

**DETERMINAÇÃO DA ESTRUTURA
TARIFÁRIA
NO ANO GÁS 2009-2010**

Junho 2009

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	ACTIVIDADES E TARIFAS REGULADAS DE GÁS NATURAL.....	3
2.1	Relação entre tarifas e custos.....	6
2.2	Determinação dos custos incrementais	8
2.3	O conceito de escalamento.....	8
3	ESTRUTURA DAS TARIFAS REGULADAS.....	11
3.1	Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito	11
3.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	12
3.3	Tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	13
3.4	Tarifa de Uso Global do Sistema	14
3.5	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	14
3.5.1	Limiar de consumo para aplicação das tarifas por actividade de Média Pressão	15
3.6	Tarifa de Comercialização	16
3.6.1	Tarifa de comercialização do comercializador grossista a grandes clientes	16
3.6.2	Tarifas de comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas	16
4	ESTRUTURA DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS.....	17
4.1	Estrutura geral das Tarifas de Venda a Clientes Finais.....	17
4.2	Tarifas de Venda a Clientes Finais Nacionais	18
4.2.1	Estrutura das Tarifas de Venda a Clientes Finais do Comercializador de Último Recurso Grossista no âmbito da actividade de Comercialização de Último Recurso a Grandes Clientes.....	19
4.2.2	Tarifas de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas.....	20
4.2.2.1	Tarifas de Venda a Clientes Finais para consumos anuais superiores a 10 000 m ³	21
4.2.2.2	Tarifas de Venda a Clientes Finais para consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	23
5	COMPARAÇÃO DE PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRA-ESTRUTURAS DE GÁS NATURAL EM PORTUGAL E ESPANHA	39
5.1	Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás	39
5.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	41
5.3	Tarifa de Acesso à Rede de Transporte e Distribuição	43

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Atividades e tarifas do sector do gás natural.....	3
Figura 2-2 - Decomposição da Tarifa de Venda a Clientes Finais	5
Figura 2-3 - Decomposição da Tarifa de Venda a Clientes (não regulada).....	5
Figura 4-1 - Preços médios resultantes da aplicação das Tarifas de Venda a Clientes Finais aditivas em 2009-2010 por nível de pressão ou tipo de fornecimento.....	18
Figura 4-2 - Preço médio resultante da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais a Grandes Clientes com uma modulação de 200 dias e um consumo anual superior ou igual a 2 milhões de m ³	19
Figura 4-3 - Preço médio resultante da aplicação da tarifa de Venda a Clientes Finais a Grandes Clientes com uma capacidade de 1,3 GWh/dia e um consumo anual superior ou igual a 2 milhões de m ³	20
Figura 4-4 - Preço médio resultante da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em MP a clientes com uma modulação de 200 dias e um consumo anual superior a 10 000 m ³	21
Figura 4-5 - Preço médio resultante da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em MP a clientes com uma capacidade de 325 MWh/dia e um consumo anual superior a 10 000 m ³ /ano e inferior a 2 milhões de m ³ /ano	22
Figura 4-6 - Preço médio resultante da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em BP a um cliente com uma modulação de 200 dias e um consumo anual superior a 10 000 m ³	22
Figura 4-7 - Preço médio resultante da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em BP> a clientes com uma capacidade de 325 MWh/dia e um consumo anual superior a 10 000 m ³ /ano e inferior a 1 milhão de m ³ /ano	23
Figura 4-8 - Preço médio por escalão de consumo em BP< 10 000 m ³ em cada CUR retalhista em percentagem da tarifa nacional	24
Figura 4-9 - Convergência para a tarifa aditiva nacional em BP < 10 000m ³	25
Figura 4-10 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Beiragás para clientes em BP < 10 000 m ³	27
Figura 4-11 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Dianagás para clientes em BP < 10 000 m ³	28
Figura 4-12 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Sonorgás para clientes em BP < 10 000 m ³	29
Figura 4-13 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Duriensegás para clientes em BP < 10 000 m ³	30
Figura 4-14 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Lisboaagás para clientes em BP < 10 000 m ³	31
Figura 4-15 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Lusitanigás para clientes em BP < 10 000 m ³	32
Figura 4-16 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Medigás para clientes em BP < 10 000 m ³	33
Figura 4-17 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Paxgás para clientes em BP < 10 000 m ³	34
Figura 4-18 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR EDPGás para clientes em BP < 10 000 m ³	35

Figura 4-19 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Setgás para clientes em BP < 10 000 m ³	36
Figura 4-20 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Tagusgás para clientes em BP < 10 000 m ³	37
Figura 5-1 - Comparação da estrutura de pagamentos da Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha, no ano gás 2009-2010.....	40
Figura 5-2 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha.....	41
Figura 5-3 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha, no ano gás 2009-2010.....	42
Figura 5-4 - Comparação das tarifas de acesso ao armazenamento subterrâneo entre Portugal e Espanha.....	43
Figura 5-5 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados na rede de transporte em AP em Portugal e Espanha (modulação constante de 216 dias)	45
Figura 5-6 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP em Portugal e Espanha (capacidade instalada constante de 11,43 GWh/dia)	46

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 - Custos incrementais/nivelados da tarifa de Uso do Terminal	11
Quadro 3-2 - Custos nivelados da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.....	12
Quadro 3-3 - Custos incrementais da tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	13
Quadro 3-4 - Custos incrementais das redes de Distribuição.....	15
Quadro 5-1 - Preços da parcela de Recepção de GNL	39
Quadro 5-2 - Preço da parcela de Armazenamento de GNL.....	39
Quadro 5-3 - Preços da parcela de Regaseificação de GNL ³	40
Quadro 5-4 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.....	42
Quadro 5-5 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte	44

1 INTRODUÇÃO

Este documento apresenta a estrutura das tarifas das actividades de Uso do Terminal de Recepção, 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 e a estrutura das tarifas de Venda a Clientes Finais.

No capítulo 2 são apresentadas as actividades 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.

O capítulo 3 apresenta os custos incrementais das tarifas que compõem as actividades de aprovisionamento e transporte de gás natural, nomeadamente as tarifas de Uso do Terminal de Recepção, 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. A estrutura destas tarifas foi anteriormente definida e justificada nos documentos “Determinação da estrutura tarifária; Tarifas de acesso às infra-estruturas da RNTIAT 2007-2008” de Maio de 2007 e “Determinação da Estrutura Tarifária no ano gás 2008-2009”, de Junho de 2008.

No capítulo 4 é analisada a estrutura das tarifas de Venda a Clientes Finais para o comercializador grossista e para os comercializadores de último recurso retalhistas, assim como a convergência para tarifas nacionais nos fornecimentos inferiores a 10 000 m³/ano.

O capítulo 5 apresenta uma comparação das tarifas de acesso às infra-estruturas do Terminal de GNL, do Armazenamento Subterrâneo e das Redes de Transporte e Distribuição, em Portugal e em Espanha.

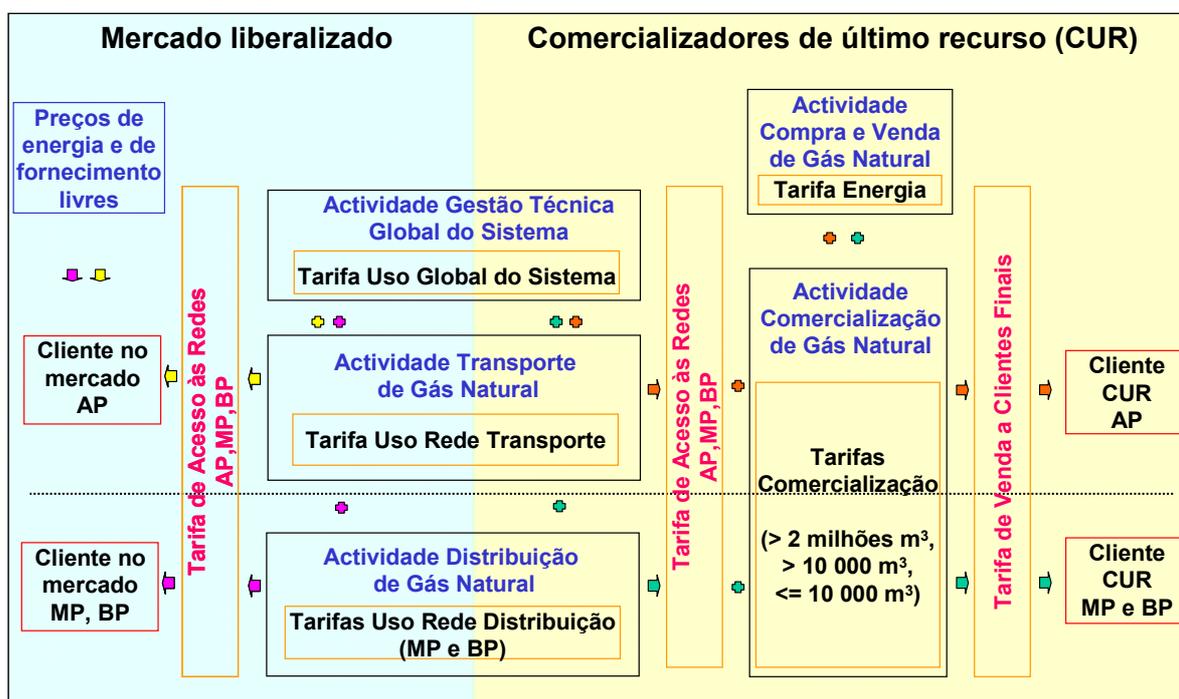
2 ACTIVIDADES E TARIFAS REGULADAS DE GÁS NATURAL

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

- Recepção, 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.

Na figura seguinte apresentam-se de forma esquemática a relação entre as actividades e tarifas da cadeia de valor do gás natural.

Figura 2-1 - Actividades e tarifas do sector do 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.

As tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos clientes dos comercializadores de último recurso resultam da soma das tarifas de acesso às redes com a tarifa de energia e a tarifa de comercialização de gás natural.

Na actividade 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 recepção, armazenamento e regaseificação de GNL e os custos de armazenamento subterrâneo resultantes do pagamento das tarifas destas infra-estruturas.

Os clientes que participem no mercado pagam as tarifas 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 infra-estruturas ligadas à rede de transporte – recepção, armazenamento e regaseificação de GNL e armazenamento subterrâneo – consoante a utilização que delas façam.

Em alternativa podem celebrar um contrato de fornecimento de gás natural com o fornecedor de mercado que inclui todos os serviços prestados ao longo da cadeia de valor, sendo o fornecedor responsável pelo pagamento das tarifas de acesso às redes.

Nesta situação o fornecedor assumirá também o pagamento das tarifas de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL e armazenamento subterrâneo consoante a utilização que venha a fazer destas infra-estruturas.

As duas figuras seguintes esquematizam a composição das várias tarifas e actividades que compõem a tarifa de Venda a Clientes Finais e a tarifa de Venda a Clientes (não regulada).

Figura 2-2 - Decomposição da Tarifa de Venda a Clientes Finais

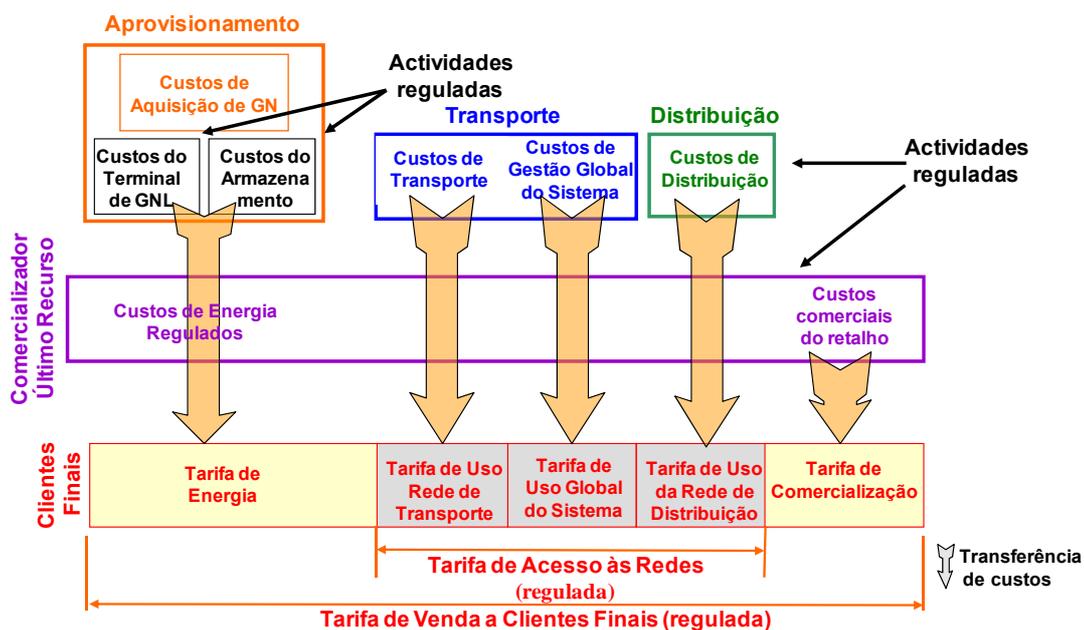
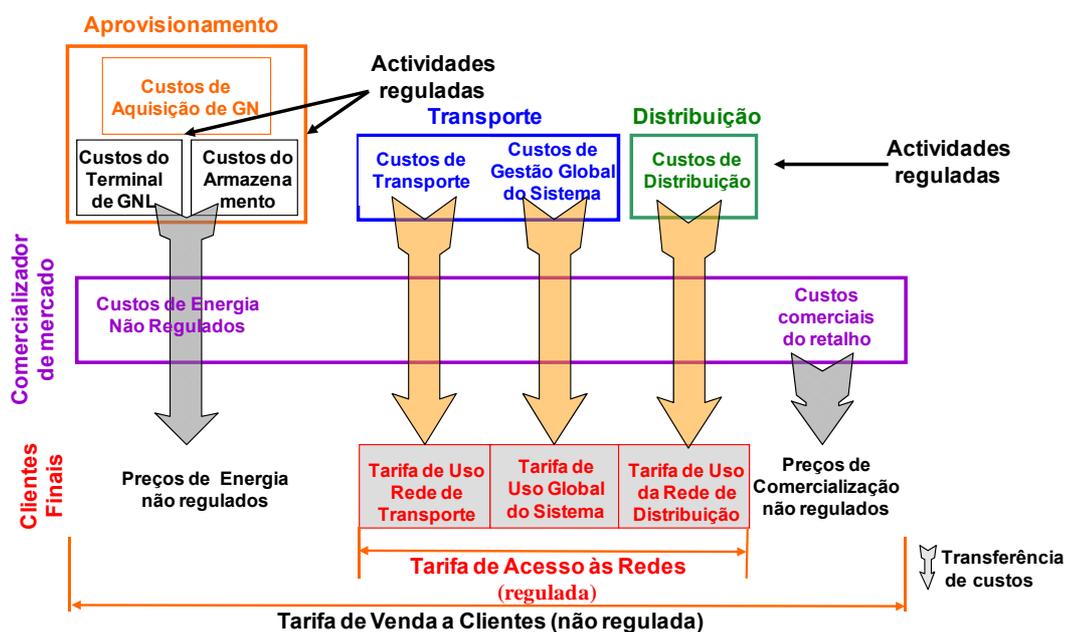


Figura 2-3 - Decomposição da Tarifa de Venda a Clientes (não regulada)



No Decreto-Lei n.º 30/2006 são consagrados no cálculo das tarifas, entre outros, o princípio da “Inexistência de subsidiações cruzadas entre actividades e entre clientes, através da adequação das tarifas aos custos e da adopção 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 actividades, já que a cada actividade regulada da

cadeia de valor está associada uma tarifa. Deste modo, garante-se a transparência, o tratamento não discriminatório e a justiça do sistema tarifário.

