

PROPOSTA DE REGULAMENTO TARIFÁRIO DO SECTOR DO GÁS NATURAL

Documento Justificativo

Junho 2006

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	ENQUADRAMENTO LEGAL	3
3	FORMAS DE REGULAÇÃO	7
4	REGULAÇÃO DOS PROVEITOS DAS ACTIVIDADES DO SECTOR DE GÁS NATURAL	13
4.1	Período de regulação	13
4.2	Actividades sujeitas a regulação	13
4.2.1	Actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	15
4.2.2	Actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	19
4.2.3	Actividade de Transporte de gás natural	21
4.2.4	Actividade de Gestão Técnica Global do Sistema de gás natural	23
4.2.5	Actividade de Acesso À RNTGN	24
4.2.6	Actividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador de Gás Natural	24
4.2.7	Actividade de Distribuição de gás natural	25
4.2.8	Actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN	28
4.2.9	Actividade de Compra e Venda de gás natural no âmbito da gestão dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de <i>take or pay</i> celebrados em data anterior à publicação do Decreto-lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro	28
4.2.10	Actividade de Comercialização de Último Recurso a Grandes Clientes	30
4.2.11	Actividade de Comercialização de gás natural	32
4.3	Promoção da eficiência energética	35
4.3.1	Práticas de eficiência energética no sector do gás natural	35
4.3.2	Proposta regulamentar	37
4.4	Incentivos à melhoria do desempenho ambiental das empresas reguladas	40
4.4.1	Impactes Ambientais e respectiva minimização no Sector do Gás Natural. Estratégias nacionais e experiências internacionais	40
4.4.1.1	Síntese dos impactes ambientais	40
4.4.1.2	Medidas de minimização	41
4.4.1.3	Estratégias ambientais das empresas nacionais de gás natural	43
4.4.1.4	Experiências internacionais	43
4.4.2	Regulamento tarifário e aspectos ambientais	44
4.4.2.1	Âmbito de aplicação	46
4.4.2.2	Período de vigência dos planos	46
4.4.2.3	Definição dos montantes a atribuir	47
4.4.2.4	Apresentação dos planos	47

4.4.2.5	Conteúdo dos planos.....	48
4.4.2.6	Critérios de apreciação das medidas do plano.....	48
4.4.2.7	Aprovação do plano.....	49
4.4.2.8	Relatório de execução e recuperação dos custos dos planos.....	49
4.4.2.9	Acções de inspecção.....	50
5	MACRO-ESTRUTURA DO SISTEMA TARIFÁRIO.....	51
5.1	Aditividade tarifária.....	51
5.2	Tarifas que reflectem os custos.....	55
5.3	Agentes, actividades e tarifas.....	57
5.4	Estrutura geral das tarifas.....	61
6	TARIFAS POR ACTIVIDADE.....	67
6.1	Tarifa de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito.....	67
6.1.1	Estrutura da Tarifa.....	67
6.1.2	Metodologia de cálculo.....	72
6.1.3	Comparação internacional sobre variáveis de facturação nas tarifas de regaseificação e armazenamento de GNL.....	75
6.2	Tarifa de Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural.....	78
6.2.1	Estrutura da tarifa.....	78
6.2.2	Metodologia de cálculo.....	80
6.2.3	Comparação internacional sobre variáveis de facturação nas tarifas de armazenamento subterrâneo de gás natural.....	81
6.3	Tarifa de Energia da actividade de Compra e Venda de gás natural no âmbito da gestão dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de <i>take or pay</i> celebrados em data anterior à publicação do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro.....	83
6.3.1	Estrutura da tarifa.....	83
6.3.2	Metodologia de cálculo.....	83
6.4	Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas.....	84
6.4.1	Estrutura da tarifa.....	84
6.4.2	Metodologia de cálculo.....	86
6.4.3	Conversão dos termos da tarifa.....	86
6.5	Tarifa de Energia da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes.....	87
6.5.1	Estrutura da tarifa.....	87
6.5.2	Metodologia de cálculo.....	88
6.5.3	Conversão dos termos da tarifa.....	88

6.6	Tarifa de Uso Global do Sistema	89
6.6.1	Estrutura da tarifa	89
6.6.2	Metodologia de cálculo.....	90
6.6.3	Conversão dos termos da tarifa e aplicação pelos Operadores de Rede de Distribuição.....	90
6.7	Metodologias de tarifação do uso das redes.....	91
6.7.1	Entrada-saída.....	91
6.7.2	Ponto-a-ponto.....	91
6.7.3	Zonal.....	91
6.7.4	Selo postal.....	92
6.8	Tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	94
6.8.1	Estrutura geral da tarifa.....	94
6.8.2	Estrutura tarifária.....	95
6.8.3	Metodologia de cálculo.....	97
6.8.4	Conversão dos termos da tarifa e aplicação pelos Operadores de Rede de Distribuição.....	98
6.8.5	Comparação internacional sobre variáveis de facturação nas tarifas de transporte de gás natural.....	99
6.9	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição.....	101
6.9.1	Estrutura tarifária.....	101
6.9.2	Metodologia de cálculo.....	105
6.9.3	Conversão de preços	106
6.9.4	Comparação internacional sobre variáveis de facturação nas tarifas de distribuição de gás natural.....	108
6.10	Tarifas de Comercialização.....	110
6.10.1	Estrutura da tarifa.....	110
6.10.2	Metodologia de cálculo.....	110
7	TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES.....	113
8	TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS.....	115
8.1	Estrutura aditiva das tarifas.....	115
8.2	Metodologia de cálculo da convergência para tarifas aditivas.....	121
8.3	Estrutura das tarifas transitórias.....	123

1 INTRODUÇÃO

Este documento descreve e justifica a proposta de regulamento tarifário para o sector do gás natural (GN).

O regulamento visa estabelecer os critérios e as metodologias para a formulação de tarifas e preços de GN a aplicar no âmbito das relações comerciais das entidades por ele abrangidas. É parte integrante deste regulamento a definição das tarifas reguladas, o processo de cálculo e a determinação das tarifas, a determinação dos proveitos permitidos, os procedimentos a adoptar para a fixação das tarifas, a sua alteração e publicitação, bem como as obrigações das entidades do sector do GN, nomeadamente, em matéria de prestação de informação.

Este documento apresenta a seguinte estrutura:

- No capítulo 2 descreve-se de forma sucinta o enquadramento legal do sector do gás natural, nomeadamente o Decreto-lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro e a Directiva n.º 2003/55/CE, de 26 de Junho.
- No capítulo 3 faz-se uma breve abordagem teórica sobre as formas de regulação.
- No capítulo 4 descreve-se e justifica-se a proposta de regulação dos proveitos para cada uma das actividades do sector do gás natural, analisa-se um modelo de promoção da melhoria da eficiência energética no consumo de gás natural e apresenta-se um breve enquadramento dos impactes ambientais associados, bem como as principais medidas de minimização, as estratégias ambientais adoptadas pelas empresas nacionais e algumas experiências internacionais.
- No capítulo 5 apresenta-se a macro-estrutura do sistema tarifário.
- No capítulo 6 apresentam-se as tarifas por actividade e a sua metodologia de cálculo, justificando-se a estrutura proposta para cada tarifa.
- Nos capítulos 7 e 8 definem-se as tarifas de acesso às redes e de venda a clientes finais, respectivamente.

2 ENQUADRAMENTO LEGAL

O Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro estabelece, para Portugal, as bases gerais da organização e funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), bem como o exercício das actividades de recepção, armazenamento, transporte, distribuição e comercialização de gás natural, bem como a actividade de mudança de comercializador de gás natural e a organização dos mercados.

Este Decreto-Lei regula os critérios aplicáveis à concessão para o exercício de cada uma daquelas actividades, à exploração das redes e demais infra-estruturas e ao respectivo acesso por terceiros. Explicita as atribuições dos diferentes operadores, a separação e transparência das contas e as competências da ERSE.

Este diploma, no âmbito da protecção dos consumidores, define as obrigações de serviço público caracterizadas pela garantia de fornecimento em condições de regularidade e de continuidade, de qualidade de serviço, de protecção de preços e tarifas e de acesso a informação em termos simples e compreensíveis.

O Decreto-Lei está estruturado de modo a permitir identificar, relativamente ao sector do gás natural, as actividades e sua descrição, os intervenientes, o regime de exercício, a separação jurídica e patrimonial das empresas de cada actividade e ainda as participações entre empresas (vide Quadro 2-1).

Quadro 2-1 - Sistema Nacional de Gás Natural (de acordo com o Decreto-Lei n.º 30/2006)

Actividades (artigo 13.º)	Descrição da actividade	Interveniente (artigo 14.º)	Regime de exercício	Tipo de separação	Participação entre empresas	Observações
Recepção, armazenamento e regaseificação de GNL		Operador de terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL	Regime de concessão de serviço público. Sujeita a regulação. Integra a RNTIAT.	Separação jurídica, das entidades que exerçam directamente ou através de empresas coligadas, qualquer das restantes actividades do SNGN.	Nenhuma pessoa singular ou colectiva pode deter, directamente ou sob qualquer forma indirecta, mais do que 10% do capital da empresa concessionária [alínea e) do n.º 4 do artigo 21.º]. O limite é de 5% para as entidades que exerçam actividades no sector de gás natural, nacional ou estrangeiro [alínea f) do n.º 4 do artigo 21.º]. Ver nota ^[1]	Não é permitida a aquisição de gás natural para comercialização,
Armazenamento subterrâneo de gás natural	Constituição de reservas de gás natural em cavidades subterrâneas, ou reservatórios especialmente construídos para o efeito [alínea b) do artigo 3.º].	Operador de armazenamento subterrâneo de gás natural	Regime de concessão de serviço público. Sujeita a regulação. Integra a RNTIAT.	Separação jurídica, das entidades que exerçam directamente ou através de empresas coligadas, qualquer das restantes actividades do SNGN.	Nenhuma pessoa singular ou colectiva pode deter, directamente ou sob qualquer forma indirecta, mais do que 10% do capital da empresa concessionária [alínea e) do n.º 4 do artigo 21.º]. O limite é de 5% para as entidades que exerçam actividades no sector de gás natural, nacional ou estrangeiro [alínea f) do n.º 4 do artigo 21.º]. Ver nota ^[1]	Não é permitida a aquisição de gás natural para comercialização,
Transporte de gás natural	Veiculação de GN numa rede interligada de alta pressão, para efeitos de recepção e entrega a distribuidores, a comercializadores ou a grandes clientes finais [alínea hh) do artigo 3.º].	Operador da rede de transporte de gás natural	Regime de concessão de serviço público atribuída a uma única entidade. Sujeita a regulação. Integra a RNTIAT.	Separação jurídica e patrimonial, das entidades que exerçam directamente ou através de empresas coligadas, as actividades de distribuição e comercialização de GN.	Nenhuma pessoa singular ou colectiva pode deter, directamente ou sob qualquer forma indirecta, mais do que 10% do capital da empresa concessionária [alínea e) do n.º 4 do artigo 21.º]. O limite é de 5% para as entidades que exerçam actividades no sector de gás natural, nacional ou estrangeiro [alínea f) do n.º 4 do artigo 21.º].	Não é permitida a aquisição de gás natural para comercialização. O actual contrato de concessão deve ser modificado (artigo 65.º).

