



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

**DETERMINAÇÃO DA ESTRUTURA
TARIFÁRIA
NO ANO GÁS 2008-2009**

Junho 2008

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 DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE, INFRA-ESTRUTURAS DE ARMAZENAMENTO E TERMINAL DE GNL	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.....	13
4	ESTRUTURA DAS TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	15
4.1	Estrutura geral das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.....	15
4.2	Determinação dos custos incrementais	18
4.2.1	Discussão metodológica	18
4.2.2	Pressupostos e dados utilizados.....	20
4.2.3	Custos incrementais das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em BP	24
4.2.4	Custos incrementais da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP	27
5	ESTRUTURA DAS TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO	31
5.1	Tarifa de comercialização do comercializador grossista a grandes clientes	33
5.2	Tarifas de comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas.....	33
5.2.1	Estrutura geral da tarifa	33
5.2.2	Custos médios de comercialização.....	34
6	ESTRUTURA DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS	35
6.1	Estrutura geral das Tarifas de Venda a Clientes Finais	35
6.2	Tarifas de Venda a Clientes Finais nacionais	37
6.2.1	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.....	38
6.2.2	Tarifas de Venda a Clientes Finais Aditivas dos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas	40
6.2.2.1	Tarifas de Venda a Clientes Finais Aditivas dos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas a aplicar aos fornecimentos a clientes com consumo anual superior a 10 000 m ³	41
6.2.2.2	Mecanismo de convergência para as Tarifas de Venda a Clientes Finais Nacionais para consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	43
6.3	Harmonização dos escalões de consumo das Tarifas de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais inferiores a 10 000 m ³	54

6.4	Opções tarifárias de aplicação transitória das Tarifas de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso	59
6.4.1	Tarifas de Venda a Clientes Finais a Grandes Clientes de aplicação transitória	60
6.4.2	Tarifas de Venda a Clientes Finais de aplicação transitória aos Clientes dos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas	60
6.4.2.1	Tarifas de Venda a Clientes Finais de aplicação transitória dos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas Beiragás, Dianagás, Duriensegás, Lisboagás, Lusitaniagás, Medigás, Setgás e Tagusgás	60
6.4.2.2	Tarifas de Venda a Clientes Finais de aplicação transitória do Comercializador de Último Recurso Retalhista Dourogás	64
6.4.2.3	Tarifas de Venda a Clientes Finais de aplicação transitória do Comercializador de Último Recurso Retalhista Portgás	65
	ANEXO – DETALHE DO CÁLCULO DOS CUSTOS INCREMENTAIS	67

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 6-1 - Preços médios resultantes da aplicação das Tarifas de Venda a Clientes Finais aditivas em 2008-2009 por nível de pressão ou tipo de fornecimento.....	38
Figura 6-2 - Preços médios resultantes da aplicação das Tarifas de Venda a Clientes Finais aditivas a Grandes Clientes em 2008-2009	39
Figura 6-3 - Preço médio resultante da aplicação da tarifa 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	40
Figura 6-4 - Preços médios resultantes da aplicação das Tarifas de Venda a Clientes Finais dos CUR retalhistas aditivas	41
Figura 6-5 - Preço médio resultante da aplicação da tarifa de Venda a Clientes Finais em MP a um cliente com uma modulação de 150 dias e um consumo anual superior a 10 000 m ³	42
Figura 6-6 - Preço médio resultante da aplicação da tarifa de Venda a Clientes Finais em BP a um cliente com uma modulação de 150 dias e um consumo anual superior a 10 000 m ³	42
Figura 6-7 - Convergência para a tarifa aditiva nacional em BP < 10 000m ³	44
Figura 6-8 - Comparação das curvas de preço médio do CUR Beiragás para clientes em BP < 10 000 m ³	45
Figura 6-9 - Comparação das curvas de preço médio do CUR Dianagás para clientes em BP < 10 000 m ³	45
Figura 6-10 - Comparação das curvas de preço médio do CUR Dourogás para clientes em BP < 10 000 m ³	46
Figura 6-11 - Comparação das curvas de preço médio do CUR Duriensegás para clientes em BP < 10 000 m ³	46
Figura 6-12 - Comparação das curvas de preço médio do CUR Lisboaagás para clientes em BP < 10 000 m ³	47
Figura 6-13 - Comparação das curvas de preço médio do CUR Lusitaniagás para clientes em BP < 10 000 m ³	47
Figura 6-14 - Comparação das curvas de preço médio do CUR Medigás para clientes em BP < 10 000 m ³	48
Figura 6-15 - Comparação das curvas de preço médio do CUR Paxgás para clientes em BP < 10 000 m ³	48
Figura 6-16 - Comparação das curvas de preço médio do CUR Portgás para clientes em BP < 10 000 m ³	49
Figura 6-17 - Comparação das curvas de preço médio do CUR Setgás para clientes em BP < 10 000 m ³	49
Figura 6-18 - Comparação das curvas de preço médio do CUR Tagusgás para clientes em BP < 10 000 m ³	50
Figura 6-19 - Comparação das curvas de preço médio dos CUR Retalhistas Regionais em t-1	50
Figura 6-20 - Comparação das curvas de preço médio resultantes da aditividade tarifária.....	51
Figura 6-21 - Comparação das curvas de preço médio dos CUR Retalhistas Regionais em t.....	51

Figura 6-22 - Pagamentos mensais de um cliente com um consumo anual de 150 m ³ ano, por CUR Retalhista	52
Figura 6-23 - Pagamentos mensais de um cliente com um consumo anual de 320 m ³ ano, por CUR Retalhista	52
Figura 6-24 - Pagamentos mensais de um cliente com um consumo anual de 1200 m ³ ano, por CUR Retalhista	53
Figura 6-25 - Repartição dos consumos domésticos por escalão de consumo	54
Figura 6-26 - Repartição dos clientes domésticos por escalão de consumo.....	54
Figura 6-27 - Alteração dos escalões de consumo das Tarifas de Venda a Clientes Finais da Beiragás.....	56
Figura 6-28 - Alteração dos escalões de consumo das Tarifas de Venda a Clientes Finais da Dianagás.....	56
Figura 6-29 - Alteração dos escalões de consumo das Tarifas de Venda a Clientes Finais da Dourogás	56
Figura 6-30 - Alteração dos escalões de consumo das Tarifas de Venda a Clientes Finais da Duriensegás.....	57
Figura 6-31 - Alteração dos escalões de consumo das Tarifas de Venda a Clientes Finais da Lisboaágás	57
Figura 6-32 - Alteração dos escalões de consumo das Tarifas de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás.....	57
Figura 6-33 - Alteração dos escalões de consumo das Tarifas de Venda a Clientes Finais da Medigás	58
Figura 6-34 - Alteração dos escalões de consumo das Tarifas de Venda a Clientes Finais da Paxgás	58
Figura 6-35 - Alteração dos escalões de consumo das Tarifas de Venda a Clientes Finais da Portgás	58
Figura 6-36 - Alteração dos escalões de consumo das Tarifas de Venda a Clientes Finais da Setgás.....	59
Figura 6-37 - Alteração dos escalões de consumo das Tarifas de Venda a Clientes Finais da Tagusgás	59

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 - Custos incrementais/nivelados da tarifa de Uso do Terminal	11
Quadro 3-2 - Custos incrementais / nivelados da tarifa de Uso do Terminal	12
Quadro 3-3 - Custos incrementais/nivelados da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	12
Quadro 3-4 - Custos incrementais/nivelados da tarifa de Uso da Rede de Transporte	13
Quadro 4-1 - Investimentos nas redes de distribuição de gás natural.....	21
Quadro 4-2 - Classificação dos investimentos na rede de distribuição de gás natural	22
Quadro 4-3 - Alocação dos investimentos por custo incremental de BP	23
Quadro 4-4 - Energia, energia em períodos de ponta, energia e número de clientes das redes BP	24
Quadro 4-5 - Custos incrementais das redes de BP.....	25
Quadro 4-6 - Custos incrementais das redes de BP> e BP<.....	25
Quadro 4-7 - Custos incrementais das redes de BP.....	26
Quadro 4-8 - Receitas incrementais das redes de BP	26
Quadro 4-9 - Custos incrementais das redes de MP	29
Quadro 4-10 - Receitas incrementais das redes de MP	29
Quadro 6-1 - Estrutura Geral das Tarifas de Venda a Clientes Finais	36
Quadro 6-2 - Escalões de consumo de energia por Comercializador de Último Recurso retalhista, com consumo anual igual ou inferior a 10 000 m ³	55
Quadro 6-3 - Escalões de consumo nacionais dos Comercializadores de Último Recurso retalhistas, com consumo anual igual ou inferior a 10 000 m ³	55
Quadro 6-4 - Preços do termo tarifário fixo, por tipo de contador em vigor, em 2007-2008	61
Quadro 6-5 - Preços do termo tarifário fixo, por escalão de consumo, equivalentes aos preços em vigor por calibre em 2007-2008 na tarifa A	62
Quadro 6-6 - Preço da Capacidade máxima horária em 2007-2008 na tarifa B.....	62
Quadro 6-7 - Preço da Capacidade máxima diária equivalente ao preço de 2007-2008 na tarifa B	63
Quadro 6-8 - Preços do termo tarifário fixo, por escalão de consumo, equivalentes aos preços em vigor por calibre em 2007-2008 na tarifa Base	63
Quadro 6-9 - Preços do termo tarifário fixo, por escalão de consumo, equivalentes aos preços em vigor por calibre em 2007-2008 na tarifa Base	64

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, do Uso da Rede de Transporte e do Uso Global do Sistema. A estrutura destas tarifas foi anteriormente definida e justificada no documento “Determinação da Estrutura Tarifária – Tarifas de Acesso às Infra-estruturas da RNTIAT 2007-2008”, de Maio de 2007.

O capítulo 4 apresenta a estrutura geral da tarifa de Uso da Rede de Distribuição e o detalhe do cálculo do custo incremental das variáveis de facturação inerentes à actividade de Uso da Rede de Distribuição, nomeadamente, capacidade utilizada, energia e energia em períodos de ponta, por cliente ligado ao troço periférico e por cliente associado à medição, leitura e processamento de dados.

No capítulo 5 é apresentada a estrutura das tarifas de Comercialização, para o comercializador grossista e para os comercializadores de último recurso retalhistas.

No capítulo 6 é apresentada a estrutura das tarifas de Venda a Clientes Finais para o comercializador grossista e para os comercializadores de último recurso retalhistas, de aplicação nacional e as opções de aplicação transitória.

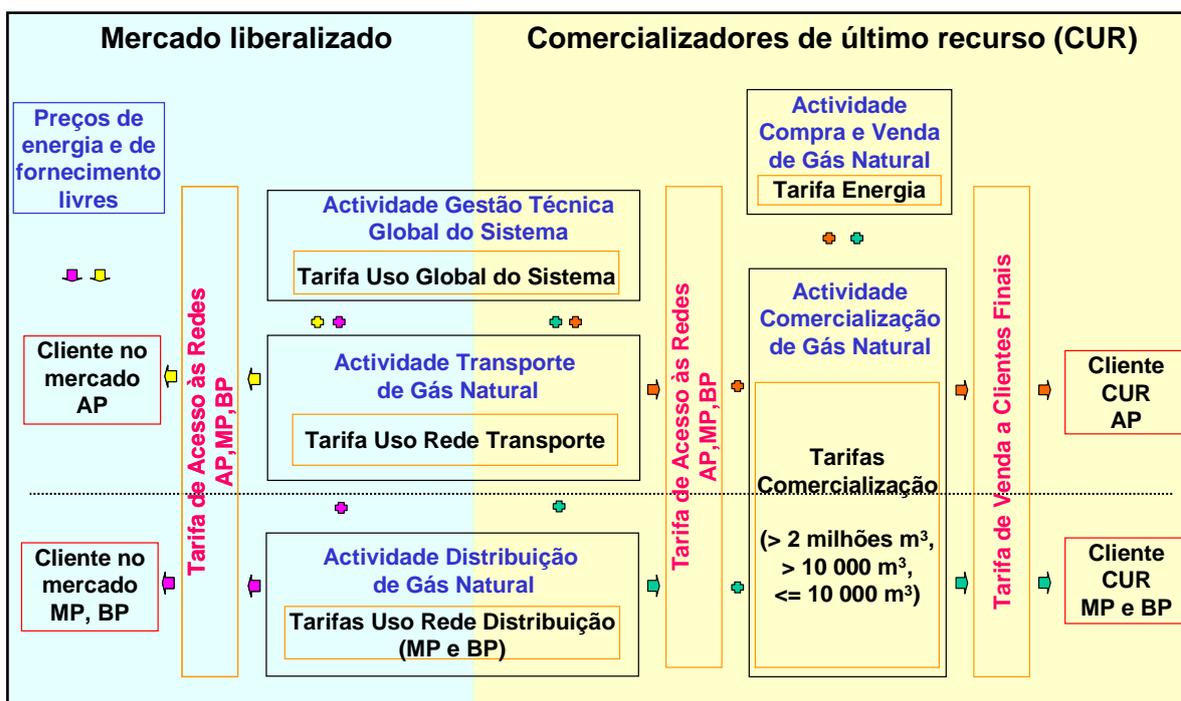
2 ACTIVIDADES E TARIFAS REGULADAS DE GÁS NATURAL

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

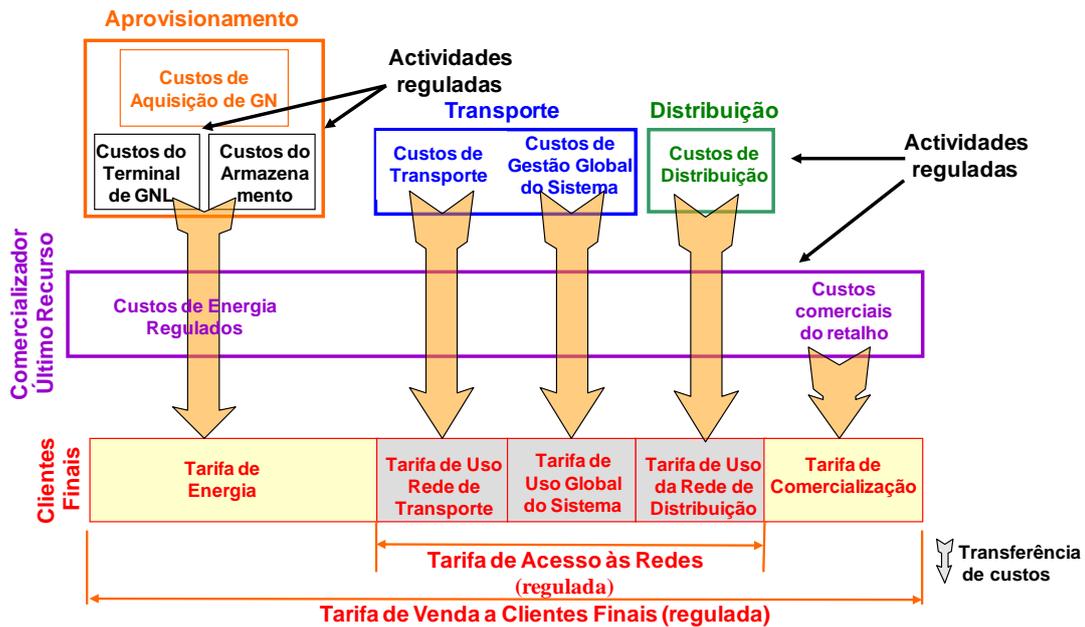
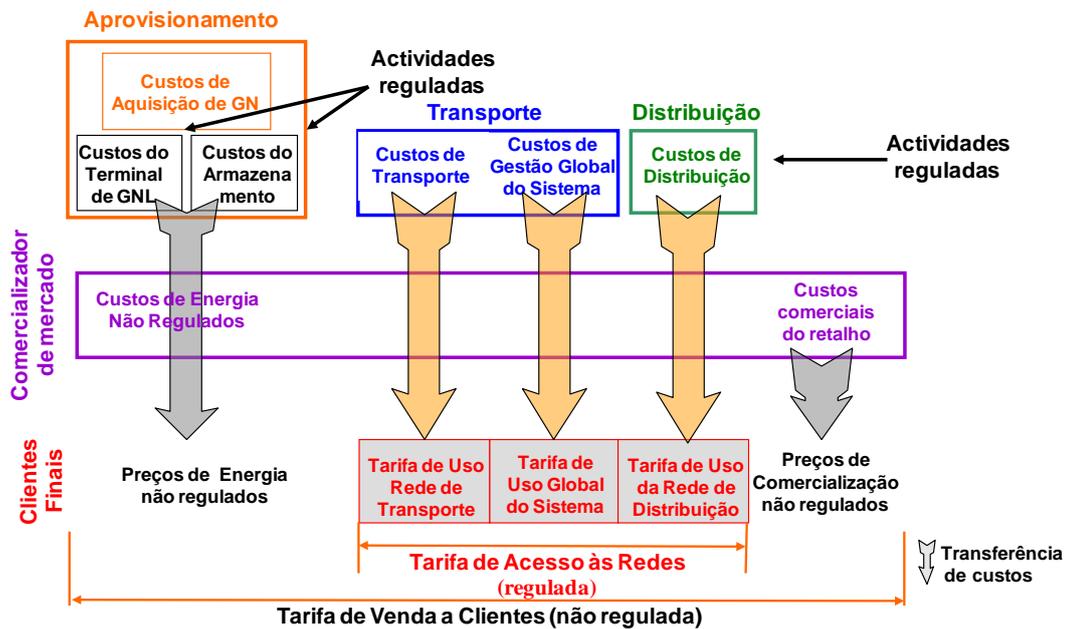


Figura 2-3 - Decomposição da Tarifa de Venda a Clientes (não regulada)



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.

Para a obtenção de aditividade tarifária é necessário definir uma estrutura de variáveis de facturação compatíveis e harmonizada entre as várias actividades.

No segundo ano gás 2008-2009 a regulação da ERSE abrange as actividades de (i) Recepção, armazenamento e regaseificação de GNL; (ii) Armazenamento subterrâneo; (iii) Gestão técnica global do sistema e (iv) Transporte de gás natural (v) Distribuição de Gás Natural, (vi) Comercialização de gás natural, e (viii) Compra e Venda de gás natural.

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 subsidiação 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 DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE, INFRA-ESTRUTURAS DE ARMAZENAMENTO E TERMINAL DE GNL

Para o ano gás 2008-2009, as tarifas do aprovisionamento e do transporte de Gás Natural preservam, na sua essência, a mesma estrutura que tinha sido definida em Maio de 2007, no documento “Determinação da Estrutura Tarifária – Tarifas de Acesso às infra-estruturas da RNTIAT 2007-2008”.

Importa acrescentar que é desejável que a estrutura de custos incrementais seja preservada fornecendo-se aos consumidores sinais preço estáveis para a utilização das redes no médio e longo prazo.

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 do preço da tarifa no primeiro ano gás (2007-2008) e aqueles que vigoram para o segundo ano gás (2008-2009).

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	var. %
Energia Recepção	€/kWh	0,000086	0,000088	2,7%
Energia diária Armazenamento	€/kWh	0,000026	0,000027	2,7%
Capacidade utilizada Regaseificação	€/kWh/dia	0,002760	0,002834	2,7%
Energia Regaseificação	€/kWh	0,000078	0,000081	4,5%
Termo fixo carga camiões cisterna	€/kWh	130,88	134,35	2,7%

Os custos incrementais de energia na recepção, de energia diária no armazenamento, de capacidade utilizada na regaseificação e do termo fixo da carga de camiões cisterna foram simplesmente actualizados para preços do ano 2008-2009, tendo em conta uma média do deflactor do PIB para 2008 de 2,7% e para 2009 de 2,6%, conforme consta do Plano de Estabilidade e Crescimento 2007-2011, na sua versão mais actualizada de Dezembro de 2007.

O custo incremental de energia deve ser determinado através do rácio entre os custos de operação que dependem dos volumes processados, sendo um custo médio e não um custo incremental de médio e longo prazo. Dado que o volume de energia condiciona essencialmente os custos variáveis da operação de regaseificação, respeitantes a consumos próprios de gás natural na instalação, considera-se este

valor de custos para determinar o custo incremental de energia. O terminal de Sines não utiliza gás natural nos serviços auxiliares na medida em que não utiliza vaporizadores de combustão submersa. No entanto, o custo variável de regaseificação inclui energia eléctrica utilizada na bombagem de água do mar para utilização nos evaporadores. Assim, na ausência do conhecimento exacto do custo variável de regaseificação utilizam-se os custos de electricidade afectos à actividade de regaseificação.

Assim, conforme se observa no Quadro 3-2, o custo incremental de energia na regaseificação foi recalculado considerando a informação prevista pela REN Atlântico relativamente aos custos variáveis de fornecimentos e serviços externos relativos à energia eléctrica utilizada na bombagem de água do mar e ao volume de gás regaseificado.

Quadro 3-2 - Custos incrementais / nivelados da tarifa de Uso do Terminal

Custos variáveis (€)	2 140 801
Volume regaseificado (m ³ (n))	2 214 728 743
Volume regaseificado (kWh)	26 355 272 040
CI energia (€/m ³ (n))	0,000967
CI energia (€/kWh)	0,000081

3.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

O Quadro 3-3 sumariza os custos incrementais/nivelados da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo utilizados no cálculo do preço da tarifa no primeiro ano gás (2007-2008) e aqueles que vigoram para o segundo ano gás (2008-2009).

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

		Custos incrementais/ custos nivelados ano gás 2007/2008	Custos incrementais/ custos nivelados ano gás 2008/2009	var. %
Energia injectada	€/kWh	0,0001934	0,0001985	2,7%
Energia extraída	€/kWh	0,0001934	0,0001985	2,7%
Energia armazenada	€/kWh/dia	0,000009197	0,000009440	2,7%

A variação tem em conta uma média do deflactor do PIB para 2008 de 2,7% e para 2009 de 2,6%, conforme consta do Plano de Estabilidade e Crescimento 2007-2011, na sua versão mais actualizada de Dezembro de 2007.

3.3 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

O Quadro 3-4 sumariza os custos incrementais/nivelados da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicados no cálculo do preço da tarifa no primeiro ano gás (2007-2008) e aqueles que vigoram para o segundo ano gás (2008-2009).