2.1 RELAÇÃO ENTRE TARIFAS E CUSTOS

Para cada uma das actividades 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 efectivamente causados pelo serviço fornecido a cada cliente. Este conjunto de variáveis físicas e as suas regras de medição constituem os termos a facturar de cada uma das tarifas.

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

No Decreto-Lei n.º 30/2006 é ainda consagrado o princípio da “transmissão dos sinais económicos adequados a uma utilização eficiente das redes e demais infra-estruturas 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 efectivamente os custos associados ao bem ou serviço que adquiriu. Estes preços induzem uma afectação óptima de recursos e permitem atingir a máxima eficiência económica do sistema gasista.

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 os melhores preços possíveis. O óptimo social coincide com o óptimo 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 óptimo seja atingido é necessário que o custo marginal em causa reflecta todos os custos sociais envolvidos no processo produtivo.

A eficiência na afectação 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 afectação de recursos é denominada de 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 gasista, 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. Estes princípios nem sempre são conciliáveis. Por outro lado, a procura da eficiência em termos dinâmicos pode limitar o interesse em manter tarifas estritamente ligadas aos custos marginais.

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 actividade 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 respectivas regras de medição para a facturação 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 para cada uma das actividades, diversas metodologias podem ser adoptadas.

As regras de determinação das variáveis físicas de cada tarifa por actividade 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 constitui a estrutura tarifária.

2.2 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 dos custos de capital associados ao investimento (CAPEX), incluindo os respectivos custos de operação e manutenção (OPEX), e o valor actualizado dos acréscimos de procura que estão na origem e justificam a necessidade desses investimentos.

Designam-se por custos incrementais e não custos marginais, dado se tratar da relação entre dois acréscimos e não da derivada do custo total em relação à procura total satisfeita.

O cálculo dos custos incrementais aplica-se em situações em que os investimentos são efectuados ao longo do tempo por forma a satisfazer os sucessivos acréscimos de procura. Nos casos em que os investimentos nas infra-estruturas são efectuados 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 actualizado dos custos de capital associados aos investimentos e dos custos de operação e manutenção durante o seu tempo de vida útil, pela procura de projecto que é possível de satisfazer. Nestes casos, tendo em conta que a procura a satisfazer está relacionada com os valores assumidos em fase de projecto e que justificaram os investimentos realizados para um período longo de tempo, deve-se utilizar uma mesma taxa de desconto para os custos e para a procura de projecto, numa lógica de determinação de um custo de projecto de médio e longo prazo. Este custo nivelado de médio e longo prazo está mais associado às quantidades de procura previstas em fase de projecto, do que à procura efectivamente ocorrida, pois é a máxima procura prevista que o justifica. Nesta perspectiva a taxa de desconto a utilizar deve estar ligada ao contexto do investimento e ao valor utilizado para descontar os custos.

2.3 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 actividade, então o preço associado às variáveis de facturação de cada tarifa deverá ser igual ao respectivo custo marginal.

Se esta igualdade não se verificar, os preços associados às diversas variáveis de facturação de cada tarifa devem ser corrigidos por factores multiplicativos ou aditivos, ou seja, escalados de forma a proporcionar os proveitos permitidos em cada actividade. Assim, a estrutura de cada tarifa escalada deve reflectir a estrutura dos custos marginais, termo a termo. Esta condição salvaguarda a utilização eficiente do sistema de gás natural em cada uma das actividades, assegurando também a recuperação dos

proveitos permitidos em cada actividade 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 factor, 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 ESTRUTURA DAS TARIFAS REGULADAS

Para o ano gás 2009-2010, as tarifas das actividades reguladas preservam, na sua essência, a mesma estrutura que tinha sido definida em Junho de 2008, no documento “Determinação da Estrutura Tarifária no ano gás 2008-2009”.

É desejável que a estrutura de custos incrementais seja preservada fornecendo-se aos consumidores sinais de preço estáveis para a utilização das redes no médio e longo prazo. Assim, apesar de existirem novas séries de investimentos, a estrutura dos custos incrementais é mantida até ao final do actual período de regulação.

3.1 TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO

O Quadro 3-1 sumariza os custos incrementais/nivelados da tarifa de Uso do Terminal utilizados no cálculo dos preços desta tarifa no primeiro ano gás (2007-2008), no segundo ano gás (2008-2009) e os valores adoptados para o terceiro ano gás (2009-2010).

Quadro 3-1 - Custos incrementais/nivelados da tarifa de Uso do Terminal

		Custos incrementais/ custos nivelados ano gás 2007/2008	Custos incrementais/ custos nivelados ano gás 2008/2009	Custos incrementais/ custos nivelados ano gás 2009/2010	var. % 2009/2010 - 2009/2008
Energia Recepção	€/kWh	0,000086	0,000088	0,000090	2,5%
Energia diária Armazenamento	€/kWh	0,000026	0,000027	0,000027	2,5%
Capacidade utilizada Regaseificação	€/kWh/dia	0,002760	0,002834	0,002903	2,5%
Energia Regaseificação	€/kWh	0,000078	0,000081	0,000083	2,5%
Termo fixo carga camiões cisterna	€/kWh	130,88	134,35	137,64	2,5%

Todos os custos incrementais referidos no quadro anterior foram actualizados para preços do ano 2009-2010, tendo em conta uma média do deflactor do PIB para 2009 de 2,4% e para 2010 de 2,5%¹.

O custo incremental médio de longo prazo da capacidade utilizada na regaseificação de GNL foi determinado através do rácio entre o valor actualizado dos encargos resultantes dos investimentos a que a capacidade utilizada obriga, incluindo os custos de exploração que esses investimentos adicionais causam, para determinado período, e o valor actualizado dos acréscimos de capacidade utilizada, para esse mesmo período.

¹ “Programa de Estabilidade e Crescimento 2008-2011 – actualização de Janeiro de 2009”, do Ministério das Finanças e da Administração Pública.

Considerando que os investimentos em sistemas de regaseificação, incluindo os serviços de bombagem, recuperação das evaporações, regaseificação, medição, e emissão para a RNTGN, são condicionados essencialmente pela capacidade instalada, o custo incremental de capacidade foi calculado com base nos investimentos nestas infra-estruturas.

O custo incremental de energia foi determinado através do rácio entre os custos de operação que dependem dos volumes processados e respectivos volumes processados. O volume de energia condiciona essencialmente os custos variáveis da operação de regaseificação, respeitantes a consumos próprios de gás natural na instalação ou, em alternativa, respeitantes a consumos de energia eléctrica associados à bombagem da fonte quente (água do mar).

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

3.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

O Quadro 3-2 sumariza os custos nivelados da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo utilizados no cálculo dos preços desta tarifa no primeiro ano gás (2007-2008), no segundo ano gás (2008-2009) e os valores adoptados para o terceiro ano gás (2009-2010).

Quadro 3-2 - Custos nivelados da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

		Custos nivelados ano gás 2007/2008	Custos nivelados ano gás 2008/2009	Custos nivelados ano gás 2009/2010	var. % 2009/2010 - 2009/2008
Energia injectada	€/kWh	0,0001934	0,0001985	0,0002033	2,5%
Energia extraída	€/kWh	0,0001934	0,0001985	0,0002033	2,5%
Energia armazenada	€/kWh/dia	0,000009197	0,000009440	0,000009672	2,5%

A variação incorpora a média do deflactor do PIB para 2009 de 2,4% e para 2010 de 2,5%.

Os custos nivelados da energia injectada, de energia extraída e da energia armazenada foram determinados com base nos valores dos activos associados às cavernas, às instalações de superfície e às unidades de lixiviação bem como nos custos de operação e manutenção associados.

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

3.3 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

O Quadro 3-3 sumariza os custos incrementais da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicados no cálculo dos preços desta tarifa no primeiro ano gás (2007-2008), no segundo ano gás (2008-2009) e os valores adoptados para o terceiro ano gás (2009-2010).

Quadro 3-3 - Custos incrementais da tarifa de Uso da Rede de Transporte

		Custos incrementais ano gás 2007/2008	Custos incrementais ano gás 2008/2009	Custos incrementais ano gás 2009/2010	var. % 2009/2010 - 2009/2008
Capacidade Utilizada	€/kWh/dia/mês	0,02766384	0,02839693	0,02909265	2,5%
Energia	€/kWh	0,00000640	0,00000657	0,00000673	2,5%
Energia de ponta	€/kWh	0,00022416	0,00023010	0,00023573	2,5%

A variação incorpora a média do deflactor do PIB para 2009 de 2,4% e para 2010 de 2,5%.

Os custos incrementais de energia em períodos fora de ponta referem-se aos acréscimos de custos causados em infra-estruturas de transporte por acréscimos de procura em qualquer período tarifário.

Os custos incrementais de capacidade utilizada foram calculados através do rácio entre o valor actualizado do acréscimo de encargos resultantes dos investimentos e dos respectivos custos de operação e manutenção em troços de rede periféricos, durante o período de vida útil desses investimentos, e o valor actualizado do acréscimo de capacidade utilizada nas saídas da rede no mesmo período.

Os custos incrementais de energia em períodos de ponta foram calculados através da divisão do valor actualizado do acréscimo de encargos resultantes dos investimentos e dos respectivos custos de operação e manutenção em troços de rede de uso comum, durante o período de vida útil desses investimentos, pelo valor actualizado do acréscimo de procura em períodos de ponta no mesmo período. Considera-se que a procura em períodos de ponta condiciona o dimensionamento dos troços de rede comuns. Considerando que o período de ponta apresenta uma duração alargada, foram previstas transferências da variável de custo incremental de energia em períodos de ponta para a variável de capacidade utilizada em linha com as práticas adoptadas internacionalmente.

Uma descrição mais detalhada da metodologia de cálculo destes custos incrementais é apresentada no documento "Determinação da estrutura tarifária - Tarifas de acesso às infra-estruturas da RNTIAT 2007-2008" de Maio de 2007.

3.4 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

O Regulamento Tarifário não prevê a determinação de custos incrementais associados à variável de facturação da tarifa de Uso Global do Sistema, na medida em que o preço desta tarifa é directamente determinado pela divisão dos proveitos permitidos desta actividade pela energia entregue.

3.5 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

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 m³ (BP> e BP<). Estes custos incrementais são ainda diferenciados por: (i) custo incremental de capacidade utilizada; (ii) custo incremental de energia em períodos de ponta; (iii) custo incremental de energia; (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 capacidade utilizada nas várias saídas é uma variável determinante no dimensionamento dos troços periféricos da rede cuja utilização é partilhada por um pequeno número de clientes. Considera-se também que parte dos custos associados aos troços periféricos depende do número de locais de consumo e em consequência uma parte dos mesmos deve ser utilizada na determinação do custo incremental, por cliente, dos troços periféricos.

Os custos incrementais de capacidade utilizada foram calculados através do quociente entre o valor actualizado de parte dos investimentos em troços de rede periféricos, incluindo os respectivos custos de operação e manutenção, e o valor actualizado 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.

De igual modo, os custos incrementais, por cliente, dos troços periféricos, são calculados através do quociente entre o valor actualizado de parte dos investimentos em troços de rede periféricos, incluindo os respectivos custos de operação e manutenção, e o valor actualizado do acréscimo de clientes no mesmo período, no pressuposto que são estes acréscimos de clientes que estão na origem e justificam a necessidade desses investimentos.

Os custos incrementais de energia em horas de ponta devem ser calculados através do quociente entre o valor actualizado dos investimentos em troços de rede de uso comum, incluindo os respectivos custos de operação e manutenção, pelo valor actualizado do acréscimo de procura em horas de ponta 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.

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 3-4 os custos incrementais das redes de distribuição, que irão condicionar a estrutura das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

Quadro 3-4 - Custos incrementais das redes de Distribuição

	CI_{CU} (€/MWh/dia)	CI_W (€/MWh)	CI_{WP} (€/MWh)	CI_{TF} troço periférico (€/mês)	CI_{TF} leitura diária (€/mês)	CI_{TF} leitura mensal (€/mês)	CI_{TF} leitura > mensal (€/mês)
URD MP	20,91	0,0067	0,2824	153,68	2,77	2,77	n.a.
URD BP>	22,17	0,0384	2,0653	51,23	0,44	0,44	n.a.
URD BP<	22,17	0,0384	3,4501	0,00	n.a.	n.a.	0,22

CI_{CU}: Custo incremental de capacidade utilizada

CI_W: Custo incremental de energia

CI_{WP}: Custo incremental de energia em período de ponta

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

3.5.1 LIMIAR DE CONSUMO PARA APLICAÇÃO DAS TARIFAS POR ACTIVIDADE DE MÉDIA PRESSÃO

O Regulamento Tarifário define que os fornecimentos em BP> superiores a um limiar de consumo anual a aprovar pela ERSE podem optar pelas tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão. Através do Despacho n.º 17 630/2008, de 30 de Junho, a ERSE fixou este limiar de consumo em 2 milhões de m³/ano. Conforme carta enviada aos operadores de rede no final de Outubro de 2008, e na sequência da solicitação feita por alguns clientes aos operadores das redes de distribuição, a ERSE fixa para 2009-2010 o referido limiar em 1 milhão de m³/ano.

O desenvolvimento normal de uma rede de distribuição de gás conduz a que os clientes com consumos mais elevados sejam fornecidos em níveis de pressão superiores, dado que a sua localização é um factor determinante no desenvolvimento da rede principal (troços centrais, de maior capacidade).

Adicionalmente, as redes de gás caracterizam-se por uma grande flexibilidade no binómio pressão/caudal, permitindo em termos economicamente justificáveis a alimentação a grandes clientes em BP. Estes clientes não são diferentes dos seus homólogos em MP, justificando-se por isso a flexibilização tarifária, no sentido de harmonizar o tratamento destes clientes.

Em Junho de 2008, o Despacho que publicou as tarifas para o ano gás 2008-2009, definiu que aos clientes em BP com consumos anuais superiores a 2 milhões de m³ se aplicavam as tarifas de acesso às redes e de Venda a Clientes Finais de MP. Verifica-se que existe um conjunto significativo de consumidores com consumos inferiores a 2 milhões de m³ que ainda apresentam características semelhantes ao universo de consumidores em MP, nomeadamente no consumo anual, reduzindo-se assim o limiar para 1 milhão de m³ em 2009-2010. Informação mais detalhada sobre os consumos de gás natural em BP e MP poderá no futuro condicionar a revisão deste valor.

3.6 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO

3.6.1 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO DO COMERCIALIZADOR GROSSISTA A GRANDES CLIENTES

A tarifa de Comercialização do comercializador de último recurso aplicada a clientes com consumos anuais superiores ou iguais a 2 milhões m³, não prevê a determinação de custos incrementais, na medida em que o preço desta tarifa é directamente determinado pelo quociente dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural a grandes clientes pelo número de clientes.

3.6.2 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

As tarifas de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas apresentam preços diferenciados por consumos anuais:

- Tarifa de Comercialização em BP<, aplicável a clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.
- Tarifa de Comercialização em BP>, aplicável a clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³.

A relação entre os preços da tarifa de Comercialização em BP< e da tarifa de Comercialização em BP> mantém-se igual à do ano gás 2008-2009. Estes custos médios são determinados no documento “Determinação da estrutura tarifária no ano gás 2008-2009” de Junho de 2008.

