS INCREMENTAIS

Conforme decorre do Artigo 107.º do RT, para aferir a estrutura tarifária da tarifa de Uso da Rede de Transporte é necessário proceder ao cálculo dos custos incrementais de capacidade utilizada nos pontos de entrada e nos pontos de saída e dos custos incrementais de energia nos períodos de vazio e fora de vazio nos pontos de saída. Ao custo incremental de capacidade nos pontos de entrada é aplicado um

fator de escalamento que é distinto do fator de escalamento comum aplicável a todas as variáveis tarifárias relacionadas com os pontos de saída, de modo a obter os proveitos permitidos da atividade de Transporte de Gás Natural.

O Quadro 5-2 apresenta os custos incrementais da rede de transporte, utilizados para calcular as tarifas a aplicar no ano gás 2012-2013, 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.

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

Custos incrementais Tarifa de Uso da Rede de Transporte			Ano gás 2012/2013
Entradas	Capacidade Utilizada (Carricho)	€/kWh/dia/mês	0,000241
	Capacidade Utilizada (Terminal e interligações)		0,008580
Saídas	Capacidade Utilizada	€/kWh/dia/mês	0,016332
	Energia fora de vazio	€/kWh	0,00019989
	Energia de vazio	€/kWh	0,00001329

Apesar de a metodologia adotada prever preços diferenciados por ponto de entrada e por ponto de saída, introduz-se esta diferenciação de forma gradual. Adicionalmente, considera-se que 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.

O resultado da aplicação destes preços será acompanhado de forma atenta pela ERSE por forma a evoluir para a diferenciação de preços caso tal venha a considerar-se adequado.

Em benefício da estabilidade de sinais preço, a ERSE opta por manter os custos incrementais definidos no ano gás 2011-2012.

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 da variável de faturação da capacidade utilizada nos pontos de entrada é aplicado um fator de escalamento de 1<sup>3</sup> sendo o fator de escalamento aplicado às saídas o necessário para atingir os proveitos permitidos da atividade de Transporte de Gás Natural a recuperar pela tarifa de Uso da Rede de Transporte.

<sup>3</sup> Com esta opção assegura-se a introdução gradual do novo modelo de tarifas de entrada/saída da rede de transporte.



## **6 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, na medida em que o preço desta tarifa é diretamente determinado pela divisão dos proveitos permitidos desta atividade pela energia entregue.

Com a revisão do Regulamento Tarifário ocorrida em fevereiro de 2010, foi necessário criar uma nova parcela da tarifa de UGS, designada por parcela II, que 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 2 preços distintos, que refletem a repercussão tarifária de 2 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 m<sup>3</sup> e os desvios associados à atividade de compra e venda de gás natural a clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>.



## 7 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

### 7.1 CUSTOS INCREMENTAIS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Nos termos definidos no artigo 111.º do Regulamento Tarifário a determinação da estrutura das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em média pressão (MP) e de Uso da Rede de Distribuição em baixa pressão (BP) implica a determinação de custos incrementais diferenciados para a rede de MP e para a rede de BP, sendo que para esta última os valores são ainda diferenciados para entregas superiores e inferiores a 10 000 m<sup>3</sup> (BP> e BP<). Estes custos incrementais são ainda diferenciados por: (i) custo incremental de capacidade utilizada; (ii) custo incremental de energia em períodos de fora de vazio; (iii) custo incremental de energia de vazio; (iv) custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico, não incorporado no preço da ligação; e (v) custo incremental, por cliente, associado à medição, leitura e processamento de dados.

O cálculo dos custos incrementais referidos baseia-se num conjunto de pressupostos que se apresentaram no documento de “Determinação da estrutura tarifária no ano gás 2008-2009” de junho de 2008.

Sintetizam-se no Quadro 7-1 os custos incrementais das redes de distribuição, que irão condicionar a estrutura das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

**Quadro 7-1 - Custos incrementais das redes de Distribuição**

	CI <sub>CU</sub> (€/MWh/dia)	CI <sub>WV</sub> (€/MWh)	CI <sub>WVf</sub> (€/MWh)	CI <sub>TF</sub> troço periférico (€/mês)	CI <sub>TF</sub> leitura diária (€/mês)	CI <sub>TF</sub> leitura mensal (€/mês)	CI <sub>TF</sub> leitura > mensal (€/mês)
URD MP	21,21	0,0068	0,2864	155,83	2,80	2,80	n.a.
URD BP>	22,48	0,0390	2,0942	51,94	0,45	0,45	n.a.
URD BP<	22,48	0,0390	3,4984	0,00	n.a.	n.a.	0,22

CI<sub>CU</sub>: Custo incremental de capacidade utilizada

CI<sub>WV</sub>: Custo incremental de energia de vazio

CI<sub>WVf</sub>: Custo incremental de energia fora de vazio

CI<sub>TF</sub> troço periférico: Custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico

CI<sub>TF</sub> leitura diária/mensal/> mensal: Custo incremental, por cliente, associado à medição, leitura e processamento de dados

n.a.: não aplicável

Para o ano gás 2012-2013 preserva-se a estrutura das tarifas de Uso da Rede de Distribuição do ano gás 2011-2012.

## **7.2 LIMIARES DE CONSUMO PARA APLICAÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO E ALTA PRESSÃO (ART. 20.º DO REGULAMENTO TARIFÁRIO)**

### **LIMIAR DE CONSUMO PARA APLICAÇÃO DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO (N.º 5 DO ART. 20.º DO REGULAMENTO TARIFÁRIO)**

O Regulamento Tarifário dispõe que as entregas de gás natural em Média Pressão acima de um determinado limiar de consumo anual devem ser faturadas por aplicação da tarifa de Acesso às Redes em Alta Pressão. Esse limiar deve ser determinado e publicado pela ERSE, anualmente, através do despacho das tarifas.

No ano gás 2010-2011 este limiar de aplicação da tarifa de acesso em alta pressão foi fixado em 595 GWh (cerca de 50 milhões de metros cúbicos anuais), que se mantém no ano gás 2012-2013. Assim, para instalações com consumo anual superior a 50 milhões de metros cúbicos anuais, independentemente do ponto de ligação, é aplicada a tarifa de acesso às redes em alta pressão.

### **LIMIAR DE CONSUMO PARA APLICAÇÃO DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (N.º 6 DO ART. 20.º DO REGULAMENTO TARIFÁRIO)**

No caso dos clientes ligados em Baixa Pressão e com consumos elevados, mantém-se a aplicação das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão para consumos anuais superiores a 11,9 GWh (cerca de 1 milhão de metros cúbicos), à semelhança do valor publicado para o ano gás 2011-2012.

## 8 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO

De acordo com o Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, a tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas aplica-se a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 500 m<sup>3</sup>, até 31 de dezembro de 2012. A partir de 1 de janeiro de 2013, a tarifa de comercialização assume um carácter transitório. Para os fornecimentos anuais entre 500 m<sup>3</sup> e 10 000 m<sup>3</sup>, esta tarifa assume um carácter transitório já a partir de 1 julho de 2012.

### 8.1 ESTRUTURA GERAL DA TARIFA

A tarifa de Comercialização permite recuperar os proveitos permitidos da atividade regulada de Comercialização de gás natural (artigo 113.º do Regulamento Tarifário). Esta é desempenhada pelos comercializadores de último recurso (CUR) e recupera 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 Artigo 57.º do Regulamento Tarifário, a tarifa de Comercialização é composta pelos seguintes preços:

- Termo tarifário fixo, definido em euros/mês.
- Preço de energia, definido em euros/kWh.

No quadro seguinte apresenta-se a definição das variáveis de faturação aplicáveis nas tarifas de Comercialização.

**Quadro 8-1 - Variáveis de faturação da tarifa de Comercialização para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>**

Variáveis de faturação	Definição
Termo fixo	Valor que depende do número de clientes.
Energia	Valor que depende da energia e que é objeto de medição nos pontos de entrega.

No documento “Determinação de estrutura tarifária no ano gás 2010-2011”, de junho de 2010, foram determinados os dois custos médios de referência, que se mantêm para o ano gás 2012-2013, e constam do quadro seguinte.

**Quadro 8-2 - Estrutura dos custos médios de referência**

Tarifa de Comercialização	Termo de Energia	Termo Fixo
≤ 10 000 m <sup>3</sup>	0,000246	1

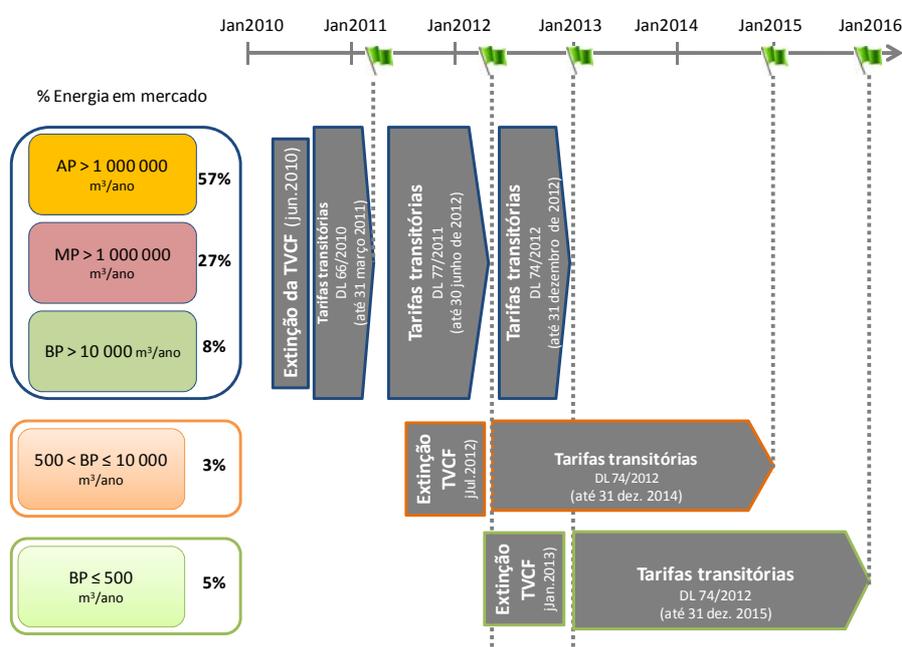
Nos termos do Regulamento Tarifário, os referidos custos médios de referência são escalados de forma multiplicativa por forma a obterem-se os proveitos permitidos. O escalamento incide de forma igual sobre os dois termos tarifários.