Nota: ^[1] Estes limites não se aplicam ao Estado directamente, a empresa por ele controlada, à empresa operadora da RNTGN, ou à empresa que a controle, nem às novas infra-estruturas de armazenamento subterrâneo e de terminal de GNL a concessionar após a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 30/2006.

Quadro 2-2 - Sistema Nacional de Gás Natural (de acordo com o Decreto-Lei n.º 30/2006) (continuação)

Actividades (artigo 13.º)	Descrição da actividade	Interveniente (artigo 14.º)	Regime de exercício	Tipo de separação	Participação entre empresas	Observações
Distribuição de gás natural	Veiculação de gás natural em redes de distribuição de alta, média e baixa pressão, para a entrega ao cliente, excluindo a comercialização [alínea o) do artigo 3.º].	Operadores das redes de distribuição de gás natural	Regime de concessão ou de licença de serviço público atribuídos mediante contratos outorgados pelo Ministério da Economia e da Inovação. Sujeita a regulação. Integram a RNDGN	Separação jurídica, da organização e da tomada de decisões de outras actividades não relacionadas com a distribuição. Separação apenas contabilística no caso de servirem um número de clientes inferior a 100 000.		<p>Não é permitida a aquisição de gás natural para comercialização, excepto se servirem um número de clientes inferior a 100 000.</p> <p>As actuais concessões e licenças de distribuição de gás natural mantêm-se na titularidade das respectivas concessionárias e licenciadas. A modificação dos contratos deve ocorrer em prazo a definir (artigo 66.º).</p> <p>Fora da RNDGN prevê-se a atribuição de licenças de distribuição para utilização privativa de gás natural.</p>
Comercialização de gás natural	Comercialização	Compra e venda de GN, para a comercialização a clientes finais ou outros agentes, através da celebração de contratos bilaterais ou da participação em outros mercados [n.º 2 do artigo 37.º].	Comercializadores de gás natural	Atribuição de licença. Regime de livre concorrência.	Separação jurídica das restantes actividades. Separação apenas contabilística no caso de servirem um número de clientes inferior a 100 000.	
	Comercialização de último recurso	Compra e venda de GN, para comercialização a todos os clientes que não optem pela mudança de comercializador.	Comercializadores de último recurso de gás natural	Atribuição de licença. Regime de serviço público. Sujeito a regulação.	Separação jurídica das restantes actividades, incluindo outras formas de comercialização. Separação apenas contabilística no caso da função de comercializador de último recurso ter sido atribuído a um distribuidor que serve um número de clientes inferior a 100 000.	Transitoriamente são atribuídas às actuais entidades concessionárias ou detentoras de licenças de distribuição, a qualidade de comercializador de último recurso dentro das respectivas áreas de concessão ou licença, tendo em conta a natureza e o prazo de duração da sua concessão (artigo 67.º).
Operação de mercados de gás natural		Operadores de mercados organizados de gás natural	Regime de livre concorrência. Sujeito a autorização.			De acordo com o artigo 51.º a gestão de mercados organizados está sujeita a regulação.
Operação logística de mudança de comercializador de gás natural		Operador logístico da mudança de comercializador de gás natural	Objecto de legislação complementar			

3 FORMAS DE REGULAÇÃO

Vários métodos de regulação têm sido desenvolvidos para superar as falhas de mercado, nomeadamente quando existem monopólios naturais e conseqüentemente há assimetria de informação entre o regulador e as empresas reguladas. As mais utilizadas têm sido a regulação baseada em custos¹ e a regulação por preços máximos².

Hoje em dia estes métodos de regulação não são aplicados na sua forma pura, mas sim combinados entre si e adicionados de outras variáveis de modo a tentar ultrapassar algumas das desvantagens que lhes estão associadas.

REGULAÇÃO BASEADA EM CUSTOS

A regulação baseada em custos estabelece, para todo o período de regulação, uma taxa de remuneração sobre os activos afectos à actividade regulada e o nível de custos aceites para efeito de determinação das tarifas. É um modo de regulação que apresenta um nível de risco reduzido para as empresas, uma vez que, para além de assegurar uma determinada rentabilidade dos investimentos, permite também a recuperação de todos os custos operacionais aceites.

Trata-se de um modo de regulação que não transmite às empresas grandes incentivos à redução de custos e a uma gestão eficiente dos recursos. Contém, no entanto, incentivos implícitos ao investimento e induz estabilidade às empresas. É uma forma de regulação apropriada para sectores em fase de expansão.

Na regulação baseada em custos, os proveitos permitidos cobrem os custos de exploração e ainda uma remuneração do capital investido. Variações nos custos reflectem-se no mesmo sentido nas variações de preços, enquanto que aumentos de produtividade e aumentos de procura provocam reduções nos preços. Deste modo, existe uma ligação directa entre os preços e os custos, o que reduz o incentivo à redução destes pela empresa.

Este tipo de regulação apresenta vantagens e inconvenientes. Do ponto de vista das empresas, podem apresentar-se como principais vantagens as seguintes:

- As empresas recebem em função daquilo que investem.
- O risco é reduzido, dado que qualquer aumento justificado dos custos passa para o cliente.

Como inconvenientes podem referir-se os seguintes:

¹ *Rate of return*, metodologia que surgiu na América e foi apresentado pela primeira vez por Averch e Johnson, em 1962.

² *Price-cap*, metodologia que surgiu no Reino Unido e foi apresentado pela primeira vez por Littlechild, em 1989.

- Se a procura crescer menos do que o previsto, a receita obtida será inferior à estimada e pode não ser suficiente para manter o nível de remuneração esperado, enquanto o valor não for ajustado.
- Se os preços das variáveis exógenas aumentarem muito num dado período, as empresas podem ter necessidades esporádicas de tesouraria a curto prazo, sempre que a repercussão dos aumentos não for passada rapidamente para os clientes.
- A empresa regulada actua como se o custo do capital fosse inferior ao que é na realidade, pelo que a empresa tem incentivos a sobre utilizar o factor capital.
- O risco associado à discricionariedade do regulador no processo de aceitação dos custos.

Do ponto de vista dos clientes, tem vantagem porque não permite que as empresas obtenham proveitos excessivos, pois qualquer redução nos custos passa para o cliente. Em contrapartida, tem o inconveniente de permitir que a taxa de remuneração seja superior ao custo do capital e inferior à taxa de remuneração pretendida pela empresa e, então, esta substitui capital por outro factor de produção e não tem incentivos para minimizar os seus custos, não conduzindo nem à eficiência produtiva nem à de mercado.

Os custos aceites podem ser “contratualizados” entre o regulador e a empresa, sendo estabelecidos em função de custos padrões. Só devem ser padronizados os custos controláveis pela empresa, isto é, custos com materiais, serviços, pessoal e investimento. No entanto, podem-se padronizar algumas das rubricas de custos e aceitar outras em base anual. A escolha das variáveis a padronizar depende dos incentivos que se pretende atribuir e da maior ou menor facilidade de padronização de determinados custos ou investimentos.

REGULAÇÃO POR PREÇOS MÁXIMOS

Na regulação por preços máximos, as empresas reguladas assumem maiores riscos, mas podem também obter maiores ganhos. É definido *a priori* um preço máximo e a sua evolução ao longo do período de regulação, tendo em conta os ganhos de eficiência previstos.

A regulação por preços máximos constitui um modo de regulação por incentivos, no qual o regulador institui prémios e penalizações visando motivar a empresa regulada a atingir determinados objectivos. O regulador define os objectivos e os incentivos, não prescrevendo as acções a executar.

Durante o período de regulação a empresa gere a sua actividade procurando reduzir custos, ser inovadora e operar de forma mais eficiente do que o estabelecido pela regulação, sendo-lhe permitido reter os ganhos suplementares de eficiência obtidos neste período.

O objectivo deste modo de regulação é promover o aumento de eficiência da empresa, pelo que o indicador de produtividade, utilizado como indexante do preço deve ser exógeno e não influenciável pela actuação das empresas, caso contrário os incentivos atribuídos podem ser anulados.

Os ganhos de eficiência da empresa podem ter duas origens: deslocação da fronteira de eficiência, que reflecte os ganhos de eficiência do sector resultantes do progresso tecnológico (designado na literatura por *frontier shift*), e ganhos de eficiência ao nível da empresa, que reflecte a aproximação da empresa à fronteira de eficiência (designado na literatura por *catch-up effect*).

Este modo de regulação cria maior incerteza às empresas, mas dá-lhes maior liberdade e flexibilidade de gestão. O regulador permite às empresas um determinado nível de proveitos unitários, cujo valor vai decrescendo anualmente em termos reais em função dos ganhos de eficiência previstos.

Existem algumas variantes deste modo de regulação:

- Com restrição do nível total de proveitos – o total dos proveitos permitidos não pode crescer mais do que IPC - X.
- Com ponderadores fixos – os preços médios unitários não podem crescer mais do que IPC - X.
- Com restrição dos preços médios – o preço médio não pode crescer mais do que IPC - X.

Com a regulação por preço máximo pretende-se incentivar a minimização dos custos, tendo em conta que um aumento na eficiência não se reflecte nos preços antes do fim do período de regulação, e incentivar o investimento em tecnologia que minimize os custos e conduza as empresas a uma operação mais eficiente. Este modo de regulação deve ser aplicado em sectores cujo desenvolvimento já se encontra em fase de consolidação.

Neste modo de regulação há vantagens e inconvenientes. Do ponto de vista das empresas as principais vantagens são:

- O incentivo à redução dos custos elimina a ligação entre os custos das empresas e os preços praticados, pelo que pode resultar em preços superiores ao custo marginal e este facto conduz a resultados mais elevados.
- Para além da razão aduzida anteriormente, a empresa pode conseguir maiores resultados através da prestação de serviço de menor qualidade.

Como inconvenientes podem-se apresentar:

- Os resultados não são garantidos *a priori*, podendo o controlo directo dos preços produzir efeitos incertos sobre a taxa de rendibilidade das empresas.

- Em caso de redução significativa dos resultados, dado o controlo directo dos preços, o financiamento dos programas de investimento em épocas de rápido progresso tecnológico e de forte procura pode ser afectado negativamente.
- Em consequência, maiores riscos para a empresa implicam maiores custos do capital exigidos pelos accionistas.
- As empresas enfrentam riscos relacionados com a variação de variáveis exógenas. Por exemplo, se o preço máximo for dependente do gás natural fornecido, então a empresa retém o risco da procura.