4 ESTRUTURA DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

4.1 ESTRUTURA GERAL DAS TARIFAS 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 actividade aplicáveis em cada nível de pressão e opção tarifária aos clientes do comercializador de último recurso, nomeadamente: (i) tarifas de energia (que incluem o custo de aquisição de energia, assim como o uso do terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL e o uso do armazenamento Subterrâneo), (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.

As tarifas de Venda a Clientes Finais resultantes da aplicação do princípio da aditividade tarifária são obtidas adicionando em cada nível de pressão e opção tarifária os preços resultantes da conversão das tarifas por actividade.

No Regulamento Tarifário previu-se que a substituição das tarifas de Venda a Clientes Finais transitórias pelas tarifas de Venda a Clientes Finais aditivas ocorreria de forma gradual, para limitar impactes tarifários para alguns clientes resultantes da introdução de uma nova estrutura tarifária que considera novas variáveis de facturação desde 1 de Julho de 2008. Assim durante o ano gás 2008-2009 vigoraram em paralelo tarifas nacionais aditivas e tarifas transitórias. Considerando que esta situação se encontra actualmente acautelada para fornecimentos anuais superiores a 10 000 m³ justifica-se a extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais transitórias para estes fornecimentos.

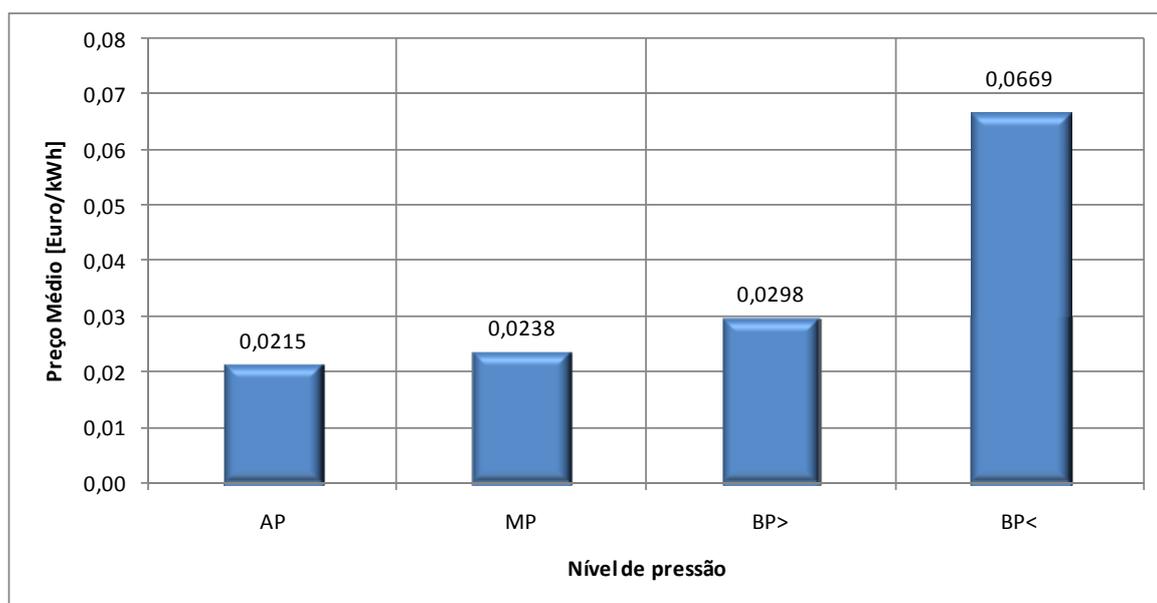
Para fornecimentos anuais inferiores a 10 000 m³ (BP<) a substituição das tarifas de Venda a Clientes Finais pelas tarifas de Venda a Clientes Finais nacionais aditivas ocorrerá de forma gradual, garantindo a estabilidade e protegendo os clientes face à evolução do nível das tarifas. Esta estabilidade é garantida através do mecanismo de limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas. Este mecanismo estabelece a convergência gradual dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais para os que resultam da adição das tarifas por actividade a montante, mediante a limitação de acréscimos por termo tarifário e por opção tarifária nos termos do Artigo 120.º do Regulamento Tarifário.

Neste capítulo é apresentada a estrutura das tarifas de Venda a Clientes Finais, que resulta das tarifas aditivas, bem como o processo de convergência entre as tarifas em vigor no ano anterior e as referidas tarifas aditivas.

4.2 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NACIONAIS

Na Figura 4-1 apresentam-se os preços médios que resultam da aplicação de tarifas de Venda a Clientes Finais aditivas, calculadas como a soma dos preços das várias tarifas por actividade aplicáveis por nível de pressão, às quantidades previstas para o ano gás t.

Figura 4-1 - Preços médios resultantes da aplicação das Tarifas de Venda a Clientes Finais aditivas em 2009-2010 por nível de pressão ou tipo de fornecimento



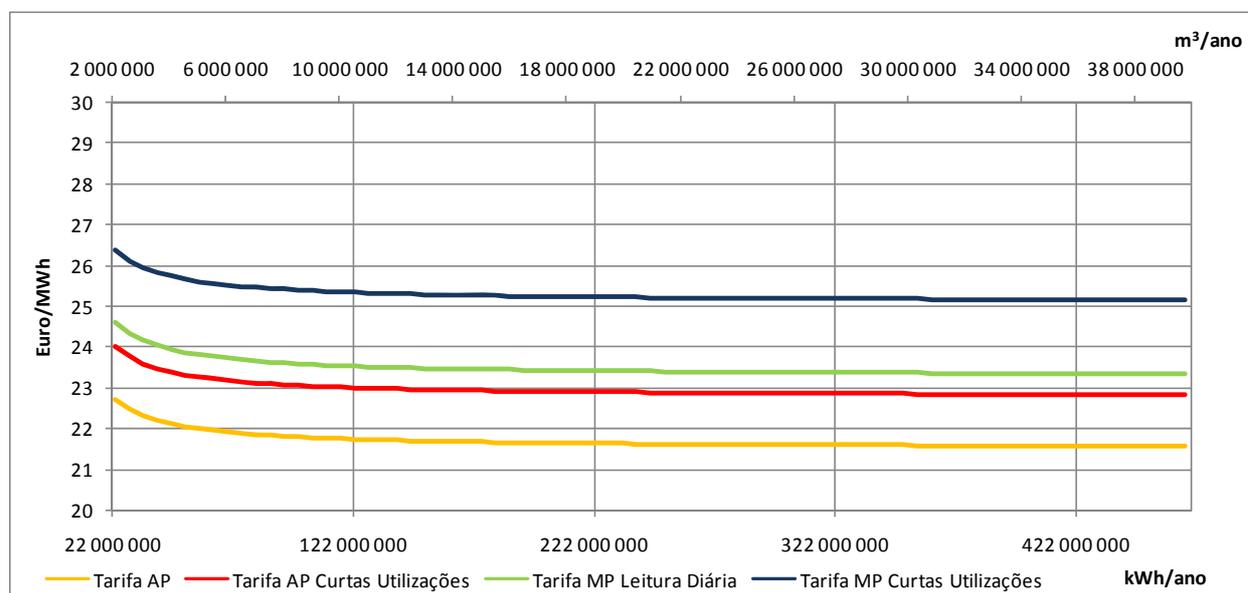
As diferenças entre preços médios justificam-se tendo em conta, por um lado, as diferentes tarifas aplicadas por nível de pressão e, por outro lado, a diferente estrutura de quantidades, de capacidade e de energia por período tarifário em cada tipo de fornecimento.

As tarifas de Venda a Clientes Finais previstas no Regulamento Tarifário, para além de se diferenciarem por nível de pressão, diferenciam-se por escalão de consumo anual. Assim, prevêem-se tarifas diferentes consoante os consumos anuais sejam inferiores ou superiores a 2 milhões de m³. Nas secções seguintes apresenta-se a estrutura dessas tarifas tendo em conta a aplicação do princípio da aditividade tarifária e da uniformidade das tarifas em todo o território nacional.

4.2.1 ESTRUTURA DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA NO ÂMBITO DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO A GRANDES CLIENTES

Na Figura 4-2 apresentam-se as curvas de preço médio das tarifas aditivas para fornecimentos a Grandes Clientes (consumos superiores a 2 milhões de m³). Considera-se uma modulação de 200 dias/ano, para efeitos de determinação da capacidade utilizada.

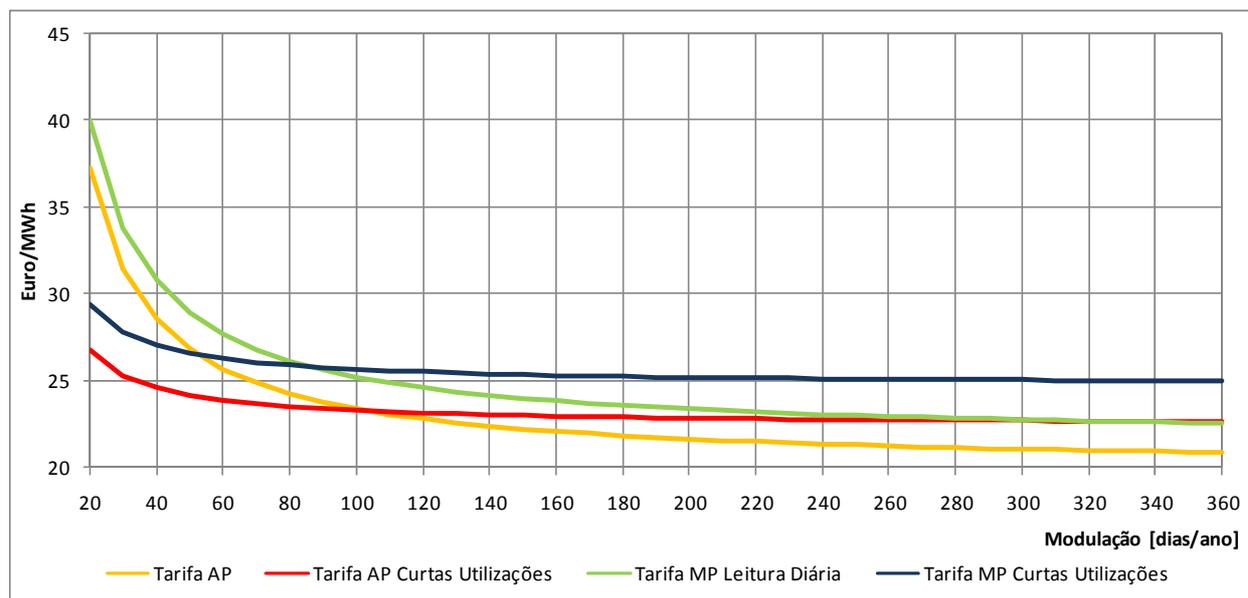
Figura 4-2 - Preço médio resultante da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais a Grandes Clientes com uma modulação de 200 dias e um consumo anual superior ou igual a 2 milhões de m³



As diferenças de preço observadas na figura anterior resultam naturalmente da aplicação de diversas tarifas por actividade consoante o nível de pressão de cada fornecimento. Com efeito, os clientes em AP encontram-se directamente ligados à Rede Nacional de Transporte não lhes sendo aplicadas as tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD). Aos clientes em MP é aplicada a tarifa de URD em MP.

Para uma modulação de 200 dias as tarifas de curtas utilizações apresentam um preço médio superior ao da opção base, só sendo esta opção vantajosa para modelações inferiores a cerca de 90 dias, conforme se observa na Figura 4-3. Nesta figura apresentam-se as curvas de preço médio em função da modulação para uma capacidade utilizada de 1,3 GWh/dia.

Figura 4-3 - Preço médio resultante da aplicação da tarifa de Venda a Clientes Finais a Grandes Clientes com uma capacidade de 1,3 GWh/dia e um consumo anual superior ou igual a 2 milhões de m³



De acordo com o previsto no Regulamento Tarifário, os clientes com um consumo anual superior ou igual a 1 milhão de m³ que se encontrem ligados em BP podem optar pela tarifa de MP. Tendo em conta que as tarifas de BP são superiores às de MP, considera-se que esses clientes, do ponto vista tarifário, se encontram em MP.

4.2.2 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

As tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar no âmbito dos fornecimentos dos Comercializadores de último recurso retalhistas (CUR) diferenciam-se por nível de pressão, periodicidade de leitura e tipo de utilização. Por conseguinte existem estruturas tarifárias distintas consoante os fornecimentos sejam a consumidores com um consumo inferior ou superior a 10 000 m³/ano, uma vez que estes têm uma periodicidade de leitura inferior à mensal, e um tipo de utilização de redes diferente.

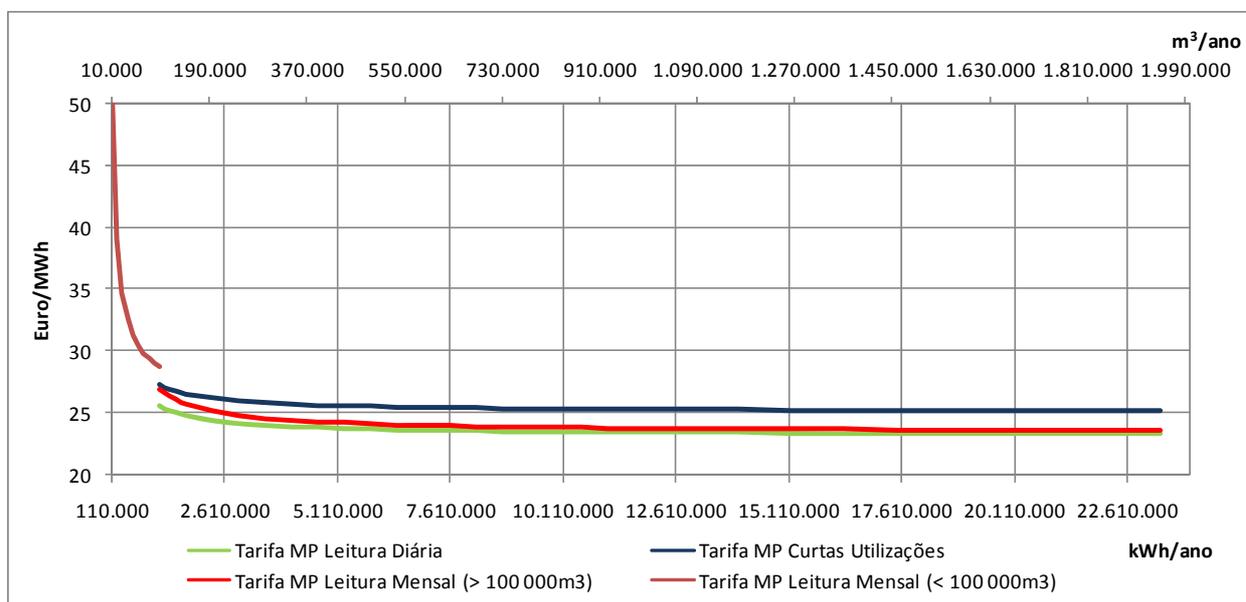
As várias opções tarifárias são calculadas a partir das tarifas aditivas uniformes em todo o território nacional. Nos fornecimentos inferiores a 10 000 m³/ano estas tarifas servem de base para aplicação do mecanismo de convergência tarifária, que tem em conta a limitação de acréscimos em todos os preços das tarifas dos diferentes CUR por região.