<sup>4</sup> Com caráter transitório para fornecimentos anuais entre 500 m<sup>3</sup> e 10 000 m<sup>3</sup>.

## 9 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

A diretiva Europeia do mercado interno de energia<sup>5</sup> 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. A Figura 9-1 apresenta o referido calendário para a extinção das tarifas dos comercializadores de último recurso de gás natural, atualmente em curso em Portugal Continental.

**Figura 9-1 – Calendário previsto para a extinção das tarifas de último recurso (reguladas) de gás natural em Portugal Continental**



Fonte: Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, Decreto-Lei n.º 77/2011, de 20 de junho e Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março.

O decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 março, que extingue as tarifas de venda a clientes finais (para consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>) determina que as tarifas transitórias a vigorar durante o calendário de extinção das tarifas devem corresponder à soma das tarifas de acesso às redes, de comercialização e de energia, incluindo um agravamento no preço de energia, como incentivo à mudança de comercializador. Esta tarifa aditiva com agravamento é denominada por tarifa aditiva transitória.

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

<sup>5</sup> Diretiva n.º 2009/73/CE do parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Julho

aplicáveis em cada nível de pressão e opção tarifária aos clientes do comercializador de último recurso. Neste sentido, a tarifa aditiva transitória é determinada pela adição das seguintes tarifas por atividade:

- Tarifa de Energia Transitória (que inclui o custo de aquisição de energia com o agravamento determinado pelo Decreto-Lei n.º 74/2012, assim como o uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, o Uso do Armazenamento Subterrâneo e os preços de entrada da tarifa de Uso da Rede de Transporte).
- Tarifa de Uso Global do Sistema.
- Tarifa de Uso da Rede de Transporte (referente aos preços de saída da rede de transporte).
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição.
- Tarifa de Comercialização.

Com o objetivo de limitar os impactos tarifários nos clientes abrangidos pela extinção da tarifa de venda a clientes finais, cujas tarifas de partida têm diferenciação regional, promoveu-se a convergência gradual dos preços das tarifas transitórias de venda a clientes finais para os preços da tarifa aditiva transitória.

### **9.1 ANÁLISE DA CONVERGÊNCIA DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS, PARA CONSUMOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 m<sup>3</sup>, PARA A TARIFA ADITIVA TRANSITÓRIA**

As tarifas de Venda a clientes finais em BP para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> são calculadas tendo em conta a limitação de acréscimos tarifários resultantes da convergência para a tarifa aditiva transitória.

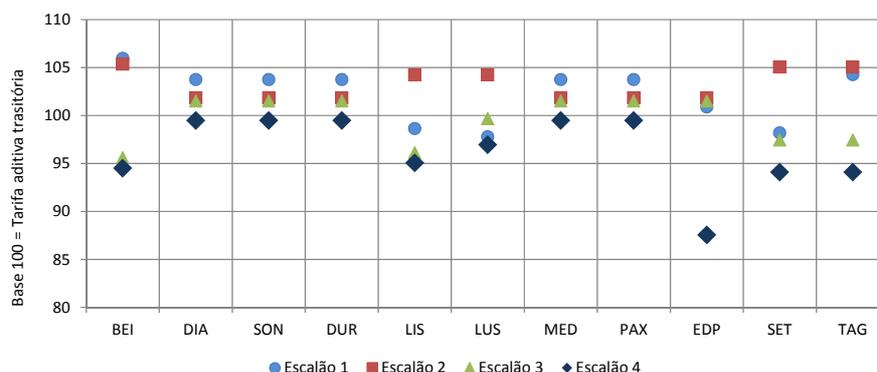
Como referido, em julho de 2012, inicia-se um processo de extinção gradual das tarifas reguladas de venda a clientes finais (para os fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>), até final do qual, os consumidores deverão contratar o fornecimento de gás natural com um comercializador de mercado.

Nesse processo de extinção das tarifas, haverá uma transição das atuais tarifas de venda a clientes finais regionais para tarifas em regime de mercado, de perfil nacional. A fixação de tarifas transitórias deverá implementar essa transição, promovendo a saída dos atuais clientes dos comercializadores de último recurso para o mercado.

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 2011-2012. Ainda assim, a transição para tarifas aditivas transitórias é implementada gradualmente, para atender aos impactes tarifários nos clientes dos comercializadores de último recurso.

Na figura seguinte apresenta-se o diferencial, em percentagem, entre os preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais agora aprovadas e a tarifa aditiva transitória para  $BP \leq 10\ 000\ m^3$ , por escalão de consumo. Os preços médios foram obtidos com uma estrutura de quantidades nacionais.

**Figura 9-2 - Preço médio em  $BP \leq 10\ 000\ m^3$ , por escalão de consumo, em percentagem da tarifa aditiva transitória**



Legenda:

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

A convergência tarifária gradual resulta da aplicação do mecanismo de limitação de acréscimos, considera um limite máximo de acréscimos de preços para o 1.º e 2.º escalões igual a 7,9%. Sendo a variação média deste grupo de clientes de 7,0%. Considerando o efeito da variação da tarifa social de 2,25%, a variação global para os escalões 1 e 2 é de 6,9%.

Para o 3.º e 4.º escalões foi promovida uma variação diferenciada de preços, tendo sido definido um limite à variação máxima de preços de 9,9%. No entanto, nos preços onde a diferença entre a tarifa de venda a clientes finais em 2011-2012 e a tarifa aditiva transitória calculada para o ano gás 2012-2013 seja superior a 20%, foi definido um limite de variação máxima de preços de 12,9%. A variação tarifária média deste grupo de clientes resulta em 9,7%.

Da Figura 9-3 à Figura 9-13 comparam-se para cada CUR retalhista, os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em vigor no ano gás 2011-2012 com os preços das tarifas aditivas transitórias para o ano gás 2012-2013. Na parte superior da figura um valor de 0% significa que o preço coincide com o preço aditivo transitório. Qualquer valor diferente de 0% representa a variação necessária para se atingir o preço aditivo transitório. Na parte inferior da figura apresenta-se a variação real observada por preço entre o ano gás 2011-2012 e o ano gás 2012-2013.

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 m<sup>3</sup>/ano)

Tw2: Preço de energia do escalão de consumo 2 (221 a 500 m<sup>3</sup>/ano)

Tw3: Preço de energia do escalão de consumo 3 (501 a 1 000 m<sup>3</sup>/ano)

Tw4: Preço de energia do escalão de consumo 4 (1 001 a 10 000 m<sup>3</sup>/ano)

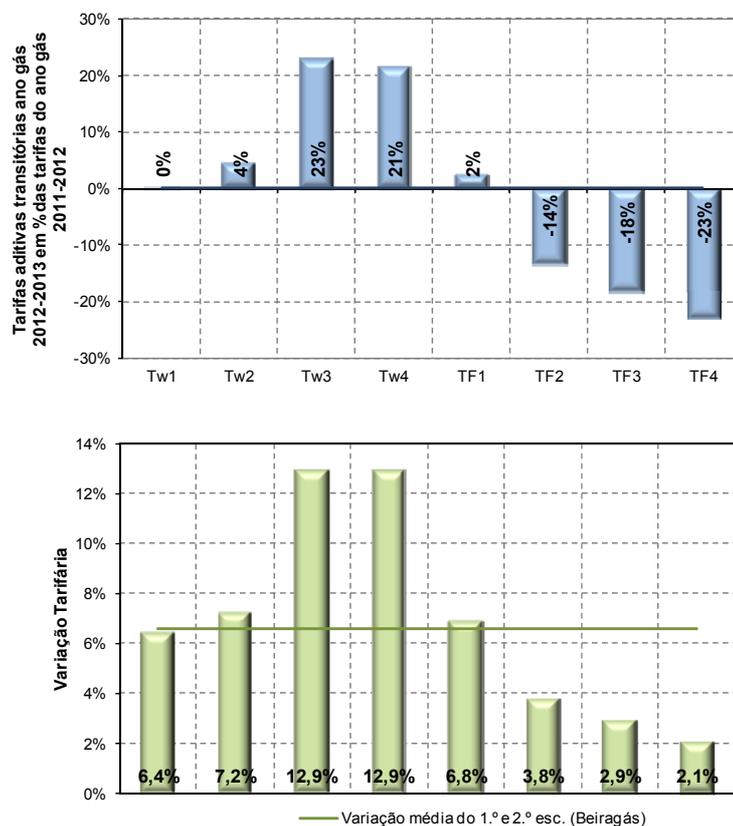
TF1: Preço do termo fixo do escalão de consumo 1 (0 a 220 m<sup>3</sup>/ano)

TF2: Preço do termo fixo do escalão de consumo 2 (221 a 500 m<sup>3</sup>/ano)

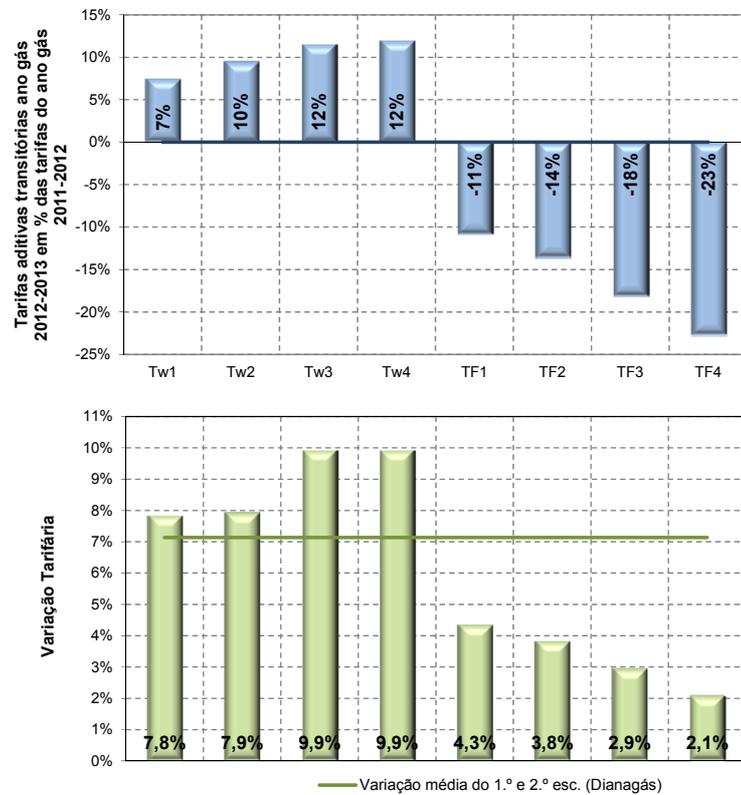
TF3: Preço do termo fixo do escalão de consumo 3 (501 a 1 000 m<sup>3</sup>/ano)