Para os clientes existem as seguintes vantagens:

- O decréscimo real de preços médios, pois os ganhos das empresas são partilhados com os clientes, com enfoque nos preços, em vez dos custos, sendo assim mais fácil a sua monitorização.
- Menos riscos porque conhecem os preços para todo o período de regulação.
- A menor quantidade de informação exigida minimiza a importância da assimetria dessa mesma informação que existe entre a empresa regulada e o regulador.

Como principal inconveniente pode apresentar-se o facto do incentivo à redução dos custos eliminar a ligação entre os custos das empresas e os preços praticados, pelo que existe uma tendência para definir preços superiores ao custo marginal, podendo conduzir a resultados elevados.

Para cálculo do factor de eficiência recorre-se com alguma frequência à comparação dos custos e do desempenho das empresas reguladas com empresas congéneres. Estas comparações, porém, não devem ser feitas directamente. Em primeiro lugar, é preciso obter informação de qualidade para, seguidamente, ser analisada e verificada a sua comparabilidade, face aos factores externos e internos de cada empresa que influenciam as suas actividades reguladas.

MODOS DE REGULAÇÃO MISTOS

Podem também ser aplicadas formas mistas de regulação, conjugando a baseada em custos ou a baseada em preços com determinados incentivos que se atribuem explicitamente às empresas.

Assim, para além dos incentivos implícitos na regulação baseada em custos ou na baseada em preço máximo, podem introduzir-se outros conducentes ao investimento das empresas para determinados fins, nomeadamente para programas de utilização racional de energia, para redução dos impactes ambientais, para redução de perdas nas redes, para melhoria da qualidade de serviço técnica ou comercial ou, ainda, outros incentivos que se afigurem importantes à prossecução da missão de serviço público.

A escolha dos esquemas de incentivos depende da relação existente entre o nível das receitas que se pretendem permitir e os custos das empresas.

A regulação pode ainda adoptar diversos modos, consoante se estabeleçam determinados objectivos ou incentivos *a priori* ou *a posteriori*.

Quando os incentivos são estabelecidos *a priori*, as empresas reguladas elaboram e enviam as suas perspectivas quanto à evolução das variáveis consideradas para efeito de determinação dos proveitos a recuperar pelas tarifas, sendo alguns dos valores previstos posteriormente corrigidos pelos valores reais.

Em alternativa, os incentivos podem ser estabelecidos de forma a que actuem apenas *a posteriori*, em função dos valores ocorridos, após ter terminado o período para o qual se definiram os preços.

Qualquer das soluções apresenta vantagens e inconvenientes. Pode-se pensar que os incentivos atribuídos *a priori* funcionam melhor, pois condicionam as empresas a cumprir os compromissos que assumiram quando adiantaram as suas perspectivas. No entanto, verifica-se, por vezes, que os incentivos estabelecidos *a priori* podem, na medida em que permitem a antecipação de receitas, induzir as empresas a serem demasiado optimistas nas suas previsões e a estabelecer objectivos que sabem não serem capazes de cumprir.

4 REGULAÇÃO DOS PROVEITOS DAS ACTIVIDADES DO SECTOR DE GÁS NATURAL

Neste capítulo, apresenta-se a proposta de formas de regulação a aplicar a cada actividade, tendo em conta o Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, a realidade do mercado português, os comentários ao “Anúncio de proposta regulamentação do sector do Gás Natural”, efectuado pela ERSE, em 2004.

4.1 PERÍODO DE REGULAÇÃO

Os comentários recebidos das empresas ao “Anúncio de proposta de regulamentação do sector de gás natural” apontam para um período de regulação entre 3 a 5 anos, desfasado com o do sector eléctrico.

Considera-se que o período de regulação não deve ser longo pelo facto de não haver ainda experiência suficiente no sector do gás natural, bem como, por este se encontrar em expansão. Considerando ainda que deve haver um justo compromisso entre um controlo regulatório efectivo e a necessária liberdade de gestão das empresas, e tendo presente a experiência adquirida no sector eléctrico, sugere-se um período de regulação de três anos.

4.2 ACTIVIDADES SUJEITAS A REGULAÇÃO

As actividades sujeitas a regulação são as seguintes:

- Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.
- Armazenamento Subterrâneo de gás natural.
- Transporte de gás natural.
- Gestão Técnica Global do Sistema de gás natural.
- Operação Logística de Mudança de Comercializador de Gás Natural.
- Acesso à RNTGN.
- Distribuição de gás natural.
- Acesso à RNTGN e à RNDGN.
- Compra e Venda de gás natural no âmbito da gestão dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay* celebrados em data anterior à publicação do Decreto-lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro.
- Comercialização de Último Recurso a Grandes Clientes.
- Comercialização de gás natural.

A Figura 4-1 sintetiza a forma como estas actividades se relacionam.

4.2.1 ACTIVIDADE DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

A actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL consiste na exploração e manutenção do terminal e da capacidade de armazenamento, e na gestão de fluxos de gás natural no terminal e no armazenamento, assegurando a interoperacionalidade com a rede de transporte a que está ligado.

Esta actividade é exercida em regime de concessão de serviço público e sujeita a regulação, estando integrada na exploração da Rede Nacional de Transporte, Infra-estruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT).

A actividade é desenvolvida pelos operadores de terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL. A estes operadores compete desempenhar a actividade tendo em conta as condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço. Compete-lhes ainda assegurar a não discriminação entre os utilizadores e facultar toda a informação necessária ao bom funcionamento do SNGN.

Os operadores de terminal exercem as funções de Recepção, de Armazenamento e de Regaseificação.

Os operadores de terminal são juridicamente independentes das entidades que exerçam, directamente ou através de empresa coligadas, quaisquer das restantes actividades do SNGN. De modo a assegurar esta independência, os gestores do operador do terminal não podem integrar os órgãos sociais nem participar nas estruturas de empresas que exerçam outra actividade relacionada com o gás natural. Por outro lado, nenhuma pessoa, singular ou colectiva, poderá deter, directa ou indirectamente, mais do que 10% do capital social de cada empresa concessionária da RNTIAT. Para as entidades que exerçam actividades no sector do gás natural, nacional ou estrangeiro, a limitação imposta é de 5%. Estes limites não se aplicam, contudo, ao Estado directamente, a empresas por ele controladas, à empresa operadora da RNTGN ou à empresa que a controla e às novas infra-estruturas de armazenamento do terminal de GNL a concessionar após a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro.

FORMA DE REGULAÇÃO

Sendo esta uma actividade de capital intensivo, propõe-se a aplicação de uma regulação por custos aceites, com ajustamentos anuais.

Esta regulação difere da tradicional regulação por custos aceites, aplicada ao sector eléctrico português, dadas as especificidades do sector do gás natural. De facto existem duas características específicas do sector do gás natural português que justificam a presente proposta:

- Trata-se de um sector ainda numa fase emergente, ao contrário do sector eléctrico que já atingiu uma fase madura.
- Caracteriza-se pela existência de sobrecapacidade ao longo de toda a cadeia.

Num sector que já atingiu uma fase madura, como é o caso do sector eléctrico, os investimentos em activos de rede vão sendo efectuados à medida que a procura evolui. De facto, não acompanham de forma suave o crescimento da procura porque são investimentos elevados e a sua entrada em exploração não é contínua. Usualmente, a entrada em exploração dos novos investimentos dá-se de forma descontínua, em que os novos activos entram por escalões, dando origem a períodos onde existe sobrecapacidade alternados com períodos de potencial escassez (situação em que se torna necessário implantar mecanismos de gestão de restrições ou congestionamentos).

Nesta situação de mercado maduro, os proveitos autorizados relativos à remuneração dos activos, são dados por:

Custos com capital = Taxa de remuneração dos activos (custo de capital) x activo líquido + amortizações

Este valor dos proveitos tem, aparentemente, um perfil decrescente ao longo do tempo, dado pelo valor decrescente do activo líquido. Na realidade, não tem um perfil decrescente porque a manutenção “teórica” do activo deve permitir que o activo, no final do seu tempo de vida, tenha sido “substituído” de forma a continuar a fornecer o serviço. Ao longo do tempo de vida vão sendo feitos novos investimentos, de grande conservação ou de reposição que, sendo adicionados ao valor do activo, permitem manter o seu valor. Teoricamente, os montantes investidos devem igualar, ao longo do tempo, o valor das amortizações.

Num sector ainda em fase de crescimento, como é o sector do gás natural em Portugal, os períodos de sobrecapacidade ainda não começaram a alternar com períodos de escassez. O investimento feito em Portugal ainda se encontra numa fase de sobrecapacidade. Isto significa que os consumos ainda não atingiram o nível para o qual os activos foram dimensionados.

Nesta situação, a aplicação de uma regulação de activos relativos à infra-estrutura igual à regulação utilizada em sectores maduros originaria preços muito elevados nos primeiros anos, os quais só começariam a decrescer à medida que os consumos fossem crescendo e a sobrecapacidade fosse desaparecendo. Existem duas razões fundamentais para esta situação:

- A sobrecapacidade existente, aliada a uma procura inferior ao nível para o qual o investimento foi dimensionado, conduz a preços elevados.
- O perfil de pagamentos ser de facto decrescente, por não haver necessidade de utilizar o valor das amortizações em reinvestimento.

A regulação não deve, portanto, ser igual à de um sector maduro porque tal penalizaria os consumidores actuais em detrimento dos consumidores futuros.

A proposta que se apresenta é, do ponto de vista financeiro, igual à tradicional, mas o perfil de pagamentos (ou de proveitos autorizados) é alterado de forma a que haja uma repartição justa dos pagamentos entre os consumidores actuais e os futuros.

A proposta consiste no seguinte:

- O período de regulação mantém-se por três anos.
- Para cada período de regulação é determinada a taxa de remuneração a aplicar ao activo líquido que se mantém inalterada.
- Os custos operacionais (com excepção das amortizações) são aceites em base anual com ajustamentos a dois anos.
- Os custos com capital são calculados para cada um dos anos do período compreendido entre o primeiro ano de regulação e o último ano da concessão, e são dados pela soma das amortizações com a remuneração do activo líquido. Os investimentos adicionais vão sendo adicionados ao valor global do activo.
- O perfil dos proveitos autorizados é estabelecido, de forma a que os proveitos unitários se mantenham inalterados ao longo do tempo, de acordo com os valores previstos de evolução da procura, ou seja, a evolução dos proveitos autorizados é igual à evolução prevista da procura.
- Todos os anos o cálculo do perfil dos proveitos autorizados é refeito para o período em análise, tendo em conta as novas previsões da procura.
- No início de um novo período de regulação, os cálculos para os anos futuros são refeitos, tendo em conta a taxa de remuneração dos activos proposta para o novo período de regulação.
- Propõe-se um período transitório antes da aplicação do regime agora proposto, de modo a permitir que o perfil dos proveitos autorizados se adapte. Este regime, no entanto, só é possível de ser determinado perante os dados concretos relativos a investimentos e custos e por comparação dos preços resultantes com os preços actualmente em vigor.