Quadro 3-4 - Custos incrementais/nivelados da tarifa de Uso da Rede de Transporte

		Custos incrementais ano gás 2007/2008	Custos incrementais ano gás 2008/2009	var. %
Capacidade Utilizada	€/kWh/dia/mês	0,02766384	0,02839693	2,7%
Energia	€/kWh	0,00000640	0,00000657	2,7%
Energia de ponta	€/kWh	0,00022416	0,00023010	2,7%

A variação tem em conta uma média do deflactor do PIB para 2008 de 2,7% e para 2009 de 2,6%, conforme consta do Plano de Estabilidade e Crescimento 2007-2011, na sua versão mais actualizada de Dezembro de 2007.

3.4 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

O RT 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.

4 ESTRUTURA DAS TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

A actividade de Distribuição de gás natural consiste na veiculação de gás natural em redes de distribuição de média pressão (entre 4 e 20 bar) e baixa pressão (inferior a 4 bar), para entrega às instalações fisicamente ligadas à rede de distribuição, excluindo a sua comercialização.

Esta actividade regulada é exercida em regime de concessão ou de licença de serviço público, mediante a exploração e manutenção das respectivas infra-estruturas que, no seu conjunto, integram a exploração da Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural (RNDGN).

Actualmente, a rede de distribuição está organizada em torno de seis áreas de concessão ligadas à rede de transporte, que correspondem às empresas Beiragás, Dourogás, Lisboagás, Lusitaniagás, Portgás, Setgás e Tagusgás. No que respeita à distribuição de gás natural a partir das unidades autónomas de gás (UAG), estas são exercidas pelas empresas Duriensegás, Dinanagás, Medigás e Paxgás.

Cabe ao operador da rede de distribuição, na respectiva área de concessão, assegurar condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço na operação da rede, e gerir os fluxos de gás natural, garantindo a sua interoperacionalidade com as redes a que esteja ligada e com as infra-estruturas dos clientes, no quadro da gestão técnica global do sistema. O operador da rede de distribuição é também responsável por assegurar a capacidade da respectiva rede de distribuição de gás natural, contribuindo para a segurança do abastecimento, bem como, assegurar o planeamento, construção e gestão da rede, de forma a permitir o acesso de terceiros, garantindo a não discriminação entre os utilizadores ou categorias de utilizadores da rede.

A rede de distribuição compreende a rede primária, a rede secundária, ramais, as unidades autónomas de gás (UAG) e os dispositivos terminais de rede, como por exemplo os redutores, entre outros.

4.1 ESTRUTURA GERAL DAS TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Nos termos do definido no RT as tarifas de Uso da Rede de Distribuição em MP e de Uso da Rede de Distribuição em BP devem proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural de cada operador da rede, recuperando os custos que lhe estão associados de exploração, desenvolvimento e manutenção das redes.

São definidas três tarifas de Uso da Rede de Distribuição:

- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP, aplicável às entregas em MP e BP.

- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em $BP >^1$, aplicável às entregas em $BP >$.
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em $BP <^2$, aplicável às entregas em $BP <$.

A definição de tarifas de uso das redes de distribuição por nível de pressão permite evitar alguns dos problemas associados às tarifas do tipo selo postal. Com efeito, a diferenciação por nível de pressão permite dar um sinal distância aos consumidores, na medida em que a utilização dos activos da rede de distribuição tipicamente depende directamente do nível de pressão a que a instalação consumidora se encontra ligada. Normalmente, uma instalação consumidora ligada à rede de baixa pressão para além de utilizar a rede de baixa pressão também utiliza a rede de média pressão. Uma instalação consumidora ligada à rede de média pressão, pelo contrário, apenas utiliza a rede do nível de pressão a que se encontra ligada. Neste contexto, os custos associados à utilização das redes por uma instalação consumidora em média pressão são muito diferentes dos custos imputáveis à mesma instalação ligada à rede de baixa pressão. Assim, a definição de uma tarifa sem diferenciação por nível de pressão introduz desnecessariamente uma perequação de custos entre utilizadores das redes de níveis de pressão diferentes e não transmite sinais preço que traduzam os verdadeiros custos provocados pelos diferentes utilizadores das redes de distribuição. Assim, por forma a maximizar a aderência das tarifas aos custos provocados nas redes por cada segmento de clientes e a minimizar as subsidiações cruzadas entre grupos de clientes alimentados a pressões diferentes definem-se no RT as três tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

O modelo tarifário adoptado para o sistema de gás natural português contempla a uniformidade tarifária, estando previstas compensações entre os operadores das redes de distribuição, uma vez que a uniformidade tarifária implica desvios entre os proveitos permitidos e os proveitos facturados.

De acordo com o RT, as tarifas de Uso da Rede de Distribuição são compostas pelos seguintes termos tarifários:

- Termo de capacidade utilizada, aplicável ao consumo máximo diário registado nos últimos doze meses, definido em euros por kWh/dia, por mês.
- Termo de energia, com diferenciação entre períodos de ponta e fora de ponta, definidos em euros por kWh. Define-se como período de ponta o período que ocorre nos meses de Setembro a Julho.
- Termo de fixo, com preços dependentes da periodicidade de registo do equipamento de medição, a qual pode ser diária, mensal ou superior.

Refira-se, que contrariamente aos termos de capacidade e energia, o termo fixo só é aplicável a clientes directamente ligados à rede do nível de pressão a que a tarifa diz respeito. Ou seja, o termo tarifário fixo

¹ Baixa pressão para consumos anuais superiores a 10 000 m³.

² Baixa pressão para consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

da URD de MP só se aplica a clientes directamente ligados em MP e o termo tarifário fixo da URD de BP só se aplica a clientes directamente ligados em BP.

Os preços dos termos tarifários que integram as tarifas de uso das redes de distribuição devem ser definidos tendo por base a contribuição de cada um dos *drivers* de custos, representados pelas variáveis de facturação adoptadas, para os custos totais da actividade de distribuição de gás natural.

Os custos da actividade de distribuição de gás natural incluem, fundamentalmente, os custos de investimento nas redes, designadamente custos de instalação das condutas, de postos de redução de pressão e medição e os custos de operação e manutenção das redes.

A inclusão de um termo fixo nas tarifas de uso das redes de distribuição visa reflectir todo um conjunto de custos que não dependem da energia ou capacidade como custos administrativos e custos associados à medição, leitura e processamento de dados, assim como alguns custos dos troços de redes periféricos.

O termo tarifário de capacidade utilizada visa reflectir os custos correspondentes aos troços da rede de distribuição mais periféricos, de utilização partilhada por um pequeno número de clientes e cujo dimensionamento é directamente influenciado pela capacidade que cada cliente deseja utilizar. Estes troços da rede são condicionados fundamentalmente pela capacidade máxima solicitada em qualquer momento.

A inclusão de um termo de energia em períodos de ponta nas tarifas de uso das redes de distribuição visa reflectir os encargos com os troços das redes mais centrais das redes de distribuição, partilhados por um grande número de clientes, e cujo dimensionamento é indirectamente influenciado pela capacidade que cada cliente deseja utilizar através de um coeficiente de simultaneidade nos períodos em que as redes são objecto de maior solicitação.

Por último, as tarifas incluem um termo variável em função do volume de gás natural consumido, de modo a reflectir os encargos que são proporcionais aos volumes de gás distribuídos pelas redes.

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição são aplicadas pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes no mercado e dos comercializadores de último recurso.

4.2 DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS INCREMENTAIS

4.2.1 DISCUSSÃO METODOLÓGICA

O RT define no Artigo 113.º que a estrutura dos preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição deve repercutir a estrutura dos custos incrementais por aplicação de um factor multiplicativo comum de acordo com as seguintes expressões:

$$TCu_{m,t}^{URD} = f_t^{URD} \times Ci Cu_m^{URD}$$

$$\Delta TWp_{m,t}^{URD} = f_t^{URD} \times Ci Wp_m^{URD} - TW_{m,t}^{URD}$$

$$TF_{m,t}^{URD} = f_t^{URD} \times CiNC_m^{URD} + CiMed_{L_t}$$

$$TW_{m,t}^{URD} = CiWfp_m^{URD}$$

em que:

$Ci Cu_m^{URD}$	Custo incremental de capacidade utilizada, do nível de pressão ou tipo de fornecimento m
$Ci Wp_m^{URD}$	Custo incremental de energia em períodos de ponta do nível de pressão ou tipo de fornecimento m
$CiNC_m^{URD}$	Custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico, não incorporado no preço da ligação, do nível de pressão ou tipo de fornecimento m
$CiMed_{L_t}$	Custo incremental, por cliente, associado à medição, leitura e processamento de dados, no ano gás t
f_t^{URD}	Factor a aplicar aos custos incrementais das capacidades, energias e dos termos fixos das redes de distribuição em MP e BP, no ano gás t
$CiWfp_m^{URD}$	Custo incremental de energia, do nível de pressão ou tipo de fornecimento m .

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

Os custos incrementais de capacidade utilizada devem ser calculados através do quociente entre o valor actualizado de 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.

Formalmente tem-se:

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

em que:

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

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

capacidade e o consumo anual 20 vezes superiores. Tal acontece devido a alguns troços periféricos da rede serem pouco, ou mesmo nada, partilhados.

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

Deste modo, os custos incrementais, por cliente, dos troços periféricos, devem ser calculados através do quociente entre o valor actualizado de 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 procura 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.

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

4.2.2 PRESSUPOSTOS E DADOS UTILIZADOS

O cálculo dos custos incrementais exige que se considere um grande volume de dados, essencialmente previsional, e que se assumam alguns pressupostos.

As séries dos investimentos, custos de operação e manutenção e a procura considerados no cálculo dos custos incrementais incluem valores previsionais desde o ano gás t (2008-2009) até ao ano gás $t+18$ (2026-2027).

No Quadro 4-1 apresentam-se os investimentos nas redes de distribuição de gás natural, ao longo do período considerado. Estes investimentos têm como fonte a informação remetida pela Dourogás, GALP

e Portgás, nomeadamente através da norma 12, que inclui os investimentos a custos técnicos nas redes de distribuição, previstos para o período de concessão de cada operador da rede de distribuição.

Os valores apresentados estão a preços constantes do ano gás 2008-2009 e não incluem participações, uma vez que não foram previstas quaisquer participações nestas redes no futuro.

Quadro 4-1 - Investimentos nas redes de distribuição de gás natural

10³ Euros

	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018
Rede primária	2.603	1.898	3.478	963	0	0	0	0	0	0
Rede secundária	43.741	35.651	31.058	33.034	27.549	23.392	23.759	20.773	16.825	17.669
Ramais	2.614	2.347	2.208	1.883	1.697	1.629	1.628	1.058	427	391
Postos de redução de pressão	140	131	143	170	176	185	195	208	212	227
Unidades Autónomas de Gás (UAG)	1.335	969	1.647	2.205	2.329	2.443	2.567	1.879	0	0
Dispositivos terminais de rede	5.641	5.168	4.735	4.472	3.063	1.298	863	792	701	685
TOTAL	56.073	46.165	43.270	42.727	34.815	28.947	29.013	24.709	18.164	18.972

10³ Euros

	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027
Rede primária	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rede secundária	17.835	18.992	18.451	18.807	19.787	20.187	19.572	20.085	20.588
Ramais	375	411	425	452	492	530	545	580	618
Postos de redução de pressão	234	157	66	70	75	81	82	87	92
Unidades Autónomas de Gás (UAG)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dispositivos terminais de rede	672	727	740	786	844	906	923	971	1.018
TOTAL	19.116	20.288	19.682	20.115	21.199	21.703	21.122	21.723	22.316

Fonte: Dourogás, GALP e Portgás.

Refira-se que o investimento em equipamento não específico, assim como a rubrica outros foram alocados proporcionalmente às várias rubricas de investimento específico.

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

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

No cálculo dos custos incrementais não deve ser considerado o investimento de substituição, uma vez que se está a determinar quais os acréscimos de investimentos originados pela procura adicional. Na determinação dos custos incrementais da rede de distribuição de energia eléctrica considera-se que o investimento de substituição representa 15% do total. As redes de gás natural são na generalidade, mais recentes que a rede eléctrica, pelo que se considera para o cálculo dos custos incrementais um investimento de expansão superior ao da electricidade, considerando-se assim 90% do investimento total referido nos quadros anteriores.

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

Tendo em conta a estrutura da rede de distribuição de gás natural e os seus componentes nos diversos níveis de pressão, adoptou-se uma classificação entre troços comuns, troços periféricos e troços mistos, sendo esta última designação adoptada sempre que a desagregação das rubricas de investimento não permite a sua afectação a troços comuns ou periféricos. A classificação adoptada é observável no Quadro 4-2, assim como a rede a que se refere o investimento.

Quadro 4-2 - Classificação dos investimentos na rede de distribuição de gás natural

	Classificação
Rede primária	Troço misto (MP)
Rede secundária	Troço misto (BP)
Ramais	Troço periférico (BP)
Postos de redução de pressão	Troço comum (BP)
Unidades Autónomas de Gás (UAG)	Troço comum (BP)
Dispositivos terminais de rede	Troço periférico (BP)

É agora fundamental definir quais são as variáveis que condicionam os investimentos nestes equipamentos, para se poderem alocar estes investimentos no cálculo dos custos incrementais. Tal como já foi referido os investimentos que são considerados como troço comum devem ser recuperados pela variável energia em horas de ponta, enquanto que os investimentos nos troços periféricos devem ser recuperados através da capacidade utilizada e do termo fixo. As redes primária e secundária são consideradas troços mistos devendo, por isso, ser recuperadas através das diversas variáveis de facturação. Com base na informação disponível não é possível proceder ao cálculo dos custos incrementais de MP de acordo com a discussão metodológica apresentada no ponto 4.2.1, uma vez que só se consideram investimentos de MP os investimentos na rede primária. No ponto 4.2.4 apresenta-se a alternativa encontrada para o cálculo dos referidos custos incrementais.

Prosseguindo com os pressupostos adoptados para o cálculo dos custos incrementais em BP, e tendo em conta a classificação dos investimentos apresentada no Quadro 4-2, no Quadro 4-3 apresenta-se o peso de cada investimento a considerar no cálculo do custo incremental de cada uma das variáveis de facturação na rede de BP.

Quadro 4-3 - Alocação dos investimentos por custo incremental de BP

	CI_{CU}	CI_{WP}	$CI_{TF tp}$
Rede secundária	50%	30%	20%
Ramais	50%	-	50%
Postos de redução de pressão	-	100%	-
Unidades Autónomas de Gás (UAG)	-	100%	-
Dispositivos terminais de rede	50%	-	50%

CI_{CU} : Custo incremental de capacidade utilizada

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

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

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

Para o cálculo dos custos de operação e manutenção inerentes ao investimento, calculou-se o rácio destes custos no activo corpóreo bruto do ano gás 2007-2008, aplicando-se, em benefício da simplificação, essa percentagem a todos os anos considerados no cálculo dos custos incrementais. Os custos de operação e manutenção representam cerca de 7,5% do activo corpóreo bruto. Todavia, esta percentagem é para a rede de distribuição total, sendo necessário determinar a respectiva percentagem para a rede de BP, uma vez que não se conhecem os custos de operação e manutenção em BP. Assumiu-se que os 7,5% se distribuíam entre a BP e a MP da mesma forma que a energia, afectando-se a este valor o peso da energia distribuída em BP sobre o total da energia distribuída, obtendo-se um valor de 2,9% para o peso dos custos de operação e manutenção.

Para efeitos de actualização dos custos associados ao investimento, dos custos de operação e manutenção e dos incrementos de procura considerou-se uma taxa de actualização de 9,0% que corresponde à taxa de remuneração fixada para a actividade de distribuição de energia eléctrica.

O cálculo dos custos incrementais baseia-se em rácios entre acréscimos de activos e os acréscimos de procura que condicionam esses acréscimos de activos, sendo considerado um desfasamento de 1 ano entre os investimentos e os acréscimos de procura. No Quadro 4-4 apresentam-se as séries das variáveis físicas utilizadas no cálculo dos custos incrementais da rede de BP, nomeadamente, energia, energia em períodos de ponta, energia e número de clientes das redes de BP.

Quadro 4-4 - Energia, energia em períodos de ponta, energia e número de clientes das redes BP

	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018
Energia (MWh)	8.727.236	9.288.171	9.562.927	9.765.424	9.893.218	10.010.401	10.124.143	10.237.577	10.350.693	10.463.822
Energia períodos ponta (MWh)	8.245.988	8.775.992	9.035.597	9.226.927	9.347.674	9.458.396	9.565.866	9.673.044	9.779.923	9.886.814
Capacidade Utilizada (MWh.dia)	270.317	287.691	296.201	302.473	306.432	310.061	313.584	317.098	320.602	324.106
Nº clientes (10 ³)	1.086	1.156	1.190	1.216	1.231	1.246	1.260	1.274	1.288	1.302

	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028
Energia (MWh)	10.577.240	10.691.448	10.806.500	10.923.231	11.041.590	11.161.543	11.283.220	11.406.671	11.531.980	11.658.667
Energia períodos ponta (MWh)	9.993.977	10.101.887	10.210.595	10.320.889	10.432.721	10.546.060	10.661.027	10.777.671	10.896.070	11.015.771
Capacidade Utilizada (MWh.dia)	327.619	331.156	334.720	338.335	342.001	345.717	349.486	353.309	357.191	361.115
Nº clientes (10 ³)	1.317	1.331	1.345	1.360	1.374	1.389	1.404	1.420	1.435	1.451

Estes valores são calculados com base nas previsões efectuadas pelas empresas reguladas para a energia transitada nas redes de distribuição no período de concessão.

Para construir a série relativa à energia, manteve-se a relação existente entre a energia em BP e a energia total no ano gás 2008-2009. Em relação à energia em períodos de ponta considerou-se que se mantinha a relação entre a energia em horas de ponta e a energia total. A capacidade utilizada foi determinada mantendo-se constante a modulação e o número de clientes foi determinado mantendo-se constante o consumo médio.

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

A determinação da estrutura das tarifas de Uso da Rede de BP implica a determinação dos seguintes custos incrementais para a rede de BP, diferenciados para BP> e BP<: (i) custo incremental de capacidade utilizada; (ii) custo incremental de energia 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.

Apesar de regulamentarmente estarem definidos custos incrementais diferenciados para BP> e BP<, a informação relativa aos investimentos não permite calculá-los separadamente. Assim, calculam-se os custos incrementais de BP em conjunto, que se apresentam no Quadro 4-5, apresentando-se em Anexo os cálculos efectuados.

Quadro 4-5 - Custos incrementais das redes de BP

CI_{CU} (€/MWh/dia)	CI_W (€/MWh)	CI_{Wp} (€/MWh)	CI_{TF} troço periférico (€/mês)
21,64	0,0375	2,0159	0,32

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

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

O custo incremental, por cliente, em BP> deve ser superior ao valor determinado para toda a BP, uma vez que estes, essencialmente indústrias e grandes serviços, têm associados troços periféricos partilhados por um menor número de clientes do que os troços dos clientes de BP<, essencialmente, domésticos e serviços. Considerando que os actuais preços do termo fixo dos clientes industriais reflectem os custos incrementais dos troços periféricos, utilizam-se estes preços como referência para o custo incremental. Assim, assumindo que os clientes industriais de BP> são essencialmente clientes com calibre de contador G16, adoptou-se o preço praticado a estes clientes para o custo incremental de BP>, 50 €/mês.

Por outro lado, apesar do custo incremental do termo fixo do troço periférico em BP< ser relativamente reduzido, em termos de equidade a recuperação de custos em termos fixos apresenta problemas, uma vez que pode impedir o acesso dos consumidores mais pequenos a um bem considerado essencial. Assim, optou-se por considerar um valor nulo para este custo incremental em BP<, transferindo-se a recuperação dessa receita para o termo de energia em horas de ponta, aumentando-se o custo incremental de energia em horas de ponta. Destas alterações, resultam os custos incrementais de BP> e BP< apresentados no Quadro 4-5.

Quadro 4-6 - Custos incrementais das redes de BP> e BP<

	CI_{CU} (€/MWh/dia)	CI_W (€/MWh)	CI_{Wp} (€/MWh)	CI_{TF} troço periférico (€/mês)
URD BP>	21,64	0,0375	2,0159	50,00
URD BP<	21,64	0,0375	3,3676	0,00

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

No que concerne o custo incremental, por cliente, associado à medição, leitura e processamento de dados, este é diferenciado de acordo com a periodicidade de leitura. Assim, têm-se três custos

incrementais associados à leitura diária, mensal e superior a mensal. Na ausência de informação relativa ao custo de leitura no sector do gás natural, o racional para a determinação deste custo incremental foi informação existente para o custo das leituras no sector eléctrico. O custo unitário de leitura mensal no sector eléctrico é de aproximadamente 0,43 €/mês, tendo sido este o valor adoptado para a periodicidade de leitura mensal e para a periodicidade de leitura diária, sendo estas as periodicidades de leitura dos clientes de BP>. Para a periodicidade de leitura superior a mensal, periodicidade apenas dos clientes de BP<, o valor adoptado foi de 0,22 €/mês.

Sintetizam-se no Quadro 4-7 os custos incrementais das redes de BP, que irão condicionar a estrutura das tarifas de Uso da Rede de Distribuição de BP> e de Uso da Rede de Distribuição de BP<.

Quadro 4-7 - Custos incrementais das redes de BP

	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 BP>	21,64	0,0375	2,0159	50,00	0,43	0,43	n.a.
URD BP<	21,64	0,0375	3,3676	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

Estes custos incrementais têm associada a estrutura de receitas incrementais de BP apresentada no Quadro 4-8.

Quadro 4-8 - Receitas incrementais das redes de BP

	RI_{CU}	RI_W	RI_{WP}	RI_{TF}
URD BP	75,5%	0,4%	17,9%	6,3%

RI_{CU} : Receita incremental de capacidade utilizada

RI_W : Receita incremental de energia

RI_{WP} : Receita incremental de energia em período de ponta

RI_{TF} : Receita incremental termo fixo

Importa referir que a repartição das receitas pelos termos de capacidade e de energia não é neutra para os clientes nem para as empresas. Com efeito, uma repartição de receitas com maior incidência nos termos de capacidade da tarifa tende a favorecer os clientes com maiores factores de carga. Adicionalmente, esta forma de repartição, com maior incidência na capacidade utilizada, favorece os clientes com maiores utilizações, grandes clientes industriais, em detrimento dos pequenos clientes domésticos que têm maior dificuldade em diluir os seus maiores custos fixos em consumos mais reduzidos. A repartição de receitas com maior incidência nos termos de capacidade da tarifa também se

apresenta como a mais favorável para os operadores de redes, na medida em que torna as suas receitas num dado ano menos dependentes dos volumes de energia fornecidos.