TF4: Preço do termo fixo do escalão de consumo 4 (1 001 a 10 000 m<sup>3</sup>/ano)

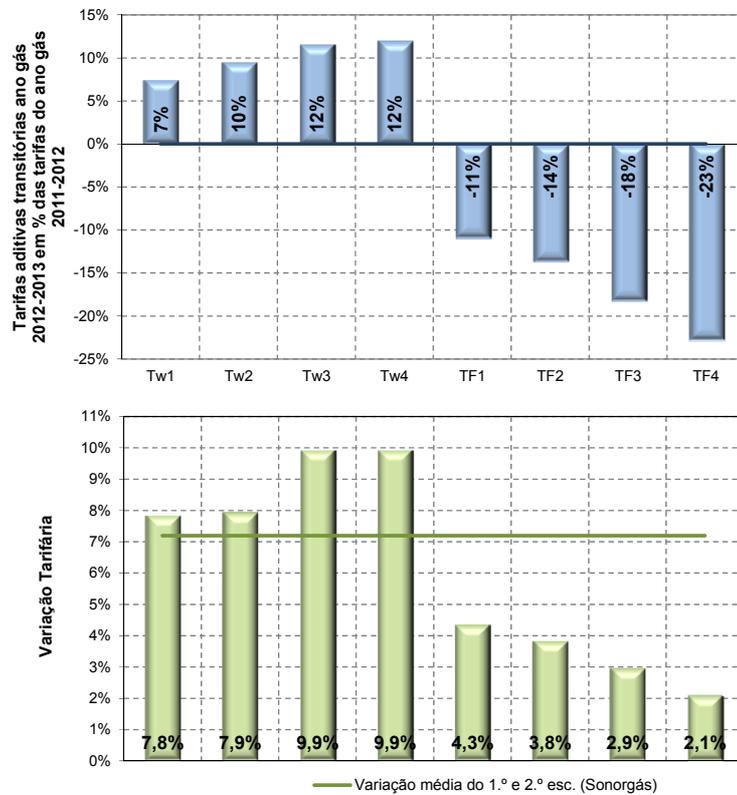
**Figura 9-3 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Beiragás para clientes em BP ≤ 10 000 m<sup>3</sup>**



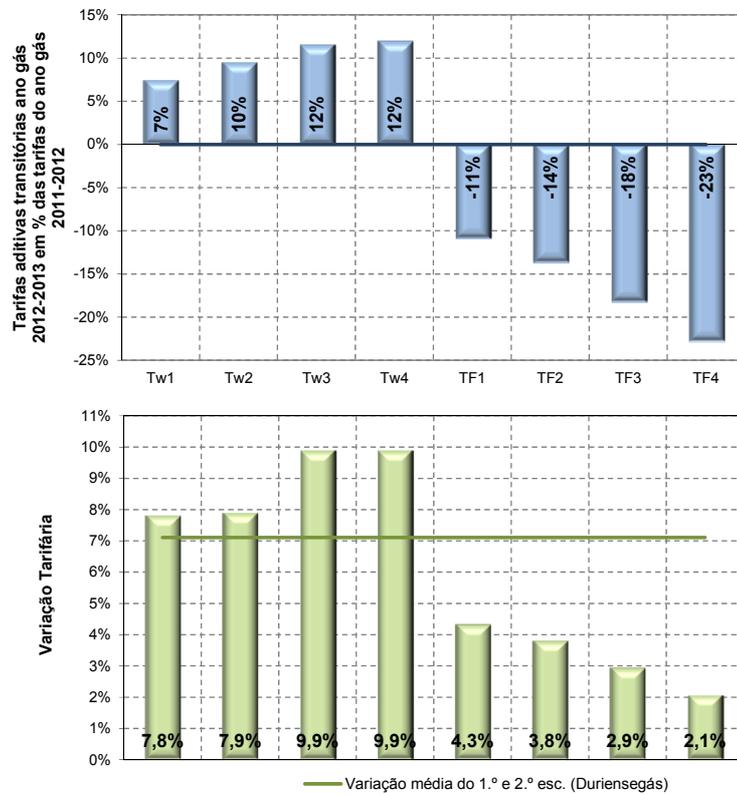
**Figura 9-4 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Dianagás para clientes em BP ≤ 10 000 m<sup>3</sup>**



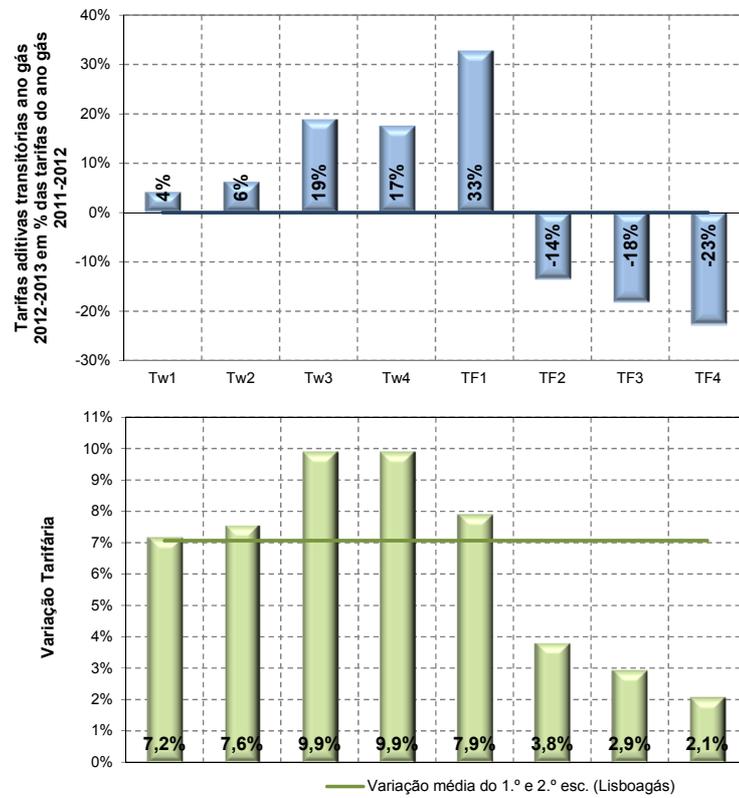
**Figura 9-5 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Sonorgás para clientes em BP ≤ 10 000 m<sup>3</sup>**



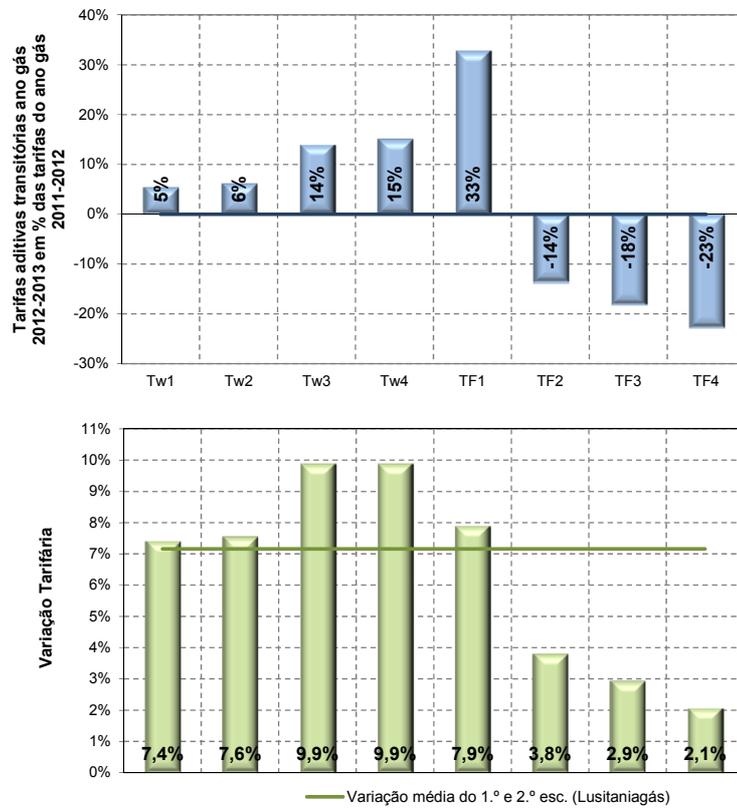
**Figura 9-6 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Duriensegás para clientes em BP ≤ 10 000 m<sup>3</sup>**



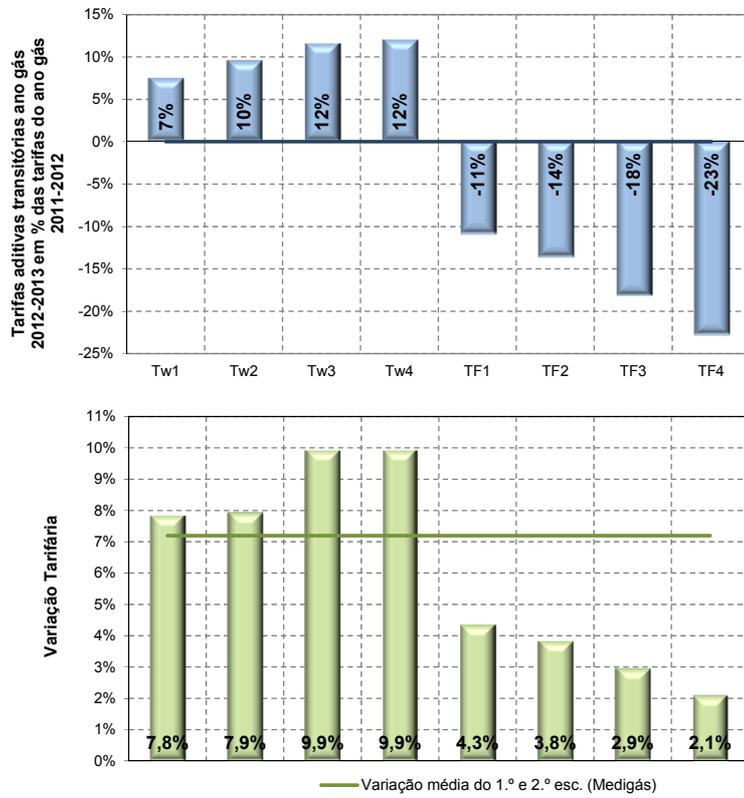
**Figura 9-7 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR  
Lisboagás para clientes em BP ≤ 10 000 m<sup>3</sup>**