4.2.2.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA CONSUMOS ANUAIS SUPERIORES A 10 000 M³

As tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar a clientes com um consumo anual superior a 10 000 m³, são calculadas de forma aditiva e uniformes em todo o território nacional.

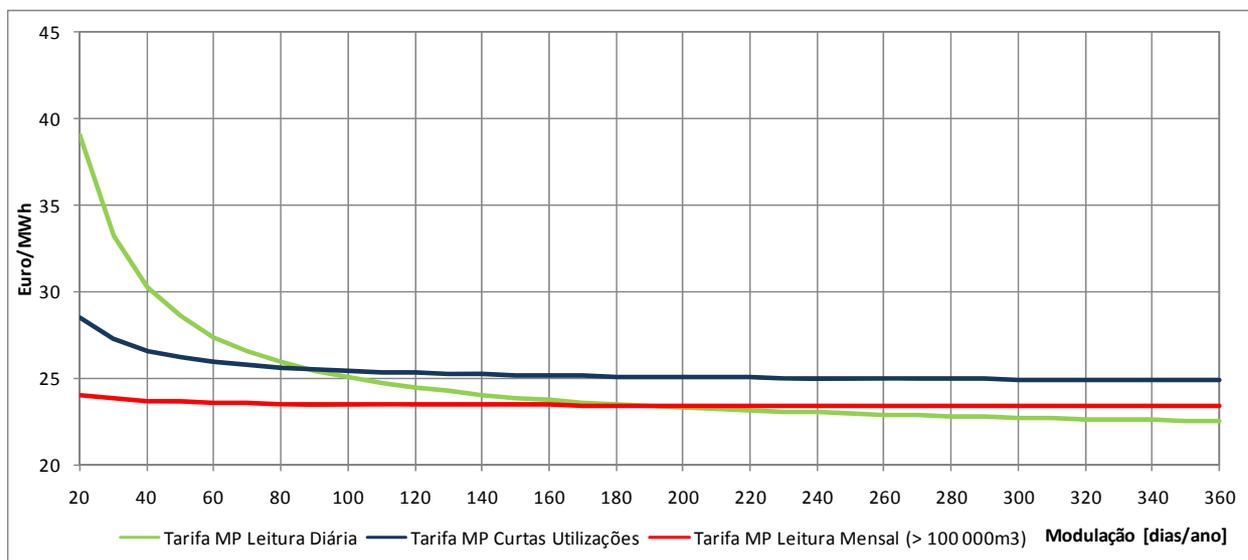
Na figura seguinte apresentam-se as curvas de preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais superiores a 10 000 m³. Considera-se uma modulação de 200 dias/ano, para efeitos de determinação da capacidade utilizada.

Figura 4-4 - Preço médio resultante da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em MP a clientes com uma modulação de 200 dias e um consumo anual superior a 10 000 m³



Na Figura 4-5 e na Figura 4-6 apresentam-se as curvas de preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais superiores a 10 000 m³, para uma capacidade de 325 MWh/dia.

Figura 4-5 - Preço médio resultante da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em MP a clientes com uma capacidade de 325 MWh/dia e um consumo anual superior a 10 000 m³/ano e inferior a 2 milhões de m³/ano



Nas figuras seguintes apresentam-se curvas idênticas às das duas figuras anteriores aplicáveis aos fornecimentos em BP.

Figura 4-6 - Preço médio resultante da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em BP a um cliente com uma modulação de 200 dias e um consumo anual superior a 10 000 m³

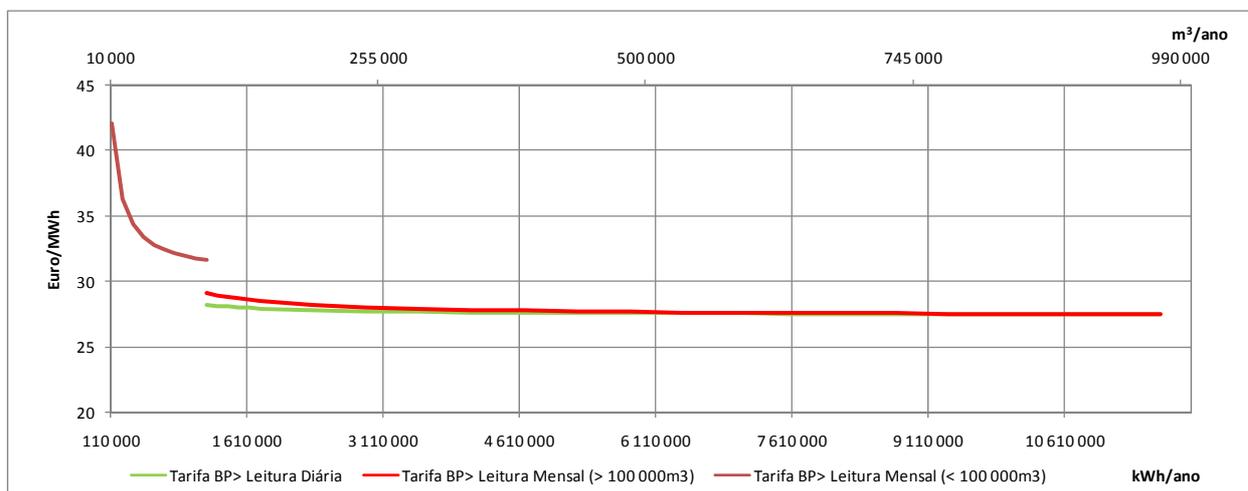
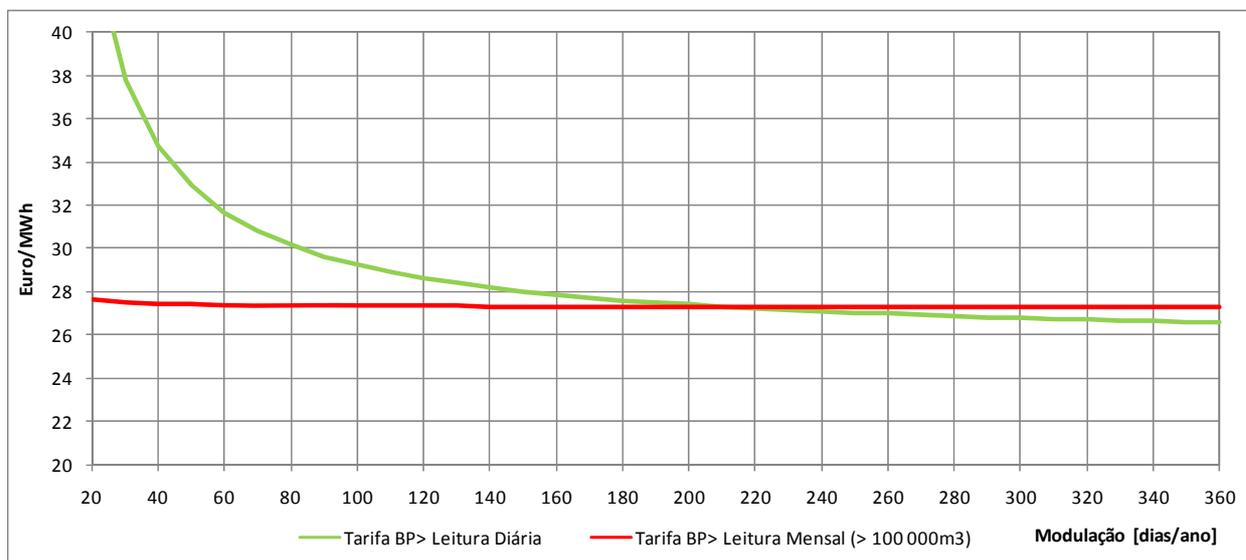


Figura 4-7 - Preço médio resultante da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em BP> a clientes com uma capacidade de 325 MWh/dia e um consumo anual superior a 10 000 m³/ano e inferior a 1 milhão de m³/ano



A existência de uma opção tarifária de MP e de BP de leitura mensal justifica-se pelo facto de parte dos consumidores abrangidos não poder ser objecto de leitura diária o que impossibilita a medição da variável Capacidade Utilizada, e que corresponde ao consumo máximo diário do ano. Assim é necessário converter este preço em preços de energia e do termo fixo, considerando o perfil agregado da respectiva opção tarifária ou nível de pressão.

Por outro lado, e com o objectivo de adequar a curva tarifária aos custos, minimizando impactes tarifários indesejáveis, são definidas duas opções tarifárias para ambos os níveis de pressão, com leitura mensal: (i) opção tarifária com leitura mensal para consumos anuais compreendidos entre 10 000 m³ e 100 000 m³ e (ii) opção tarifária com leitura mensal para consumos anuais compreendidos entre 100 000 m³ e 2 000 000 m³.

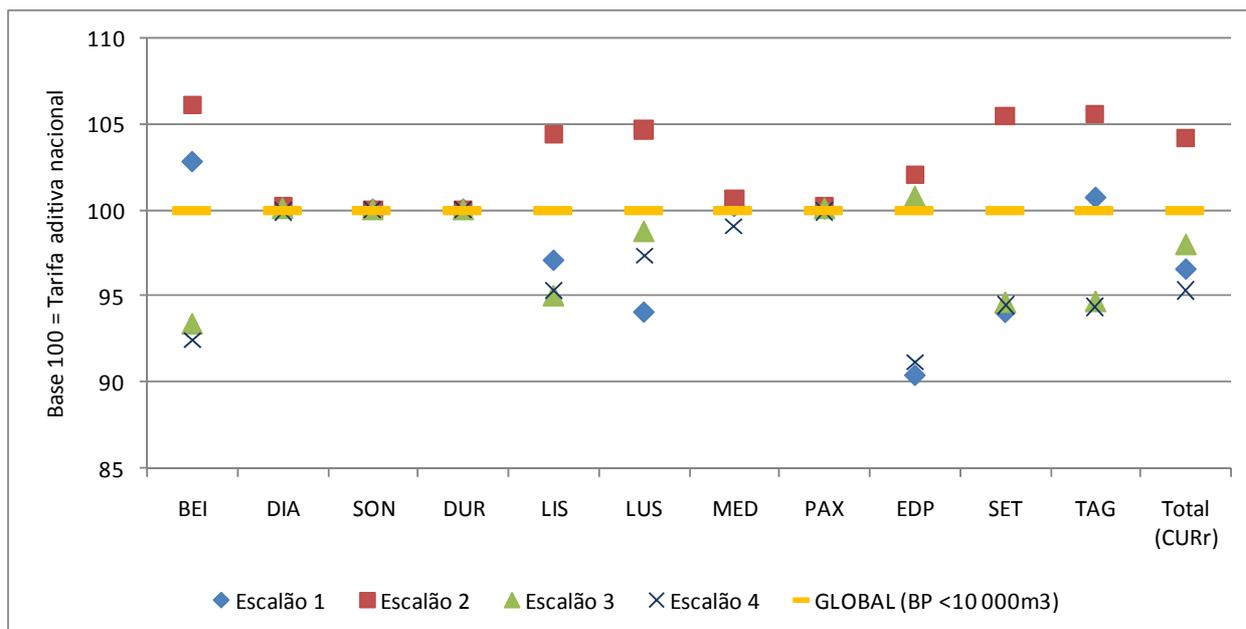
As diferenças de preço observadas nas figuras anteriores resultam da aplicação de diversas tarifas por actividade consoante o nível de pressão de cada fornecimento. Aos clientes em MP é aplicada a tarifa de URD em MP e aos clientes ligados em BP> são ainda aplicadas as tarifas de URD em BP>.

4.2.2.2 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA CONSUMOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 M³

As tarifas de Venda a Clientes Finais em BP para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³ são calculadas tendo em conta a limitação de acréscimos tarifários resultantes da convergência para tarifas aditivas nacionais.

Na figura seguinte apresenta-se o diferencial, em percentagem, entre os preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais e a tarifa aditiva nacional para BP < 10 000 m³, por escalão de consumo. Em termos médios a uniformidade tarifária encontra-se assegurada por região. Por escalão de consumo ainda não é possível assegurar a uniformidade tarifária embora os valores sejam próximos.

Figura 4-8 - Preço médio por escalão de consumo em BP < 10 000 m³ em cada CUR retalhista em percentagem da tarifa nacional



Legenda:

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

A adopção do princípio da uniformidade tarifária nas tarifas por actividade resulta em variações diferenciadas por CUR retalhista, consoante a distância a que se encontram da tarifa aditiva nacional.

A convergência tarifária gradual, que resulta da aplicação do mecanismo de limitação de acréscimos, permite acréscimos de preços, desde que tal não implique subidas na factura de qualquer consumidor, conforme se ilustra no quadro seguinte, em que são apresentadas as variações tarifárias no limite mínimo e no limite máximo dos escalões de consumo, assim como a variação tarifária média.

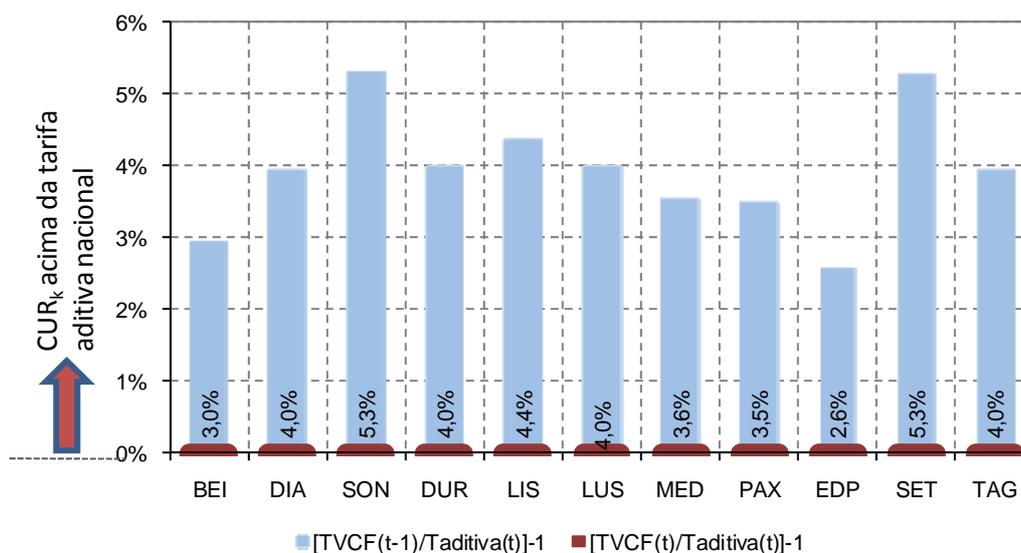
Variações tarifárias por escalão de consumo

(%)

	Escalão 1			Escalão 2			Escalão 3			Escalão 4		
	Limite mínimo	Limite máximo	Média									
BEI	0,0%	-4,9%	-4,4%	-3,3%	-4,2%	-3,5%	-1,0%	-0,5%	-1,0%	-0,1%	0,0%	0,0%
DIA	-0,2%	-6,2%	-5,5%	-6,4%	-9,1%	-6,5%	-3,3%	-5,2%	-3,3%	-0,8%	-0,1%	-0,4%
DOU	-0,2%	-5,4%	-5,1%	-5,0%	-8,9%	-8,8%	-0,2%	-3,6%	-3,6%	-1,4%	-3,0%	-2,4%
DUR	-0,2%	-5,5%	-5,1%	-4,6%	-8,3%	-6,3%	-0,7%	-3,9%	-1,9%	0,0%	-1,2%	-0,7%
LIS	0,0%	-7,5%	-7,4%	-2,8%	-6,2%	-3,5%	-1,6%	-0,9%	-1,1%	-0,2%	0,0%	0,0%
LUS	0,0%	-8,3%	-7,9%	-2,0%	-8,7%	-3,1%	-2,6%	-1,4%	-1,9%	-1,2%	-0,1%	-0,3%
MED	-0,2%	-5,6%	-3,9%	-5,8%	-8,5%	-6,3%	-2,8%	-4,8%	-	-0,6%	-0,1%	-0,6%
PAX	-0,2%	-6,1%	-4,3%	-6,4%	-9,0%	-8,9%	-3,1%	-5,1%	-4,0%	-0,8%	-0,1%	-0,4%
POR	0,0%	-4,8%	-3,7%	-3,5%	-3,1%	-3,5%	-1,8%	-1,5%	-1,8%	-3,8%	-0,5%	-3,2%
SET	0,0%	-9,8%	-9,2%	-3,4%	-10,0%	-3,7%	-2,3%	-1,3%	-2,3%	-0,5%	-0,1%	-0,2%
TAG	0,0%	-4,7%	-4,3%	-3,7%	-4,6%	-3,7%	-1,1%	-0,6%	-0,9%	-0,1%	0,0%	0,0%

Na Figura 4-9 apresenta-se, por um lado, o rácio entre as tarifas de cada CUR retalhista a aplicar no ano gás 2009-2010 e a tarifa aditiva, de base nacional, para o mesmo ano gás, e por outro lado, o rácio entre as tarifas aplicadas no ano gás 2008-2009 e a tarifa aditiva, de base nacional. As tarifas de Venda a Clientes Finais a vigorar em 2009-2010 apresentam em preço médio uma aderência total às tarifas aditivas e conseqüentemente é possível assegurar a uniformidade tarifária em preço médio em todo o território continental.