A informação financeira a enviar pelos operadores de terminais de GNL deve ser individualizada por cada uma das funções: Recepção, Armazenamento e Regaseificação.

As empresas deverão ter contabilidade interna organizada de forma a permitir a separação entre as actividades reguladas e as actividades não reguladas. Deverá ainda apresentar as demonstrações de resultados, os activos fixos e os subsídios ao investimento da actividade regulada, por funções, e os critérios subjacentes à separação das contas, devidamente auditados.

CUSTOS OPERACIONAIS

Uma vez que a actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL é recente, não se acrescenta, neste período de regulação, qualquer factor de eficiência. Os custos serão revistos anualmente, com um desfasamento de dois anos, com base na análise dos valores reais.

No cálculo das amortizações devem utilizar-se as taxas fiscalmente aceites.

BASE DE ACTIVOS

O valor dos activos fixos a remunerar engloba o valor dos imobilizados em exploração, deduzido de amortizações e de subsídios e participações ao investimento, excluindo investimentos financeiros.

Os activos fixos a considerar para efeitos de regulação deverão ser valorizados a custos históricos, tendo presente que o sector é ainda muito recente e as diferenças entre os custos históricos e o valor de substituição não deverão ser, ainda, significativas.

A base de activos a remunerar tem em conta os valores reais, com um desfasamento de dois anos.

CUSTO DE CAPITAL

O método de cálculo do custo de capital a utilizar será o do custo médio ponderado do capital (WACC³).

O CAPM⁴ é a metodologia mais utilizada para o cálculo do custo de capital próprio, por ser relativamente consensual, pelo que se propõe a sua adopção pela ERSE.

Tendo em consideração o observado em alguns países europeus, bem como estudos de *benchmarking* realizados sobre o custo de capital próprio em empresas do sector do gás natural⁵, verificam-se valores inferiores aos contratualmente garantidos à subconcessionária. Importa referir que este valor contratual é aplicado a todo o período de concessão. Deste modo, para calcular o custo de capital é necessária informação que cubra todo o período de concessão.

Neste contexto, e sabendo que esta actividade é actualmente desempenhada por uma empresa não cotada em bolsa, o beta do capital próprio deverá ser calculado recorrendo a estudos de *benchmarking*.

³ *Weighted Average Cost of Capital.*

⁴ *Capital Asset Pricing Model.*

⁵ Por exemplo, o documento da Nera: *Comments on ERSE's document "Reflexão sobre o cálculo do custo de capital para as empresas reguladas" and alternative estimation approach*, October 7, 2005.

O facto de os investimentos neste sector serem principalmente financiados por capital alheio, conforme contratualmente previsto, obtido em condições favoráveis, conduz à diminuição do custo de capital no seu todo, pelo que deve considerar-se a estrutura de capitais da empresa.

AJUSTAMENTOS

Prevêem-se ajustamentos anuais com um desfasamento de dois anos, calculados por função, tendo em conta a análise dos custos, dos proveitos e dos activos em exploração ocorridos.

Os ajustamentos por desvios de quantidades correspondentes à diferença entre as quantidades ocorridas e as previstas no cálculo das tarifas para o ano gás $t-2$, são calculados ao nível da actividade de Recepção, Armazenagem e Regaseificação e repartidos por função proporcionalmente ao peso relativo dos proveitos permitidos de cada função, no total dos proveitos permitidos às 3 funções.

CUSTOS ACEITES A POSTERIORI

Os custos com a promoção do desempenho ambiental serão aceites com um desfasamento de dois anos com base em valores ocorridos.

4.2.2 ACTIVIDADE DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL

A actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural consiste na exploração e manutenção das capacidades de armazenamento subterrâneo, bem como das infra-estruturas de superfície, e na gestão de fluxos de gás natural, assegurando a interoperacionalidade com a rede de transporte.

Esta actividade é exercida em regime de concessão de serviço público e sujeita a regulação, estando integrada na exploração da RNTIAT.

A actividade é desenvolvida pelos operadores de armazenamento subterrâneo. A estes operadores compete desempenhar a actividade, tendo em conta as condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço. Compete-lhes ainda assegurar a não discriminação entre os utilizadores e facultar toda a informação necessária ao bom funcionamento do SNGN.

Os operadores são juridicamente independentes das entidades que exerçam, directamente ou através de empresas coligadas, quaisquer das restantes actividades do SNGN. De modo a assegurar esta independência, os gestores do operador não podem integrar os órgãos sociais nem participar nas estruturas de empresas que exerçam outra actividade relacionada com o gás natural. Por outro lado, nenhuma pessoa, singular ou colectiva, poderá deter, directa ou indirectamente, mais do que 10% do capital social de cada empresa concessionária da RNTIAT. Para as entidades que exerçam actividades

no sector do gás natural, nacional ou estrangeiro, a limitação imposta é de 5%. Estes limites não se aplicam, contudo, ao Estado directamente, a empresas por ele controladas, à empresa operadora da RNTGN ou à empresa que a controla e às novas infra-estruturas de armazenamento subterrâneo de gás natural a concessionar após a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro.

FORMA DE REGULAÇÃO

Sendo esta uma actividade de capital intensivo, propõe-se a aplicação de uma regulação por custos aceites, com ajustamentos anuais.

Contrariamente às restantes infra-estruturas, nas instalações de armazenamento subterrâneo não se prevê sobrecapacidade. Uma vez que a evolução das quantidades, constante ao longo do tempo, não altera o perfil da remuneração, não se aplica a metodologia de cálculo do custo com capital apresentada no ponto 4.2.1.,.

CUSTOS OPERACIONAIS

Uma vez que o primeiro par de cavidades entrou em operação apenas em 2005, não deverá ser adicionado à actividade de armazenamento subterrâneo qualquer factor de eficiência, no primeiro período de regulação. Os custos serão revistos anualmente, com um desfasamento de dois anos, com base na análise dos valores reais.

No cálculo das amortizações devem utilizar-se as taxas fiscalmente aceites.

BASE DE ACTIVOS

O valor dos activos fixos a remunerar engloba o valor dos imobilizados em exploração, deduzido de amortizações e de subsídios e participações ao investimento, excluindo investimentos financeiros.

Os activos fixos a considerar para efeitos de regulação deverão ser valorizados a custos históricos, tendo presente que o sector é ainda muito recente e as diferenças entre os custos históricos e o valor de substituição não deverão ser, ainda, significativas.

A base de activos a remunerar tem em conta os valores reais, com um desfasamento de dois anos.

CUSTO DE CAPITAL

O método de cálculo do custo de capital a utilizar será o de custo médio ponderado do capital (WACC) tendo em conta a estrutura de capitais da empresa⁶.

O CAPM é a metodologia mais utilizada para o cálculo do custo de capital próprio, por ser relativamente consensual, pelo que se propõe a sua adopção.

Relativamente ao cálculo do custo de capital nesta actividade aplica-se o referido no ponto 4.2.1.

AJUSTAMENTOS

Prevêem-se ajustamentos anuais com um desfasamento de dois anos, tendo em conta a análise dos custos, proveitos e imobilizado em exploração efectivamente ocorridos.

CUSTOS ACEITES A POSTERIORI

Os custos com a promoção do desempenho ambiental serão aceites, com um desfasamento de dois anos com base em valores ocorridos.

4.2.3 ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

A actividade de Transporte de gás natural define-se como a veiculação de gás natural, na rede interligada de alta pressão, para efeitos de recepção e entrega a distribuidores, a comercializadores ou a grandes clientes finais. É exercida pelo operador da rede de transporte mediante a exploração, desenvolvimento e manutenção, em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço, da RNTGN e, quando aplicável, das interligações com outras redes de gás natural.

A exploração da RNTGN é exercida em regime de serviço público por uma única concessão do Estado e está sujeita a regulação. É separada jurídica e patrimonialmente das demais actividades do SNGN, de forma a assegurar a independência e transparência do seu exercício.

O operador da rede de transporte é responsável por assegurar a oferta de capacidade da rede, a longo prazo, para atender pedidos razoáveis de transporte de gás natural, e prever o nível de reservas necessárias à garantia de segurança do abastecimento no curto e médio prazo. O operador da rede de transporte deve garantir o planeamento e prever a utilização da RNTIAT, e a construção e gestão técnica da RNTGN, de forma a permitir o acesso a terceiros. Cabe-lhe facultar aos utilizadores da Rede Pública de Gás Natural (RPGN) as informações de que necessitem para o acesso à rede e receber dos

⁶ Ver ponto 4.2.1.

operadores de mercados, e de todos os agentes directamente interessados, toda a informação necessária à gestão do sistema.

FORMA DE REGULAÇÃO

Sendo esta uma actividade de capital intensivo, propõe-se a aplicação de uma regulação por custos aceites, com ajustamentos anuais.

Nesta actividade aplica-se a metodologia de cálculo do custo com capital apresentada no ponto 4.2.1.

CUSTOS OPERACIONAIS

Uma vez que a actividade de Transporte de gás natural é recente, não se acrescenta, neste período de regulação, qualquer factor de eficiência. Os custos serão revistos anualmente, com um desfasamento de dois anos, com base na análise dos valores reais.

No cálculo das amortizações devem utilizar-se as taxas fiscalmente aceites.

BASE DE ACTIVOS

Os activos fixos a considerar para efeitos de regulação deverão ser valorizados a custos históricos, tendo presente que o sector é ainda muito recente e as diferenças entre os custos históricos e o valor de substituição não deverão ser, ainda, significativas.

O valor dos activos fixos a remunerar engloba o valor dos imobilizados em exploração, deduzido de amortizações e de subsídios e participações ao investimento, excluindo investimentos financeiros.

A base de activos a remunerar tem em conta os valores reais, com um desfasamento de dois anos.

CUSTO DE CAPITAL

O método de cálculo do custo de capital a utilizar será o de custo médio ponderado do capital (WACC) tendo em conta a estrutura de capitais da empresa⁷.

O CAPM é a metodologia mais utilizada para o cálculo do custo de capital próprio, por ser relativamente consensual, pelo que se propõe a sua adopção.

Relativamente ao cálculo do custo de capital nesta actividade aplica-se o referido no ponto 4.2.1..

⁷ Ver ponto 4.2.1.

AJUSTAMENTOS

Prevêem-se ajustamentos anuais com um desfasamento de dois anos, tendo em conta a análise dos custos, proveitos e imobilizado em exploração, efectivamente ocorridos.

CUSTOS E PROVEITOS ACEITES A POSTERIORI

Os custos com a promoção do desempenho ambiental serão aceites, com um desfasamento de dois anos, com base em valores ocorridos.

Eventuais receitas provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas no ano gás anterior ($t-2$) e que não sejam utilizadas para investimentos nas infra-estruturas para manter ou aumentar a sua capacidade.