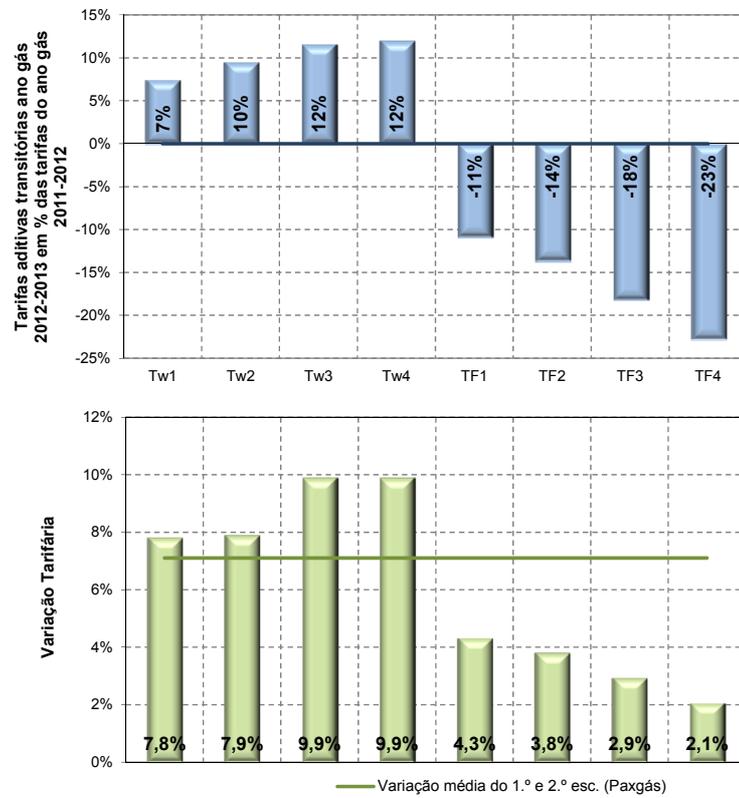
**Figura 9-8 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Lusitaniagás para clientes em BP ≤ 10 000 m<sup>3</sup>**



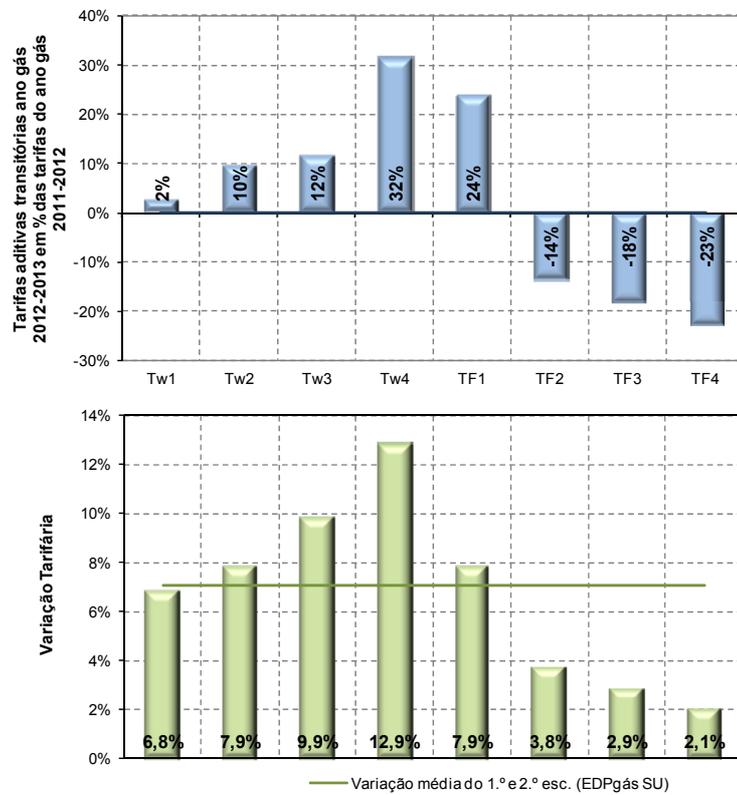
**Figura 9-9 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Medigás para clientes em BP ≤ 10 000 m<sup>3</sup>**



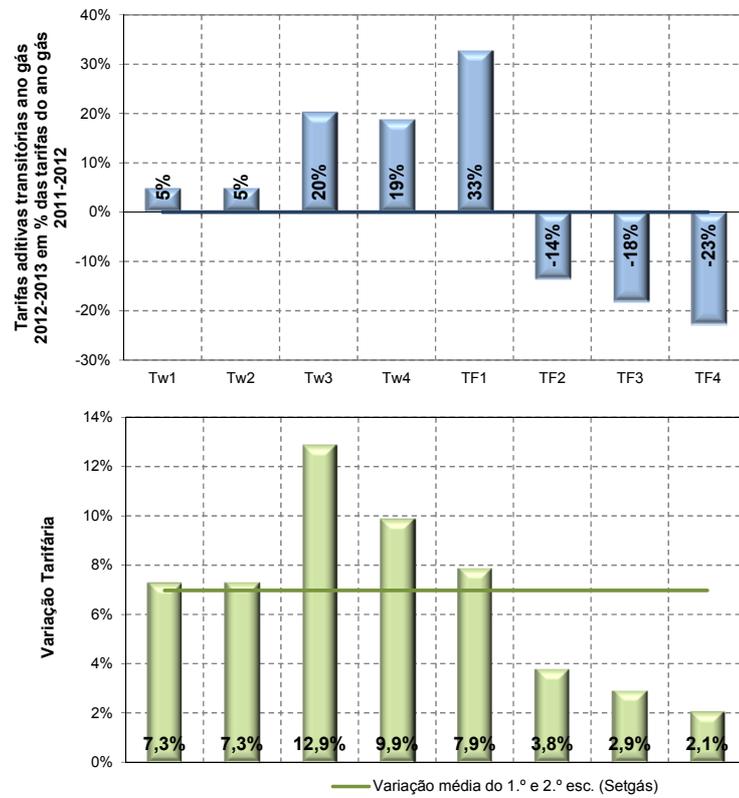
**Figura 9-10 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Paxgás para clientes em BP ≤ 10 000 m<sup>3</sup>**



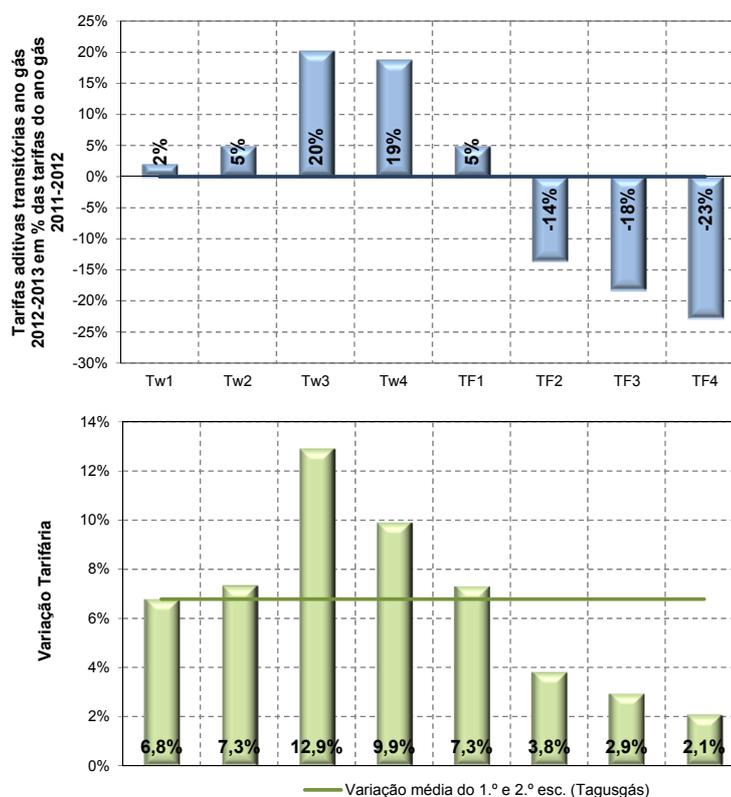
**Figura 9-11 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR  
EDPgásSU para clientes em BP ≤ 10 000 m<sup>3</sup>**



**Figura 9-12 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Setgás para clientes em BP ≤ 10 000 m<sup>3</sup>**



**Figura 9-13 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Tagusgás para clientes em BP ≤ 10 000 m<sup>3</sup>**



## 9.2 ANÁLISE DA EVOLUÇÃO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA A TARIFA ADITIVA TRANSITÓRIA

Na Figura 9-14 e na Figura 9-15 apresenta-se a evolução dos preços da TVCF para a tarifa aditiva (para o ano gás 2008/09 (t-4), ano gás 2009/10 (t-3), ano gás 2010/11 (t-2), ano gás 2011/12 (t-1) e ano gás 2012/13 (t)). 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.

A partir do ano gás 2010/2011, o mecanismo de convergência das TVCF, para as tarifas aditivas sofreu uma alteração em relação aos anos gás 2008/09 e 2009/10, de acordo com o artigo n.º 116 do Regulamento Tarifário. A sua aplicação passou a ser tratada numa base nacional em substituição da anterior base regional.