Figura 4-9 - Convergência para a tarifa aditiva nacional em BP < 10 000m³



Da Figura 4-10 à Figura 4-20 comparam-se para cada CUR retalhista, os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em vigor no ano gás 2008-2009 com os preços das tarifas aditivas para o ano gás

2009-2010. Na parte superior da figura um valor de 0% significa que o preço coincide com o preço aditivo, valor resultante da adição dos preços das tarifas por actividade. Na parte inferior de cada figura apresenta-se a variação dos preços entre o ano gás 2008-2009 e o ano gás 2009-2010.

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 (1001 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 (1001 a 10 000 m³/ano)

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

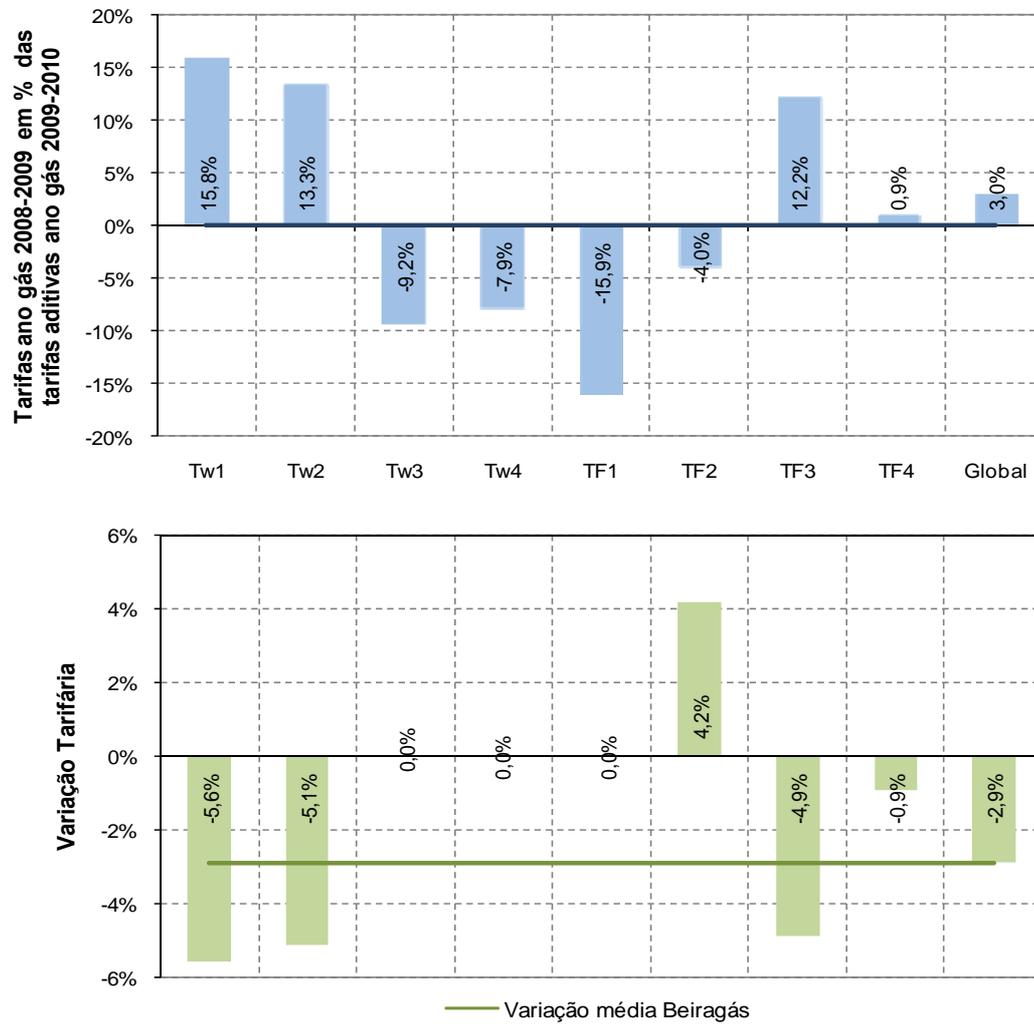


Figura 4-11 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Dianagás para clientes em BP < 10 000 m³

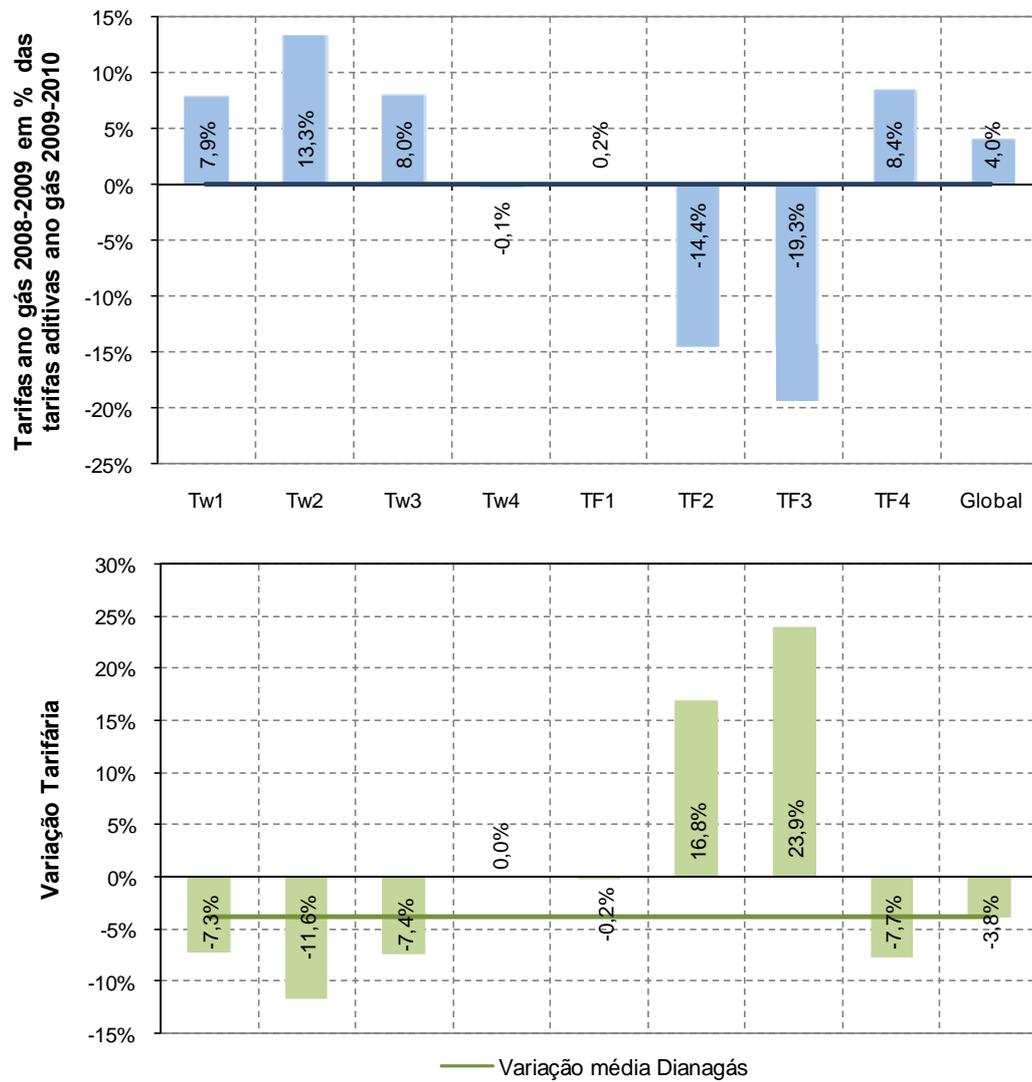


Figura 4-12 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Sonorgás para clientes em BP < 10 000 m³

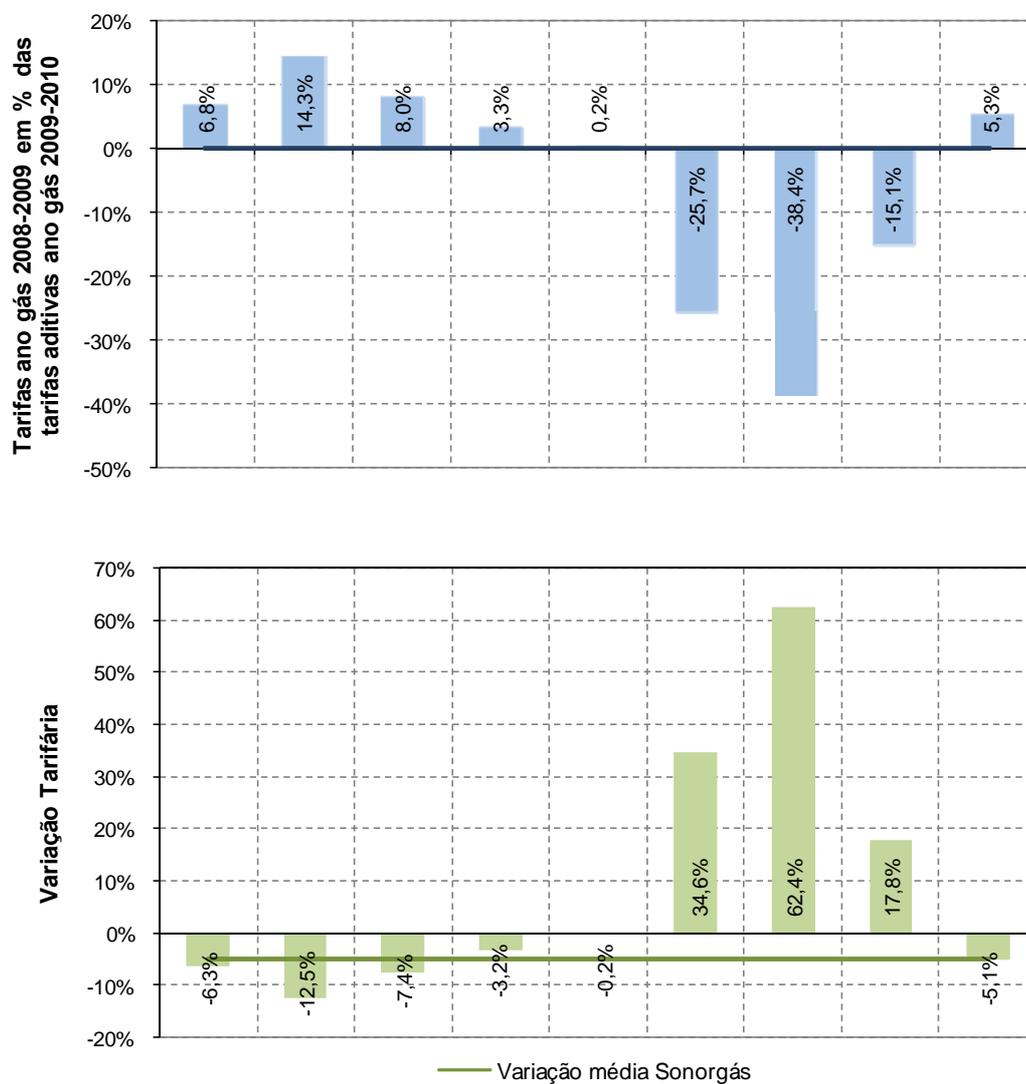


Figura 4-13 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Duriensegás para clientes em BP < 10 000 m³

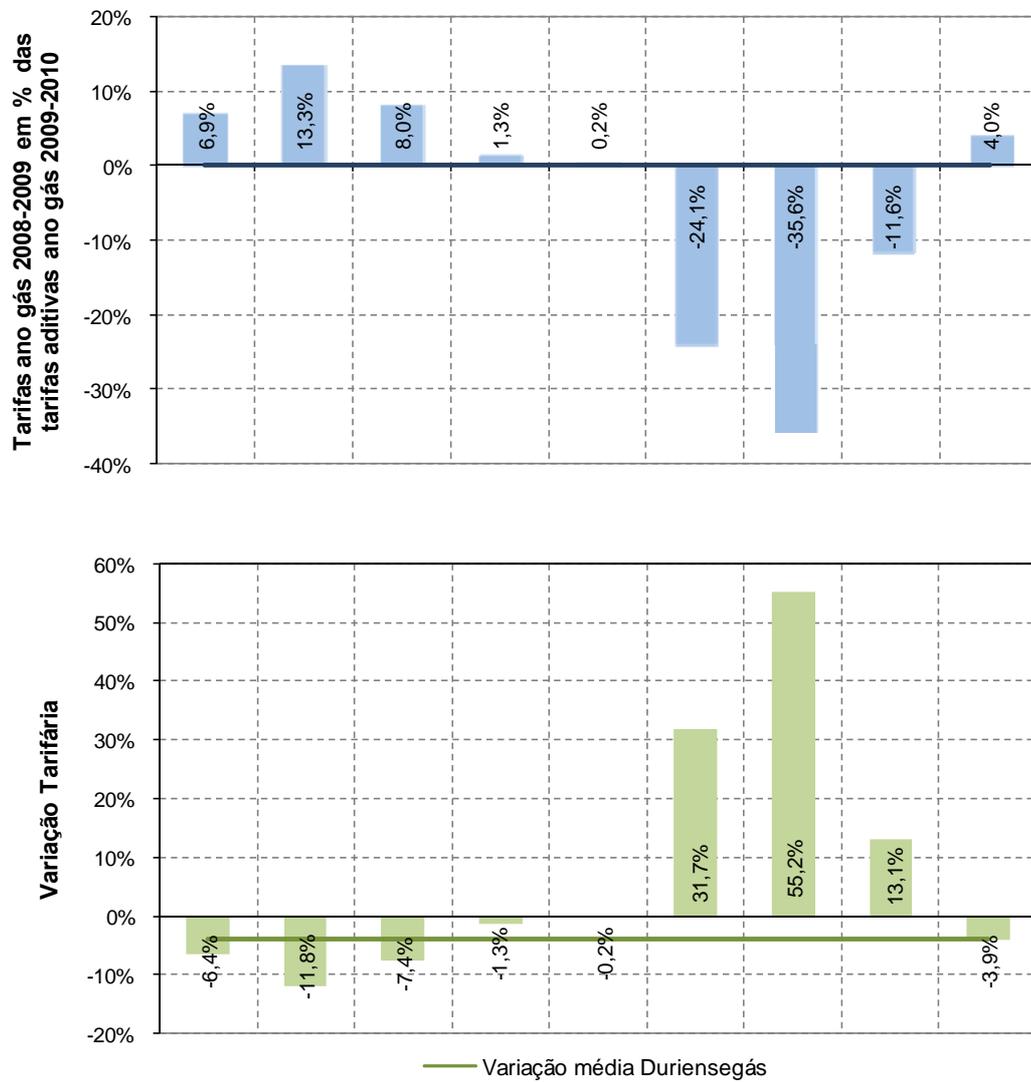


Figura 4-14 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR LisboaGás para clientes em BP < 10 000 m³