4.2.4 ACTIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SISTEMA DE GÁS NATURAL

A actividade de Gestão Técnica Global do Sistema consiste na coordenação sistémica das infra-estruturas que constituem o SNGN, tendo em vista a segurança e a continuidade do abastecimento do gás natural.

Esta actividade é da responsabilidade da entidade concessionária da RNTGN, o operador da rede de transporte. Ao operador da rede de transporte, na sua função de gestor técnico do sistema, compete a gestão técnica da RNTGN, de modo a gerir de forma eficiente os meios técnicos disponíveis. Compete-lhe ainda a gestão dos fluxos de gás natural na rede, assegurando a interoperacionalidade entre eles, nomeadamente aos que estão ligados à RNTGN.

FORMA DE REGULAÇÃO

Propõe-se a aplicação de uma regulação por custos aceites, com ajustamentos anuais.

CUSTOS OPERACIONAIS

Os custos desta actividade, para além dos custos inerentes à própria actividade, incluem os custos da actividade Operação Logística de Mudança de Comercializador de Gás Natural, os custos com a ERSE afectos ao sector do gás natural e os custos com o plano de promoção de eficiência no consumo de gás natural.

Os custos serão revistos anualmente, com um desfasamento de dois anos, com base na análise dos valores reais.

No cálculo das amortizações devem utilizar-se as taxas fiscalmente aceites.

BASE DE ACTIVOS

O valor dos activos fixos a remunerar engloba o valor dos imobilizados em exploração, deduzido de amortizações e de subsídios e participações ao investimento, excluindo investimentos financeiros. Os activos fixos a considerar para efeitos de regulação deverão ser valorizados a custos históricos. A base de activos a remunerar tem em conta os valores reais, com um desfasamento de dois anos.

CUSTO DE CAPITAL

O método de cálculo do custo de capital a utilizar será o de custo médio ponderado do capital (WACC).

A taxa do custo de capital deverá ser compatível com a fixada para a actividade de Transporte de gás natural, à semelhança do que se verifica no sector eléctrico.

AJUSTAMENTOS

Prevêem-se ajustamentos anuais com um desfasamento de dois anos, tendo em conta a análise dos custos, proveitos e imobilizado em exploração, efectivamente ocorridos.

4.2.5 ACTIVIDADE DE ACESSO À RNTGN

A actividade de Acesso à RNTGN exercida pelo operador da rede de transporte de gás natural, transfere os custos do uso da rede de transporte e da gestão técnica global do sistema para os operadores das redes de distribuição, para os comercializadores de gás natural e para os clientes no mercado que adquirem directamente gás natural que se encontrem ligados à rede de transporte.

4.2.6 ACTIVIDADE DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR DE GÁS NATURAL

A actividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador de Gás Natural, exercida pelo operador logístico de mudança de comercializador, é uma actividade sujeita a regulação. O regime de exercício desta actividade será estabelecido em legislação complementar.

Aos consumidores é reconhecido o direito de ausência de pagamento pelo acto de mudança de comercializador.

Os custos associados a esta actividade são transferidos para a actividade de Gestão Técnica Global do Sistema.

FORMA DE REGULAÇÃO

Propõe-se a aplicação de uma regulação por custos aceites, com ajustamentos anuais.

CUSTOS OPERACIONAIS

Os custos serão revistos anualmente, com um desfasamento de dois anos, com base na análise dos valores reais.

No cálculo das amortizações devem utilizar-se as taxas fiscalmente aceites.

BASE DE ACTIVOS

O valor dos activos fixos a remunerar engloba o valor dos imobilizados em exploração, deduzido de amortizações e de subsídios e participações ao investimento, excluindo investimentos financeiros.

Os activos fixos a considerar para efeitos de regulação deverão ser valorizados a custos históricos. A base de activos a remunerar tem em conta os valores reais, com um desfasamento de dois anos.

CUSTO DE CAPITAL

O método de cálculo do custo de capital a utilizar será o de custo médio ponderado do capital (WACC).

AJUSTAMENTOS

Prevêem-se ajustamentos anuais com um desfasamento de dois anos, tendo em conta a análise dos custos, proveitos e imobilizado em exploração, efectivamente ocorridos.

4.2.7 ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

A actividade de Distribuição de gás natural consiste na veiculação de gás natural em redes de distribuição de média e baixa pressão, para entrega ao cliente, excluindo a sua comercialização. A rede de distribuição compreende as condutas, as válvulas de seccionamento, os postos de redução de pressão, os aparelhos e os acessórios.

Esta actividade 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 RNDGN.

A operação da rede de distribuição é realizada pelos operadores da rede de distribuição e é uma actividade sujeita a regulação. Os operadores de rede de distribuição são independentes, no plano jurídico, da organização e da tomada de decisões de outras actividades não relacionadas com a distribuição. Aos distribuidores que abasteçam um número de clientes inferior a 100 000, sem prejuízo da separação contabilística, não é exigida a separação jurídica, sendo permitida a aquisição de gás natural para comercialização. Nesta situação encontram-se neste momento todas as licenciadas e as concessionárias Beiragás e Tagusgás.

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. As informações devem ser facultadas por cada operador da rede de distribuição aos operadores das redes com que estejam ligadas, aos comercializadores e aos clientes.

Em 2006, a actividade de Distribuição de gás natural está a ser exercida por 6 empresas concessionadas (Beiragás, Lisboaagás, Lusitaniagás, Portgás, Setgás e Tagusgás) e por 5 empresas licenciadas (Dianagás, Dourogás⁸, Duriensegás, Medigás e Paxgás).

Estas empresas diferenciam-se pelos seguintes factores:

- Início da actividade.
- Metas atingidas relativamente ao previsto.
- Características específicas do mercado em que actuam:
 - Dimensão do mercado potencial.
 - Grau de penetração no mercado.
 - Tipo de consumidor.
 - Localização geográfica.

⁸ Com o objectivo de autonomizar a distribuição de GN, em 2004, foi constituída a Sonorgás, empresa detida a 100% pela Dourogás, passando esta empresa a ser responsável pela distribuição do GN, nos cinco pólos de consumo licenciados à Dourogás.

No caso da Lisboagás, acresce o facto desta empresa não ter sido criada nos mesmos moldes das restantes concessionadas, tendo absorvido os activos e passivos relativos à empresa que geria a distribuição de gás de cidade, em Lisboa.

- Características técnicas.

FORMA DE REGULAÇÃO

A forma de regulação deve ter em conta a conjugação dos factores que diferenciam as empresas, de forma a averiguar o grau de maturidade da empresa e a sua capacidade de controlo dos custos.

A regulação por custos aceites deverá ser aplicada em empresas em início de actividade, com um grau de penetração de mercado inferior ao previsto ou que ainda não atingiram as metas a que se propuseram. A regulação por preço máximo com factor de eficiência deverá ser aplicada quando as empresas atingirem um grau de maturidade em que a maioria do investimento previsto se encontre realizado. Assim, propõe-se a regulação por custos aceites, com ajustamentos anuais, tendo em conta que todas as empresas se encontram ainda em fase de expansão.

Nesta actividade aplica-se a metodologia de cálculo do custo com capital apresentada no ponto 4.2.1. Os proveitos são calculados por empresa de distribuição.

CUSTOS OPERACIONAIS

Os custos serão revistos anualmente, com um desfasamento de dois anos, com base na análise dos valores reais.

No cálculo das amortizações devem utilizar-se as taxas fiscalmente aceites.

BASE DE ACTIVOS

O valor dos activos fixos a remunerar engloba o valor dos imobilizados em exploração, deduzido de amortizações e de subsídios e participações ao investimento, excluindo investimentos financeiros.

Os activos fixos a considerar para efeitos de regulação deverão ser valorizados a custos históricos, tendo presente que o sector é ainda muito recente e as diferenças entre os custos históricos e o valor de substituição não deverão ser, ainda, significativas.

A base de activos a remunerar tem em conta os valores reais, com um desfasamento de dois anos.

CUSTO DE CAPITAL

O método de cálculo do custo de capital a utilizar será o de custo médio ponderado do capital (WACC), tendo em conta a estrutura de capitais da empresa⁹.

O CAPM é a metodologia mais utilizada para o cálculo do custo de capital próprio, por ser relativamente consensual, pelo que se propõe a sua adopção.

Relativamente ao cálculo do custo de capital nesta actividade aplica-se o referido no ponto 4.2.1..

AJUSTAMENTOS

Prevêem-se ajustamentos anuais com um desfasamento de dois anos, tendo em conta a análise dos custos, proveitos e imobilizado em exploração, efectivamente ocorridos.

CUSTOS ACEITES A POSTERIORI

Os custos com a promoção do desempenho ambiental serão aceites, com um desfasamento de dois anos, com base em valores ocorridos.

4.2.8 ACTIVIDADE DE ACESSO À RNTGN E À RNDGN

A actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, exercida pelos operadores das redes de distribuição, transfere os custos com o acesso à RNTGN e com o uso da RNDGN para os comercializadores de gás natural e para os clientes no mercado que adquirem directamente gás natural que se encontrem ligados à rede de distribuição.

4.2.9 ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL NO ÂMBITO DA GESTÃO DOS CONTRATOS DE APROVISIONAMENTO DE LONGO PRAZO EM REGIME DE TAKE OR PAY CELEBRADOS EM DATA ANTERIOR À PUBLICAÇÃO DO DECRETO-LEI N.º 30/2006, DE 15 DE FEVEREIRO

A actividade de Compra e Venda de gás natural no âmbito da gestão dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay* celebrados em data anterior à publicação do Decreto-lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, exercida pelo comercializador de último recurso grossista, corresponde à aquisição de gás natural nas quantidades e condições definidas nos contratos de longo prazo em regime de *take or pay* e à sua venda aos centros electroprodutores com contratos de fornecimento

⁹ Ver ponto 4.2.1.

celebrados em data anterior à publicação do Decreto-lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, bem como aos restantes comercializadores de último recurso, incluindo o próprio comercializador de último recurso grossista no âmbito da actividade de Comercialização de Último Recurso a Grandes Clientes.

Consideram-se no âmbito das aquisições de gás natural as quantidades de gás natural tituladas nos contratos de aprovisionamento de gás natural de longo prazo e em regime de *take or pay*, os quais são designados por:

- a) Contrato de fornecimento de gás natural com origem na Argélia, celebrado em 16 de Abril de 1994, válido até 2020.
- b) Contrato de fornecimento de gás natural liquefeito com origem na Nigéria, celebrado em 1998, válido até 2020.
- c) Contrato de fornecimento de gás natural liquefeito com origem na Nigéria, celebrado em 17 de Junho de 1999, válido até 2023.
- a) Contrato de fornecimento de gás natural liquefeito com origem na Nigéria, celebrado em Fevereiro de 2002, válido até 2025/6.