**Figura 9-14 - Evolução do preço de energia para a tarifa aditiva, por escalão de consumo**

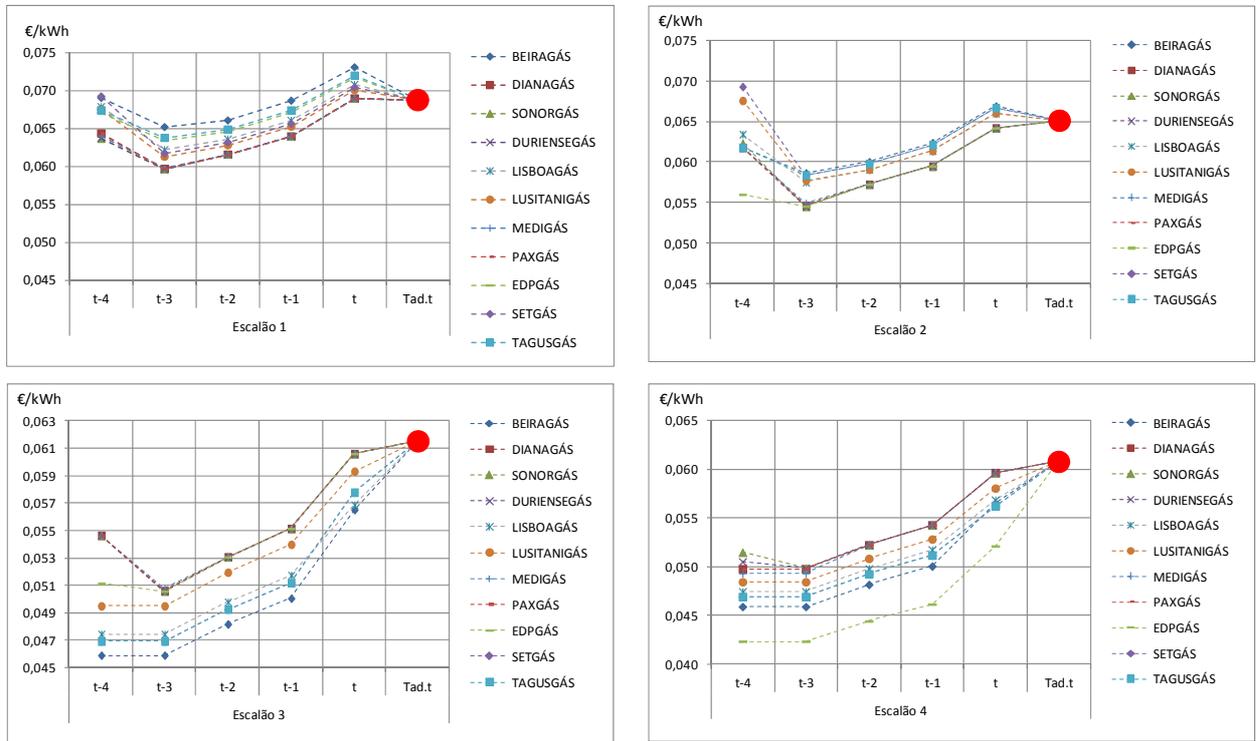
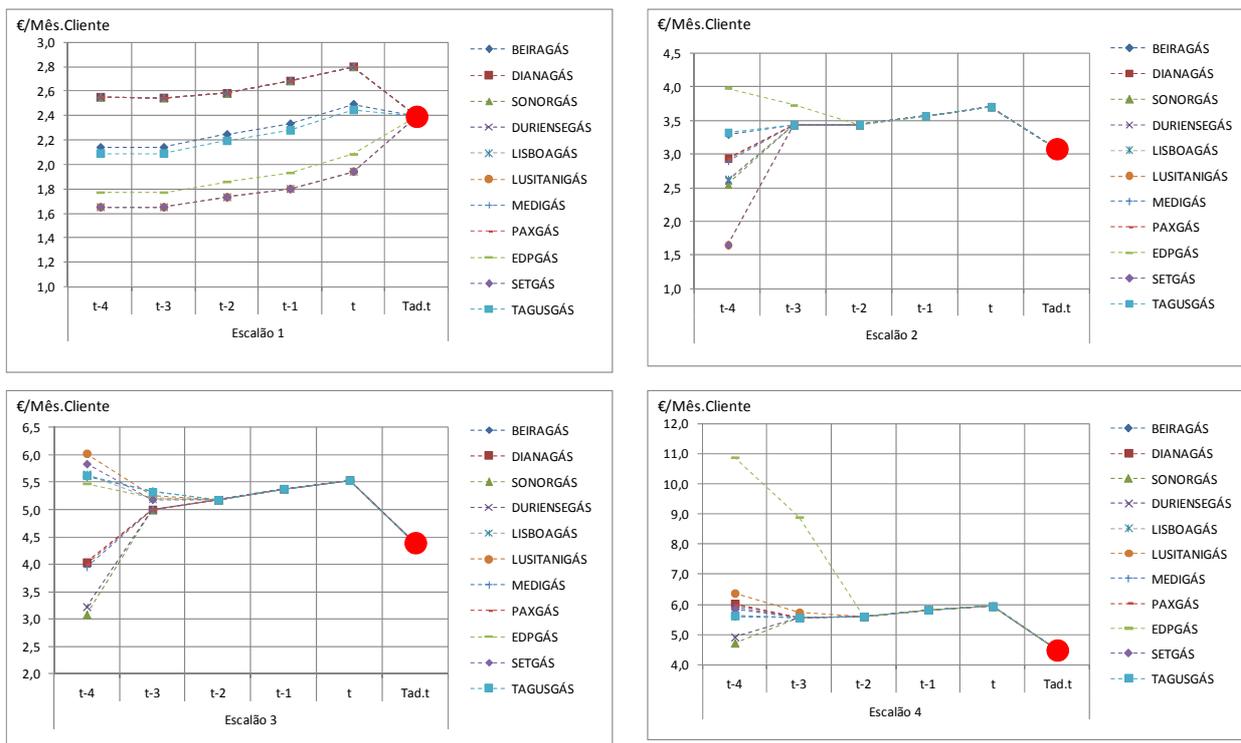


Figura 9-15 - Evolução do preço do termo fixo para a tarifa aditiva, por escalão de consumo



## 10 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 a vigorarem em Portugal a partir de 1 de julho de 2011 e as tarifas que vigoram em Espanha desde 28 de abril de 2012.

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 sector 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 a vigorar desde 28 de abril de 2012 foram estabelecidas pela Ordem IET/849/2012, de 26 de abril.

Na comparação de preços das tarifas de acesso são consideradas as tarifas de acesso ao sistema de gás natural atualmente em vigor em ambos os países: tarifas de acesso definidas para o ano gás 2012-2013 para Portugal e tarifas em vigor em Espanha desde 28 de abril de 2012.

Em Portugal a tarifa de receção é uma tarifa monómia, com um termo variável, definido em €/kWh, com valores iguais para as opções base e de curtas durações. 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 10-1 apresentam-se os preços atualmente em vigor para a parcela de receção, em ambos os países.

**Quadro 10-1 - Preços da parcela de Receção de GNL<sup>6</sup>**

PARCELA DE RECEÇÃO	PREÇOS PT opção base	PREÇOS PT curtas durações	PREÇOS ES
Termo Fixo (EUR/navio)	-	-	32 885
Termo Variável (EUR/kWh)	0,00021486	0,00021486	0,000066

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. Tal como na tarifa de receção de gás natural os valores da tarifa base e tarifa de curtas durações do Armazenamento de GNL em Portugal apresentam valores iguais, tal como apresentado no Quadro 10-2.

<sup>6</sup> Valores em Espanha definidos no anexo da Ordem IET/849/2012, de 26 de abril, tendo como referência o terminal de Huelva.

**Quadro 10-2 - Preço da parcela de Armazenamento de GNL<sup>7</sup>**

PARCELA DE ARMAZENAMENTO	PREÇOS PT opção base	PREÇOS PT curtas durações	PREÇOS ES
Termo Variável (EUR/kWh/dia)	0,00002863	0,00002863	0,000031672

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 Portugal (tarifa base) e em Espanha 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. No caso da tarifa de curtas durações em Portugal existe apenas um termo variável, definido em €/kWh. No quadro seguinte apresentam-se os preços atualmente em vigor para a parcela de Regaseificação, em Portugal e Espanha.

**Quadro 10-3 - Preços da parcela de Regaseificação de GNL<sup>8</sup>**

PARCELA REGASEIFICAÇÃO	PREÇOS PT opção base	PREÇOS PT curtas durações	PREÇOS ES
Termo Fixo (EUR/(kWh/dia)/mês)	0,008386	-	0,018981
Termo Variável (EUR/kWh)	0,00019871	0,00109718	0,000112

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. 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 Ordem IET/849/2012, de 26 de abril, foram publicados os coeficientes a aplicar aos contratos de curta duração mensais e diários.

Importa salientar que 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.

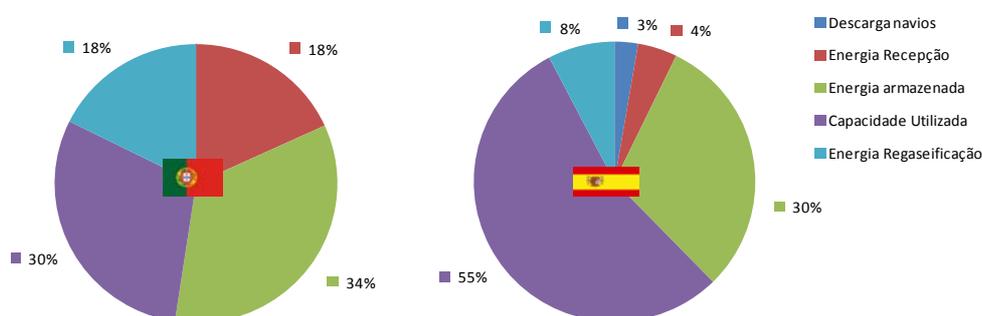
Nas figuras seguintes comparam-se as estruturas de pagamentos das tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL em Portugal e Espanha. Considerou-se um perfil de utilização idêntico ao do Terminal de Sines, previsto para o ano gás 2012-2013.

<sup>7</sup> Valores em Espanha definidos no anexo da Ordem IET/849/2012, de 26 de abril.

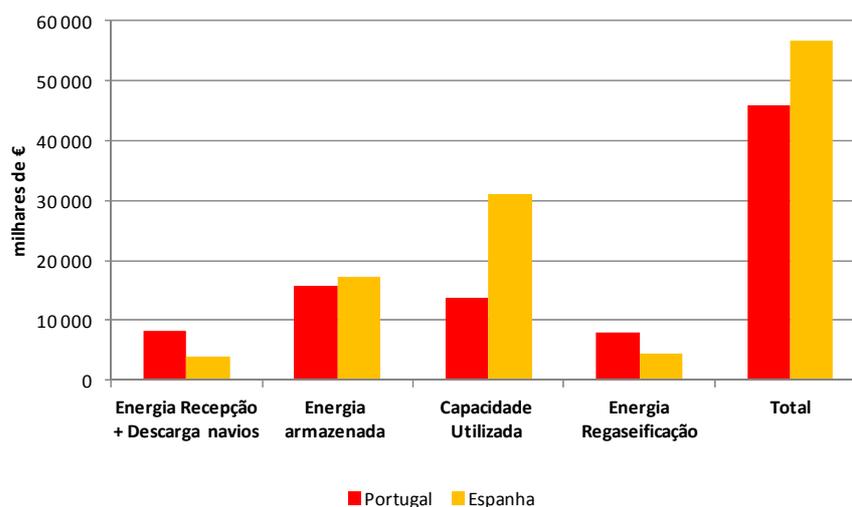
<sup>8</sup> Valores em Espanha definidos no anexo da Ordem IET/849/2012, de 26 de abril.