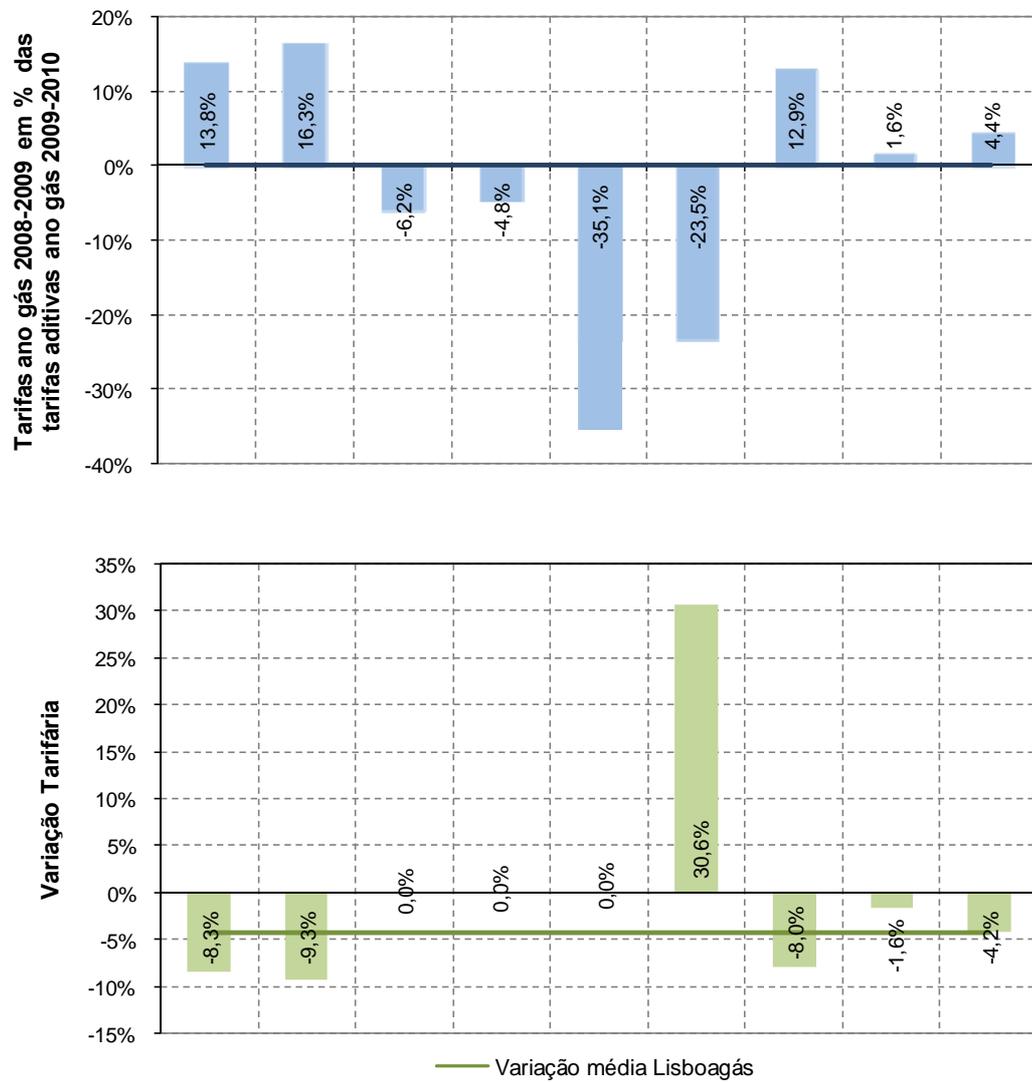


Figura 4-15 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Lusitaniagás para clientes em BP < 10 000 m³

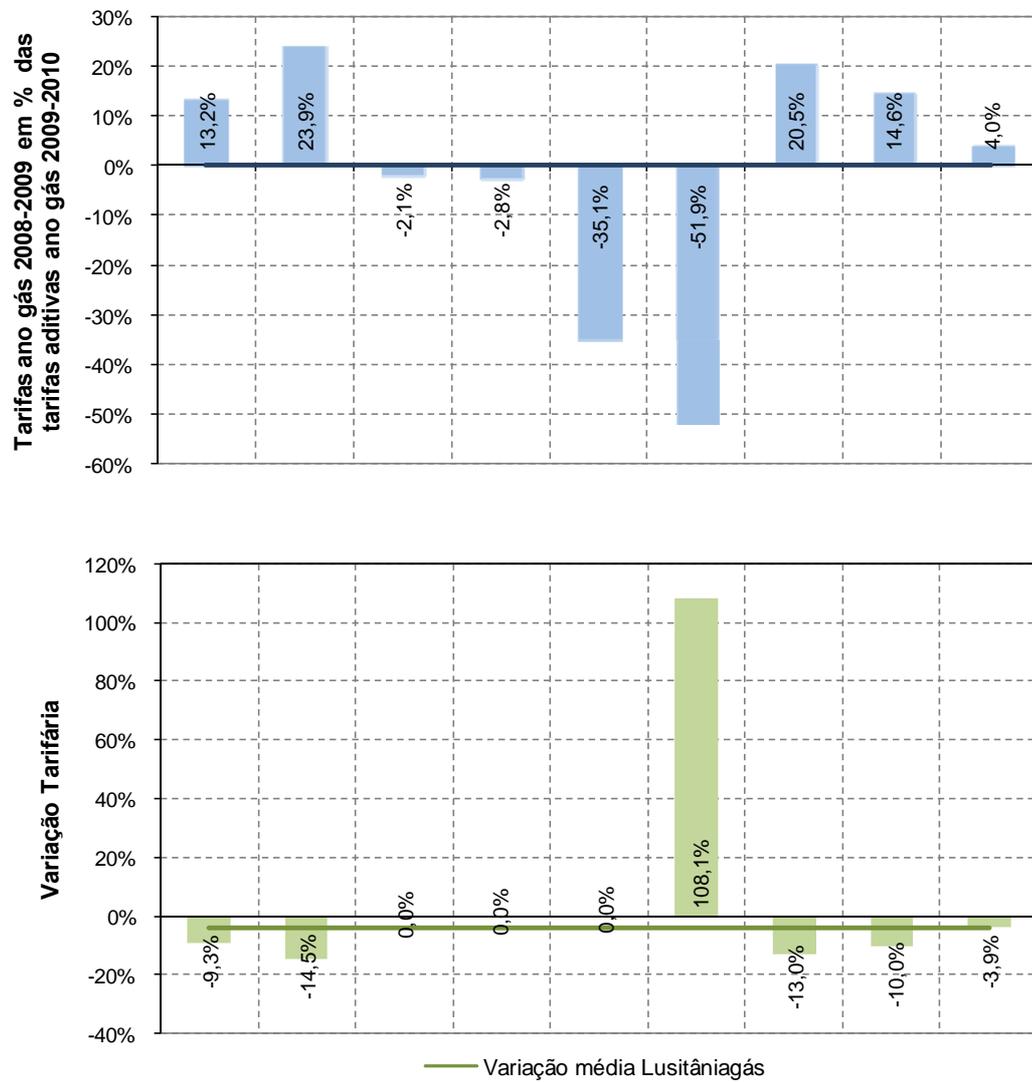


Figura 4-16 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Medigás para clientes em BP < 10 000 m³

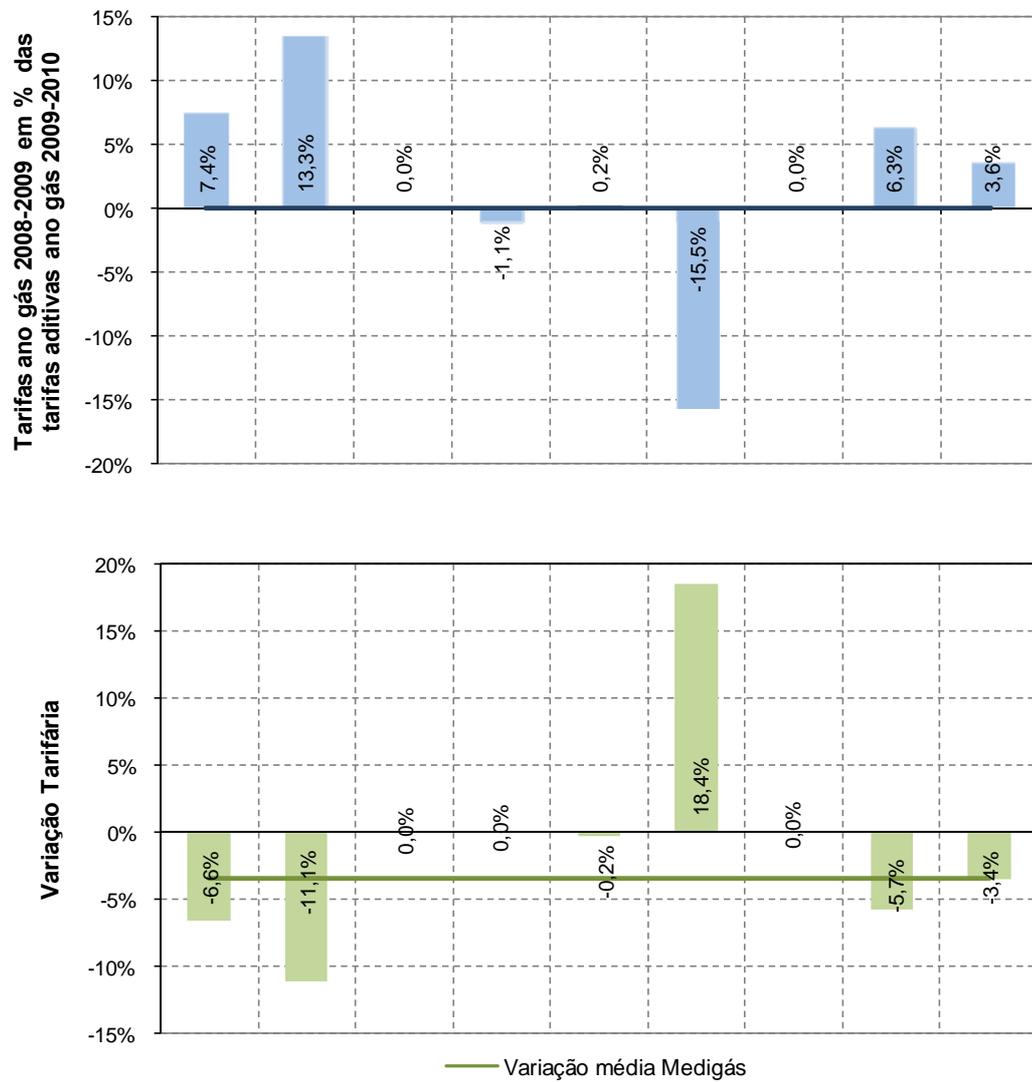


Figura 4-17 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Paxgás para clientes em BP < 10 000 m³

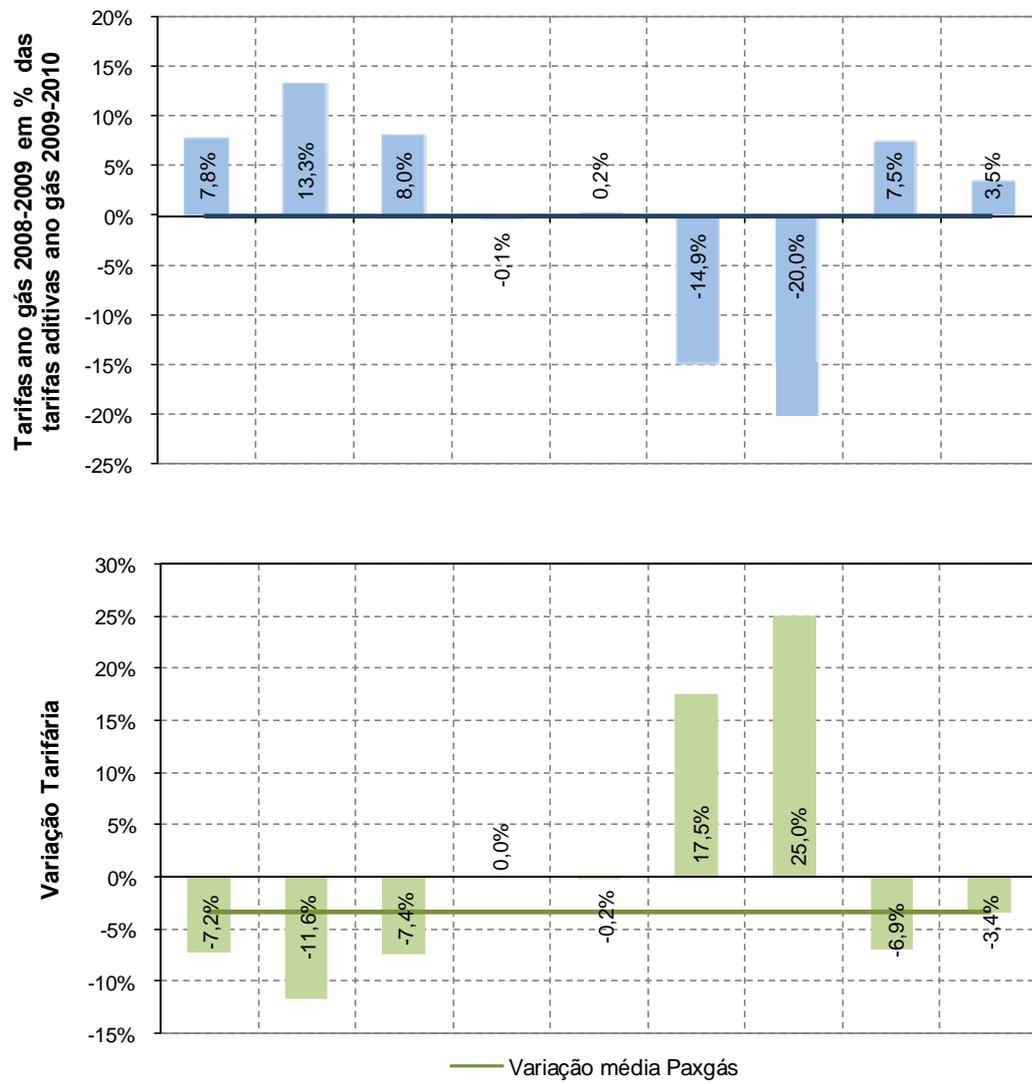


Figura 4-18 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR EDPGás para clientes em BP < 10 000 m³