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

A determinação da estrutura da tarifa de Uso da Rede de MP implica a determinação dos seguintes custos incrementais para a rede de MP: (i) custo incremental de capacidade utilizada; (ii) custo incremental de energia em períodos de 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 informação disponível relativamente aos investimentos nas redes de distribuição, não permite identificar com certeza todos os investimentos realizados na MP, assim não foi possível calcular estes custos incrementais de acordo com os princípios metodológicos discutidos no ponto 4.2.1. O cálculo destes custos incrementais baseia-se assim num conjunto de pressupostos que se apresentam de seguida.

CUSTO INCREMENTAL DE ENERGIA

Uma vez que as redes de distribuição em MP apresentam algumas características que as aproximam das redes de transporte em AP, considerou-se que o custo incremental de energia da rede de distribuição em MP deveria ser idêntico ao mesmo custo da rede de AP, 0,0066 €/MWh.

CUSTO INCREMENTAL DE CAPACIDADE UTILIZADA

Para determinar o custo incremental da capacidade utilizada analisou-se a percentagem de receitas incrementais de capacidade utilizada no uso da rede de transporte e no uso da rede de distribuição de BP, no total das receitas incrementais da respectiva rede. Estas percentagens são de 90% e de 76%, respectivamente. Assim, considerou-se que sendo a rede de distribuição de MP uma rede intermédia entre estas redes, com algumas características que a aproximam mais da rede de transporte e com outras que a aproximam mais da rede de distribuição em BP, a percentagem de receitas incrementais se devia encontrar dentro deste intervalo, tendo-se adoptado o valor de 82%.

Não sendo conhecidas as receitas incrementais de MP foi necessário recorrer à repartição do imobilizado bruto dos operadores das redes de distribuição para identificar a percentagem de imobilizado em MP e em BP. Exclui-se desta análise os imobilizados das empresas que não têm rede de MP e da Lisboagás, por esta constituir um *outlier*, dado a sua rede ser muito mais antiga. O imobilizado em MP representa aproximadamente 26% do imobilizado total, determinando-se com base nesta percentagem e com base no valor de receitas incrementais de BP o valor das receitas incrementais de MP.

O RT define que os fornecimentos em BP> superiores a um limiar de consumo a aprovar pela ERSE podem optar pelas tarifas de Acesso às Redes em MP. A ERSE definiu esse limiar em 2 milhões m³. Provavelmente todos os clientes irão exercer esse direito de opção, sendo necessário adicionar às receitas incrementais da MP as receitas incrementais que deixam de ser recuperadas na baixa pressão e que devem ser recuperadas na MP. Assim, obtêm-se receitas incrementais de MP de 49 milhões de euros. Determina-se o custo incremental de capacidade utilizada, por forma a que as receitas incrementais de capacidade utilizada representem 82% dos 49 milhões de euros, obtendo-se um valor de 20,4 €/MWh/dia.

CUSTO INCREMENTAL, POR CLIENTE, LIGADO AO TROÇO PERIFÉRICO

Considerando que os actuais preços do termo fixo dos clientes industriais reflectem os custos incrementais dos troços periféricos das redes de distribuição, utilizam-se estes preços como referência para o custo incremental por cliente, ligado ao troço periférico em MP. Assim, assumindo que os clientes de MP são essencialmente clientes com calibre de contador G40 e G65, adoptou-se a média dos preços praticados a estes clientes para este custo incremental em MP, 150 €/mês.

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

No que concerne o custo incremental, por cliente, associado à medição, leitura e processamento de dados, este é diferenciado de acordo com a periodicidade de leitura. Em MP têm-se dois custos incrementais, associados à leitura diária e mensal. Na ausência de informação relativa ao custo de leitura no sector do gás natural, o racional para a determinação deste custo incremental foi informação existente para o custo das leituras dos clientes de BTE no sector eléctrico. Estudos indicam que o custo unitário de leitura mensal destes clientes é de aproximadamente 2,7 €/mês, tendo sido este o valor adoptado para a periodicidade de leitura mensal e para a periodicidade de leitura diária, não existindo informação que permita diferenciar estes dois preços.

CUSTO INCREMENTAL DE ENERGIA EM PERÍODOS DE PONTA

O custo incremental de energia em períodos de ponta foi determinado por diferença, por forma a se obterem as receitas incrementais de MP acima referidas.

SÍNTESE CUSTOS INCREMENTAIS DE MP

Sintetizam-se no Quadro 4-9 os custos incrementais das redes de MP, que irão condicionar a estrutura das tarifas de Uso da Rede de Distribuição de MP.

Quadro 4-9 - Custos incrementais das redes de MP

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)
20,41	0,0066	0,2757	150,00	2,70	2,70

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: Custo incremental, por cliente, associado à medição, leitura e processamento de dados

Estes custos incrementais têm associados a estrutura de receitas incrementais de MP apresentada no Quadro 4-10.

Quadro 4-10 - Receitas incrementais das redes de MP

RI_{CU}	RI_W	RI_{Wp}	RI_{TF}
81,4%	0,4%	14,4%	3,9%

RI_{CU}: Receita incremental de capacidade utilizada

RI_W: Receita incremental de energia

RI_{Wp}: Receita incremental de energia em período de ponta

RI_{TF}: Receita incremental termo fixo

5 ESTRUTURA DAS TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO

O exercício da actividade de comercialização de gás natural consiste na compra e venda de gás natural, para comercialização a clientes ou outros agentes de mercado. Existem quatro tipos de comercializadores, nomeadamente: (i) comercializador do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN); (ii) comercializador de último recurso grossista; (iii) comercializadores de último recurso retalhistas; e (iv) comercializadores.

A comercialização de gás natural é livre, ainda que sujeita à atribuição de uma licença. Os comercializadores terão direito de acesso, mediante o pagamento de uma tarifa regulada, às infra-estruturas de Armazenamento e Terminal de GNL, Transporte e Distribuição.

O comercializador do SNGN é responsável pela compra e venda de gás natural no âmbito da gestão de contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay* celebrados em data anterior à entrada em vigor da Directiva n.º 2003/55/CE, do Parlamento e do conselho, de 26 de Junho.

Está consagrada, para protecção dos consumidores, a figura do comercializador do último recurso, cuja finalidade é servir de garante do fornecimento de gás natural aos consumidores que não optem pela mudança de comercializador. Este comercializador irá actuar enquanto o mercado não estiver a funcionar com plena eficácia e eficiência. Esta actividade é exercida em regime de licença de serviço público, sujeita a regulação, tendo sido atribuída às entidades concessionárias de distribuição pelo prazo de duração da sua concessão.

O comercializador de último recurso grossista assegura o desempenho das seguintes actividades reguladas: (i) Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso; (ii) Comercialização de Último Recurso a grandes clientes.

A actividade de Comercialização de Último Recurso a grandes clientes, corresponde à aquisição de gás natural para fornecimento aos grandes clientes³ que não pretendam mudar de comercializador e compreende as seguintes funções: (i) Compra e Venda de gás natural; (ii) Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN; (iii) Comercialização de gás natural.

Os comercializadores de último recurso retalhistas asseguram o desempenho da actividade de Comercialização de Último Recurso retalhista, que compreende as seguintes funções: (i) Compra e Venda de gás natural; (ii) Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN; (iii) Comercialização de gás natural.

³ Clientes com consumo anual superior ou igual a 2 milhões m³.

A cada uma destas actividades/funções reguladas correspondem tarifas reguladas, que se evidenciam no quadro seguinte:

Comercializador	Actividade	Função	Tarifas
Comercializador de último recurso grossista	Compra e Venda de Gás Natural para fornecimentos aos Comercializadores de Último Recurso	n.a.	Tarifa de Energia da actividade de compra e venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso
	Comercialização de Último Recurso a Grandes clientes	Compra e Venda de gás natural	Tarifa de Energia da Actividade de Comercialização de Último Recurso a grandes clientes
		Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN	Tarifas de Uso Global do Sistema ¹ + Tarifas de Uso da Rede de Transporte ² + Tarifas de Uso da Rede de Distribuição
		Comercialização de gás natural	Tarifa de Comercialização
Comercializadores de último recurso retalhistas	Comercialização de Último Recurso Retalhista	Compra e Venda de gás natural	Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas
		Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN	Tarifas de Uso Global do Sistema ¹ + Tarifas de Uso da Rede de Transporte ² + Tarifas de Uso da Rede de Distribuição
		Comercialização de gás natural	Tarifas de Comercialização

Nota: (1) Aos clientes de Alta Pressão aplica-se a tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte. Aos restantes clientes aplica-se a tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores das redes de distribuição.

(2) Aos clientes de Alta Pressão aplica-se a tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte. Aos restantes clientes aplica-se a tarifa de Uso da Rede de Transporte dos operadores das redes de distribuição.

A seguir apresenta-se a estrutura geral das tarifas de comercialização.

5.1 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO DO COMERCIALIZADOR GROSSISTA A GRANDES CLIENTES

A tarifa de Comercialização do comercializador de último recurso de grandes clientes é calculada por forma a proporcionar os proveitos permitidos na função de comercialização de gás natural a grandes clientes, definidos no Artigo 75.º.

Esta tarifa de Comercialização aplica-se a clientes com consumos anuais superiores ou iguais a 2 milhões m³, sendo composta por um termo tarifário fixo com preços definidos em euros por mês.

5.2 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

5.2.1 ESTRUTURA GERAL DA TARIFA

As tarifas de comercialização a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas aos fornecimentos aos seus clientes devem proporcionar os proveitos permitidos a cada comercializador de último recurso retalhista na função de Comercialização de gás natural, definidos no Artigo 79.º do RT.

Esta tarifa representa uma pequena percentagem dos custos globais de fornecimento de gás natural. A sua estrutura é simples, uma vez que se assume que os custos de comercialização não dependem linearmente da energia, capacidade contratada ou capacidade em períodos de ponta a facturar aos clientes do comercializador de último recurso.

Assim, os custos associados à comercialização são fixos por cliente resultando numa tarifa monómia, com um termo tarifário fixo, com preços definidos em euros por mês. Há, no entanto, diferenças em termos de tratamento comercial para os grandes clientes e para os pequenos clientes, nomeadamente, no que diz respeito ao atendimento personalizado ou ao gestor de cliente, estando os custos de cobrança também associados à dimensão do cliente.

Assim, as tarifas de Comercialização 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.

Devido à uniformidade tarifária as tarifas são iguais para todos os comercializadores de último recurso retalhistas.

5.2.2 CUSTOS MÉDIOS DE COMERCIALIZAÇÃO

Os preços das tarifas de Comercialização são calculados por forma a que o seu produto pelo número de clientes de cada comercializador de último recurso proporcione o montante de proveitos permitidos a cada comercializador de último recurso retalhista na função de Comercialização de gás natural.

As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Comercialização correspondem ao número de clientes de cada comercializador de último recurso retalhista, em cada nível de pressão e opção tarifária, de acordo com o respectivo consumo anual.

Para orientar a estrutura dos termos fixos da tarifa de Comercialização em BP < e da tarifa de Comercialização em BP > é necessário conhecer os custos médios induzidos na estrutura comercial por estes clientes.

A ausência de informação que permitisse diferenciar os custos que estes clientes causam na estrutura comercial dos CUR retalhistas, nomeadamente em termos da contratação, facturação e serviço de cobrança do fornecimento de gás natural, levou a que a diferenciação fosse efectuada com base nas tarifas de comercialização do sector eléctrico.

Assim, considerou-se que o custo médio de comercialização para clientes de BP <, se deveria basear na tarifa de comercialização em BTN do comercializador de último recurso no sector eléctrico, 1,27 euros/mês em 2008.

O custo médio de comercialização para clientes de BP > foi determinado com base nos preços das tarifas de Comercialização em MAT, AT e MT e de Comercialização em BTE do sector eléctrico. Considerou-se que os clientes de BP > com leitura mensal causam custos na estrutura comercial semelhantes aos clientes de BTE (5,15 €/mês) e os clientes de BP > com leitura diária apresentam custos semelhantes aos clientes de MAT, AT e MT (12,67 €/mês). Deste modo, o custo médio de comercialização para clientes de BP >, resultou da média ponderada (pelo número de clientes) destes dois custos, sendo de 5,59 €/mês.

Determinados os custos médios de Comercialização em BP < e de Comercialização em BP >, determinam-se os preços das respectivas tarifas de Comercialização, aplicando-se um factor de escala comum a ambos os custos médios, por forma a que o produto entre os preços e o número de clientes dos comercializadores retalhistas proporcione o montante de proveitos permitidos a cada comercializador de último recurso retalhista.

6 ESTRUTURA DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

A estrutura das tarifas de Venda a Clientes Finais resulta da aplicação do princípio da aditividade tarifária.

O princípio da aditividade tarifária 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 Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, (ii) de Uso do Armazenamento Subterrâneo, (iii) de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte, (iv) de Uso da Rede de Distribuição, (v) de Energia e (vi) 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.

A substituição das tarifas de Venda a Clientes Finais pelas tarifas de Venda a Clientes Finais 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 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 dos Artigos 116.º e 119.º do RT.

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.

6.1 ESTRUTURA GERAL DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

A estrutura geral das tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso é obtida de forma aditiva por aplicação das diferentes tarifas por actividade, discutidas nos capítulos anteriores. No Quadro 6-1 apresenta-se a estrutura destas tarifas por variável de facturação.

Quadro 6-1 - Estrutura Geral das Tarifas de Venda a Clientes Finais

tarifas de Venda a Clientes Finais		Preços das tarifas			
Tarifas	Periodicidade de leitura	TCu	Δ TWp	TW	TF
AP	D	URT _{ORT}	URT _{ORT}	E UGS _{ORT} URT _{ORT}	C
MP _D	D	URD _{MP}	URT _{ORD} URD _{MP}	E UGS _{ORD} URT _{ORD} URD _{MP}	URD _{MP} C
MP _M	M	→	URT _{ORD} URD _{MP}	E UGS _{ORD} URT _{ORD} URD _{MP}	URD _{MP} C
BP _{>D}	D	URD _{BP>}	URT _{ORD} URD _{MP} URD _{BP>}	E UGS _{ORD} URT _{ORD} URD _{MP} URD _{BP>}	URD _{BP>} C
BP _{>M}	M	→	URT _{ORD} URD _{MP} URD _{BP>}	E UGS _{ORD} URT _{ORD} URD _{MP} URD _{BP>}	URD _{BP>} C
BP _{<}	O	→	→	E UGS _{ORD} URT _{ORD} URD _{MP} URD _{BP<}	URD _{BP<} C

Legenda:

- D Leitura com periodicidade diária (ou medição com registo diário)
- M Leitura com periodicidade mensal
- O Leitura com periodicidade superior a 1 mês
- TCu Preço de capacidade utilizada
- Δ TWp Acréscimo do preço de energia em períodos de ponta
- TW Preço de energia
- TF Preço do termo tarifário fixo
- E Tarifa de Energia
- UGS_{ORT} Tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte
- UGS_{ORD} Tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores das redes de distribuição
- URT_{ORT} Tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte
- URT_{ORD} Tarifa de Uso da Rede de Transporte dos operadores das redes de distribuição

URD _{MP}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP
URD _{BP>}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP>
URD _{BP<}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP<
C	Tarifa de Comercialização
→	Conversão para outros termos tarifários

A nova estrutura tarifária do sector do gás natural considera as variáveis de facturação utilizadas nas diferentes tarifas por actividade, nomeadamente nas tarifas de uso das redes, i.e., energia em períodos de ponta e em períodos fora de ponta, capacidade utilizada e termo fixo.

A maioria das tarifas de Venda a Clientes Finais, que vigoraram até ao ano gás 2007-2008, exibia uma estrutura tarifária diferente e com outras variáveis de facturação, nomeadamente, nos clientes com leitura mensal ou diária, que são todos os clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³.

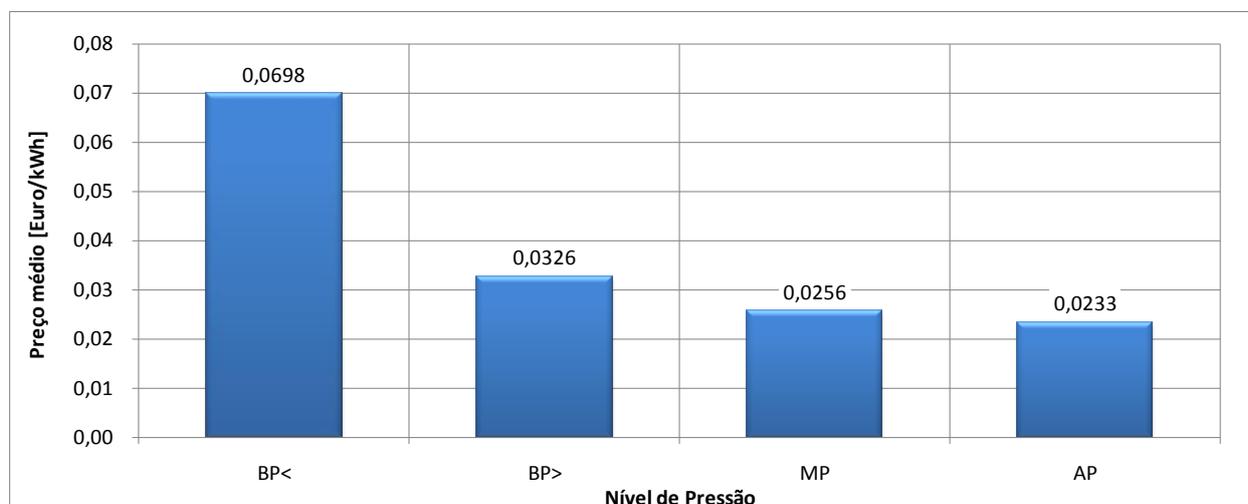
Os consumidores com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ já apresentavam, em 2007-2008, variáveis de facturação coincidentes com as que se definem no RT para este segmento. A estes clientes, com um intervalo de leituras superior a um mês, está prevista a aplicação de uma tarifa binómia, com um termo fixo e um termo de energia à semelhança do que tem vindo a ser praticado.

Nestas condições, a regulamentação estabelece que se apliquem, em paralelo com as tarifas aditivas, tarifas de venda a Clientes Finais de carácter transitório aos clientes cujo consumo anual é superior a 10 000 m³. Aos clientes de BP, cujo consumo é inferior ou igual a 10 000 m³, aplicam-se as tarifas de Venda a Clientes Finais determinadas gradualmente de forma aditiva.

6.2 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NACIONAIS

Na Figura 6-1 apresentam-se os preços médios que resultam da aplicação de tarifas aditivas, calculadas como a soma das várias tarifas por actividade aplicáveis por nível de pressão, às quantidades previstas para o ano gás t.

Figura 6-1 - Preços médios resultantes da aplicação das Tarifas de Venda a Clientes Finais aditivas em 2008-2009 por nível de pressão ou tipo de fornecimento



Na Figura 6-1 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.

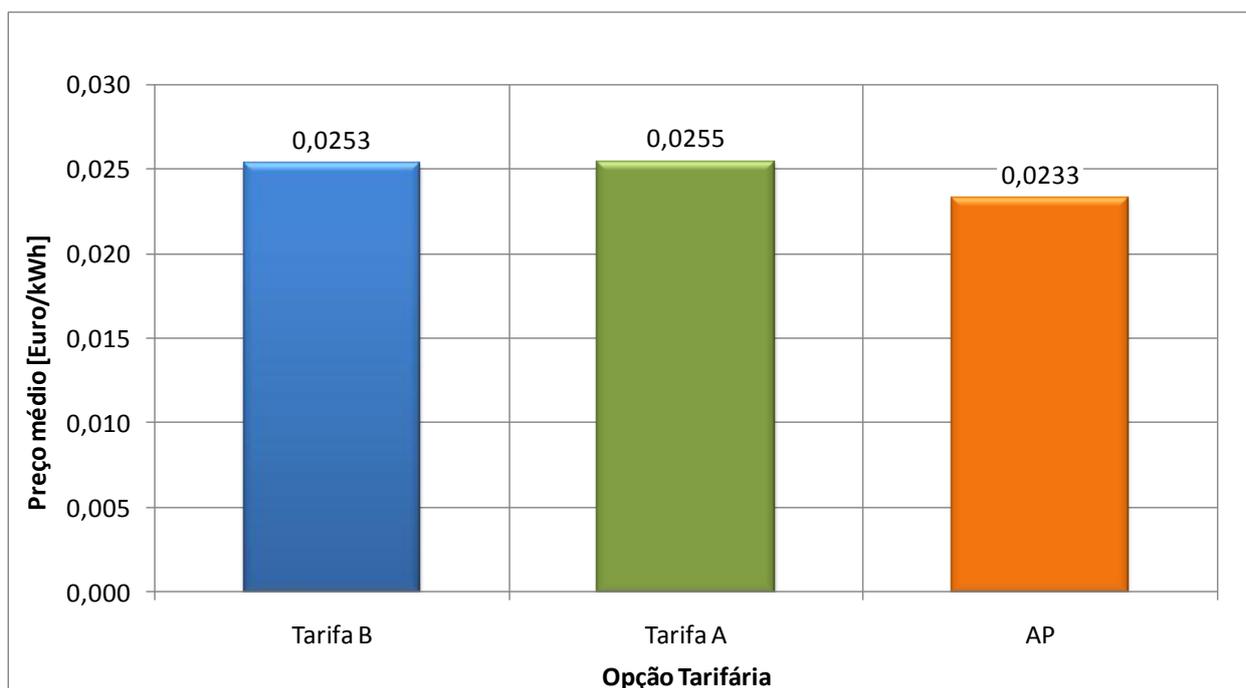
As tarifas de Venda a Clientes Finais previstas no RT, para além de se diferenciarem por nível de pressão, diferenciam-se por escalão de consumo anual. Assim, prevêem-se tarifas diferentes consoante os consumos anuais sejam inferiores ou superiores a 2 milhões de m³. Nas secções seguintes apresenta-se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

6.2.1 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

As tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar a grandes clientes com um consumo anual superior ou igual a 2 milhões de m³ previstas no RT e calculadas de forma aditiva apresentam uma estrutura tarifária que não coincide com a que existe em t-1, pelo que todos estes fornecimentos estão abrangidos pela aplicabilidade de tarifas de Venda a Clientes Finais de carácter transitório que se determinam com base na estrutura das tarifas em vigor no ano gás t-1.