Verifica-se que no caso de Espanha existe uma estrutura de custos fixos mais pesada do que em Portugal, com um valor da capacidade de utilização associada à regaseificação de GNL com valores cerca de 2,26 acima dos valores da capacidade de utilização 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 0,51 em relação ao valor equivalente no Terminal de Sines.

**Figura 10-1 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha, no 2.º semestre de 2012**



**Figura 10-2 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha, no 2.º semestre de 2012**



Na Figura 10-3, Figura 10-4 e Figura 10-5 apresenta-se a evolução dos preços médios de acesso ao 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.

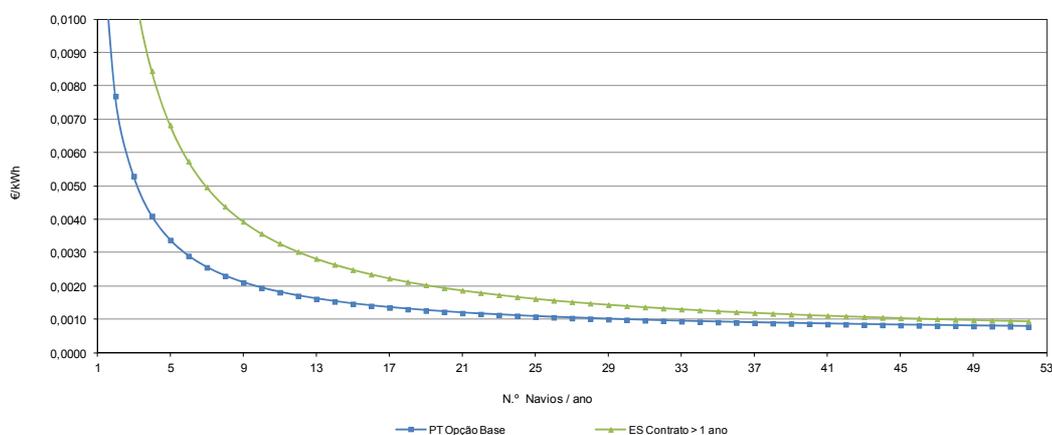
Nesta análise foram considerados navios metaneiros com uma carga média de 870 GWh (125 000 m<sup>3</sup> GNL) e com um tempo médio de regaseificação de 7 dias. Assume-se ainda que cada utilizador do terminal regaseifica a totalidade do GNL logo de imediato à sua descarga, operando durante os 7 dias semanais, sem haver lugar à aplicação de penalidades. No caso da descarga de navios em Espanha é considerado o terminal de Huelva como referência.

Para ambos os países são considerados dois cenários distintos: a utilização do terminal através de um contrato com duração superior a 1 ano e a utilização do terminal com a opção de curta duração (contrato com duração inferior a 1 ano).

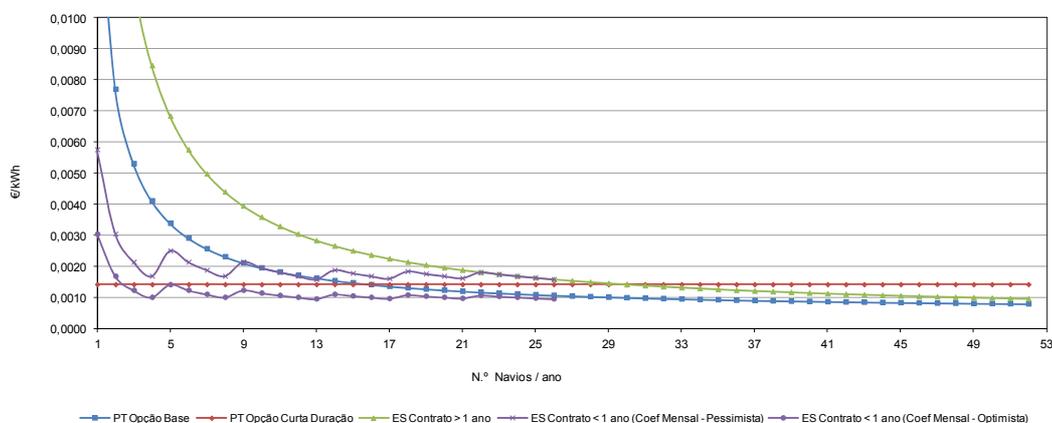
No caso da aplicação dos fatores ao termo fixo da tarifa de Regaseificação no contrato com duração inferior a 1 ano, em Espanha, são efetuadas duas simulações distintas, com a aplicação de fatores mensais (contratos mensais) e fatores diários (contratos diários).

Para cada uma dessas simulações são considerados dois cenários distintos: o Cenário Pessimista, onde os fatores são aplicados por ordem decrescente, e o Cenário Otimista, com uma aplicação dos fatores na ordem inversa à descrita anteriormente. Tendo em conta que as capacidades associadas aos contratos com prazos inferiores a 1 ano apenas podem ser adicionadas a capacidades contratadas com prazos superiores a 1 ano, para o mesmo ponto de fornecimento, nos meses de Verão (de abril a setembro) a simulação dos contratos de prazos inferiores a 1 ano, em Espanha, é feita apenas para os primeiros 6 meses. A partir dos 6 meses aplicam-se as tarifas base.

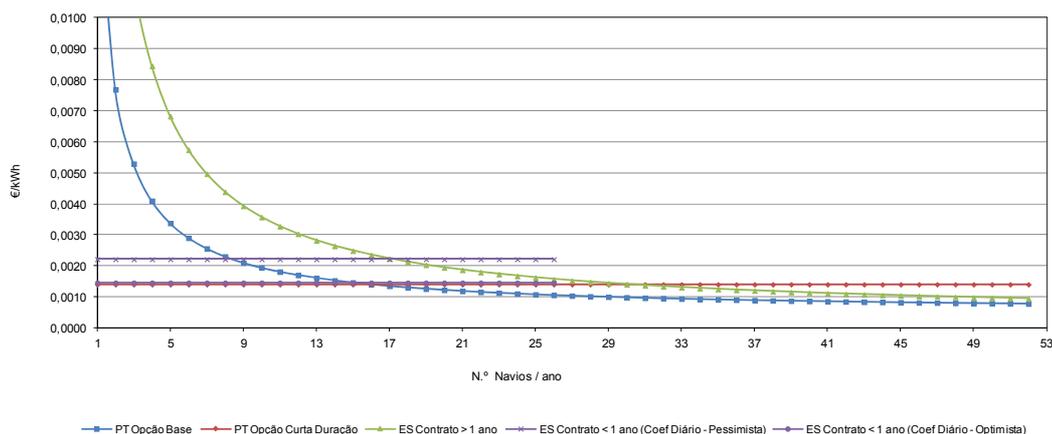
**Figura 10-3 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (opção base), no 2.º semestre de 2012**



**Figura 10-4 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (contratos mensais), no 2.º semestre de 2012**



**Figura 10-5 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (contratos diários), no 2.º semestre de 2012**



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

- Na comparação da tarifa base em ambos os países verifica-se que o preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL é mais baixo em Portugal, sendo esse diferencial superior para um nº mais reduzido de navios / ano. Esta situação resulta do facto de em Espanha existir uma estrutura de custos fixos mais pesada do que em Portugal.
- No caso da utilização de contratos mensais na atividade de Regaseificação em Espanha verifica-se que até cerca de 26 descargas de navios metaneiros/ano a opção de curtas durações em Espanha (cenário otimista) é a mais vantajosa e a partir desse número de navios metaneiros a opção base em Portugal passa a ser a mais competitiva.

- Para a utilização de contratos diários na atividade de Regaseificação em Espanha verifica-se que a opção de curtas durações em Portugal está praticamente igualada à opção de curtas durações em Espanha (cenário otimista). A partir de 17 descargas de navios metaneitos/ano a opção base em Portugal passa a ser a mais competitiva.

## 10.1 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 em Portugal e em euros/kWh/mês em Espanha, e por dois termos variáveis aplicáveis ao volume de gás injetado ou extraído, definidos em euros/kWh, tal como apresentado no Quadro 10-4.

De salientar em Portugal a quantidade armazenada corresponde a uma energia média diária enquanto em Espanha a quantidade armazenada corresponde a uma capacidade de armazenamento contratada mensal.

**Quadro 10-4 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo<sup>9</sup>**

USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	PREÇOS PT	PREÇOS ES
Termo de Injeção (EUR/kWh)	0,00020619	0,000244
Termo de Extração (EUR/kWh)	0,00020619	0,000131
Termo Fixo (*)	0,00002699	0,000411

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

Na Figura 10-6 e Figura 10-7 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 183 dias (correspondente a 6 meses de armazenamento).

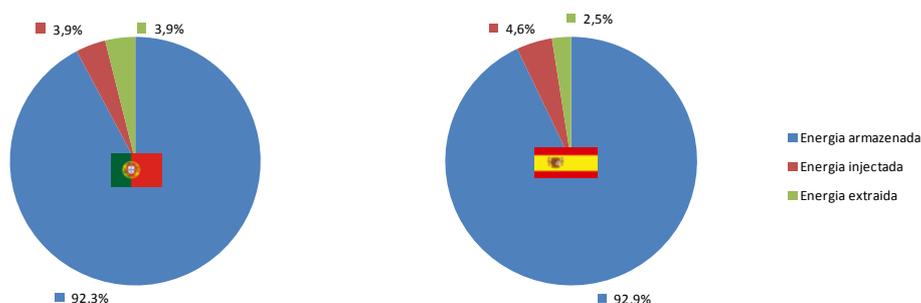
Assume-se que a energia injetada é igual à energia extraída e que o valor da capacidade de armazenamento é igual à capacidade de injeção do armazenamento subterrâneo do Carriço (23 800 MWh/dia). Assume-se também que em Espanha o termo fixo é pago durante 12 meses, independentemente do número de meses em que o gás é armazenado, sendo esse valor pago numa lógica diária em Portugal.