Nas situações em que as quantidades de gás natural adquiridas no âmbito dos contratos de longo prazo em regime de *take or pay* excedem as quantidades necessárias para fornecimento aos centros electroprodutores com contrato de fornecimento celebrado em data anterior à publicação do Decreto-lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, bem como para fornecimento aos comercializadores de último recurso, incluindo o comercializador de último recurso grossista na sua actividade de Comercialização de Último Recurso a Grandes Clientes, o comercializador de último recurso grossista no âmbito da sua actividade de Compra e Venda de gás natural no âmbito da gestão dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, poderá colocar as quantidades excedentárias por via de:

- a) Contratação bilateral em condições a aprovar pela ERSE.
- b) Participação em mercados organizados.

Os ganhos comerciais obtidos pelo comercializador de último recurso grossista pela venda dos excedentes de gás natural obtidos por ordem crescente do preço de aquisição de gás natural dos respectivos contratos de longo prazo em regime de *take or pay* celebrados em data anterior à publicação do Decreto-lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, depois de satisfeitos os consumos dos comercializadores de último recurso, são objecto de partilha com os consumidores do SNGN.

FORMA DE REGULAÇÃO

Considerando a especificidade desta actividade propõe-se a regulação por custos aceites, com ajustamento provisório ao fim de um ano e um ajustamento definitivo ao fim de dois anos.

CUSTOS OPERACIONAIS

Os custos desta actividade incluem os custos com aquisição de gás natural que resultam da importação de gás natural no âmbito da gestão dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay* celebrados em data anterior à publicação do Decreto-lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, os custos com a utilização dos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, os custos com a utilização do armazenamento subterrâneo de gás natural e os custos de funcionamento da actividade.

AJUSTAMENTOS

Prevê-se um ajustamento provisório ao fim de um ano, tendo em conta a análise dos custos e proveitos e um ajustamento definitivo ao fim de dois anos.

O montante do ajustamento inclui a partilha do ganho comercial com a venda de excedentes de gás natural.

4.2.10 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO A GRANDES CLIENTES

A actividade de Comercialização de Último Recurso a Grandes Clientes, exercida pelo comercializador de último recurso grossista, corresponde à aquisição de gás natural para fornecimento aos grandes clientes¹⁰ que não pretendam mudar de comercializador e compreende as seguintes funções:

- a) Compra e Venda de gás natural a grandes clientes.
- b) Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN a grandes clientes.
- c) Comercialização de gás natural a grandes clientes.

O comercializador de último recurso grossista, no âmbito da sua actividade de Comercialização de Último Recurso a grandes clientes deve adquirir gás natural até aos montantes disponíveis no âmbito da gestão de contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay* celebrados em data anterior à publicação do Decreto-lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro e adicionalmente pode adquirir as quantidades em falta por recurso à participação em mercados organizados ou através de contratação bilateral, em condições aprovadas pela ERSE.

¹⁰ Clientes com consumo anual igual ou superior a 2 milhões de metros cúbicos (n).

FORMA DE REGULAÇÃO

Considerando a especificidade desta actividade propõe-se a regulação por custos aceites, com ajustamentos ao fim de dois anos.

O comercializador de último recurso grossista deve ter contabilidade interna organizada de forma a permitir a separação entre as actividades reguladas. Deve ainda apresentar as demonstrações de resultados, os activos fixos e os subsídios ao investimento da actividade de Comercialização de Último Recurso a Grandes Clientes, por funções, e os critérios subjacentes à separação das contas, devidamente auditados.

CUSTOS OPERACIONAIS

Os custos desta actividade incluem os custos com a aquisição de gás natural ao comercializador de último recurso grossista, no âmbito da gestão dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay* celebrados em data anterior à publicação do Decreto-lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, os custos com a aquisição de gás natural em mercados organizados ou através de contratação bilateral, em condições aprovadas pela ERSE, os custos com o uso global do sistema, os custos com o uso da rede de transporte, os custos com o uso das redes de distribuição e os custos de comercialização da actividade.

AJUSTAMENTOS

Os ajustamentos compreendem:

- Ajustamento anual com um desfasamento de dois anos, tendo em conta a análise dos custos, proveitos e imobilizado em exploração, efectivamente ocorridos na função de Comercialização de gás natural a grandes clientes.
- Ajustamento provisório anual dos custos da função de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes e com carácter definitivo ao fim de dois anos.
- Ajustamento resultante da aditividade tarifária incluído nos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes.

As receitas obtidas pelo comercializador de último recurso grossista, pela aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais devem igualar as receitas que seriam obtidas por aplicação de todas as tarifas por actividade a esses mesmos fornecimentos.

A necessidade deste ajustamento decorre de diferenças entre a estrutura das quantidades previstas e a estruturas das quantidades que efectivamente se verificaram.

A Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN a grandes clientes não gera desajuste ao nível do comercializador de último recurso grossista, uma vez que eventuais desajustes, tendo em conta os níveis de referência dos consumos para os quais são calculadas as tarifas são reflectidos na actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN dos operadores da rede de distribuição.

4.2.11 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

A actividade de Comercialização de gás natural, exercida pelos comercializadores de último recurso retalhistas, consiste na compra e venda de gás natural, para comercialização a todos os clientes com consumos inferiores a 2 milhões m³(n) que não pretendam ou não possam mudar de comercializador.

Esta actividade é exercida em regime de licença de serviço público, sujeita a regulação.

A actividade de Comercialização de gás natural engloba o exercício de 3 funções:

- Compra e Venda de gás natural.
- Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN.
- Comercialização de gás natural.

A existência da figura do comercializador de último recurso retalhista permite garantir o fornecimento de gás natural a qualquer cliente que não opte pela mudança de comercializador. A figura de comercializador de último recurso retalhista está sujeita à regulação económica e à atribuição de licença.

O comercializador de último recurso retalhista existirá enquanto o mercado de gás natural não funcionar em pleno, permitindo o fornecimento de gás natural a todos os clientes. Esta actividade é atribuída provisoriamente às actuais concessionárias de distribuição, dentro da respectiva área de concessão ou de licença.

À actividade de Comercialização de último recurso é exigida a separação contabilística das restantes actividades, sendo que a separação jurídica apenas é exigida caso o número de clientes fornecidos seja superior a 100 000. Nesta situação encontram-se as concessionárias Lisboagás, Lusitaniagás, Portgás e Setgás.

Esta actividade continuará a ser exercida pelas empresas titulares de contratos de concessão e de licenças de distribuição de gás natural, de acordo com o Decreto-Lei 30/2006, de 15 de Fevereiro.

FORMA DE REGULAÇÃO

Considerando a especificidade desta actividade propõe-se a regulação por custos aceites, com ajustamentos anuais.

Os comercializadores de último recurso retalhistas deverão ter contabilidade interna organizada de forma a permitir apresentar as demonstrações financeiras da actividade regulada, por funções. Relativamente à função de Comercialização de gás natural, os comercializadores de último recurso retalhistas deverão apresentar as demonstrações de resultados, os activos fixos e os subsídios ao investimento por escalão de consumo.

Juntamente com as demonstrações financeiras deverão ser apresentados os critérios utilizados para a repartição dos custos entre funções e, na função de Comercialização de gás natural os critérios utilizados para a repartição por nível de consumo.

CUSTOS OPERACIONAIS

Os custos desta actividade incluem todos os custos das actividades a montante, bem como os custos com a aquisição de gás natural ao comercializador de último recurso grossista, no âmbito da gestão dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay* celebrados em data anterior à publicação do Decreto-lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, os custos com a aquisição de gás natural em mercados organizados ou através de contratação bilateral, em condições aprovadas pela ERSE e ainda os custos com a comercialização de gás natural.

No cálculo das amortizações devem utilizar-se as taxas fiscalmente aceites.

Os custos (excluindo custos com a aquisição de gás) devem ser aceites anualmente e ajustados com um desfasamento de dois anos, tendo em conta a análise dos valores reais.

Na função de Compra e Venda de gás natural a aplicação de ajustamentos de preço ao longo do ano (ajustamentos trimestrais ou semestrais) permite, na óptica das empresas, recuperar de forma mais célere desvios de custos de aquisição de gás entre os valores previstos e os ocorridos. A repercussão destes desvios nos preços pagos pelos consumidores promove uma utilização racional do gás. Naturalmente que este pressuposto obriga à existência de medições reais dos contadores dos clientes com periodicidade desejavelmente superior à periodicidade dos ajustamentos de preços. Esta situação não se verifica nos consumidores de gás natural domésticos. Assim, é questionável o interesse e as vantagens da aplicação de ajustamentos trimestrais nos preços do gás destes consumidores, que são lidos em base semestral ou anual, pelo que se propõe não aplicar ajustamentos trimestrais e em alternativa aplicar um ajustamento provisório destes custos, ao fim de um ano, e com carácter definitivo ao fim de dois anos.

BASE DE ACTIVOS

O valor dos activos fixos a remunerar é o valor dos imobilizados em exploração, deduzido de amortizações e de subsídios ao investimento, excluindo investimentos financeiros. Os activos fixos a

considerar para efeitos de regulação deverão ser valorizados a custos históricos. A base de activos a remunerar tem em conta os valores reais, com um desfasamento de dois anos.

CUSTO DE CAPITAL

O método de cálculo do custo de capital a utilizar será o de custo médio ponderado do capital (WACC).

O CAPM é a metodologia mais utilizada para o cálculo do custo de capital próprio, por ser relativamente consensual, pelo que se propõe a sua adopção.

AJUSTAMENTOS

Os ajustamentos compreendem:

- Ajustamento anual com um desfasamento de dois anos, tendo em conta a análise dos custos, proveitos e imobilizado em exploração, efectivamente ocorridos na função de Comercialização de gás natural.
- Ajustamento provisório anual dos custos da função de Compra e Venda de gás natural e com carácter definitivo ao fim de dois anos.
- Ajustamento resultante da aditividade tarifária incluído nos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural.

As receitas obtidas pelo comercializador de último recurso retalhista, pela aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais devem igualar as receitas que seriam obtidas por aplicação de todas as tarifas por actividade a esses mesmos fornecimentos.

A necessidade deste ajustamento decorre de diferenças entre a estrutura das quantidades previstas e a estruturas das quantidades que efectivamente se verificaram.

A Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN não gera desajuste ao nível do comercializador de último recurso retalhista, uma vez que eventuais desajustes, tendo em conta os níveis de referência dos consumos para os quais são calculadas as tarifas são reflectidos na actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN dos operadores da rede de distribuição.

4.3 PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Um dos papéis da regulação do sector do gás natural é a promoção da eficiência na utilização do gás natural e das infra-estruturas do sistema¹¹. Embora a utilização racional de energia conduza a benefícios para os utilizadores da energia e para a sociedade em geral, existem barreiras que dificultam a penetração das tecnologias mais eficientes. Neste contexto, a promoção da utilização racional de energia passa por combater as referidas barreiras, através da formação e informação dos utilizadores e dos agentes do sector, de financiamento de equipamentos eficientes ou de campanhas de divulgação de novas soluções.