Na Figura 6-2 apresenta-se o preço médio obtido aplicando as tarifas de venda a Clientes Finais, determinadas de acordo com a aplicação das tarifas por actividade, às quantidades previstas para t, dos clientes em MP agrupados segundo as opções tarifárias transitórias existentes em t-1.

Figura 6-2 - Preços médios resultantes da aplicação das Tarifas de Venda a Clientes Finais aditivas a Grandes Clientes em 2008-2009



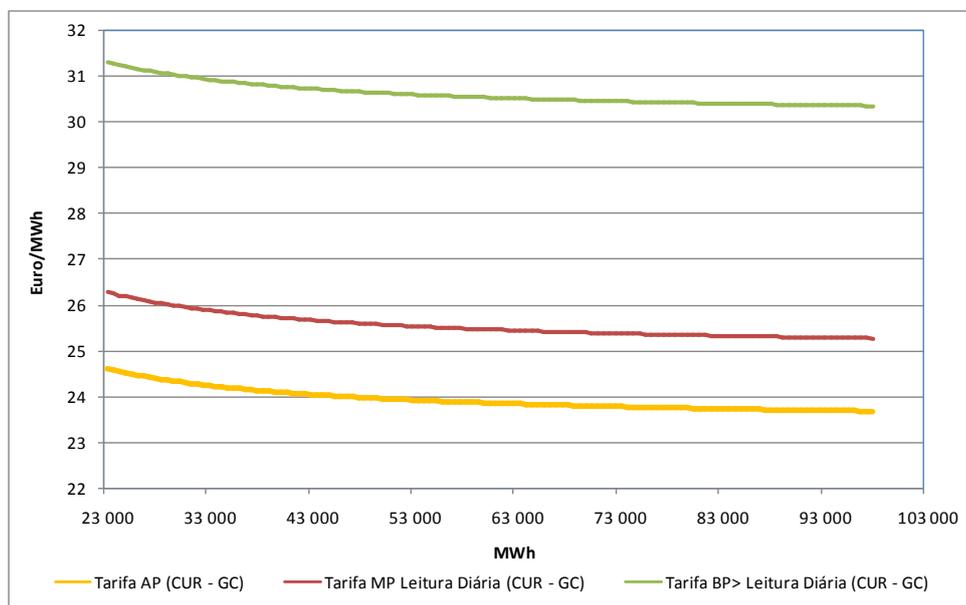
Na Figura 6-2 as diferenças entre preços médios justificam-se tendo em conta por um lado, as diferentes tarifas aplicadas por nível de pressão e, por outro lado, a diferente estrutura de quantidades de capacidade e de energia por período tarifário em cada grupo de clientes considerado.

Importa referir que de acordo com o previsto no RT, os clientes com um consumo anual superior ou igual a 2 milhões de m³ que se encontrem ligados em BP podem optar pela tarifa de MP. Tendo em conta que a tarifa que resulta aditivamente para BP é superior à de MP, considera-se que esses clientes, do ponto vista tarifário, se encontram em MP.

Uma vez que não existem quantidades nas opções tarifárias com a estrutura tarifária agora introduzida não é possível, nem necessário, submeter estes preços ao mecanismo de limitação de acréscimos da convergência para tarifas aditivas pelo que se aplicam directamente em 2008-2009 os preços que resultam da soma das várias tarifas por actividade.

Nas figuras seguintes apresentam-se as curvas de preço médio que se obtêm tendo como pressuposto uma modulação de 200 dias/ano, para efeitos de determinação da capacidade utilizada com base no consumo anual, aplicando a estas quantidades tipo as tarifas aditivas determinadas no âmbito dos fornecimentos a Grandes Clientes.

Figura 6-3 - Preço médio resultante da aplicação da tarifa 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 sendo-lhes aplicada directamente a tarifa de URT. Adicionalmente, aos clientes em MP é aplicada a tarifa de URD em MP e aos clientes ligados em BP é ainda aplicada cumulativamente a tarifa de URD em BP.

6.2.2 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS ADITIVAS 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 diferenciam-se por nível de pressão e periodicidade de leitura. O que dá origem a estruturas tarifárias distintas consoante os fornecimentos sejam a consumidores com um consumo inferior ou maior do que 10 000 m³, uma vez que estes têm uma periodicidade de leitura inferior à mensal.

Para ambos, os níveis de consumo, são calculadas tarifas aditivas uniformes em todo o território nacional. Estas tarifas servem de base para aplicação do mecanismo de convergência tarifária, que tem em conta a limitação de acréscimos em todos os preços de todas as tarifas dos diferentes CUR por região.

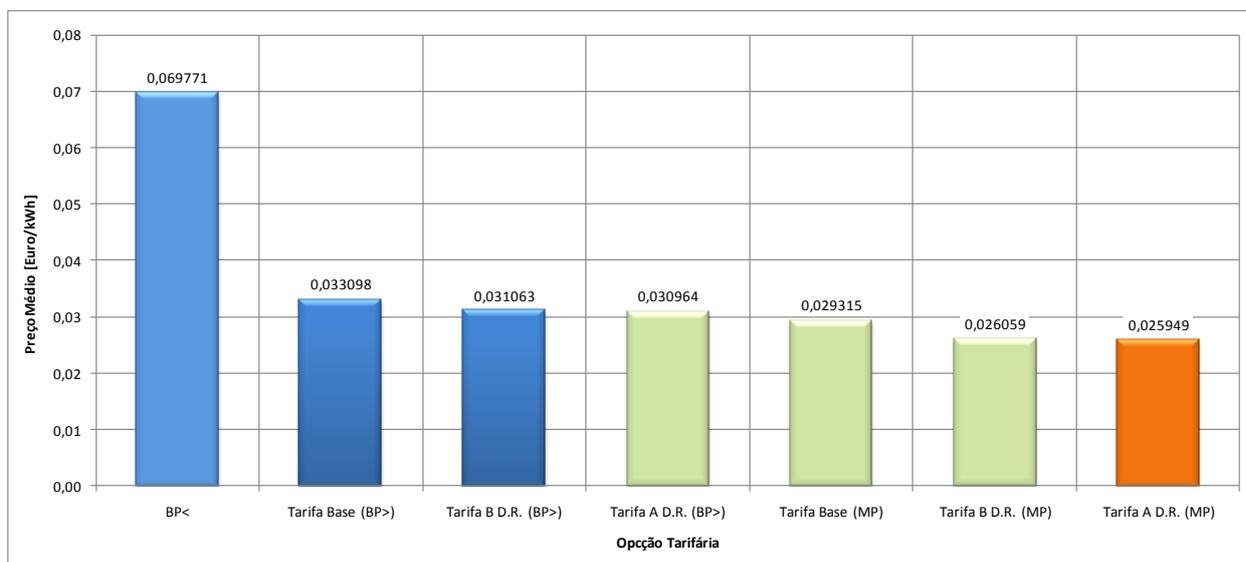
6.2.2.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS ADITIVAS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS A APLICAR AOS FORNECIMENTOS A CLIENTES COM CONSUMO ANUAL SUPERIOR A 10 000 M³

As tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar a clientes com um consumo anual superior a 10 000 m³ previstas no RT e calculadas de forma aditiva são uniformes em todo o território nacional. No entanto, as tarifas em vigor até Julho de 2008 apresentam diferenças entre os vários CUR regionais.

Adicionalmente, no caso dos consumos superiores a 10 000 m³ a estrutura tarifária actualmente aplicável não coincide com a que existe em t-1, pelo que todos estes fornecimentos estão abrangidos pela aplicabilidade de tarifas de Venda a Clientes Finais de carácter transitório, que se determinam com base na estrutura das tarifas em vigor no ano gás t-1.

Na Figura 6-4 apresenta-se o preço médio que se obtém aplicando as tarifas de venda a Clientes Finais, determinadas de acordo com a aplicação das tarifas por actividade, às quantidades previstas para t, dos clientes agrupados segundo as opções tarifárias transitórias existentes em t-1.

Figura 6-4 - Preços médios resultantes da aplicação das Tarifas de Venda a Clientes Finais dos CUR retalhistas aditivas



Na Figura 6-4 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 grupo de clientes considerado.

Nas figuras seguintes apresentam-se as curvas de preço médio que se obtêm tendo como pressuposto uma modulação de 150 dias/ano, para efeitos de determinação da capacidade utilizada com base no

consumo anual, aplicando a estas quantidades tipo as tarifas no âmbito dos fornecimentos dos CUR Retailistas com consumo anual superior a 10 000 m³.

Figura 6-5 - Preço médio resultante da aplicação da tarifa de Venda a Clientes Finais em MP a um cliente com uma modulação de 150 dias e um consumo anual superior a 10 000 m³

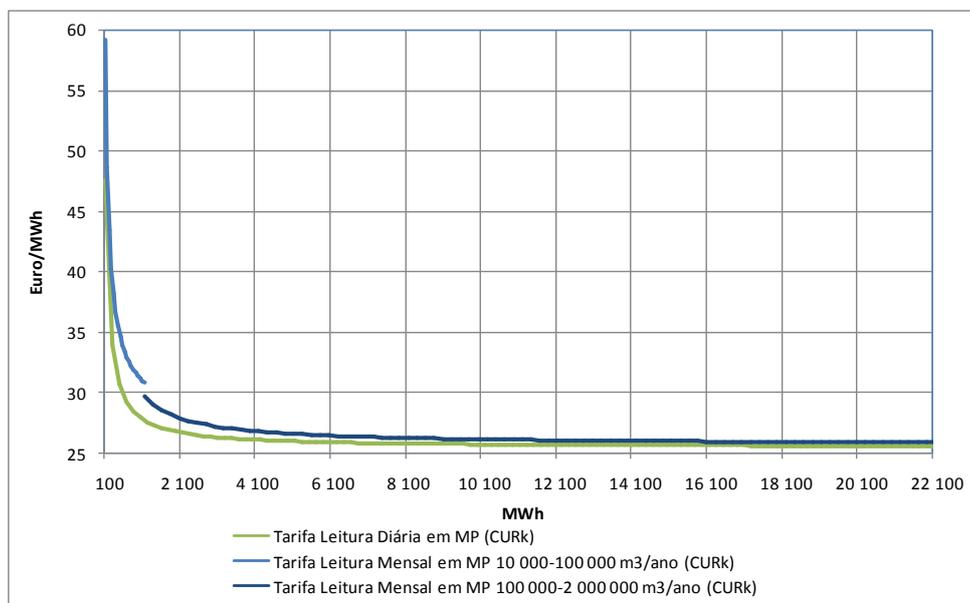
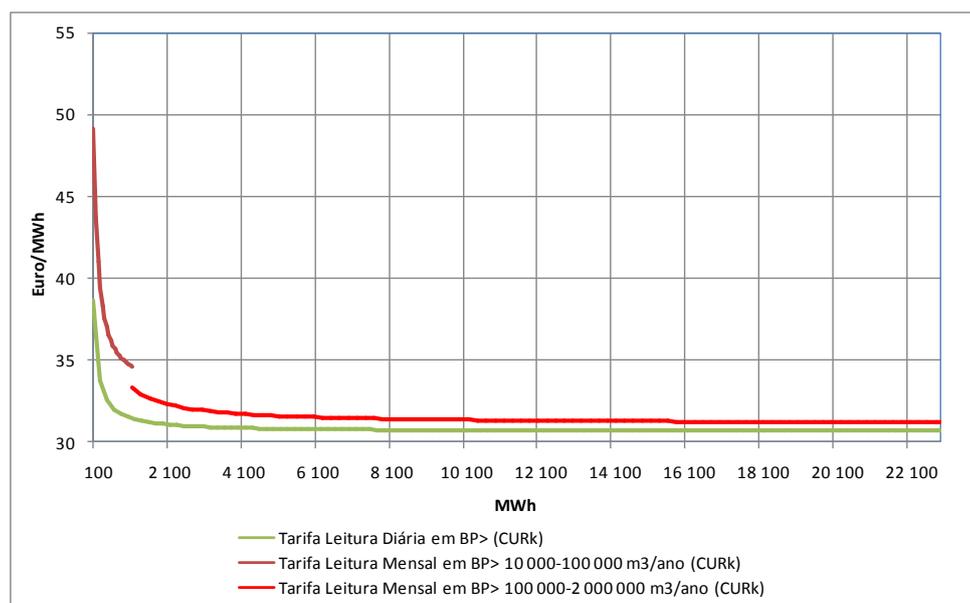


Figura 6-6 - Preço médio resultante da aplicação da tarifa de Venda a Clientes Finais em BP a um cliente com uma modulação de 150 dias e um consumo anual superior a 10 000 m³



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. Estes escalões foram definidos na sequência do parecer do Conselho Tarifário à “Proposta de Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2008-09”, que refere “Neste sentido, o CT sugere que a ERSE adopte 2 escalões de consumo para este tipo de clientes (por exemplo entre 10 e 100 mil e entre 100 mil e 2 Mm³/ano), permitindo uma melhor distribuição da redução de preços no conjunto do mercado industrial.”

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 para fornecimentos com consumos anuais superiores a 10 000 m³.

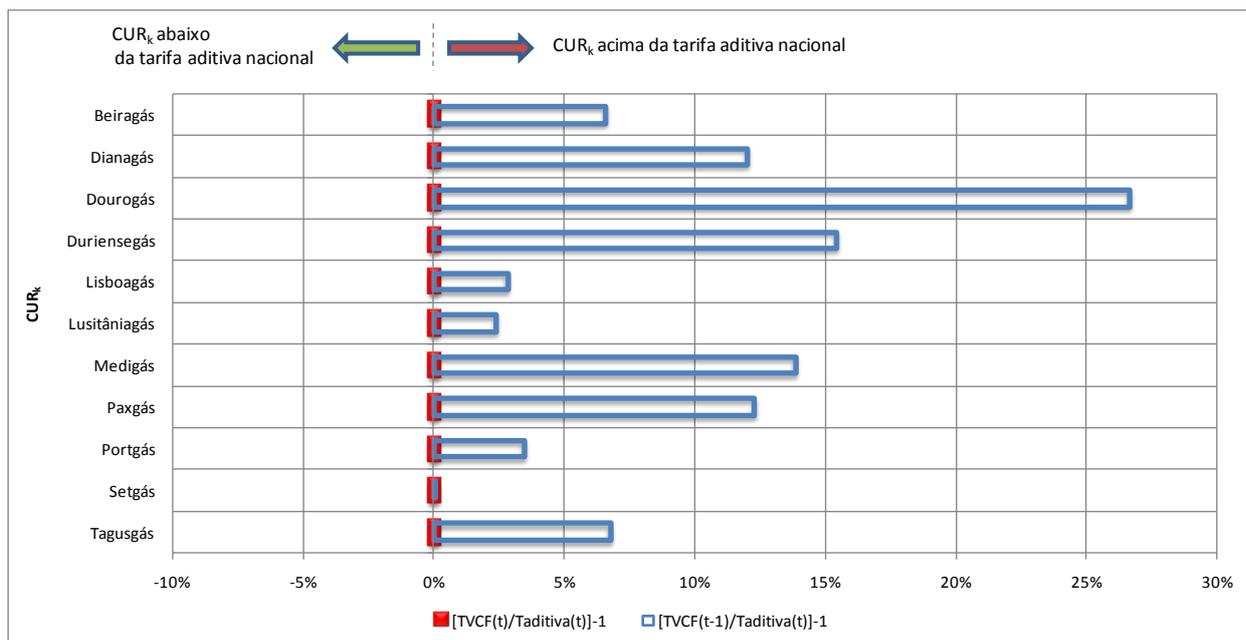
6.2.2.2 MECANISMO DE CONVERGÊNCIA PARA AS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NACIONAIS PARA CONSUMOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 M³

A determinação das tarifas de Venda a Clientes Finais em BP para consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³ tem em conta a limitação de acréscimos tarifários resultantes da convergência para tarifas aditivas.

A adopção do princípio da uniformidade tarifária nas tarifas por actividade, resulta em impactes diferentes nos vários CUR regionais, consoante a distância a que se encontram da tarifa nacional.

A convergência tarifária gradual, que resulta da aplicação do mecanismo de limitação de acréscimos, tem em conta um limite máximo de acréscimos tarifários por cada CUR regional igual a 0%. O mesmo limitador é aplicado a cada termo tarifário, das várias opções tarifárias de cada CUR regional.

Na Figura 6-7 apresenta-se, por um lado, o rácio entre as tarifas por CUR regional a aplicar no ano gás 2008-2009 e a tarifa aditiva, de base nacional, para o mesmo ano gás, e por outro lado, o rácio entre as tarifas por CUR regional aplicadas no segundo trimestre de 2008 e a tarifa aditiva, de base nacional.

Figura 6-7 - Convergência para a tarifa aditiva nacional em BP < 10 000m³

Da análise da figura verifica-se que no segundo trimestre deste ano os preços eram muito diferenciados por CUR Retalhista.

Em contrapartida, os preços regionais das tarifas de Venda a Clientes Finais a vigorar em 2008-2009 apresentam uma aderência total às tarifas aditivas e consequentemente é possível assegurar a uniformidade tarifária em preço médio em todo o território continental. Esta situação é assegurada pela aplicação de variações tarifárias diferenciadas por CUR Retalhista. Verifica-se que a maior redução tarifária, das tarifas de Venda a Clientes Finais no segundo trimestre de 2008 para as tarifas de Venda a Clientes Finais a vigorar no ano gás 2008-2009, é na Dourogás com uma redução superior a 25%.

Da Figura 6-8 à Figura 6-18 apresentam-se as curvas de preço médio em função do consumo dos vários CUR Retalhistas. Em cada figura comparam-se os preços que vigoraram no ano gás t-1 com os preços que resultam da aplicação de tarifas aditivas e com os preços a vigorar no ano gás t.

Em cada figura apresentam-se o número de clientes, em cada escalão, estes valores surgem em linha com o valor do consumo médio por cliente em cada escalão (segundo eixo vertical). Em cada gráfico visualizam-se dois eixos horizontais representando o consumo de energia em kWh e em m³ por ano.

Figura 6-8 - Comparação das curvas de preço médio do CUR Beiragás para clientes em BP < 10 000 m³

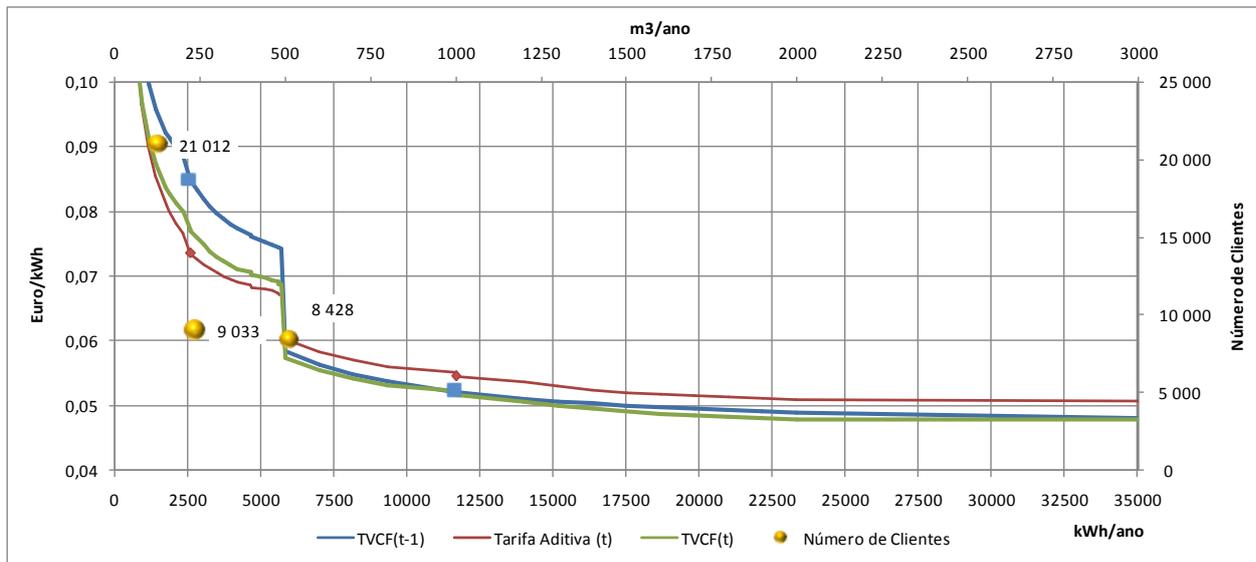


Figura 6-9 - Comparação das curvas de preço médio do CUR Dianagás para clientes em BP < 10 000 m³

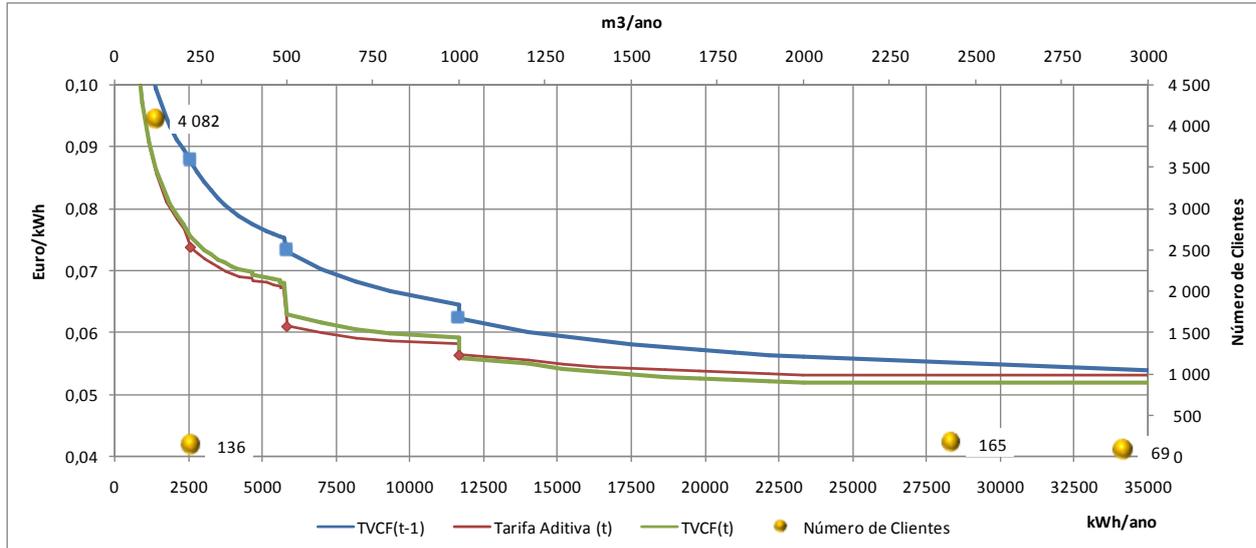


Figura 6-10 - Comparação das curvas de preço médio do CUR Dourogás para clientes em BP < 10 000 m³