Na comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo em Portugal e Espanha, considerando um perfil de utilização do armazenamento subterrâneo de 183 dias (correspondente a 6 meses de armazenamento), verifica-se que para os seis meses de armazenamento

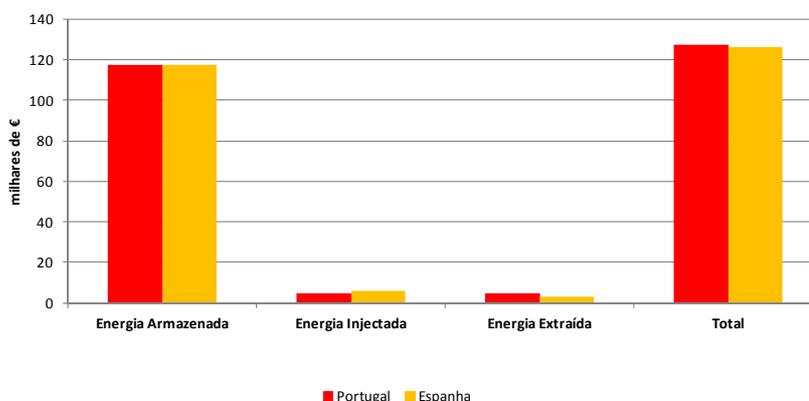
<sup>9</sup> Valores em Espanha definidos no anexo da Ordem IET/849/2012, de 26 de abril.

o custo unitário do armazenamento subterrâneo em Espanha é ligeiramente mais vantajoso do que em Portugal.

**Figura 10-6 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha, no 2.º semestre de 2012**

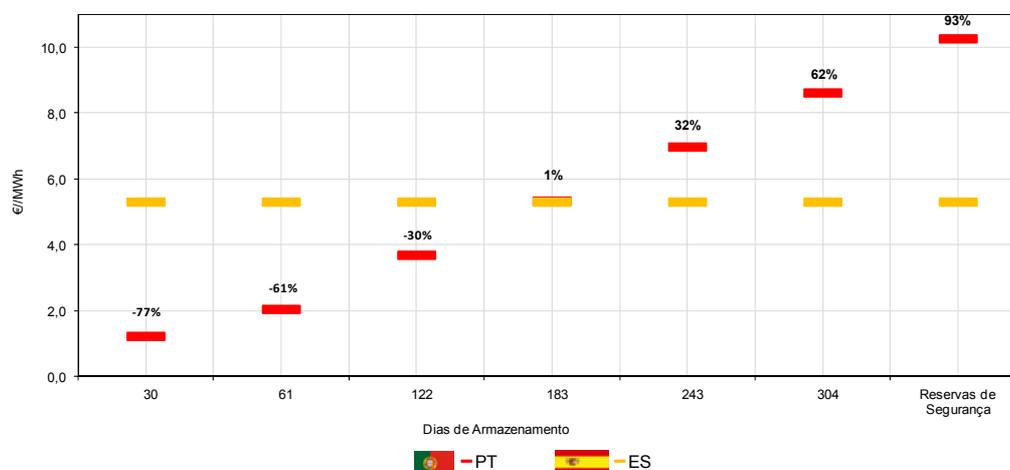


**Figura 10-7 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha, no 2.º semestre de 2012**



Na Figura 10-8 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 de armazenamento.

**Figura 10-8 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha, no 2.º semestre de 2012**



Verifica-se que o preço médio em Portugal é inferior ao praticado em Espanha para utilizações inferiores a aproximadamente 6 meses. Nesse contexto verifica-se que a tarifa de acesso em Portugal é favorável para utilizações sazonais, incentivando-se a utilização da capacidade disponível pelos agentes de mercado numa ótica de gestão de gás de curto/médio prazo.

Numa ótica de constituição de reservas de segurança verificam-se custos substancialmente inferiores em Espanha, situação explicada pelas diferentes características construtivas dos armazenamentos subterrâneos de Portugal e Espanha.

## 10.2 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 duas opções tarifárias distintas: Leitura Diária e Leitura Diária Curtas Utilizações.

A tarifa de acesso à rede de transporte em Portugal tem três componentes: um termo de capacidade utilizada, em  $\text{€}/(\text{kWh}/\text{dia})/\text{mês}$ ; um termo de energia para o período fora de vazio (dias úteis), definido em  $\text{€}/\text{kWh}$ ; e um termo de energia para o período de vazio (fins-de-semana e feriados nacionais), definido em  $\text{€}/\text{kWh}$ , tal como apresentado nos quadros seguintes.

**Quadro 10-5 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário, a vigorarem a partir de julho de 2012**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS A PRODUTORES DE ELECTRICIDADE EM REGIME ORDINÁRIO				
Opção tarifária	Energia		Capacidade Utilizada	Capacidade Utilizada
	Fora de Vazio	Vazio	(€/kWh/dia)/mês	(€/kWh/dia)/dia
	(€/kWh)	(€/kWh)		
Diária	0,000806	0,000538	0,023440	0,00076853
Curtas utilizações	0,002670	0,000538	0,007032	0,00023056

**Quadro 10-6 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes finais em AP, a vigorarem a partir de julho de 2012**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO PARA AS ENTREGAS A CLIENTES EM AP				
Opção tarifária	Energia		Capacidade Utilizada	Capacidade Utilizada
	Fora de Vazio	Vazio	(€/kWh/dia)/mês	(€/kWh/dia)/dia
	(€/kWh)	(€/kWh)		
Diária	0,000882	0,000614	0,023440	0,00076853
Curtas utilizações	0,002746	0,000614	0,007032	0,00023056

Em Espanha, a tarifa de transporte e distribuição tem duas componentes<sup>10</sup>: (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)<sup>11</sup> ou €/mês (grupo de clientes 3)<sup>12</sup>, e por um termo variável, definido em euros/kWh.

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. A estrutura desta componente da tarifa de Transporte e Distribuição é monómia, sendo composta por um termo fixo, definido em euros/(kWh/dia)/mês.

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. A estrutura desta componente da tarifa de Transporte e Distribuição é binómia, sendo composta por um termo fixo, definido em euros/(kWh/dia)/mês (clientes dos grupos 1 e 2) ou €/mês (clientes do grupo 3) 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.

<sup>10</sup> Artigo 31.º do Real-Decreto 949/2001, de 3 de agosto.

<sup>11</sup> 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.

<sup>12</sup> Grupo 3: consumidores ligados a gasodutos cuja pressão de desenho seja inferior ou igual a 4 bar.

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

No Quadro 10-7 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 três maiores escalões de consumo do grupo 2 do sistema tarifário espanhol.

**Quadro 10-7 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte e Distribuição, em Espanha<sup>13</sup>**

USO DA REDE DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO	PREÇOS ES
Termo Fixo de Reserva de Capacidade (€/kWh/dia)/mês	0,010499
Termos de Transporte	
<b>Tarifa 2.4: 100≥...&gt;30 GWh/ano</b>	
Termo fixo (€/kWh/dia)/mês	0,039884
Termo variável (€/kWh)	0,0010850
<b>Tarifa 2.5: 500≥...&gt;100 GWh/ano</b>	
Termo fixo (€/kWh/dia)/mês	0,036668
Termo variável (€/kWh)	0,0009510
<b>Tarifa 2.6: &gt;500 GWh/ano</b>	
Termo fixo (€/kWh/dia)/mês	0,033728
Termo variável (€/kWh)	0,0008250

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

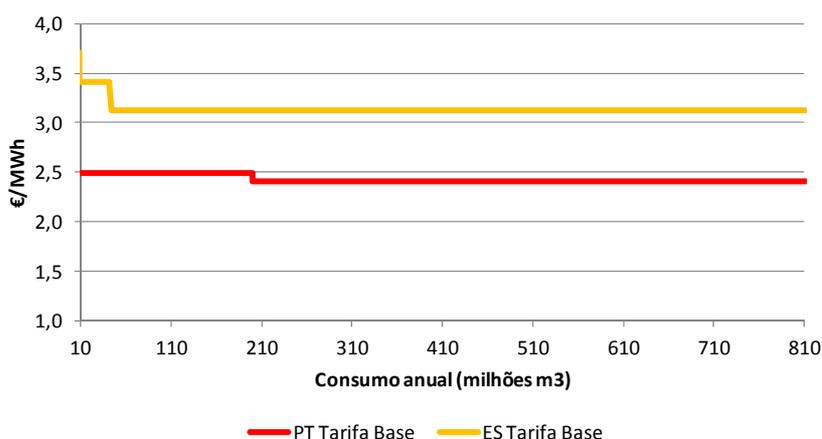
- Na aplicação das tarifas em Espanha não foi considerado nenhum agravamento dos termos de capacidade de utilização associados quer ao termo de reserva de capacidade, quer ao termo de transporte.
- Em Portugal são utilizadas as tarifas a vigorarem a partir do 2º semestre de 2012, abrangendo a tarifa 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 m<sup>3</sup> são centros electroprodutores, aplicando-se para estes clientes apenas a Parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.
- Para além das tarifas 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 reserva de capacidade, na opção base, ou um termo de energia em fora de vazio, na opção de curtas utilizações.

<sup>13</sup> Valores em Espanha definidos no anexo da Ordem IET/849/2012, de 26 de abril.

- É utilizada uma modulação de 230 dias, quer no ponto de entrada, quer no ponto de saída da rede.
- Assume-se que a relação entre a energia em fora de vazio e a energia total é de 76,3%, valor típico de um cliente ligado à rede de alta pressão, em Portugal
- A utilização da opção de curtas utilizações em Portugal e da opção de curtas durações em Espanha implica a perda de prioridade na utilização da capacidade da rede, face aos utilizadores da opção base.

Na Figura 10-9 apresenta-se a relação entre os preços das tarifas de Acesso à Rede de Transporte, em Portugal e Espanha, verificando-se que para qualquer nível de consumo anual de gás natural um cliente ligado à rede de AP em Portugal paga em média um valor mais baixo do que o custo de acesso à rede de transporte em Espanha.

**Figura 10-9 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados na rede de transporte em AP em Portugal e Espanha (modulação de 230 dias), no 2.º semestre de 2012**



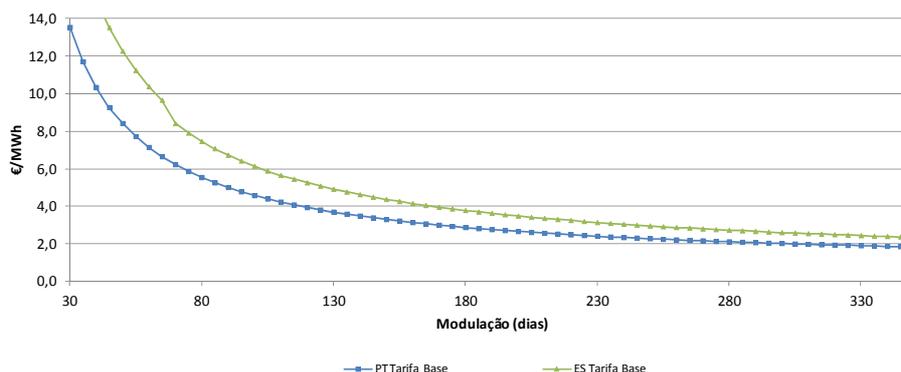
Na Figura 10-10, Figura 10-11 e Figura 10-12 considera-se um cliente com uma capacidade instalada de 7,3 GWh/dia (correspondente a uma central de ciclo combinado, com uma potência instalada de 400 MW, rendimento de 55% e 10 horas de funcionamento diário), funcionando 5 dias úteis por semana e com uma modulação variável.