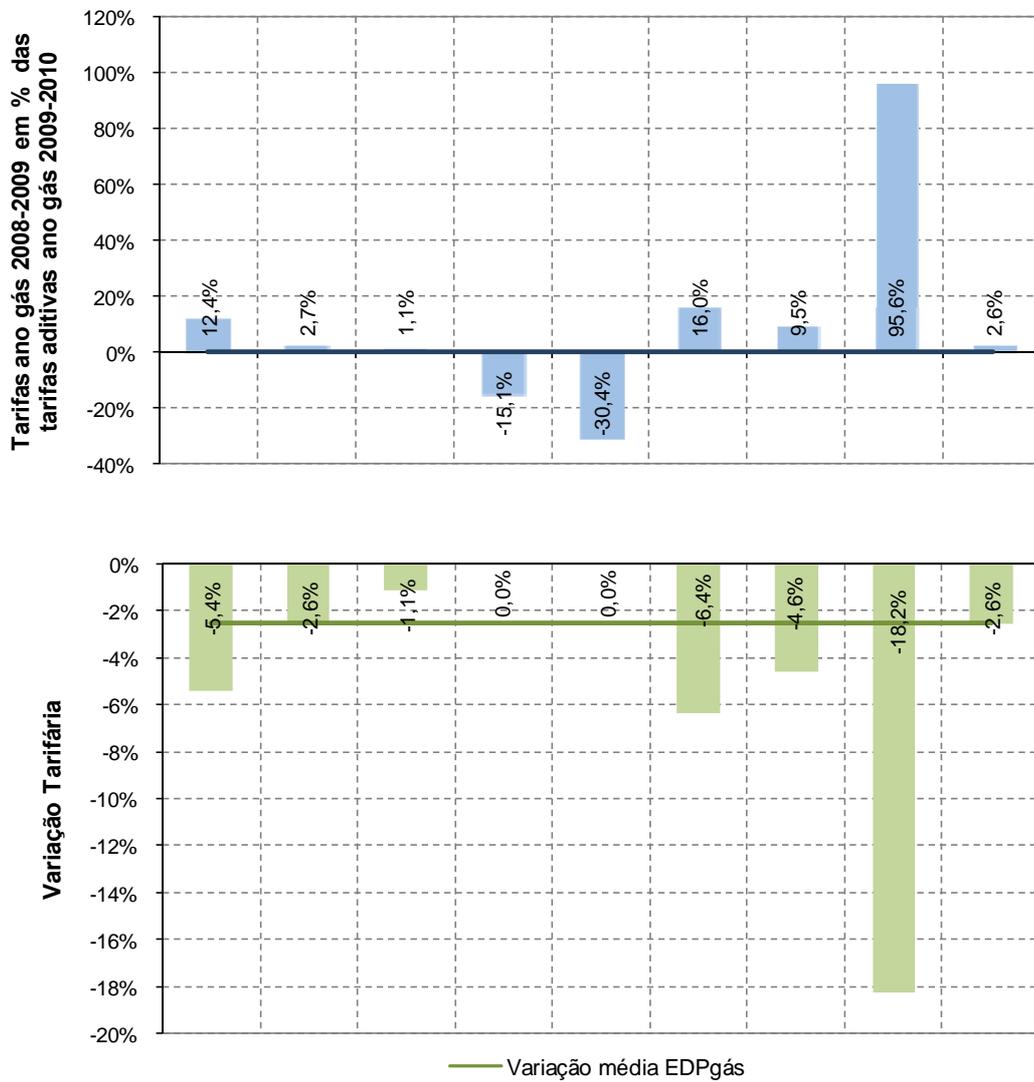


Figura 4-19 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Setgás para clientes em BP < 10 000 m³

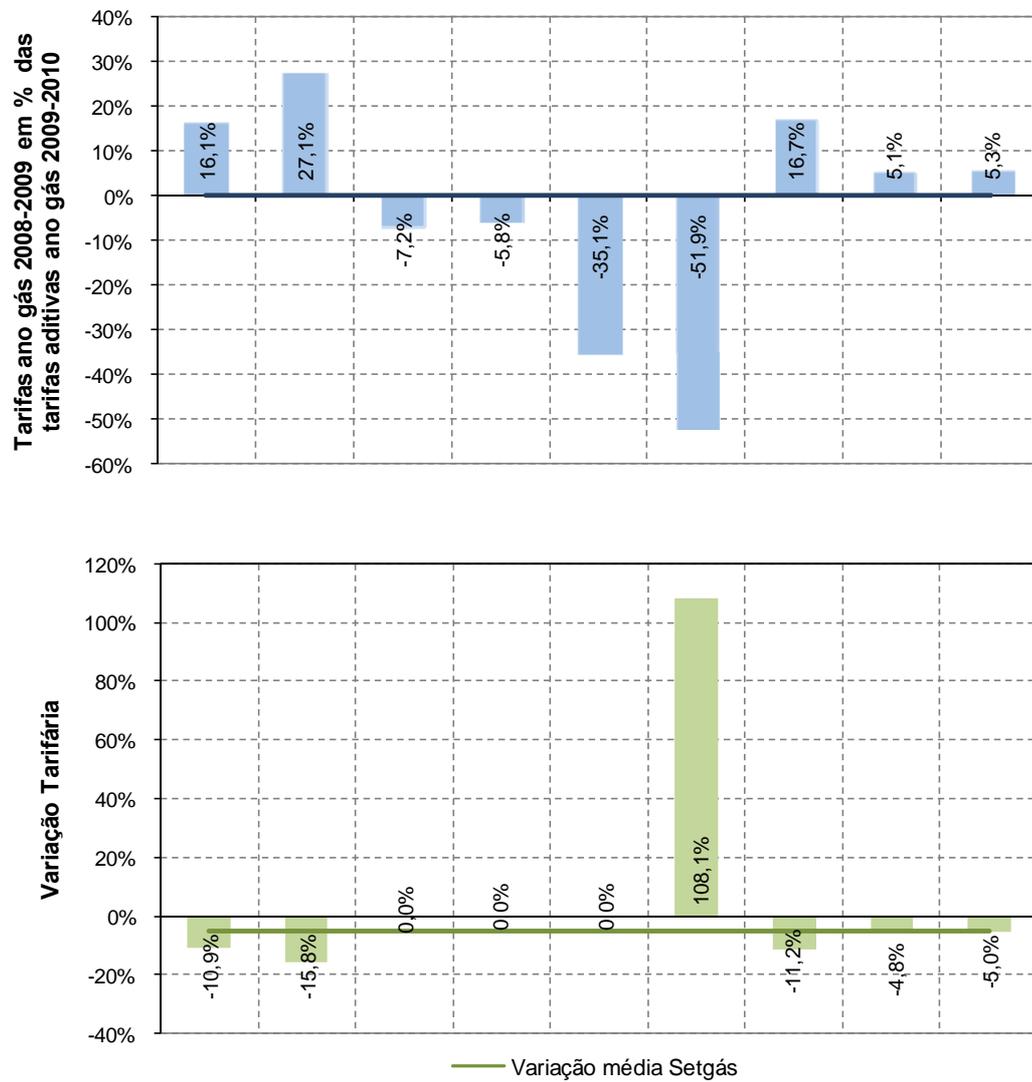
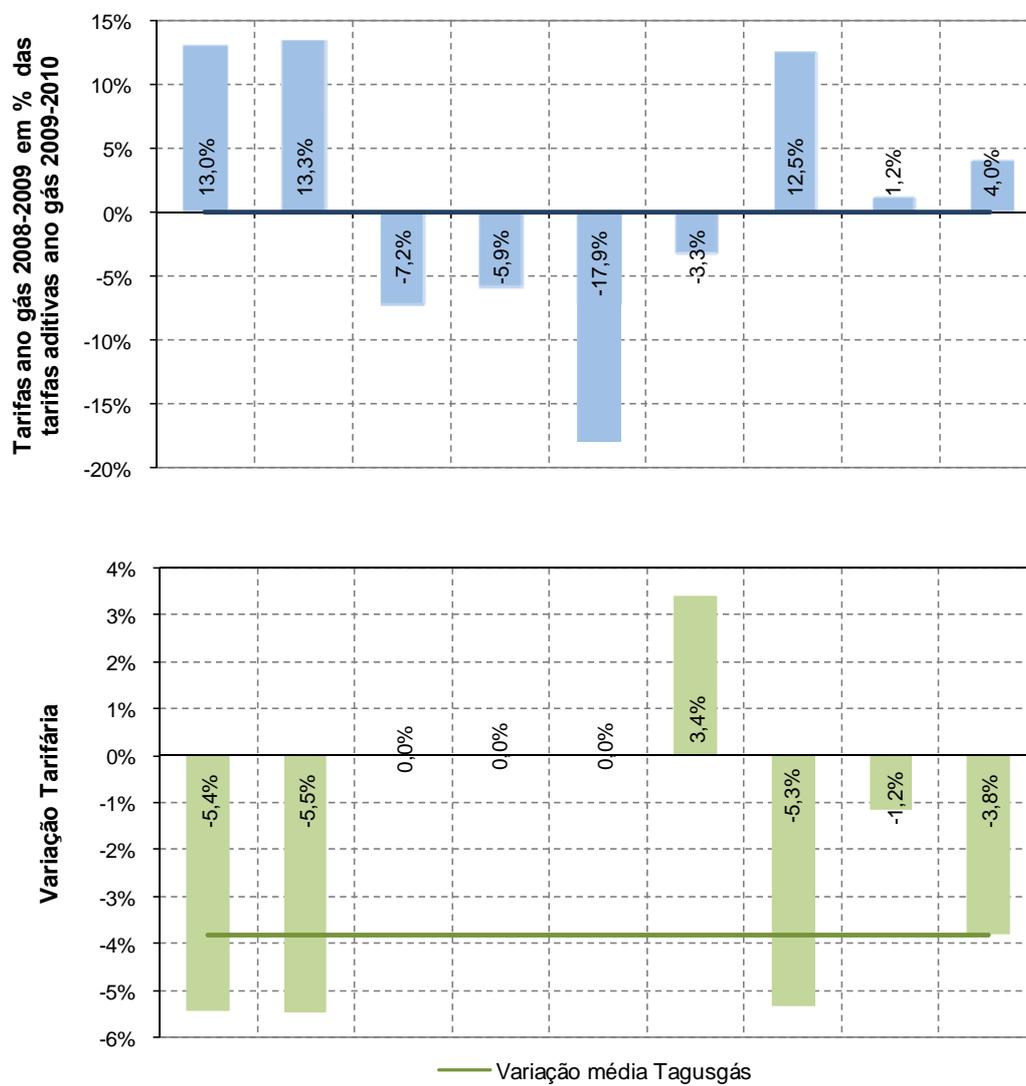


Figura 4-20 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Tagusgás para clientes em BP < 10 000 m³



5 COMPARAÇÃO DE PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRA-ESTRUTURAS DE GÁS NATURAL EM PORTUGAL E ESPANHA

Portugal e Espanha têm desenvolvido plataformas de diálogo e de estudo para a integração progressiva dos dois mercados de gás natural, com especial destaque para o MIBGÁS. Várias etapas desse processo de integração já tiveram lugar e continuam a evoluir. Nesse contexto importa proceder-se à comparação dos preços de acesso às infra-estruturas de GN nos dois países, promovendo a informação dos agentes, numa perspectiva ibérica.

O Real-Decreto 949/2001, de 3 de Agosto, que regula o acesso de terceiros às infra-estruturas de gás natural e que estabelece o sistema económico integrado do sector de gás natural em Espanha, define no capítulo IV a estrutura das tarifas de acesso às infra-estruturas de GN. As tarifas de acesso ao sistema de gás natural são fixadas anualmente, sendo que as tarifas a vigorar no ano de 2009, em território espanhol, foram estabelecidas pela Ordem Ministerial ITC/3802/2008, de 26 de Dezembro.

5.1 TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS

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, apresentados no Quadro 5-1.

Quadro 5-1 - Preços da parcela de Recepção de GNL²

PARCELA DE RECEPÇÃO	PREÇOS
Termo Fixo (EUR/navio)	22.600
Termo Variável (EUR/kWh)	0,000045

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, apresentado no Quadro 5-2.

Quadro 5-2 - Preço da parcela de Armazenamento de GNL³

PARCELA DE ARMAZENAMENTO	PREÇOS
Termo Variável (EUR/kWh/dia)	0,00002576

² Valores definidos no anexo da Ordem Ministerial ITC/3802/2008, de 26 de Dezembro. Estes valores têm como referência o terminal de Huelva, que é utilizado na análise comparativa.

³ Valores definidos no anexo da Ordem Ministerial ITC/3802/2008, de 26 de Dezembro.

A tarifa de regaseificação inclui a actividade de vaporização ou carga de cisternas de GNL. 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, apresentados no Quadro 5-3.

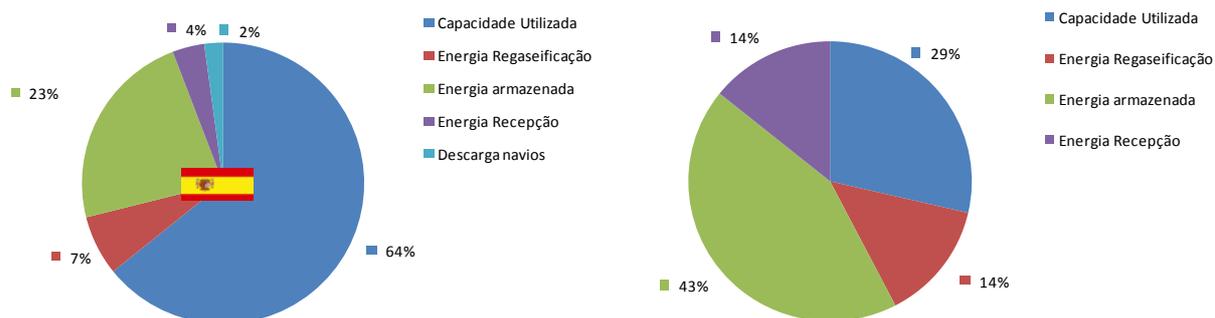
Quadro 5-3 - Preços da parcela de Regaseificação de GNL³

PARCELA REGASEIFICAÇÃO	PREÇOS
Termo Fixo (EUR/(kWh/dia)/mês)	0,014348
Termo Variável (EUR/kWh)	0,000085

Em finais de 2005, 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 de penalização que se aplicam unicamente ao termo variável 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 Ministerial ITC/3802/2008, de 26 de Dezembro, foram publicados os coeficientes de penalização para contratos mensais e anuais, para o ano de 2009.

Na Figura 5-1 comparam-se as estruturas de pagamentos das tarifas de Uso do Terminal de Recepção, 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 2009-2010.