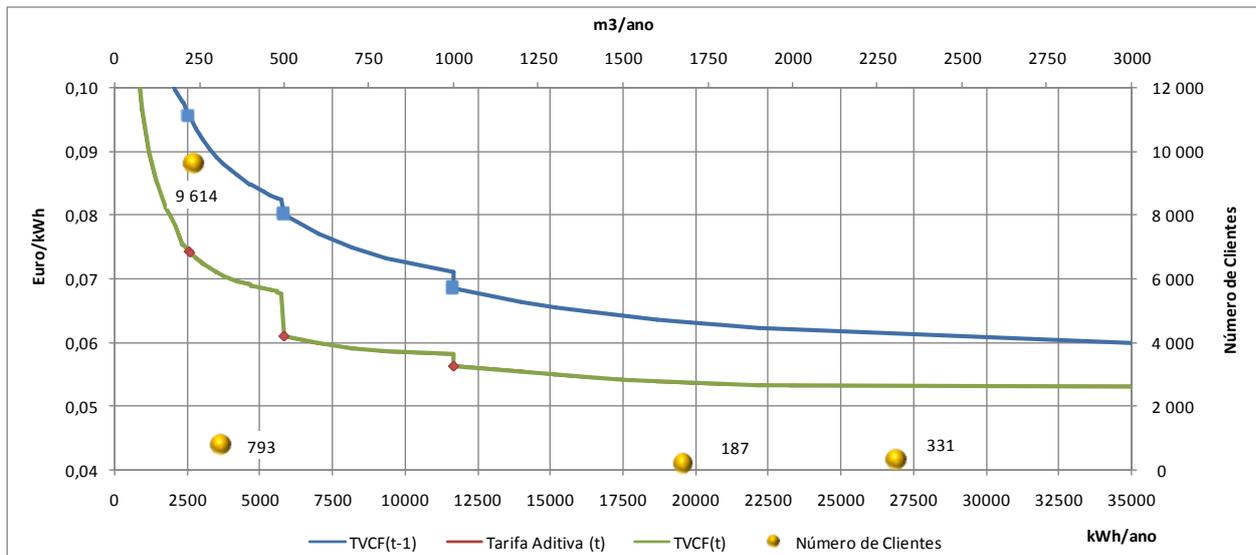


Figura 6-11 - Comparação das curvas de preço médio do CUR Duriensegás para clientes em BP < 10 000 m³

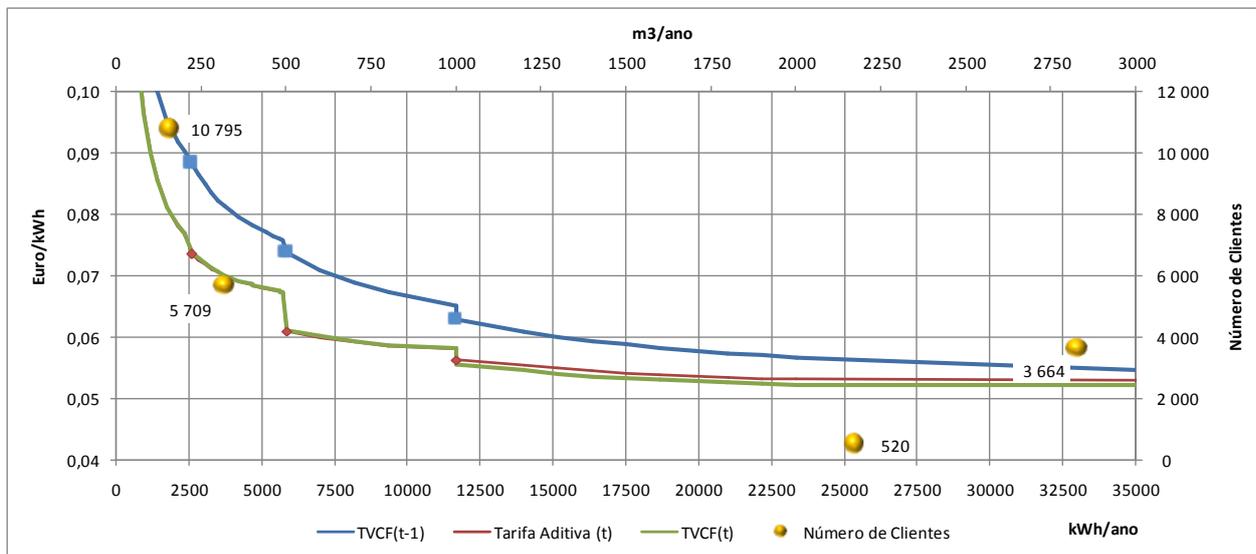


Figura 6-12 - Comparação das curvas de preço médio do CUR LisboaGás para clientes em BP < 10 000 m³

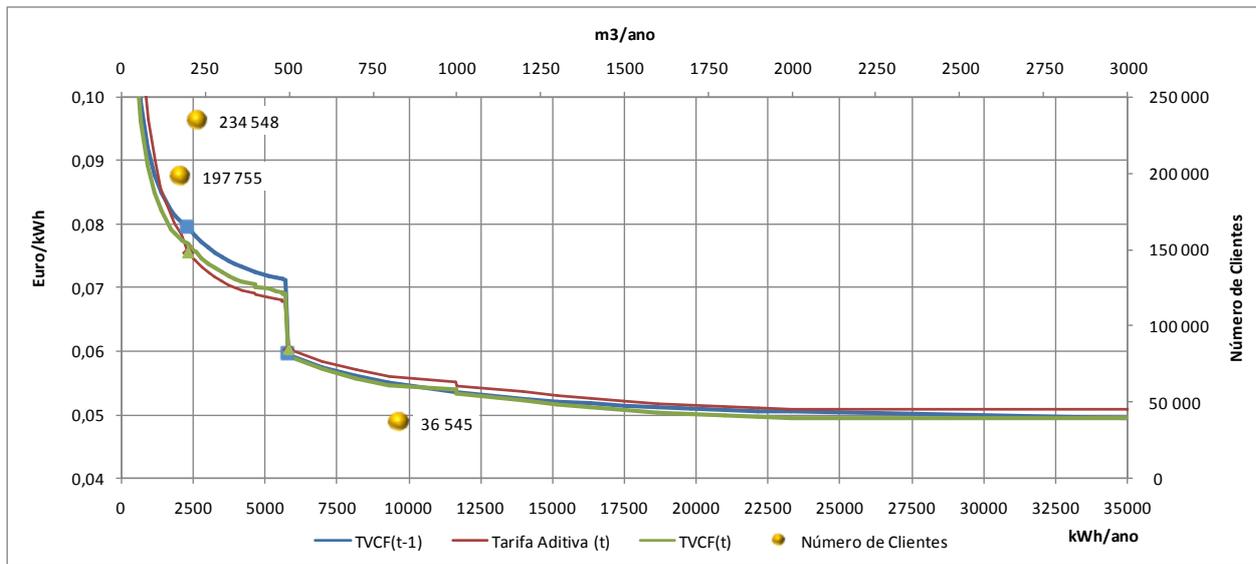


Figura 6-13 - Comparação das curvas de preço médio do CUR Lusitaniagás para clientes em BP < 10 000 m³

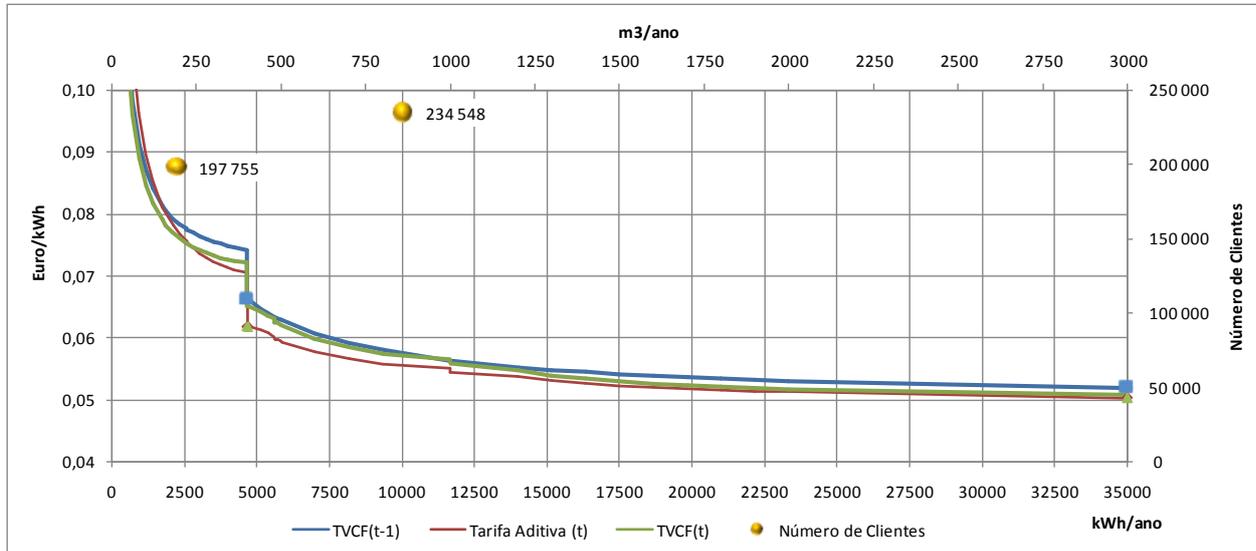


Figura 6-14 - Comparação das curvas de preço médio do CUR Medigás para clientes em BP < 10 000 m³

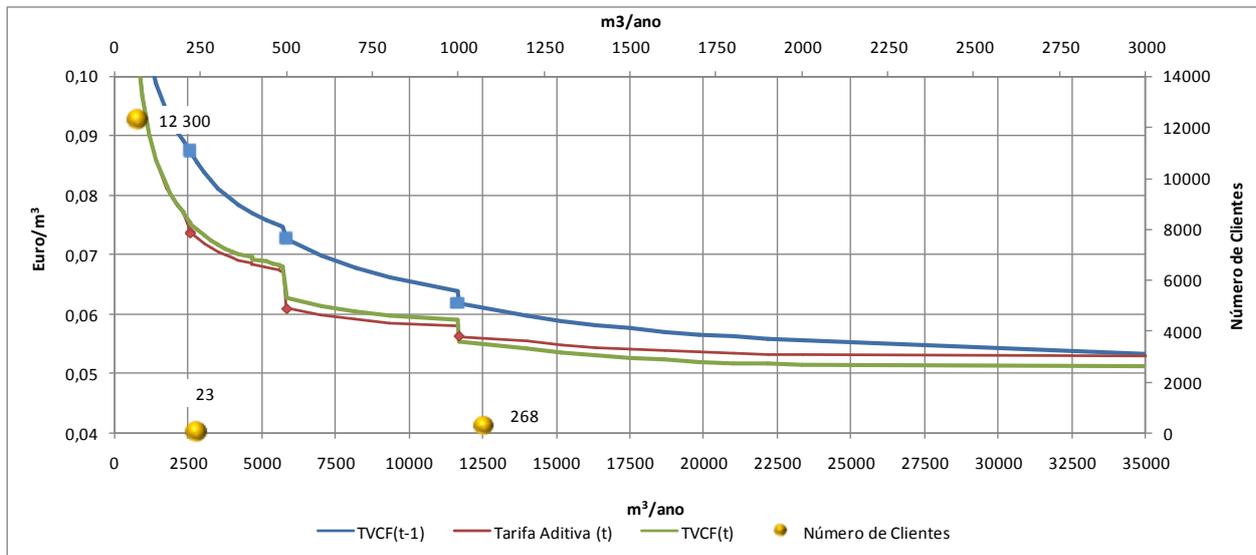


Figura 6-15 - Comparação das curvas de preço médio do CUR Paxgás para clientes em BP < 10 000 m³

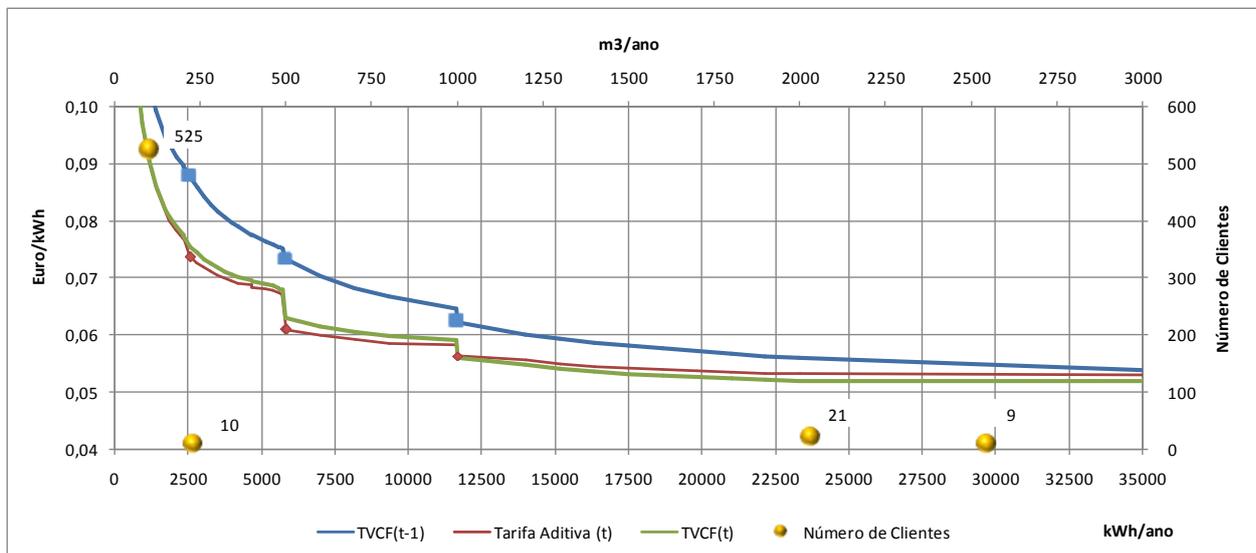


Figura 6-16 - Comparação das curvas de preço médio do CUR Portgás para clientes em BP < 10 000 m³

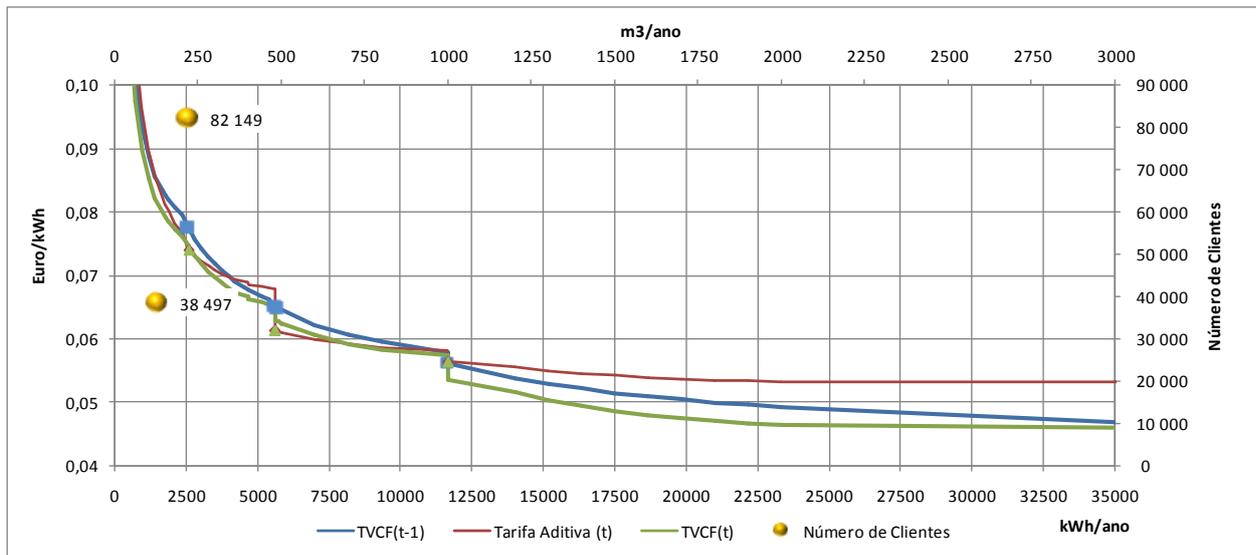


Figura 6-17 - Comparação das curvas de preço médio do CUR Setgás para clientes em BP < 10 000 m³

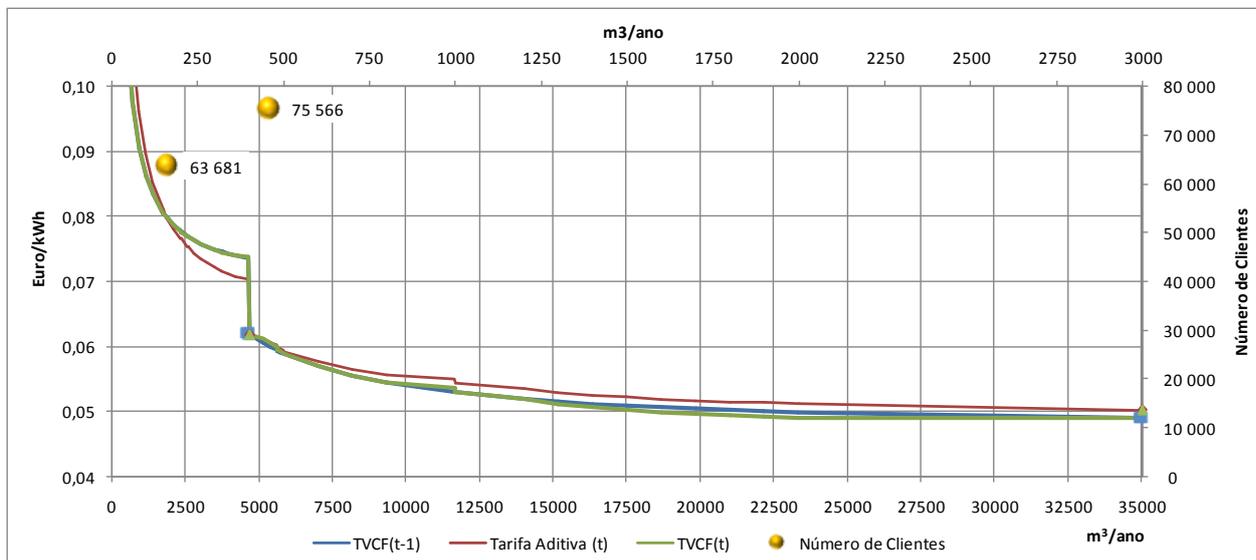
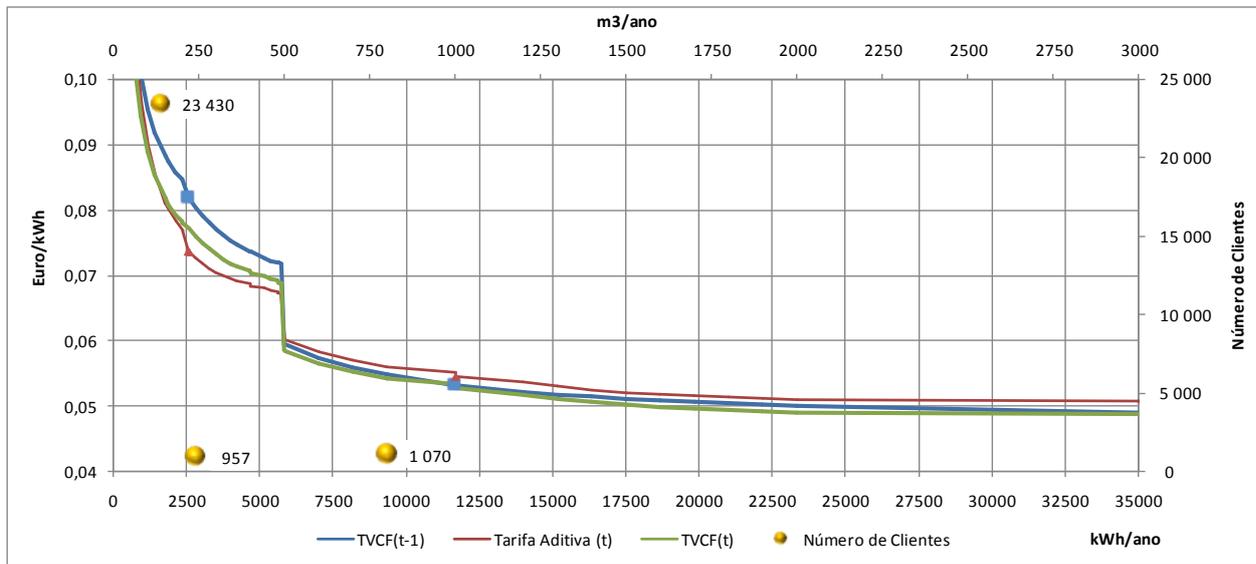


Figura 6-18 - Comparação das curvas de preço médio do CUR Tagusgás para clientes em BP < 10 000 m³



A análise das figuras anteriores permite verificar a convergência para as tarifas aditivas em cada um dos CUR Retalhistas regionais. Através da comparação da Figura 6-19 com a Figura 6-20 e a Figura 6-21 é possível demonstrar o dinamismo do processo de convergência para uma tarifa única de âmbito nacional.