Para ambos os países são considerados dois cenários distintos: a utilização da rede de transporte através de uma opção base e a utilização da rede de transporte com uma opção de curtas utilizações.

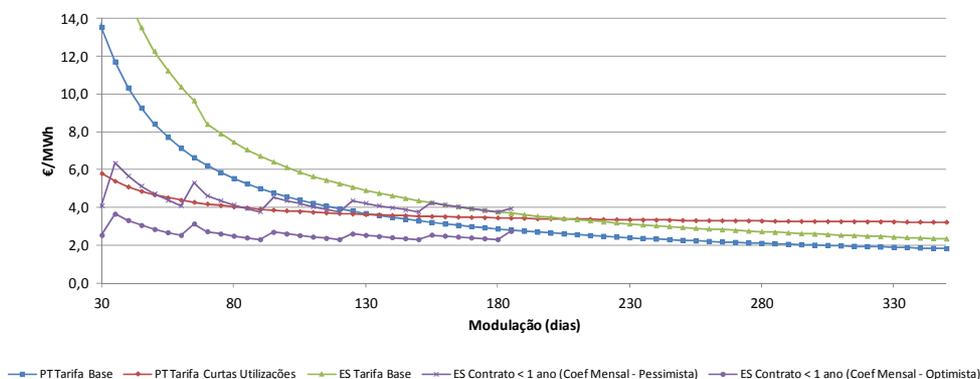
No caso da aplicação dos fatores aos termos de reserva de capacidade da tarifa de Transporte e Distribuição e ao termo fixo de condução da tarifa de Transporte e Distribuição no contrato com duração inferior a 1 ano, em Espanha, são efetuadas duas simulações distintas, com a aplicação de fatores mensais (contratos mensais) e fatores diários (contratos diários). Para cada uma dessas simulações são

considerados dois cenários distintos: o Cenário Pessimista, onde os fatores são aplicados por ordem decrescente e o Cenário Otimista, com uma aplicação dos fatores na ordem inversa à descrita anteriormente.

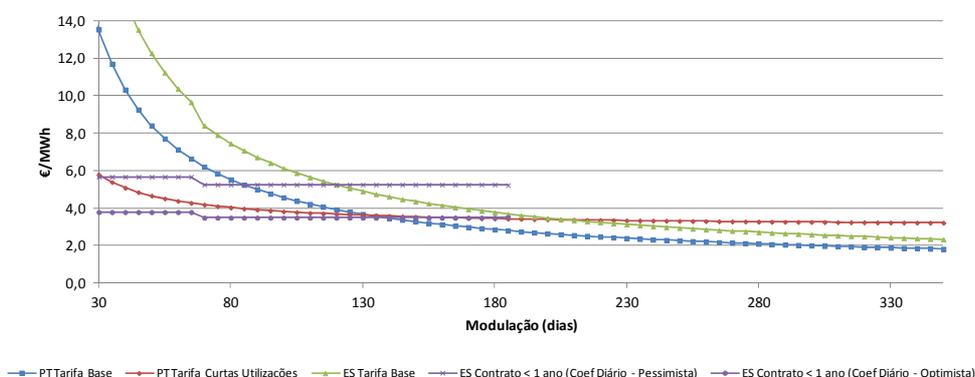
**Figura 10-10 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP em Portugal e Espanha (opção base), no 2.º semestre de 2012**



**Figura 10-11 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP em Portugal e Espanha (contratos de curta utilização mensais), no 2.º semestre de 2012**



**Figura 10-12 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP em Portugal e Espanha (contratos de curta utilização diários), no 2.º semestre de 2012**



Para a opção base verifica-se que a tarifa de Acesso à Rede de Transporte em alta pressão é globalmente mais favorável em Portugal do que Espanha.

Nos contratos mensais a opção de curtas utilizações em Portugal é menos favorável do que a opção de curtas utilizações em Espanha (contratos mensais, cenário otimista). Para modulações acima de 190 dias a opção base em Portugal é globalmente mais favorável.

Nos contratos diários a opção de curtas utilizações em Portugal é mais vantajosa do que a opção de curtas utilizações em Espanha (cenário pessimista) mas é menos vantajosa do que a opção de curtas utilizações em Espanha (cenário otimista). Para modulações acima de 130 dias a opção base em Portugal é globalmente mais favorável.



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

Os contratos de concessão, assinados entre o Estado e as empresas distribuidoras de gás natural em abril de 2008, determinam na cláusula 7.<sup>a</sup> que será a ERSE a definir a metodologia de repercussão do valor das taxas de ocupação do subsolo (TOS) pagas pelos operadores da rede de distribuição a cada Município, sobre as entidades comercializadoras e sobre os consumidores finais respetivos. Esta metodologia está definida no artigo 162.º do RT<sup>14</sup>.

A metodologia aprovada para a repercussão do valor das TOS estabelece a estrutura de dois preços: um fixo e um de energia, para dois tipos de fornecimentos: (i) fornecimentos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup> e (ii) fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>.

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	0,001769245	0,000058167

TW - Preço de energia

TF - Preço do termo tarifário fixo

MP e BP> - Fornecimentos superiores a 10 000 m<sup>3</sup>

BP< - Fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>

De acordo com o artigo 162.º do 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.

De seguida, apresentam-se no Quadro I - 2, para os clientes com fornecimentos em BP< e para os clientes com fornecimentos em MP e BP>, os valores das TOS que estão presentemente a ser aplicadas pelos operadores de redes em cada Município<sup>15</sup>.

<sup>14</sup> Aprovado pelo Despacho n.º 4878/2010, de 18 de março.

<sup>15</sup> Os restantes Municípios estão a aplicar TOS nulas.

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
Setgás	Barreiro	0,005055	0,004343	2,857418	0,000536
Portgás	Braga	0,001228	0,001055	0,693815	0,000130
Beiragás	Covilhã	0,012390	0,010640	7,001120	0,001310
Portgás	Esposende	0,000747	0,000642	0,422464	0,000079
Lusitaniagás	Estarreja	0,004447	0,003795	2,491310	0,000469
Dianagás	Évora	0,013401	0,011544	7,574397	0,001425
Portgás	Fafe	0,000962	0,000827	0,543932	0,000102
Beiragás	Fundão	0,018068	0,015564	10,212342	0,001922
Portgás	Guimarães	0,000126	0,000108	0,070939	0,000013
Lisboagás	Lisboa	0,002738	0,002337	1,533870	0,000289
Portgás	Maia	0,003087	0,002652	1,745046	0,000327
Portgás	Matosinhos	0,001989	0,001709	1,124215	0,000211
Lusitaniagás	Mealhada	0,004601	0,003963	2,600421	0,000489
Dourogás	Peso da Régua	0,006560	0,005635	3,710000	0,000696
Portgás	Porto	0,001683	0,001445	0,951029	0,000178
Portgás	Póvoa Varzim	0,003233	0,002777	1,827348	0,000343
Portgás	Santo Tirso	0,000506	0,000435	0,286145	0,000054
Setgás	Seixal	0,003140	0,002704	1,774542	0,000334
Lisboagás	Sintra	0,004725	0,004033	2,647202	0,000498
Portgás	Valongo	0,000443	0,000380	0,250300	0,000047
Portgás	Vila Conde	0,000006	0,000005	0,003403	0,000001
Lisboagás	Vila Franca de Xira	0,003586	0,003080	2,026803	0,000380
Portgás	Vila Nova Famalicão	0,000384	0,000330	0,217179	0,000041
Portgás	Vila Nova Gaia	0,002601	0,002234	1,469904	0,000276
Portgás	Vizela	0,001914	0,001644	1,081630	0,000203

No Quadro I - 3 apresentam-se para os clientes com fornecimentos em BP< e para os clientes com fornecimentos em MP e BP>, as TOS convertidas para um preço de energia e o peso do seu pagamento na fatura mensal destes clientes<sup>16</sup>.

<sup>16</sup> Para este exercício assumiu-se dois clientes tipo: (a) cliente em BP< com consumo anual de 250 m<sup>3</sup> (aproximadamente) e (b) cliente em MP e BP> com consumo anual de 32 000 m<sup>3</sup> (aproximadamente).

**Quadro I - 3 - Preço 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 Factura Mensal	Preço das TOS €/MWh	Peso das TOS na Factura Mensal
Setgás	Barreiro	5,0	6,1%	3,9	6,1%
Portgás	Braga	1,2	1,5%	1,0	1,5%
Beiragás	Covilhã	12,2	15,0%	9,7	15,0%
Portgás	Esposende	0,7	0,9%	0,6	0,9%
Lusitaniagás	Estarreja	4,3	5,4%	3,4	5,4%
Dianagás	Evóra	13,2	16,3%	10,5	16,3%
Portgás	Fafe	0,9	1,2%	0,8	1,2%
Beiragás	Fundão	17,8	22,0%	14,1	21,9%
Portgás	Guimarães	0,1	0,2%	0,1	0,2%
Lisboagás	Lisboa	2,7	3,3%	2,1	3,3%
Portgás	Maia	3,0	3,7%	2,4	3,7%
Portgás	Matosinhos	2,0	2,4%	1,6	2,4%
Lusitaniagás	Mealhada	4,5	5,6%	3,6	5,6%
Dourogás	Peso da Régua	6,4	8,0%	5,1	8,0%
Portgás	Porto	1,7	2,0%	1,3	2,0%
Portgás	Póvoa Varzim	3,2	3,9%	2,5	3,9%
Portgás	Santo Tirso	0,5	0,6%	0,4	0,6%
Setgás	Seixal	3,1	3,8%	2,4	3,8%
Lisboagás	Sintra	4,6	5,7%	3,7	5,7%
Portgás	Valongo	0,4	0,5%	0,3	0,5%
Portgás	Vila Conde	0,0	0,0%	0,0	0,0%
Lisboagás	Vila Franca de Xira	3,5	4,3%	2,8	4,4%
Portgás	Vila Nova Famalicão	0,4	0,5%	0,3	0,5%
Portgás	Vila Nova Gaia	2,6	3,2%	2,0	3,2%
Portgás	Vizela	1,9	2,3%	1,5	2,3%