Figura 5-1 - Comparação da estrutura de pagamentos da Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha, no ano gás 2009-2010

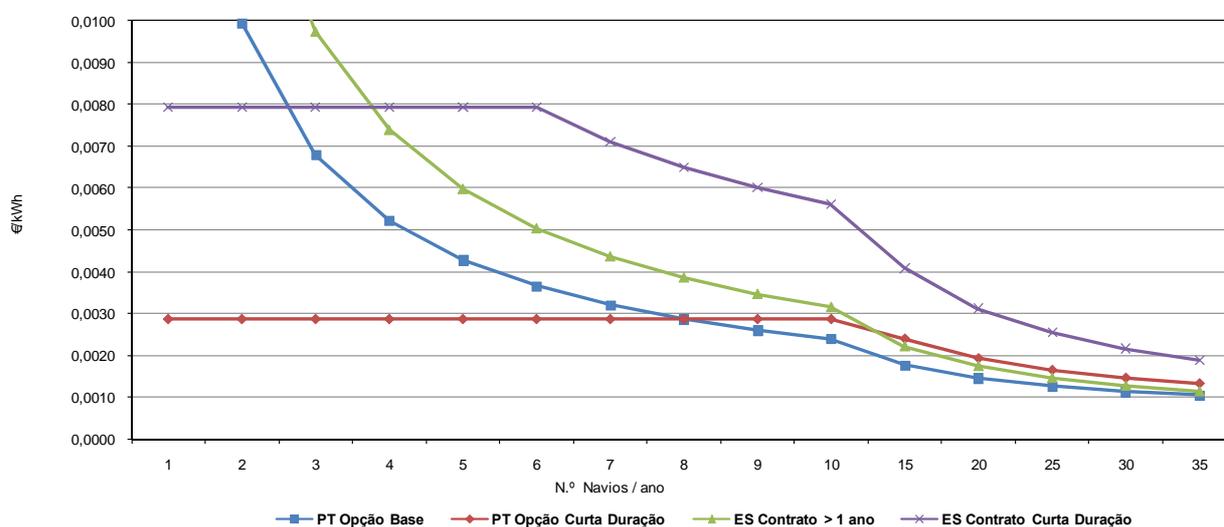


Na Figura 5-2 apresenta-se a evolução dos preços médios de acesso ao Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL de Portugal e de Espanha, em função do número anual de navios metaneiros que descarregam a sua carga de GNL.

Nesta análise foram considerados navios metaneiros com uma carga média de 875 GWh (125 000 m³ 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, 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).

Figura 5-2 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha



Comparando os preços médios de utilização do terminal, constata-se que, até aproximadamente 8 descargas de navios/ano, a melhor opção corresponde à utilização do Terminal de Sines, através da opção de curta duração. Para valores superiores a 8 descargas de navios/ano o Terminal de Sines continua a ser mais favorável, mas com a utilização da opção base.

5.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A tarifa de armazenamento, em Espanha, é uma tarifa trinómia composta por um termo fixo aplicável à capacidade de armazenamento contratada, definido em euros/kWh/mês, e por dois termos variáveis aplicáveis ao volume de gás injectado ou extraído em cada mês, definidos em euros/kWh, apresentados no Quadro 5-4.

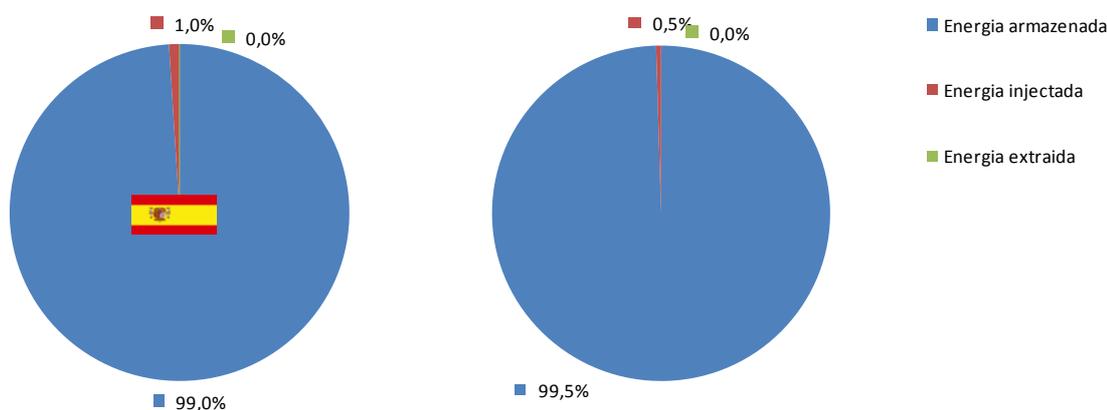
Quadro 5-4 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo⁴

USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	PREÇOS
Termo de Injecção (EUR/kWh)	0,0002392
Termo de Extracção (EUR/kWh)	0,0001288
Termo Fixo (EUR/kWh/mês)	0,000403

A Figura 5-3 apresenta a comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo em Portugal e Espanha, considerando o perfil de utilização do armazenamento subterrâneo do Carriço, previsto para o ano gás de 2009-2010 (perfil de reserva estratégica em que as quantidade de gás natural não flutuam ao longo do ano).

Importa referir que 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.

Figura 5-3 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha, no ano gás 2009-2010

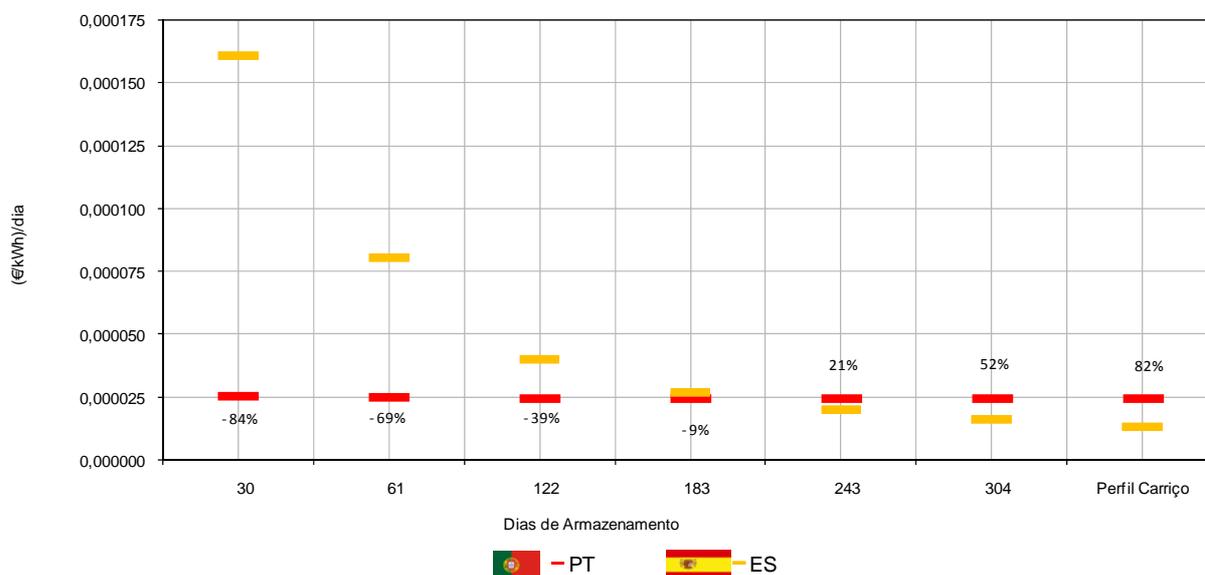


Na Figura 5-4 comparam-se os preços médios de acesso ao armazenamento subterrâneo em Portugal e Espanha, em função do número de dias de armazenamento.

Verifica-se que o preço médio em Portugal é inferior ao praticado em Espanha para utilizações de aproximadamente 183 dias/ano, ie., 6 meses. Neste contexto verifica-se que a tarifa de acesso em Portugal é favorável para utilizações sazonais, do armazenamento subterrâneo, incentivando-se a utilização da capacidade disponível pelos agentes de mercado numa óptica de gestão de gás de curto/médio prazo.

⁴ Valores definidos no anexo da Ordem Ministerial ITC/3802/2008, de 26 de Dezembro.

Figura 5-4 - Comparação das tarifas de acesso ao armazenamento subterrâneo entre Portugal e Espanha



Por último importa acrescentar que as características construtivas dos armazenamentos subterrâneos de Portugal e Espanha são distintas, situação que justifica as diferenças observadas, quer no nível tarifário (preço médio para quantidades anuais programadas), quer na estrutura tarifária.

5.3 TARIFA DE ACESSO À REDE DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

Em Espanha, a tarifa de transporte e distribuição tem duas componentes⁵: (i) reserva de capacidade, com um termo fixo definido em euros/(kWh/dia)/mês; (ii) *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)⁶ ou €/mês (grupo de clientes 3)⁶, 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 facturar a cada consumidor com contrato de acesso e é facturado 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.

⁵ Artigo 31.º do Real-Decreto 949/2001, de 3 de Agosto.

⁶ 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.

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

O termo de transporte é facturado 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 (grupos de clientes 1 e 2) ou €/mês (grupo de clientes 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.

No Quadro 5-5 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, durante o ano de 2009.

Quadro 5-5 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte⁷

USO DA REDE DE TRANSPORTE	PREÇOS
Termo Fixo de Reserva de Capacidade (EUR/(kWh/dia)/mês)	0,007936
Termos de Transporte	
Tarifa 2.5: 500≥...>100 GWh/ano	
Termo fixo (€/kWh/dia)/mês)	0,027720
Termo variável (€/kWh)	0,000719
Tarifa 2.6: >500 GWh/ano	
Termo fixo (€/kWh/dia)/mês)	0,025498
Termo variável (€/kWh)	0,000624

Considerando que o sistema tarifário espanhol agrega a rede de transporte e a rede de distribuição, i.e. as tarifas dependem apenas do consumo anual verificado, a comparação dos preços médios, associados ao uso da rede de transporte, entre Portugal e Espanha, será efectuada para os dois 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.

Na aplicação das tarifas em Espanha considerou-se um agravamento de 10% no valor da capacidade contratada, quer na componente fixa do termo de transporte para o grupo 2, quer na componente fixa do termo de reserva de capacidade. Este agravamento justifica-se pelo facto da regra de contratualização de capacidade em Espanha ser mais penalizadora para os clientes comparativamente com a aplicável em Portugal⁸.

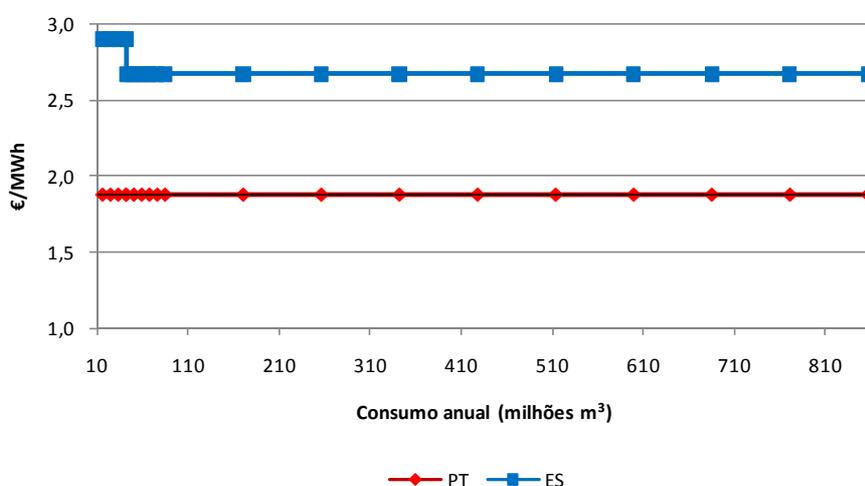
Nas figuras seguintes apresenta-se a relação entre os preços das tarifas de acesso à rede de transporte, em Portugal e Espanha.

⁷ Valores definidos no anexo da Ordem Ministerial ITC/3802/2008, de 26 de Dezembro.

⁸ Em Portugal a capacidade utilizada é determinada pelo consumo diário máximo ocorrido efectivamente nos últimos 12 meses, e não através de um valor pré-definido pelo cliente.

Na Figura 5-5, para Portugal, são utilizadas as tarifas a vigor no ano gás 2009-2010 (a tarifa de Uso Global do Sistema e a tarifa de Uso da Rede de Transporte), numa gama de consumos de 100 GWh/ano até 10 000 GWh/ano (8 a 800 milhões de m³/ano). Em Espanha são utilizados, tal como mencionado anteriormente, os dois maiores escalões de consumo do grupo 2 do sistema tarifário espanhol e os valores das tarifas em vigor no ano de 2009. Em ambas as situações considera-se uma modulação de 216 dias.

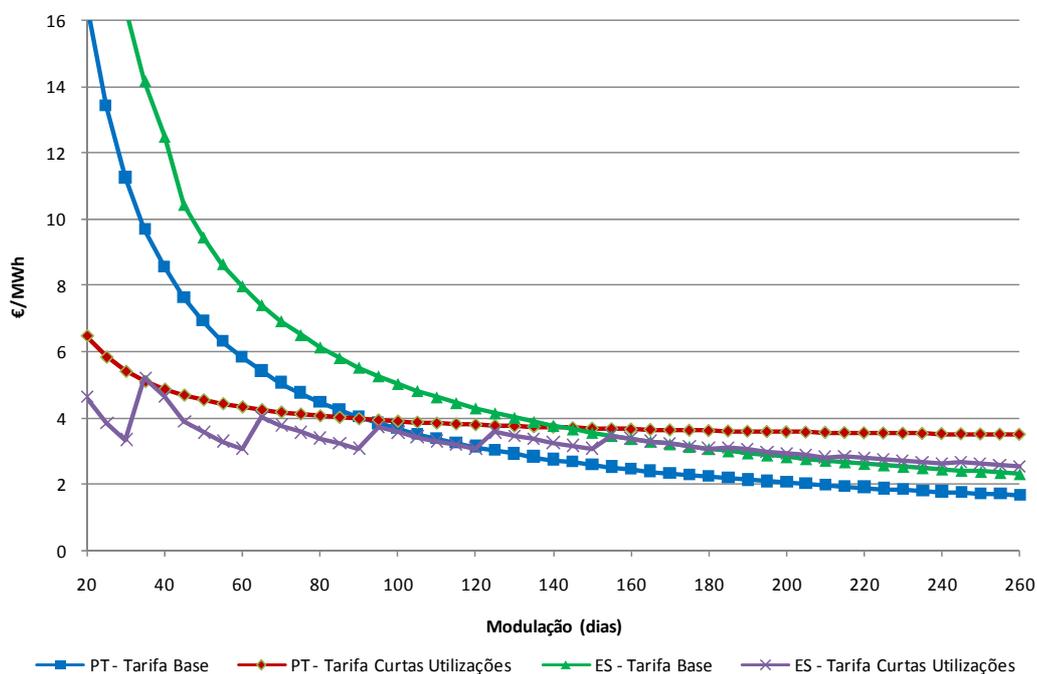
Figura 5-5 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados na rede de transporte em AP em Portugal e Espanha (modulação constante de 216 dias)



Na Figura 5-6 considera-se um cliente com uma capacidade instalada de 11,43 GWh/dia (correspondente a uma central com uma potência instalada de 400 MW, rendimento de 35% e 10 horas de funcionamento diário), com uma modulação variável e consumo realizado exclusivamente em períodos de ponta (dias úteis).

Na opção de curtas utilizações em Espanha assume-se a utilização de contratos mensais. Em Portugal a opção de curtas utilizações implica a perda de prioridade na utilização da capacidade da rede, face aos utilizadores da opção base, e a obrigatoriedade de um pré-aviso de 1 mês.

Figura 5-6 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP em Portugal e Espanha (capacidade instalada constante de 11,43 GWh/dia)



Para modulações reduzidas (em Portugal, inferior a 90 dias; em Espanha, inferior a 160 dias) verifica-se uma acentuada redução da tarifa de acesso à rede de transporte.

Da análise das figuras verifica-se que a tarifa de acesso à rede de transporte em alta pressão em Portugal é globalmente mais favorável do que em Espanha.