Figura 6-19 - Comparação das curvas de preço médio dos CUR Retalhistas Regionais em t-1

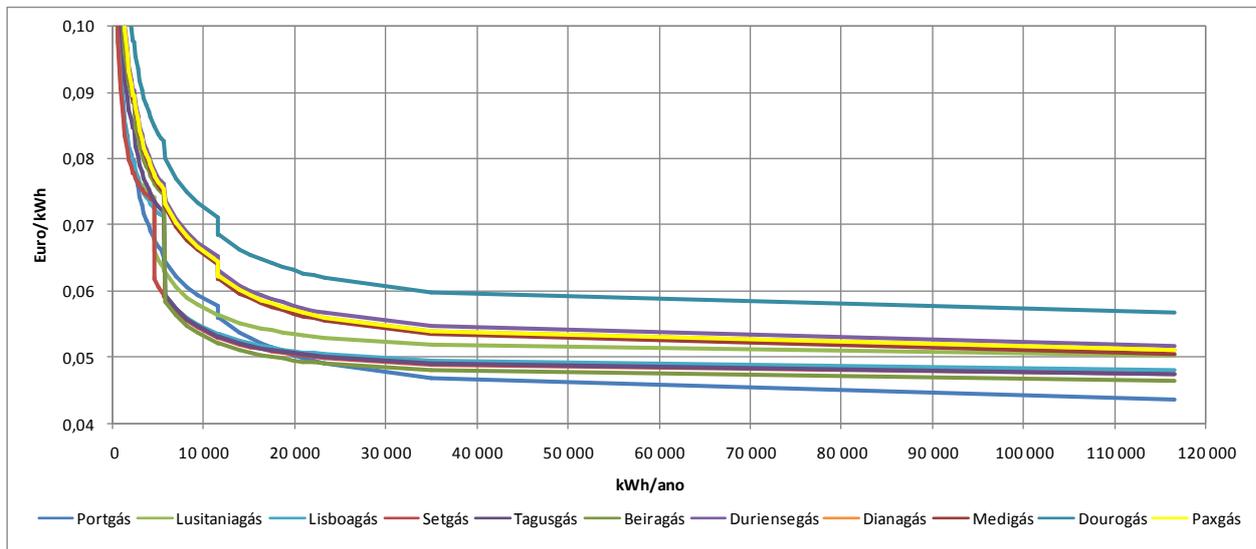
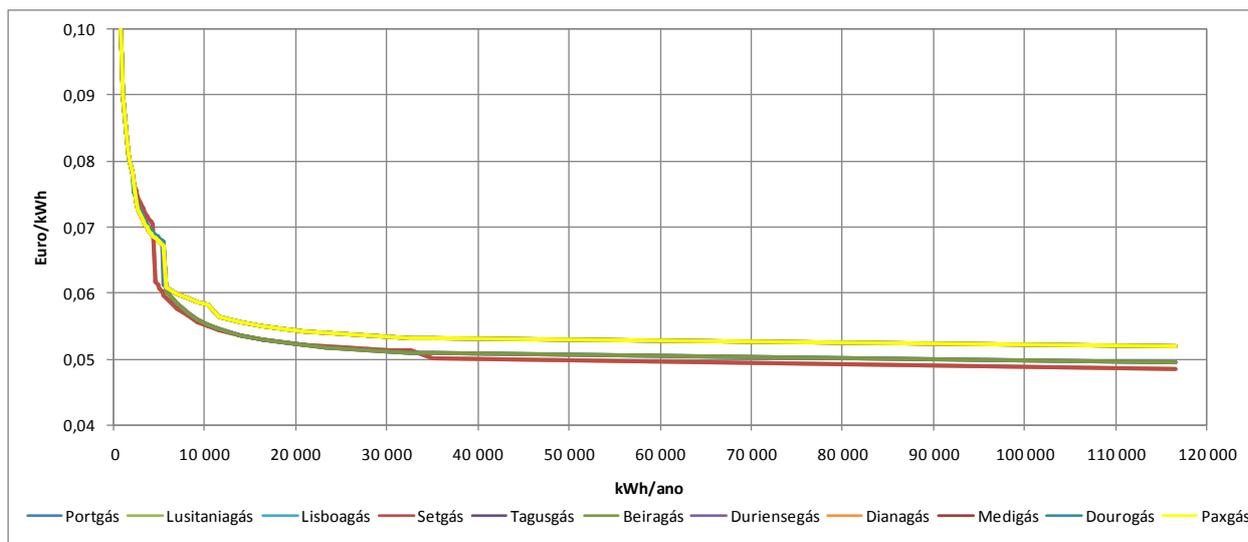
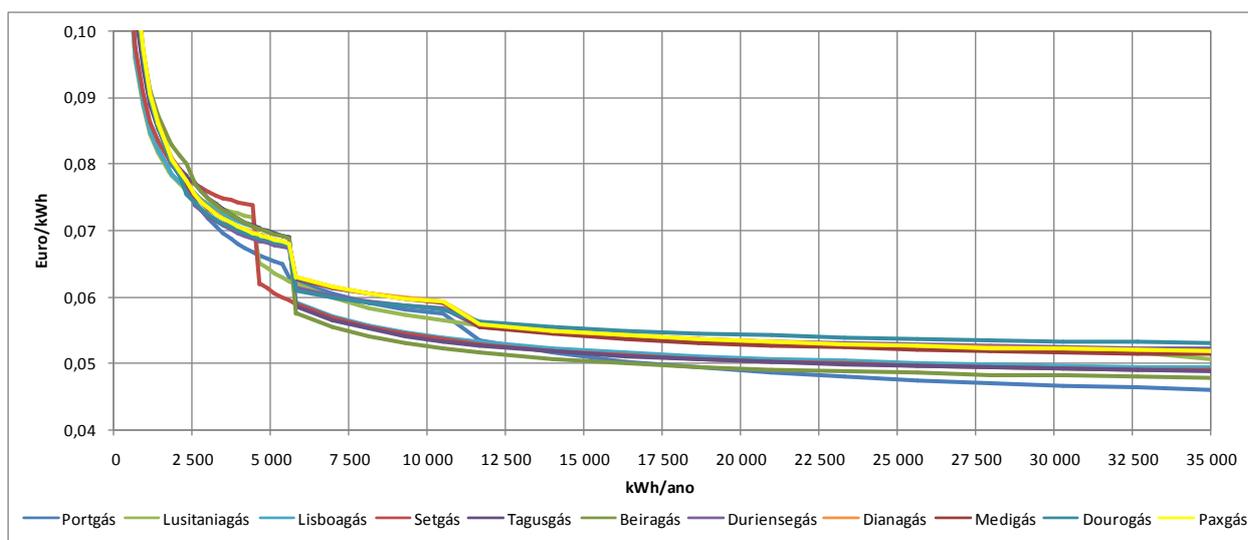
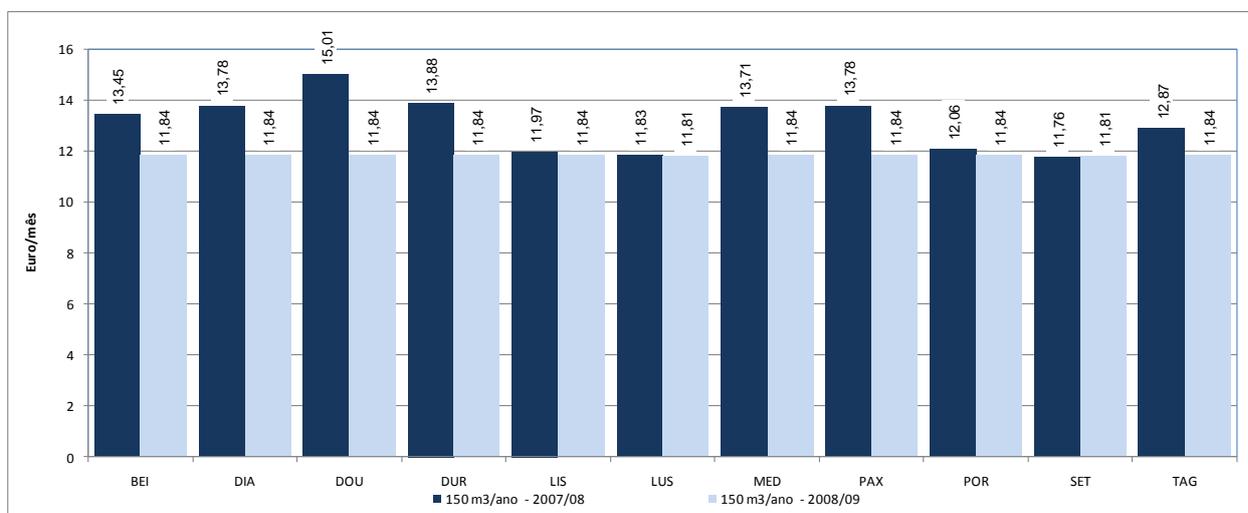


Figura 6-20 - Comparação das curvas de preço médio resultantes da aditividade tarifária**Figura 6-21 - Comparação das curvas de preço médio dos CUR Retalhistas Regionais em t**

Da Figura 6-22 à Figura 6-24 apresentam-se para os anos gás 2007-2008 e 2008-2009 os pagamentos, em euros por mês, para clientes de BP< com diferentes consumos anuais representantes das tipologias de consumidores mais comuns e que se posicionam em diferentes escalões de consumo. Regista-se uma redução significativa da globalidade das tarifas e uma convergência acentuada para a uniformidade tarifária. Estes consumidores tipo apresentam respectivamente consumos de 150, 320 e 1200 m³ por ano sendo representativos de respectivamente um casal sem filhos, um casal com filhos e por fim, um agregado familiar com aquecimento central a gás natural ou um consumidor do sector serviços ou pequena indústria.

**Figura 6-22 - Pagamentos mensais de um cliente com um consumo anual de 150 m³ ano, por CUR
Retailista**



**Figura 6-23 - Pagamentos mensais de um cliente com um consumo anual de 320 m³ ano, por CUR
Retailista**

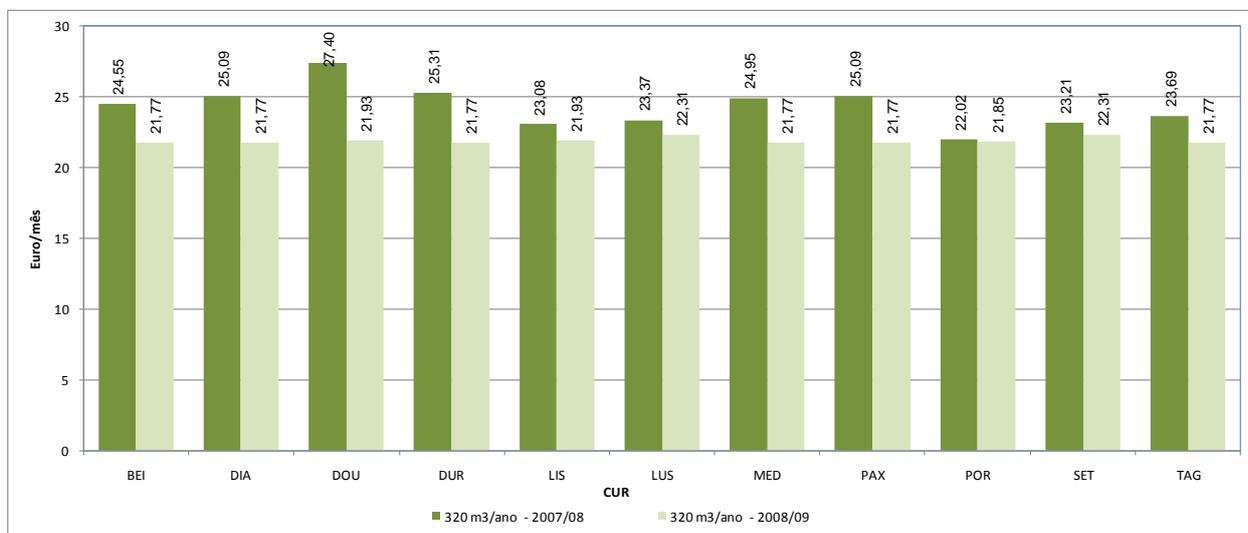
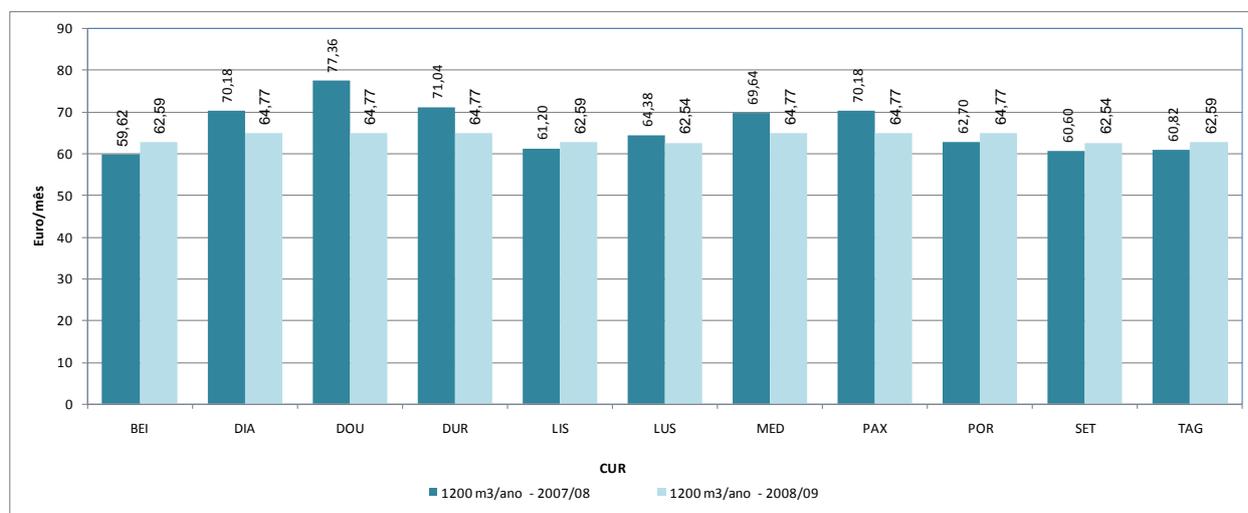


Figura 6-24 - Pagamentos mensais de um cliente com um consumo anual de 1200 m³ ano, por CUR Retalhista



Estes consumidores enquadram-se respectivamente no primeiro (150 m³), segundo (320 m³) e terceiro/quarto (1200 m³) escalões de consumo de gás natural, cuja representatividade em termos de número de clientes e de consumo se apresenta na figura seguinte. A Figura 6-25 resume o peso relativo de cada um destes escalões no total nacional, tendo em conta o número de clientes e os consumos. Mais detalhe sobre as quantidades utilizadas no cálculo das tarifas para o ano gás 2008-2009 pode ser encontrado no documento de caracterização da procura de gás natural para o ano gás 2008-2009.

Figura 6-25 - Repartição dos consumos domésticos por escalão de consumo

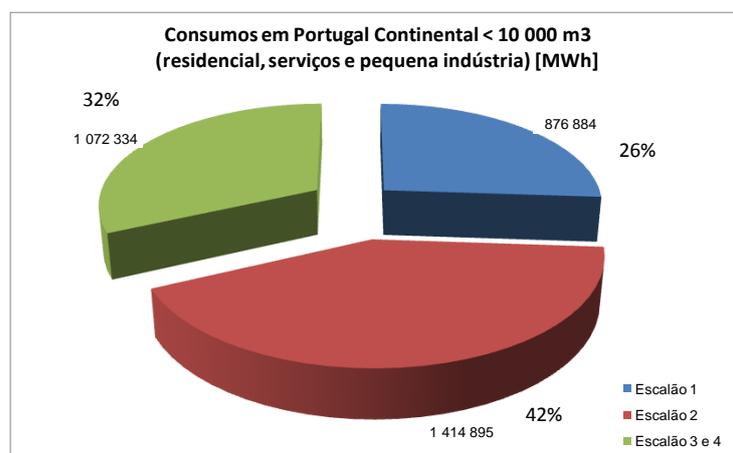
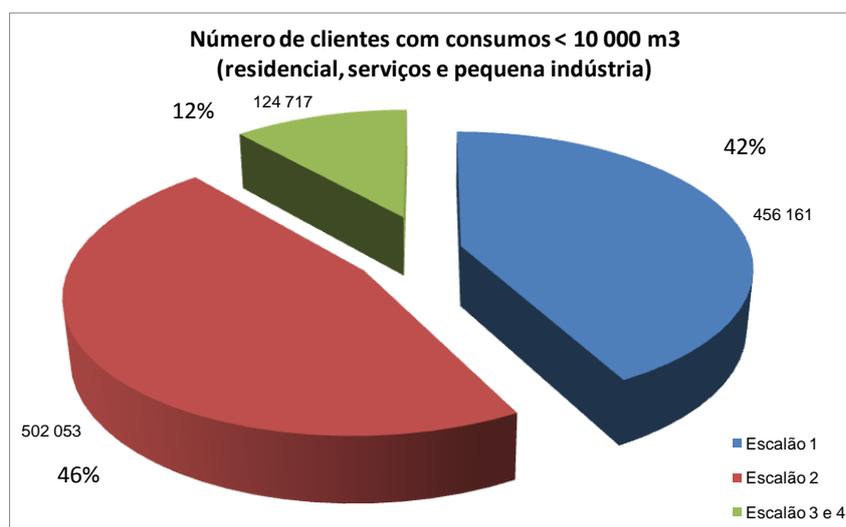


Figura 6-26 - Repartição dos clientes domésticos por escalão de consumo



6.3 HARMONIZAÇÃO DOS ESCALÕES DE CONSUMO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS INFERIORES A 10 000 m³

Nesta secção apresenta-se a metodologia utilizada na harmonização dos escalões de consumo das Tarifas de Venda a Clientes Finais dos vários CUR retalhistas regionais para o fornecimento até 10 000 m³. Para cada escalão de consumo, as Tarifas de Venda a Clientes Finais apresentam preços do termo fixo e do termo de energia diferenciados.

No quadro seguinte são apresentados os antigos escalões de consumo por Comercializador de Último Recurso retalhista (CUR_k), com consumo anual igual ou inferior a 10 000 m³, em vigor até 30 de Junho de 2008. Verifica-se uma grande variedade e diferenciação de escalões de consumo a nível nacional.

Quadro 6-2 - Escalões de consumo de energia por Comercializador de Último Recurso retalhista, com consumo anual igual ou inferior a 10 000 m³

Comercializador	Escalão (i)			
	1	2	3	4
	(m ³ /ano)			
Beiragás	0-220	221-500	501-10000	
Dianagás	0-220	221-500	501-1000	1001-10000
Dourogás	0-200	201-500	501-1000	1001-10000
Duriensegás	0-220	221-500	501-1000	1001-10000
Lisboagás	0-200	201-500	501-10000	
Lusitâniagás	0-400	401-3000	3001-10000	
Medigás	0-220	221-500	501-1000	1001-10000
Paxgás	0-201	201-501	501-1001	1001-10000
Portgás	0-220	221-480	481-1000	1001-10000
Setgás	0-400	401-3000	3001-10000	
Tagusgás	0-220	221-500	501-10000	

Observa-se a existência de diferentes limites para os escalões de consumo e mesmo um número diferente de escalões. A aplicação de escalões de consumo diferenciados por CUR_k não é coerente com o objectivo de promover e aplicar a uniformidade tarifária nacional. Neste sentido, as Tarifas de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais iguais ou inferiores a 10 000 m³ serão aplicadas em escalões de consumo iguais para todos os CUR Retalhistas Regionais. Estes escalões de consumo, denominados no presente capítulo por escalões de consumo nacionais, são apresentados no Quadro 6-3.

Quadro 6-3 - Escalões de consumo nacionais dos Comercializadores de Último Recurso retalhistas, com consumo anual igual ou inferior a 10 000 m³

Comercializador	Escalão nacional(i)			
	1	2	3	4
	(m ³ /ano)			
CUR_k	0 - 220	221 - 500	501 - 1 000	1 001 - 10 000

Nas figuras seguintes comparam-se os vários escalões de consumo regionais até agora em vigor com os novos escalões de consumo nacionais para cada Comercializador de Último Recurso Retalhista.