No âmbito da nova regulamentação do gás natural importa analisar o modelo de incentivo à promoção da utilização racional de energia, atendendo ao factor novidade da regulação do sector do gás natural e à relativa juventude das infra-estruturas de fornecimento e utilização de gás natural em Portugal mas também ao paralelismo com o sector eléctrico. No quadro da regulamentação do sector eléctrico tem sido previsto um mecanismo regulatório de incentivo à promoção da eficiência no consumo de energia.

A conversão para gás natural de sistemas de combustão que utilizam outros combustíveis é frequentemente incentivada (inclusive pelo PNAC - Programa Nacional para as Alterações Climáticas) como meio de melhoria da eficiência energética global e redução das emissões de gases de efeitos de estufa. Adicionalmente, nota-se que o PNAC é omissivo, em termos de políticas e medidas, no aspecto da promoção da utilização racional de energia no sector do gás natural, ao contrário do que se verifica para a electricidade.

4.3.1 PRÁTICAS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NO SECTOR DO GÁS NATURAL

A principal utilização do gás natural é em equipamentos de queima. No sector doméstico destina-se quase exclusivamente ao aquecimento de águas sanitárias ou ambiente e na confecção de alimentos. Na indústria destaca-se a sua utilização em caldeiras e fornos. O sector dos serviços faz uma utilização mais variada, dependendo do tipo de serviço, sendo de referir a confecção de alimentos e o aquecimento ambiente. Em comparação com o sector eléctrico, a diversidade de utilizações dadas ao gás natural parece ser menor, o que pode diminuir o leque de acções possíveis para melhoria da eficiência no consumo.

As medidas mais comuns para melhorar a eficiência na utilização do gás natural são as seguintes:

- Manutenção adequada dos equipamentos de queima, nomeadamente limpeza e afinações.

¹¹ O Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, determina como uma das competências da regulação sectorial, o incentivo à adopção de práticas que promovam a eficiência energética.

- Substituição do equipamento de queima por novo equipamento mais moderno e com melhor rendimento.
- Utilização de sistemas de recuperação de energia (ex. em caldeira recuperação de calor para pré-aquecimento do ar de combustão).
- Alteração de comportamentos que conduzam a uma maior eficiência energética.

A Directiva do Parlamento Europeu e do Conselho, relativa à eficiência na utilização da energia e aos serviços energéticos¹², considera “Medidas de eficiência energética”, todas as acções, como serviços energéticos, mecanismos e programas de eficiência energética ou actividades similares, iniciadas por qualquer agente do mercado, incluindo governos e autoridades, que resultem em melhorias verificáveis e mensuráveis da eficiência na utilização final de energia e, por conseguinte, em poupanças na utilização final de energia durante o período de medição.

Esta Directiva apresenta exemplos de programas e medidas de eficiência energética que podem ser desenvolvidos e implementados. Segundo a Directiva, os serviços energéticos, os programas de eficiência energética e outras medidas de eficiência energética devem incluir actividades que resultem numa poupança verificável e mensurável que reduza a utilização de energia, sem aumento do respectivo impacto ambiental.

Seguidamente apresenta-se uma lista não exaustiva, tendo como objectivo ilustrar as medidas relacionadas com o sector do gás natural:

- Domínios elegíveis em que podem ser identificados e implementados programas de eficiência energética e outras medidas de eficiência energética:
 - Aquecimento e refrigeração (por exemplo, novas caldeiras com melhor rendimento, instalação/modernização eficiente de sistemas urbanos de calor e frio à distância, etc.);
 - Águas quentes (por exemplo, instalação de novos dispositivos, utilização directa e eficiente no aquecimento de espaços, máquinas de lavar, etc.);
 - Cozinha e refrigeração (por exemplo, novos dispositivos eficientes, sistemas de recuperação de calor, etc.);
 - Outros equipamentos e aparelhos (por exemplo, novos dispositivos eficientes, temporizadores para uma utilização optimizada da energia);
 - Processos de fabrico de produtos (por exemplo, utilização mais eficiente de ar comprimido, condensadores, comutadores e válvulas, utilização de sistemas automáticos e integrados).

¹² Directiva do Parlamento Europeu e do Conselho relativa à eficiência na utilização final de energia e aos serviços energéticos - 2006/32/CE.

- Medidas horizontais elegíveis. Podem ser consideradas elegíveis medidas horizontais orientadas, caso a poupança de energia possa ser claramente medida e verificada de acordo com as orientações estabelecidas na presente directiva. Entre estas medidas contam-se:
 - Regulamentação e impostos que tenham como principal objectivo reduzir o consumo final de energia;
 - Normas e padrões que tenham como principal objectivo aumentar a eficiência energética dos produtos e serviços;
 - Campanhas que promovam a eficiência energética e medidas de eficiência energética.

Apresentam-se de seguida enumerados alguns programas de acções e práticas de eficiência energética do sector do gás natural desenvolvidas no contexto das empresas reguladas no sector doméstico:

- Alemanha: Programa de incentivo à substituição de fornos e radiadores eléctricos, por fornos a gás e por caldeiras de condensação (caldeiras com implementação de sistemas de recuperação de energia).
- Holanda: Programa de incentivo à poupança de energia dos consumidores alterando o seu comportamento. Aulas, na escola primária, para incentivar as crianças a pouparem energia, em suas casas, envolvendo as suas famílias. Em suma, consciencializar e ensinar os consumidores a poupar energia nos seus lares.
- Reino Unido: Estudo comparativo de caldeiras normais e caldeiras de condensação. Oferta de incentivos aos consumidores para substituírem as suas caldeiras por caldeiras de condensação. Promoção ao uso deste tipo de caldeiras, diminuição do preço destas caldeiras através de comparticipação do governo. Incentivos aos fabricantes de caldeiras, para desenvolverem tecnologias na área das caldeiras de condensação.

4.3.2 PROPOSTA REGULAMENTAR

A proposta regulamentar prevê uma secção relativa à promoção da eficiência no consumo de gás natural onde se prevê a existência de um Plano de promoção da eficiência no consumo de gás natural. Nesta secção estabelecem-se as linhas gerais dos incentivos a atribuir e o objecto deste plano.

A experiência de alguns anos de regulação do sector eléctrico leva a concluir que os custos com estes programas devem ser recuperados através da tarifa de Uso Global do Sistema. A sua inclusão noutra tarifa poderia gerar incentivos contraditórios, como é o caso da distribuição ou comercialização. Por outro lado, a inclusão na tarifa de Uso Global do Sistema permite repartir estes custos por todos os utilizadores do SNGN, o que, tendo em conta a natureza dos mesmos, parece ser o mais adequado em termos de equidade.

A secção do regulamento tarifário estabelece o objectivo fundamental das acções a promover, que consiste na melhoria da eficiência no consumo de gás natural. Refere-se também que a forma de financiamento destas acções será através da tarifa de Uso Global do Sistema, sendo que os promotores vêem recuperados os custos em que incorrem no desenvolvimento das acções, mediante a aprovação da ERSE e de acordo com um conjunto de regras a publicar em sub-regulamentação.

A necessidade de deixar para sub-regulamentação uma parte da concepção de pormenor do plano de promoção de eficiência no consumo de gás natural, resulta do facto de existir um conjunto significativo de temas que devem ser ainda estudados e debatidos.

Considere-se, a título de exemplo, a conversão para gás natural de sistemas de combustão que utilizam outros combustíveis. Esta prática é frequentemente incentivada (inclusive pelo PNAC) como meio de melhoria da eficiência energética global e redução das emissões de gases de efeito de estufa. No entanto, este tipo de iniciativas pode ter dificuldade em ser enquadrado no âmbito da regulação sectorial do gás natural atribuída à ERSE, uma vez que a eficiência energética neste âmbito pode ter que ser abordada por autoridades com competências mais abrangentes e trans-sectoriais no domínio da energia.

Há assim várias questões em aberto que devem ser debatidas durante a preparação da sub-regulamentação, nomeadamente:

- Só os operadores de rede e comercializadores devem elegíveis para serem promotores?
- Serão apoiadas acções que visem a conversão de outras formas de energia para gás natural? Se sim, em que condições? E em relação a que formas de energia?
- Tendo em conta que o aquecimento é uma das principais utilizações de gás natural e que a eficiência do aquecimento depende, em grande medida, das condições dos edifícios, nomeadamente em termos de isolamento, são elegíveis acções que promovam a eficiência energética nos edifícios?
- Deve ser permitido financiar a aquisição de novos equipamentos ou apenas devem ser financiadas acções de melhoria e manutenção dos equipamentos existentes com vista a melhorar o seu rendimento?
- Devem ser elegíveis estudos na área da eficiência energética no sector do gás natural?
- Devem ser elegíveis campanhas de informação/sensibilização sobre eficiência no consumo de gás natural?
- Deve haver uma distribuição regional das acções a promover de acordo com os diferentes operadores de redes/comercializadores de último recurso?
- Devem ser as medidas de eficiência energética confinadas ao período de regulação?

Naturalmente, a sub-regulamentação a publicar, para além de incluir o tratamento a dar às matérias identificadas, deve estabelecer as regras de candidatura, selecção e elegibilidade das várias acções de eficiência energética, bem como dos procedimentos associados aos fluxos de pagamentos e de informação.

A aprovação da sub-regulamentação deverá ser precedida de um estudo de caracterização da eficiência energética no consumo de gás natural e de um processo de discussão com os agentes do sector.

Neste sentido, propõe-se desenvolver no primeiro ano gás do período de regulação um estudo sobre esta temática. Para além da componente de estudo e caracterização, a ERSE pretende também dinamizar a participação dos agentes no processo de discussão.

O estudo a desenvolver deverá abordar, nomeadamente, as seguintes matérias:

- Identificação das acções possíveis para melhoria da eficiência no consumo de gás natural, assim análise dos benefícios e custos associados.
- Identificação e quantificação dos potenciais de poupança.
- Identificação das interacções e sinergias com outros sectores (ex. construção civil, eléctrico, etc.).
- Identificação dos principais agentes dinamizadores das acções.
- Análise de experiências internacionais na promoção da eficiência energética no consumo de gás natural.

Adicionalmente, propõe-se a realização de um seminário de apresentação e discussão das conclusões do estudo com os principais interessados. Para além do seminário, procurar-se-á realizar reuniões com os diversos grupos de interessados.

Para uma melhor divulgação do estudo, propõe-se que seja criada uma página na *Internet* exclusivamente dedicada ao mesmo.

Em síntese, a proposta de Regulamento Tarifário define desde já a existência de um plano de promoção da eficiência no consumo de gás natural, remetendo o seu detalhe para sub-regulamentação. A aprovação desta sub-regulamentação será precedida de um estudo sobre as possibilidades de acções nesta área e, ao mesmo tempo, de um debate sobre o tema com os vários agentes do sector.