Figura 6-27 - Alteração dos escalões de consumo das Tarifas de Venda a Clientes Finais da Beiragás



Figura 6-28 - Alteração dos escalões de consumo das Tarifas de Venda a Clientes Finais da Dianagás

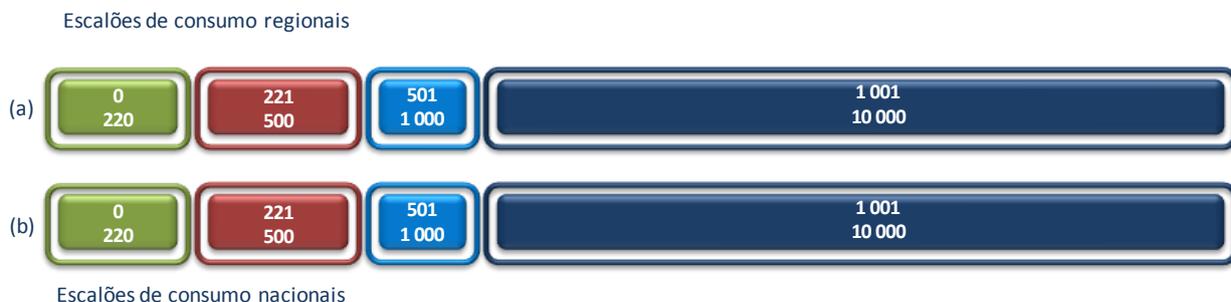


Figura 6-29 - Alteração dos escalões de consumo das Tarifas de Venda a Clientes Finais da Dourogás

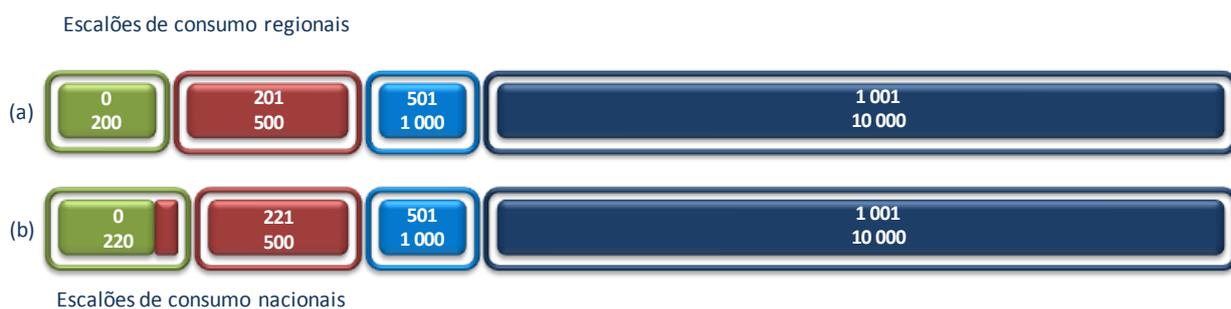


Figura 6-30 - Alteração dos escalões de consumo das Tarifas de Venda a Clientes Finais da Duriensegás

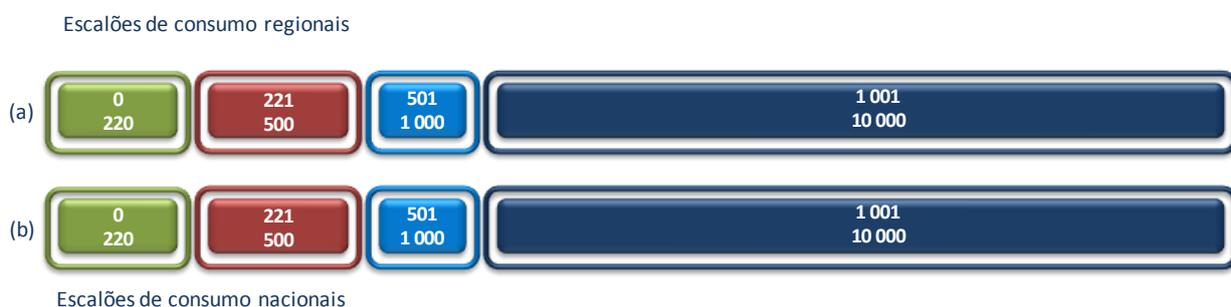


Figura 6-31 - Alteração dos escalões de consumo das Tarifas de Venda a Clientes Finais da Lisboaegás



Figura 6-32 - Alteração dos escalões de consumo das Tarifas de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás

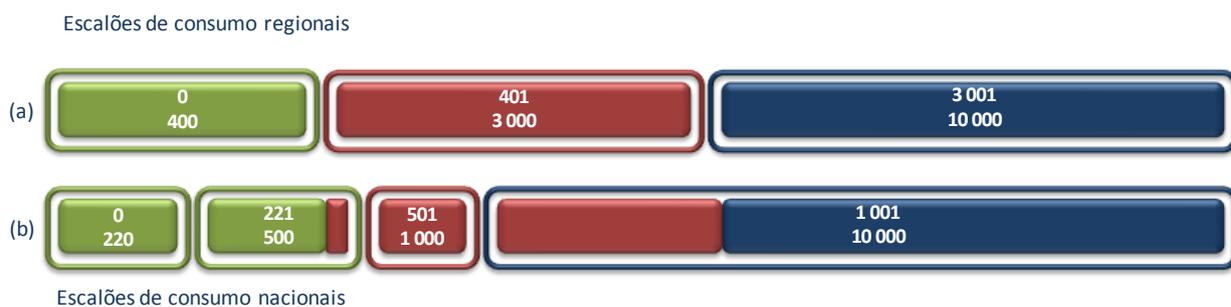


Figura 6-33 - Alteração dos escalões de consumo das Tarifas de Venda a Clientes Finais da Medigás

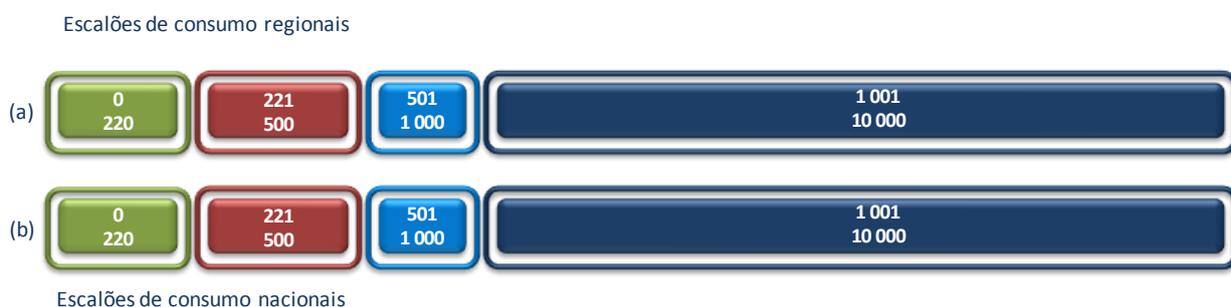


Figura 6-34 - Alteração dos escalões de consumo das Tarifas de Venda a Clientes Finais da Paxgás

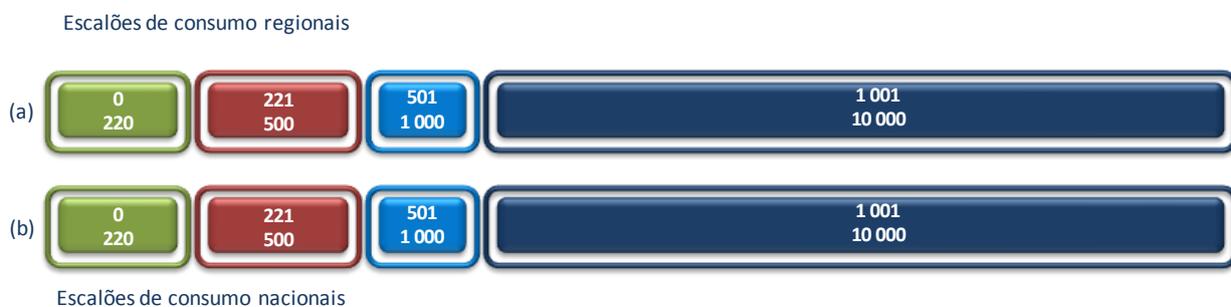


Figura 6-35 - Alteração dos escalões de consumo das Tarifas de Venda a Clientes Finais da Portgás

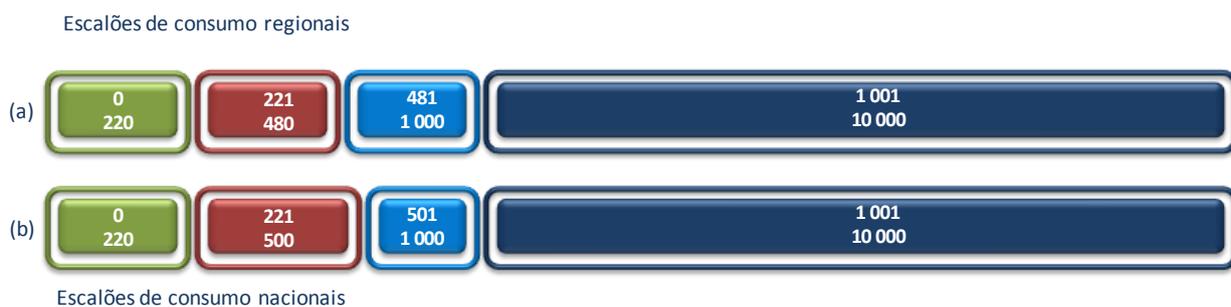


Figura 6-36 - Alteração dos escalões de consumo das Tarifas de Venda a Clientes Finais da Setgás

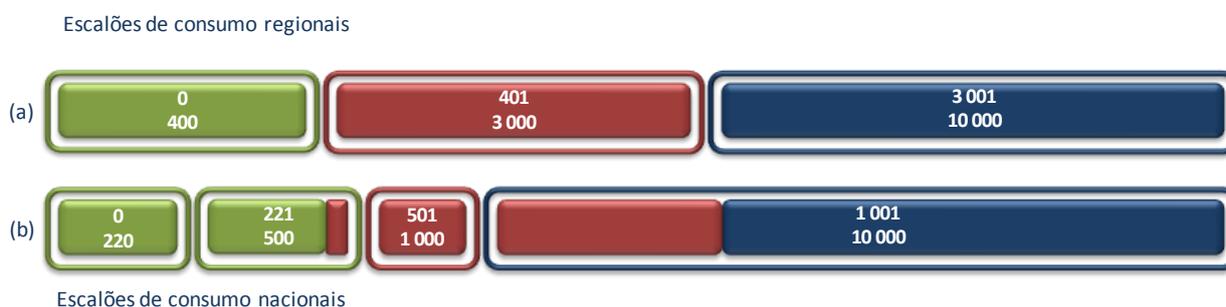


Figura 6-37 - Alteração dos escalões de consumo das Tarifas de Venda a Clientes Finais da Tagusgás



6.4 OPÇÕES TARIFÁRIAS DE APLICAÇÃO TRANSITÓRIA DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Para efeitos de minimização dos impactes da adopção de uma nova estrutura tarifária está prevista a existência de tarifas de Venda a Clientes Finais de aplicação transitória com uma estrutura mais simplificada e com variáveis de facturação semelhantes às existentes em 2007-2008.

O princípio seguido foi o de manter os preços em vigor a variar de acordo com um factor constante por opção tarifária, nos termos do estabelecido no n.º 6 do Artigo 117.º e no n.º 6 do Artigo 120.º.

No entanto, nas tarifas transitórias a aplicar foi necessário converter alguns preços que se encontravam num referencial incompatível com a actual macroestrutura do sistema tarifário. Estas conversões têm um impacte tarifário reduzido uma vez que as variáveis em causa são responsáveis por pequenas parcelas da facturação de cada cliente.

Seguidamente sumarizam-se as principais conversões efectuadas.

6.4.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS A GRANDES CLIENTES DE APLICAÇÃO TRANSITÓRIA

A estrutura das actuais tarifas, quer na tarifa A quer na tarifa B, com um termo de capacidade e um termo de energia mantêm-se em vigor. No entanto, a capacidade a facturar é a variável Capacidade Utilizada nos termos da regulamentação geral do sector e não a variável QDE até aqui utilizada.

Tendo em conta que a capacidade facturada mensalmente se obtinha de acordo com o consumo máximo diário de referência desse mês e a nova variável considera o consumo máximo diário ao longo de um ano, não se prevêem grandes alterações de facturação devido, nomeadamente, ao facto de estes clientes (com consumos anuais acima de 2 milhões de m³) terem elevadas modulações anuais.

Assim, para os clientes do CUR grossista mantêm-se em vigor, para o ano gás t, os preços de energia e capacidade em vigor no 2º trimestre de 2008 multiplicados pelo parâmetro δ_n^{GC} .

Para o ano gás 2008-2009 o valor do parâmetro δ_n^{GC} é 1,0061 sendo aplicável aos preços de capacidade das tarifas A e B para grandes clientes, independentemente do nível de pressão n a que os clientes se encontrem ligados. De igual modo, este parâmetro é também aplicado aos preços de energia a vigorarem no próximo trimestre. Os preços de energia são sujeitos a ajustamentos trimestrais. Este parâmetro é calculado por forma a permitir a recuperação da facturação das tarifas aditivas aplicadas a estes fornecimentos. Os valores dos descontos praticados em 2007-2008 mantêm-se, em preço unitário, para o ano gás 2008-2009.

6.4.2 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE APLICAÇÃO TRANSITÓRIA AOS CLIENTES DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

Aos clientes dos CUR retalhistas com consumo anual superior a 10 000 m³ poderão ser aplicadas transitoriamente tarifas com base na estrutura tarifária em vigor em 2007-2008.

6.4.2.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE APLICAÇÃO TRANSITÓRIA DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS BEIRAGÁS, DIANAGÁS, DURIENSEGÁS, LISBOAGÁS, LUSITANIAGÁS, MEDIGÁS, SETGÁS E TAGUSGÁS

TARIFA A (COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS)

Esta tarifa é composta por um termo variável, em função da energia consumida e por um termo fixo em função do calibre do contador.

O novo quadro regulamentar e legal em vigor não permite utilizar a variável de facturação calibre do contador. Assim, o termo fixo destes consumidores deve ser convertido num valor em euros por mês. No quadro seguinte apresentam-se os valores em vigor até Julho de 2008.

Quadro 6-4 - Preços do termo tarifário fixo, por tipo de contador em vigor, em 2007-2008

Caudal Máximo m ³ /hora	Tipo de contador	Euro/mês
6	G4	10,67
10	G6	17,77
16	G10	28,46
25	G16	44,46
40	G25	71,13
65	G40	115,58
100	G65	181,60
160	G100	264,10
250	G160	346,76
400	G250	429,16
650	G400	577,76
1000	G650	742,82
1600	G1000	990,39
1601	G1600	1325,67

Tendo em conta que cada calibre de contador está associado a um caudal horário de referência é possível estimar um valor de consumo associado à utilização da referida capacidade horária.

Para o devido efeito foi estimada uma utilização de 12 em 24 horas do dia para determinar a capacidade máxima diária e uma modulação de 200 dias num ano para estimar o consumo anual. Com base nestes cálculos obteve-se o valor correspondente entre calibre e escalão de consumo que foi utilizado para converter, através de uma média simples, os preços de cada calibre que cabiam em cada escalão com vista a determinar o preço do termo tarifário fixo correspondente.

Assim, para efeitos de cálculo das tarifas de Venda a Clientes de aplicação transitória, correspondentes aos clientes da tarifa A destes CUR utilizam-se os valores do Quadro 6-5.

Quadro 6-5 - Preços do termo tarifário fixo, por escalão de consumo, equivalentes aos preços em vigor por calibre em 2007-2008 na tarifa A

Escalão	Consumo - m ³ / ano		Euro/mês
	mínimo	máximo	
Escalão 3	100 001	350 000	148,59
Escalão 4	350 001	750 000	305,43
Escalão 5	750 001	1 250 000	429,16
Escalão 6	1 250 001	1 750 000	577,76
Escalão 7	1 750 001	2 000 000	1019,63

A tarifa A só é aplicável no âmbito de fornecimentos com um consumo anual superior a 100 000 m³.

TARIFA B (COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS)

Esta tarifa é composta por um termo variável, em função da energia consumida e por um termo de capacidade, consumo horário máximo (Ch) da instalação de cogeração, expresso em m³/h.

Esta variável de facturação de capacidade não coincide com a estabelecida no RT pelo que é necessário converter este preço de capacidade horária num preço de capacidade diária.

Para o efeito, considerou-se uma utilização do “caudal de referência em horas no dia máximo” igual a 12 horas. O que corresponde a dizer que o rácio entre a capacidade máxima horária e máxima diária é 1/12. Na prática, o preço de capacidade convertido obtém-se multiplicando o preço em vigor por 1/12. No Quadro 6-6 apresenta-se o preço da capacidade máxima horária em vigor em t-1 e no Quadro 6-7 apresenta-se o preço de capacidade máxima diária equivalente ao preço em vigor no ano gás t-1.

Quadro 6-6 - Preço da Capacidade máxima horária em 2007-2008 na tarifa B

TF (Euros/mês)	6,762118
-----------------------	-----------------

Valor a aplicar ao consumo horário máximo (Ch) da instalação de cogeração, expresso em m³(n)/h

Quadro 6-7 - Preço da Capacidade máxima diária equivalente ao preço de 2007-2008 na tarifa B

Capacidade Utilizada
(€/kWh/dia)
0,051228

Valor a aplicar mensalmente ao maior consumo diário dos últimos 12 meses

TARIFA BASE

À semelhança da tarifa A esta tarifa é composta por um termo variável, em função da energia consumida e por um termo fixo em função do calibre do contador. No entanto, o termo de energia da tarifa Base varia por escalão de consumo.

O processo de conversão dos termos por calibre de contador para termos fixos em euros por mês é em tudo idêntico ao descrito para a tarifa A, uma vez que os preços por calibre de contador nestas duas tarifas eram os mesmos em 2007-2008. A única diferença reside no facto de a tarifa Base ser aplicável a partir de consumos anuais superiores a 10 000m³. No Quadro 6-8 apresentam-se os preços do termo fixo, por escalão de consumo equivalentes aos preços em vigor em t-1.

Quadro 6-8 - Preços do termo tarifário fixo, por escalão de consumo, equivalentes aos preços em vigor por calibre em 2007-2008 na tarifa Base

Escalão	Consumo - m ³ / ano		Euro/mês
	mínimo	máximo	
Escalão 1	10 001	50 000	18,97
Escalão 2	50 001	100 000	57,80
Escalão 3	100 001	350 000	148,59
Escalão 4	350 001	750 000	305,43
Escalão 5	750 001	1 250 000	429,16
Escalão 6	1 250 001	1 750 000	577,76
Escalão 7	1 750 001	2 000 000	1019,63

Os preços das tarifas identificadas neste ponto a vigorarem no ano gás 2008-2009 são calculados a partir dos preços de capacidade e do termo fixo apresentados nos quadros anteriores e equivalentes aos que estavam em vigor no 2º trimestre^k de 2008, multiplicados pelo parâmetro $\delta_{n,s}^k$.

Para o ano gás 2008-2009 o valor do parâmetro $\delta_{n's}^k$ é 1,0061 sendo aplicável aos preços de capacidade e termo fixo das tarifas A, B e Base, independentemente do nível de pressão n' a que os clientes se encontrem ligados. De igual modo, este parâmetro é também aplicado aos preços de energia a vigorarem no próximo trimestre. Os preços de energia são sujeitos a ajustamentos trimestrais. Este parâmetro é igual ao aplicável nas tarifas transitórias do comercializador de último recurso grossista, sendo que a sua aplicação viabiliza a recuperação da facturação das tarifas aditivas aplicadas a estes fornecimentos. Os valores dos descontos praticados em 2007-2008 mantêm-se, em preço unitário, para o ano gás 2008-2009.

6.4.2.2 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE APLICAÇÃO TRANSITÓRIA DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA DOUROGÁS

À semelhança da tarifa Base dos Comercializadores de Último Recurso discutida no ponto anterior, esta tarifa é composta por um termo variável, em função da energia consumida, que varia por escalão de consumo, e por um termo fixo em função do calibre do contador.

O processo de conversão dos termos por calibre de contador para termos fixos em euros por mês é em tudo idêntico ao descrito para os restantes CUR. No Quadro 6-9 apresentam-se os preços do termo fixo, por escalão de consumo equivalentes aos preços em vigor em t-1.

Quadro 6-9 - Preços do termo tarifário fixo, por escalão de consumo, equivalentes aos preços em vigor por calibre em 2007-2008 na tarifa Base

Escalão	Consumo - m ³ / ano		Euro/mês
	mínimo	máximo	
Escalão 1	10 001	50 000	15,00
Escalão 2	50 001	100 000	32,50
Escalão 3	100 001	350 000	65,00
Escalão 4	350 001	750 000	125,00
Escalão 5	750 001	1 250 000	250,00
Escalão 6	1 250 001	1 750 000	400,00
Escalão 7	1 750 001	2 000 000	500,00

Para os clientes do CUR Dourogás mantêm-se em vigor, para o ano gás t, os preços de energia bem como dos termos de capacidade e do termo fixo apresentados nos quadros anteriores e equivalentes aos que estavam em vigor no 2º trimestre de 2008, multiplicados pelo parâmetro $\delta_{n'}^{Dourogás}$.

Para o ano gás 2008-2009 o valor do parâmetro $\delta_{n'}^{Dourogás}$ é 1,0061 sendo aplicável aos preços do termo fixo, independentemente do nível de pressão n' a que os clientes se encontrem ligados. De igual modo,

este parâmetro é também aplicado aos preços de energia a vigorarem no próximo trimestre. Os preços de energia são sujeitos a ajustamentos trimestrais. Este parâmetro é coincidente com a variação tarifária das tarifas transitórias do comercializador de último recurso grossista permitindo a recuperação da facturação das tarifas aditivas aplicadas aos fornecimentos da Dourogás.

6.4.2.3 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE APLICAÇÃO TRANSITÓRIA DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA PORTGÁS

Os preços da tarifa do CUR Portgás a aplicar no âmbito dos fornecimentos a clientes com consumos superiores a 10 000 m³ apresenta um termo de energia, variável por escalão de consumo, e um termo fixo de facturação mensal, aplicável a todos os escalões.

Esta estrutura tarifária não coincide com a que se prevê no RT para consumos anuais superiores a 10 000 m³. No entanto, a disponibilização desta tarifa de forma transitória não obriga a qualquer conversão adicional.

Para os clientes do CUR Portgás mantêm-se em vigor, para o ano gás t , os preços de energia e do termo fixo apresentados nos quadros anteriores e equivalentes aos que estavam em vigor no 2º trimestre de 2008, multiplicados pelo parâmetro $\delta_n^{Portgás}$.

Para o ano gás 2008-2009 o valor do parâmetro $\delta_n^{Portgás}$ é 1,0061 sendo aplicável aos preços do termo fixo, independentemente do nível de pressão n' a que os clientes se encontrem ligados. De igual modo, este parâmetro é também aplicado aos preços de energia a vigorarem no próximo trimestre. Os preços de energia são sujeitos a ajustamentos trimestrais. Este parâmetro é calculado por forma a permitir a recuperação da facturação das tarifas aditivas aplicadas a estes fornecimentos.

ANEXO – DETALHE DO CÁLCULO DOS CUSTOS INCREMENTAIS

DETERMINAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2008-2009

Anexo

Quadro I - Custo incremental de capacidade utilizada da rede de BP

Investimento (mil €)	CAPEX	t	t+1	t+2	t+3	t+4	t+5	t+6	t+7	t+8	t+9	t+10	t+11	t+12	t+13	t+14	t+15	t+16	t+17	t+18
t	23.398	2.150	2.150	2.150	2.150	2.150	2.150	2.150	2.150	2.150	2.150	2.150	2.150	2.150	2.150	2.150	2.150	2.150	2.150	2.150
t+1	19.425		1.785	1.785	1.785	1.785	1.785	1.785	1.785	1.785	1.785	1.785	1.785	1.785	1.785	1.785	1.785	1.785	1.785	1.785
t+2	17.101			1.571	1.571	1.571	1.571	1.571	1.571	1.571	1.571	1.571	1.571	1.571	1.571	1.571	1.571	1.571	1.571	1.571
t+3	17.725				1.629	1.629	1.629	1.629	1.629	1.629	1.629	1.629	1.629	1.629	1.629	1.629	1.629	1.629	1.629	1.629
t+4	14.539					1.336	1.336	1.336	1.336	1.336	1.336	1.336	1.336	1.336	1.336	1.336	1.336	1.336	1.336	1.336
t+5	11.843						1.088	1.088	1.088	1.088	1.088	1.088	1.088	1.088	1.088	1.088	1.088	1.088	1.088	1.088
t+6	11.813							1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086	1.086
t+7	10.180								935	935	935	935	935	935	935	935	935	935	935	935
t+8	8.079									742	742	742	742	742	742	742	742	742	742	742
t+9	8.435										775	775	775	775	775	775	775	775	775	775
t+10	8.497											781	781	781	781	781	781	781	781	781
t+11	9.059												832	832	832	832	832	832	832	832
t+12	8.827													811	811	811	811	811	811	811
t+13	9.020														829	829	829	829	829	829
t+14	9.506															874	874	874	874	874
t+15	9.730																894	894	894	894
t+16	9.468																	870	870	870
t+17	9.736																		895	895
t+18	10.001																			919
OPEX (2,9%)		62	114	159	207	245	277	308	335	357	379	402	426	450	474	499	525	550	576	602
OPEX+CAPEX		2.212	4.049	5.666	7.342	8.717	9.837	10.954	11.916	12.680	13.478	14.281	15.138	15.972	16.825	17.724	18.644	19.539	20.460	21.406
factor de actualização		1,00	0,92	0,84	0,77	0,71	0,65	0,60	0,55	0,50	0,46	0,42	0,39	0,36	0,33	0,30	0,27	0,25	0,23	0,21
Valor actualizado		2.212	3.715	4.769	5.669	6.175	6.393	6.531	6.519	6.364	6.206	6.033	5.866	5.679	5.488	5.304	5.119	4.921	4.728	4.538

Capacidade utilizada BP (MWh/dia)	t	t+1	t+2	t+3	t+4	t+5	t+6	t+7	t+8	t+9	t+10	t+11	t+12	t+13	t+14	t+15	t+16	t+17	t+18	t+19
270.317	287.691	296.201	302.473	306.432	310.061	313.584	317.098	320.602	324.106	327.619	331.156	334.720	338.335	342.001	345.717	349.486	353.309	357.191	361.115	
Δ anual da capacidade utilizada em BP		17.374	17.374	17.374	17.374	17.374	17.374	17.374	17.374	17.374	17.374	17.374	17.374	17.374	17.374	17.374	17.374	17.374	17.374	17.374
t+1			8.510	8.510	8.510	8.510	8.510	8.510	8.510	8.510	8.510	8.510	8.510	8.510	8.510	8.510	8.510	8.510	8.510	8.510
t+2				6.272	6.272	6.272	6.272	6.272	6.272	6.272	6.272	6.272	6.272	6.272	6.272	6.272	6.272	6.272	6.272	6.272
t+3					3.958	3.958	3.958	3.958	3.958	3.958	3.958	3.958	3.958	3.958	3.958	3.958	3.958	3.958	3.958	3.958
t+4						3.630	3.630	3.630	3.630	3.630	3.630	3.630	3.630	3.630	3.630	3.630	3.630	3.630	3.630	3.630
t+5							3.523	3.523	3.523	3.523	3.523	3.523	3.523	3.523	3.523	3.523	3.523	3.523	3.523	3.523
t+6								3.513	3.513	3.513	3.513	3.513	3.513	3.513	3.513	3.513	3.513	3.513	3.513	3.513
t+7									3.504	3.504	3.504	3.504	3.504	3.504	3.504	3.504	3.504	3.504	3.504	3.504
t+8										3.504	3.504	3.504	3.504	3.504	3.504	3.504	3.504	3.504	3.504	3.504
t+9											3.513	3.513	3.513	3.513	3.513	3.513	3.513	3.513	3.513	3.513
t+10												3.537	3.537	3.537	3.537	3.537	3.537	3.537	3.537	3.537
t+11													3.564	3.564	3.564	3.564	3.564	3.564	3.564	3.564
t+12														3.616	3.616	3.616	3.616	3.616	3.616	3.616
t+13															3.666	3.666	3.666	3.666	3.666	3.666
t+14																3.715	3.715	3.715	3.715	3.715
t+15																	3.769	3.769	3.769	3.769
t+16																		3.824	3.824	3.824
t+17																			3.881	3.881
t+18																				3.924
t+19																				
Total	-	17.374	25.885	32.157	36.115	39.745	43.268	46.781	50.285	53.789	57.302	60.839	60.839	60.839	60.839	60.839	60.839	60.839	60.839	60.839
factor de actualização	1,00	0,92	0,84	0,77	0,71	0,65	0,60	0,55	0,50	0,46	0,42	0,39	0,36	0,33	0,30	0,27	0,25	0,23	0,21	0,19
Valor actualizado	-	15.940	21.787	24.831	25.585	25.831	25.799	25.591	25.236	24.766	24.205	23.577	21.630	19.844	18.206	16.703	15.324	14.058	12.898	11.833

* Pressupõe-se que o GN injectado na rede de distribuição em t+19 seja igual a t+18

Custo incremental (€/MWh/dia/mês) | 21,6415

DETERMINAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2008-2009

Anexo

Quadro II - Custo incremental de energia da rede de BP

Investimento (mil €)	CAPEX	t	t+1	t+2	t+3	t+4	t+5	t+6	t+7	t+8	t+9	t+10	t+11	t+12	t+13	t+14	t+15	t+16	t+17	t+18	
t	21.010	1.944	1.944	1.944	1.944	1.944	1.944	1.944	1.944	1.944	1.944	1.944	1.944	1.944	1.944	1.944	1.944	1.944	1.944	1.944	
t+1	17.033		1.576	1.576	1.576	1.576	1.576	1.576	1.576	1.576	1.576	1.576	1.576	1.576	1.576	1.576	1.576	1.576	1.576	1.576	
t+2	15.588			1.443	1.443	1.443	1.443	1.443	1.443	1.443	1.443	1.443	1.443	1.443	1.443	1.443	1.443	1.443	1.443	1.443	
t+3	17.003				1.574	1.574	1.574	1.574	1.574	1.574	1.574	1.574	1.574	1.574	1.574	1.574	1.574	1.574	1.574	1.574	
t+4	14.652					1.356	1.356	1.356	1.356	1.356	1.356	1.356	1.356	1.356	1.356	1.356	1.356	1.356	1.356	1.356	
t+5	12.892						1.193	1.193	1.193	1.193	1.193	1.193	1.193	1.193	1.193	1.193	1.193	1.193	1.193	1.193	
t+6	13.178							1.220	1.220	1.220	1.220	1.220	1.220	1.220	1.220	1.220	1.220	1.220	1.220	1.220	
t+7	11.225								1.039	1.039	1.039	1.039	1.039	1.039	1.039	1.039	1.039	1.039	1.039	1.039	
t+8	7.762									718	718	718	718	718	718	718	718	718	718	718	
t+9	8.156										755	755	755	755	755	755	755	755	755	755	
t+10	8.236											762	762	762	762	762	762	762	762	762	
t+11	8.688												804	804	804	804	804	804	804	804	
t+12	8.363													774	774	774	774	774	774	774	
t+13	8.526														789	789	789	789	789	789	
t+14	8.972															830	830	830	830	830	
t+15	9.157																847	847	847	847	
t+16	8.881																	822	822	822	
t+17	9.117																		844	844	
t+18	9.347																			865	
OPEX (0,5%)		9,72	17,60	24,82	32,69	39,47	45,43	51,53	56,72	60,32	64,09	67,90	71,92	75,79	79,74	83,89	88,13	92,24	96,45	100,78	
factor de actualização		1,00	0,92	0,84	0,77	0,71	0,65	0,60	0,55	0,50	0,46	0,42	0,39	0,36	0,33	0,30	0,27	0,25	0,23	0,21	
Valor actualizado		9,72	16,15	20,89	25,24	27,96	29,53	30,73	31,03	30,27	29,51	28,68	27,87	26,95	26,01	25,10	24,19	23,23	22,29	21,36	
GN injectado BP (MWh)		t	t+1	t+2	t+3	t+4	t+5	t+6	t+7	t+8	t+9	t+10	t+11	t+12	t+13	t+14	t+15	t+16	t+17	t+18	t+19
Δ anual GN injectado em BP		8.727.236	9.288.171	9.562.927	9.765.424	9.893.218	10.010.401	10.124.143	10.237.577	10.350.693	10.463.822	10.577.240	10.691.448	10.806.500	10.923.231	11.041.590	11.161.543	11.283.220	11.406.671	11.531.980	11.658.667
t+1			560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935
t+2				274.756	274.756	274.756	274.756	274.756	274.756	274.756	274.756	274.756	274.756	274.756	274.756	274.756	274.756	274.756	274.756	274.756	274.756
t+3					202.497	202.497	202.497	202.497	202.497	202.497	202.497	202.497	202.497	202.497	202.497	202.497	202.497	202.497	202.497	202.497	202.497
t+4						127.794	127.794	127.794	127.794	127.794	127.794	127.794	127.794	127.794	127.794	127.794	127.794	127.794	127.794	127.794	127.794
t+5							117.183	117.183	117.183	117.183	117.183	117.183	117.183	117.183	117.183	117.183	117.183	117.183	117.183	117.183	117.183
t+6								113.742	113.742	113.742	113.742	113.742	113.742	113.742	113.742	113.742	113.742	113.742	113.742	113.742	113.742
t+7									113.434	113.434	113.434	113.434	113.434	113.434	113.434	113.434	113.434	113.434	113.434	113.434	113.434
t+8										113.116	113.116	113.116	113.116	113.116	113.116	113.116	113.116	113.116	113.116	113.116	113.116
t+9											113.129	113.129	113.129	113.129	113.129	113.129	113.129	113.129	113.129	113.129	113.129
t+10												113.417	113.417	113.417	113.417	113.417	113.417	113.417	113.417	113.417	113.417
t+11													114.208	114.208	114.208	114.208	114.208	114.208	114.208	114.208	114.208
t+12														115.053	115.053	115.053	115.053	115.053	115.053	115.053	115.053
t+13															116.730	116.730	116.730	116.730	116.730	116.730	116.730
t+14																118.359	118.359	118.359	118.359	118.359	118.359
t+15																	119.954	119.954	119.954	119.954	119.954
t+16																		121.676	121.676	121.676	121.676
t+17																			123.451	123.451	123.451
t+18																				125.310	125.310
t+19																					126.686
Total		-	560.935	835.691	1.038.188	1.165.982	1.283.165	1.396.907	1.510.341	1.623.457	1.736.586	1.850.003	1.964.212	1.964.212	1.964.212	1.964.212	1.964.212	1.964.212	1.964.212	1.964.212	1.964.212
factor de actualização		1,00	0,92	0,84	0,77	0,71	0,65	0,60	0,55	0,50	0,46	0,42	0,39	0,36	0,33	0,30	0,27	0,25	0,23	0,21	0,19
Valor actualizado		-	514.619	703.384	801.671	826.011	833.969	832.930	826.208	814.758	799.573	781.461	761.196	698.345	640.684	587.783	539.251	494.725	453.877	416.401	382.019

* Pressupõe-se que o GN injectado na rede de distribuição em t+19 seja igual a t+18

Custo incremental (€/MWh) 0,0375

DETERMINAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2008-2009

Anexo

Quadro III - Custo incremental de energia em período de ponta da rede de BP

Investimento (mil €)	CAPEX	t	t+1	t+2	t+3	t+4	t+5	t+6	t+7	t+8	t+9	t+10	t+11	t+12	t+13	t+14	t+15	t+16	t+17	t+18	
t	13.137	1.216	1.216	1.216	1.216	1.216	1.216	1.216	1.216	1.216	1.216	1.216	1.216	1.216	1.216	1.216	1.216	1.216	1.216	1.216	
t+1	10.616		982	982	982	982	982	982	982	982	982	982	982	982	982	982	982	982	982	982	
t+2	9.997			925	925	925	925	925	925	925	925	925	925	925	925	925	925	925	925	925	
t+3	11.057				1.023	1.023	1.023	1.023	1.023	1.023	1.023	1.023	1.023	1.023	1.023	1.023	1.023	1.023	1.023	1.023	
t+4	9.693					897	897	897	897	897	897	897	897	897	897	897	897	897	897	897	
t+5	8.681						803	803	803	803	803	803	803	803	803	803	803	803	803	803	
t+6	8.901							824	824	824	824	824	824	824	824	824	824	824	824	824	
t+7	7.486								693	693	693	693	693	693	693	693	693	693	693	693	
t+8	4.733									438	438	438	438	438	438	438	438	438	438	438	
t+9	4.975										460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	
t+10	5.026											465	465	465	465	465	465	465	465	465	
t+11	5.270												488	488	488	488	488	488	488	488	
t+12	5.041													467	467	467	467	467	467	467	
t+13	5.141														476	476	476	476	476	476	
t+14	5.411															501	501	501	501	501	
t+15	5.523																511	511	511	511	
t+16	5.359																	496	496	496	
t+17	5.501																		509	509	
t+18	5.642																			522	
OPEX (2,9%)		35,21	63,66	90,46	120,09	146,08	169,34	193,20	213,27	225,95	239,29	252,76	266,88	280,40	294,17	308,68	323,48	337,84	352,59	367,71	
OPEX+CAPEX		1.251,00	2.261,92	3.213,96	4.266,90	5.189,99	6.016,73	6.864,39	7.577,31	8.028,06	8.501,85	8.980,46	9.482,27	9.962,36	10.451,91	10.967,15	11.493,11	12.003,40	12.527,28	13.064,52	
factor de actualização		1,00	0,92	0,84	0,77	0,71	0,65	0,60	0,55	0,50	0,46	0,42	0,39	0,36	0,33	0,30	0,27	0,25	0,23	0,21	
Valor actualizado		1.251,00	2.075,15	2.705,12	3.294,83	3.676,72	3.910,46	4.093,01	4.145,05	4.029,01	3.914,49	3.793,44	3.674,69	3.541,96	3.409,19	3.281,88	3.155,30	3.023,29	2.894,72	2.769,60	
GN injectado BP, ponta (MWh)		t	t+1	t+2	t+3	t+4	t+5	t+6	t+7	t+8	t+9	t+10	t+11	t+12	t+13	t+14	t+15	t+16	t+17	t+18	t+19
Δ anual da energia de ponta em BP		8.245.988	8.775.992	9.035.597	9.226.927	9.347.674	9.458.396	9.565.866	9.673.044	9.779.923	9.886.814	9.993.977	10.101.887	10.210.595	10.320.889	10.432.721	10.546.060	10.661.027	10.777.671	10.896.070	11.015.771
t+1			530.003	530.003	530.003	530.003	530.003	530.003	530.003	530.003	530.003	530.003	530.003	530.003	530.003	530.003	530.003	530.003	530.003	530.003	530.003
t+2				259.605	259.605	259.605	259.605	259.605	259.605	259.605	259.605	259.605	259.605	259.605	259.605	259.605	259.605	259.605	259.605	259.605	259.605
t+3					191.331	191.331	191.331	191.331	191.331	191.331	191.331	191.331	191.331	191.331	191.331	191.331	191.331	191.331	191.331	191.331	191.331
t+4						120.747	120.747	120.747	120.747	120.747	120.747	120.747	120.747	120.747	120.747	120.747	120.747	120.747	120.747	120.747	120.747
t+5							110.722	110.722	110.722	110.722	110.722	110.722	110.722	110.722	110.722	110.722	110.722	110.722	110.722	110.722	110.722
t+6								107.470	107.470	107.470	107.470	107.470	107.470	107.470	107.470	107.470	107.470	107.470	107.470	107.470	107.470
t+7									107.179	107.179	107.179	107.179	107.179	107.179	107.179	107.179	107.179	107.179	107.179	107.179	107.179
t+8										106.878	106.878	106.878	106.878	106.878	106.878	106.878	106.878	106.878	106.878	106.878	106.878
t+9											106.891	106.891	106.891	106.891	106.891	106.891	106.891	106.891	106.891	106.891	106.891
t+10												107.163	107.163	107.163	107.163	107.163	107.163	107.163	107.163	107.163	107.163
t+11													107.910	107.910	107.910	107.910	107.910	107.910	107.910	107.910	107.910
t+12														108.708	108.708	108.708	108.708	108.708	108.708	108.708	108.708
t+13															110.294	110.294	110.294	110.294	110.294	110.294	110.294
t+14																111.832	111.832	111.832	111.832	111.832	111.832
t+15																	113.339	113.339	113.339	113.339	113.339
t+16																		114.967	114.967	114.967	114.967
t+17																			116.644	116.644	116.644
t+18																				118.400	118.400
t+19																					119.700
Total		-	530.003	789.608	980.939	1.101.686	1.212.407	1.319.877	1.427.056	1.533.934	1.640.825	1.747.988	1.855.899	1.855.899	1.855.899	1.855.899	1.855.899	1.855.899	1.855.899	1.855.899	1.855.899
factor de actualização		1,00	0,92	0,84	0,77	0,71	0,65	0,60	0,55	0,50	0,46	0,42	0,39	0,36	0,33	0,30	0,27	0,25	0,23	0,21	0,19
Valor actualizado		-	486.241	664.597	757.465	780.462	787.982	787.000	780.648	769.830	755.482	738.369	719.222	659.836	605.354	555.371	509.515	467.445	428.848	393.439	360.953

* Pressupõe-se que o GN injectado na rede de distribuição em t+19 seja igual a t+18

Custo incremental (€/MWh) 2,0159

DETERMINAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2008-2009

Anexo

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

Investimento (mil €)	CAPEX	t	t+1	t+2	t+3	t+4	t+5	t+6	t+7	t+8	t+9	t+10	t+11	t+12	t+13	t+14	t+15	t+16	t+17	t+18	
t	11.588	1.065	1.065	1.065	1.065	1.065	1.065	1.065	1.065	1.065	1.065	1.065	1.065	1.065	1.065	1.065	1.065	1.065	1.065	1.065	
t+1	9.799		900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	
t+2	8.715			801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	801	
t+3	8.806				809	809	809	809	809	809	809	809	809	809	809	809	809	809	809	809	
t+4	7.101					653	653	653	653	653	653	653	653	653	653	653	653	653	653	653	
t+5	5.528						508	508	508	508	508	508	508	508	508	508	508	508	508	508	
t+6	5.398							496	496	496	496	496	496	496	496	496	496	496	496	496	
t+7	4.571								420	420	420	420	420	420	420	420	420	420	420	420	
t+8	3.536									325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	
t+9	3.664										337	337	337	337	337	337	337	337	337	337	
t+10	3.681											338	338	338	338	338	338	338	338	338	
t+11	3.931												361	361	361	361	361	361	361	361	
t+12	3.845													353	353	353	353	353	353	353	
t+13	3.942														362	362	362	362	362	362	
t+14	4.163															383	383	383	383	383	
t+15	4.280																393	393	393	393	
t+16	4.183																	384	384	384	
t+17	4.313																		396	396	
t+18	4.442																			408	
OPEX (2,9%)		30,84	56,92	80,11	103,55	122,44	137,16	151,52	163,69	173,10	182,85	192,65	203,11	213,34	223,83	234,91	246,30	257,43	268,91	280,74	
OPEX+CAPEX		1.095,73	2.022,28	2.846,33	3.678,98	4.350,42	4.873,10	5.383,48	5.815,73	6.150,07	6.496,57	6.844,66	7.216,34	7.579,94	7.952,70	8.346,32	8.750,99	9.146,56	9.554,42	9.974,43	
factor de actualização		1,00	0,92	0,84	0,77	0,71	0,65	0,60	0,55	0,50	0,46	0,42	0,39	0,36	0,33	0,30	0,27	0,25	0,23	0,21	
Valor actualizado		1.095,73	1.855,30	2.395,70	2.840,85	3.081,95	3.167,18	3.209,99	3.181,41	3.086,51	2.991,20	2.891,26	2.796,57	2.694,93	2.594,00	2.497,61	2.402,48	2.303,74	2.207,77	2.114,52	
Numero de clientes em BP		t	t+1	t+2	t+3	t+4	t+5	t+6	t+7	t+8	t+9	t+10	t+11	t+12	t+13	t+14	t+15	t+16	t+17	t+18	t+19
		1.086.310	1.156.132	1.190.332	1.215.537	1.231.444	1.246.031	1.260.189	1.274.308	1.288.388	1.302.470	1.316.587	1.330.803	1.345.124	1.359.654	1.374.386	1.389.317	1.404.463	1.419.829	1.435.427	1.451.196
Δ anual do número de clientes			560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935
t+1			560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935	560.935
t+2				274.756	274.756	274.756	274.756	274.756	274.756	274.756	274.756	274.756	274.756	274.756	274.756	274.756	274.756	274.756	274.756	274.756	274.756
t+3					202.497	202.497	202.497	202.497	202.497	202.497	202.497	202.497	202.497	202.497	202.497	202.497	202.497	202.497	202.497	202.497	202.497
t+4						127.794	127.794	127.794	127.794	127.794	127.794	127.794	127.794	127.794	127.794	127.794	127.794	127.794	127.794	127.794	127.794
t+5							117.183	117.183	117.183	117.183	117.183	117.183	117.183	117.183	117.183	117.183	117.183	117.183	117.183	117.183	117.183
t+6								113.742	113.742	113.742	113.742	113.742	113.742	113.742	113.742	113.742	113.742	113.742	113.742	113.742	113.742
t+7									113.434	113.434	113.434	113.434	113.434	113.434	113.434	113.434	113.434	113.434	113.434	113.434	113.434
t+8										113.116	113.116	113.116	113.116	113.116	113.116	113.116	113.116	113.116	113.116	113.116	113.116
t+9											113.129	113.129	113.129	113.129	113.129	113.129	113.129	113.129	113.129	113.129	113.129
t+10												113.417	113.417	113.417	113.417	113.417	113.417	113.417	113.417	113.417	113.417
t+11													114.208	114.208	114.208	114.208	114.208	114.208	114.208	114.208	114.208
t+12														115.053	115.053	115.053	115.053	115.053	115.053	115.053	115.053
t+13															116.730	116.730	116.730	116.730	116.730	116.730	116.730
t+14																118.359	118.359	118.359	118.359	118.359	118.359
t+15																	119.954	119.954	119.954	119.954	119.954
t+16																		121.676	121.676	121.676	121.676
t+17																			123.451	123.451	123.451
t+18																				125.310	125.310
t+19																					126.686
Total		-	560.935	835.691	1.038.188	1.165.982	1.283.165	1.396.907	1.510.341	1.623.457	1.736.586	1.850.003	1.964.212	1.964.212	1.964.212	1.964.212	1.964.212	1.964.212	1.964.212	1.964.212	1.964.212
factor de actualização		1,00	0,92	0,84	0,77	0,71	0,65	0,60	0,55	0,50	0,46	0,42	0,39	0,36	0,33	0,30	0,27	0,25	0,23	0,21	0,19
Valor actualizado		-	514.619	703.384	801.671	826.011	833.969	832.930	826.208	814.758	799.573	781.461	761.196	698.345	640.684	587.783	539.251	494.725	453.877	416.401	382.019

* Pressupõe-se que o GN injectado na rede de distribuição em t+19 seja igual a t+18

Custo incremental (€/cliente/mês) 0,3240