4.4 INCENTIVOS À MELHORIA DO DESEMPENHO AMBIENTAL DAS EMPRESAS REGULADAS

4.4.1 IMPACTES AMBIENTAIS E RESPECTIVA MINIMIZAÇÃO NO SECTOR DO GÁS NATURAL. ESTRATÉGIAS NACIONAIS E EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS

A ERSE tem responsabilidades, ainda que indirectas, em questões ambientais, devendo contribuir para a melhoria do desempenho ambiental das empresas que operam nos sectores regulados, bem como para a utilização eficiente dos recursos. Apontam neste sentido diversas disposições dos Estatutos da ERSE. Tem sido no cumprimento destas obrigações que a ERSE tem desenvolvido diversas actividades, tais como o acompanhamento das principais políticas de ambiente, a participação na elaboração do Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC) e sua monitorização, a participação num grupo de trabalho do Conselho Europeu de Reguladores de Energia (CEER) que analisa matérias relativas ao ambiente, a criação de mecanismos que incentivem as empresas a melhorar o seu desempenho ambiental (designadamente os Planos de Promoção do Desempenho Ambiental¹³ e o incentivo à redução das perdas) e o acompanhamento das políticas energéticas relativas à produção em regime especial.

A ERSE está agora apostada em alargar ao sector do gás natural o caminho que tem vindo a trilhar no sector eléctrico, incluindo na regulamentação do sector do gás natural incentivos à melhoria do desempenho ambiental das empresas reguladas. Deste modo, este documento apresenta e pretende justificar a solução que se preconiza para incorporar as questões ambientais na regulação do sector do gás natural.

4.4.1.1 SÍNTESE DOS IMPACTES AMBIENTAIS

O Quadro 4-1 apresenta uma síntese dos principais impactes ambientais associados ao sector do gás natural, nas actividades de recepção, regaseificação e armazenamento de GNL, armazenamento subterrâneo e no transporte e distribuição.

¹³ Na página da ERSE na Internet encontra-se disponível o estudo “Planos de Promoção da Qualidade Ambiental - A experiência de 4 anos”.

Quadro 4-1 - Síntese dos impactes ambientais

Categorias de Impacte	Recepção e Armazenamento de GNL	Armazenamento Subterrâneo	Transporte e Distribuição
Alterações Climáticas	Emissões de CH ₄ e CO ₂ . Emissões de CO ₂ em processos de combustão	Emissões de CH ₄ e CO ₂ . Emissões de CO ₂ em processos de combustão	Emissões de CH ₄ e CO ₂ . Emissões de CO ₂ em processos de combustão
Acidificação	Emissões de SO ₂ dependentes da composição do gás. Emissões de NO _x dependentes da eficiência da combustão nos compressores	Emissões de SO ₂ dependentes da composição do gás. Emissões de NO _x dependentes da eficiência da combustão nos compressores	Emissões de SO ₂ dependentes da composição do gás. Emissões de NO _x dependentes da eficiência da combustão nos compressores
Ozono Troposférico	Emissões de COV, CO e NO _x dependentes da eficiência da combustão nos compressores	Emissões de COV, CO e NO _x dependentes da eficiência da combustão nos compressores	Emissões de COV, CO e NO _x dependentes da eficiência da combustão nos compressores
Poliuição Localizada de Águas Superficiais e Subterrâneas	Descarga de águas residuais e pluviais das instalações	Descarga de águas residuais e pluviais das instalações. Contaminação por infiltrações de gás. Descarga de salmoura na construção	Descarga de águas residuais e pluviais das instalações
Perda de Biodiversidade	Alteração do uso dos solos e contaminação com poluentes resultantes da construção e exploração das infra-estruturas	Alteração do uso dos solos e contaminação com poluentes resultantes da construção e exploração das infra-estruturas	Alteração do uso dos solos
Degradação do Solo	Limitações de uso na área circundante das instalações	Limitações de uso na área circundante das instalações	Limitações de uso na área circundante das instalações
Degradação de Zonas Costeiras e Ecossistemas Marinhos	Descarga de desinfetantes. Modificação da temperatura local da água	n.a.	n.a.
Resíduos Sólidos	Produção de resíduos da actividade industrial e dos escritórios.	Produção de resíduos da actividade industrial e dos escritórios.	Produção de resíduos da actividade industrial e dos escritórios.
Saúde Humana	Depende de outros fenómenos, tais como as alterações climáticas e acidificação, analisados em ponto autónomo.	Depende de outros fenómenos, tais como as alterações climáticas e acidificação, analisados em ponto autónomo.	Depende de outros fenómenos, tais como as alterações climáticas e acidificação, analisados em ponto autónomo.
Acidentes Graves	Risco de explosão e incêndio	Risco de explosão e incêndio	Risco de rotura dos gasodutos
Intrusão Visual	As estruturas associadas geram impactes visuais	n.a.	As estruturas associadas geram impactes visuais
Ruído	Ruído dos compressores	Ruído dos compressores	Ruído das estações de regulação e medida
Impactes socio-económicos	Efeitos socio-económicos resultantes de indústrias químicas pesadas que se instalem junto dos terminais	n.a.	Expropriações e restrições de uso dos solos

n.a.: não aplicável, o que significa que não foram identificados impactes significativos

4.4.1.2 MEDIDAS DE MINIMIZAÇÃO

O Quadro 4-2 sintetiza o conjunto de medidas identificadas como minimizadoras dos impactes ambientais. De referir que a gestão ambiental em obra permite minimizar muitos dos impactes ambientais que decorrem durante a fase de instalação das infra-estruturas. A boa gestão ambiental durante a exploração, recorrendo designadamente a sistemas de gestão ambiental, também concorre significativamente para este objectivo.

Acresce ainda que da análise feita ao comportamento de empresas do sector, nomeadamente internacionais, se encontraram referências à utilização de práticas horizontais, ou seja, práticas de gestão ambiental que podem ser aplicadas a qualquer sector. São disso exemplo as preocupações com o consumo de papel para facturação (em Espanha), os consumos associados à frota automóvel (no Reino Unido), a escolha de fornecedores com preocupações ambientais (no Canadá) ou a formação ambiental (em Espanha).

Quadro 4-2 - Síntese das medidas de minimização

Categories de Impacte	Recepção e Armazenamento de GNL	Armazenamento Subterrâneo	Transporte e Distribuição
Alterações Climáticas	CH ₄ : substituição de equipamento pneumático; otimização da manutenção; recuperação de emissões. CO ₂ : aumento de rendimento do equipamento	CH ₄ : substituição de equipamento pneumático; otimização da manutenção; recuperação de emissões. CO ₂ : aumento de rendimento do equipamento	CH ₄ : substituição de equipamento pneumático; otimização da manutenção; recuperação de emissões. CO ₂ : aumento de rendimento do equipamento
Acidificação	Substituição de equipamento de queima por outro de queima de baixo NO _x	Substituição de equipamento de queima por outro de queima de baixo NO _x	Substituição de equipamento de queima por outro de queima de baixo NO _x
Poluição Atmosférica Local	n.a	n.a	n.a
Ozono Troposférico	Substituição de equipamento por outro de queima mais eficiente	Substituição de equipamento por outro de queima mais eficiente	Substituição de equipamento por outro de queima mais eficiente
Poluição Localizada de Águas Superficiais e Subterrâneas	Tratamento de descargas	Tratamento de descargas	Tratamento de descargas
Perda de Biodiversidade	Escolha de localizações menos sensíveis para as infra-estruturas. A construção deve ter em consideração os ciclos biológicos de fauna e flora (por ex. evitar perturbações na época de nidificação)	Escolha de localizações menos sensíveis para as infra-estruturas. A construção deve ter em consideração os ciclos biológicos de fauna e flora (por ex. evitar perturbações na época de nidificação)	Escolha de localizações menos sensíveis para as infra-estruturas. A construção deve ter em consideração os ciclos biológicos de fauna e flora (por ex. evitar perturbações na época de nidificação)
Degradação do Solo	Recuperação de zonas verdes	Recuperação de zonas afectadas durante a construção	Recuperação de zonas afectadas durante a construção. Atribuição de novas funções aos corredores
Degradação de Zonas Costeiras e Ecossistemas Marinhos	Implementação de novos processos de regaseificação, incluindo método de vaporização que não utilize a água do mar e que utilize a energia térmica. Controlo da quantidade de desinfetantes utilizados	n.a.	n.a.
Resíduos sólidos	Estratégias para reduzir a produção de resíduos. Escolher destinos finais adequados	Estratégias para reduzir a produção de resíduos. Escolher destinos finais adequados.	Estratégias para reduzir a produção de resíduos. Escolher destinos finais adequados
Depleção de Recursos Abióticos	Redução do consumo	Redução do consumo	Redução do consumo
Saúde Humana	n.a	n.a	n.a
Acidentes Graves	Implementação de procedimentos de segurança e monitorização	Implementação de procedimentos de segurança e monitorização	Implementação de procedimentos de segurança e monitorização
Intrusão Visual	Instalação no subsolo Integração paisagística	Integração paisagística	Instalação no subsolo Integração paisagística
Ruído	Seleção de locais Redução do ruído gerado Isolamento da fonte de ruído	n.a	Seleção de locais Redução do ruído gerado Isolamento da fonte de ruído
Impactes socio-económicos	n.a.	n.a.	n.a.

n.a.: não aplicável, de difícil identificação ou de âmbito muito genérico

Os impactes ambientais mais significativos associados ao ciclo do gás natural ocorrem na sua extracção ou na sua utilização para combustão, actividades que não são reguladas pela ERSE.

Muitos dos impactes com maior significância associados ao terminal de GNL, à armazenagem, transporte e distribuição de gás natural ocorrem durante a fase de construção, sendo menos significativos os resultantes da exploração das instalações. Apesar do referido, há sempre lugar à melhoria do desempenho ambiental, nomeadamente através de:

- Redução de auto-consumos.
- Diminuição do ruído associado às instalações.
- Minimização dos inconvenientes associados às fortes restrições de uso do solo em torno de gasodutos.
- Redução do risco de acidente.
- Procura de que as intervenções de manutenção (em especial em meio urbano) provoquem menos incómodos às populações.
- Redução dos impactes associados às actividades de escritório.

4.4.1.3 ESTRATÉGIAS AMBIENTAIS DAS EMPRESAS NACIONAIS DE GÁS NATURAL

Habitualmente, as estratégias das empresas podem ser avaliadas de acordo com as seguintes etapas:

- Política ambiental - A empresa enuncia um conjunto de princípios de política ambiental.
- SGA/Certificação - Desenvolvimento e manutenção de Sistemas de Gestão Ambiental (SGA), com o objectivo de obter a certificação ambiental.
- Eco-eficiência – A empresa melhora a sua eco-eficiência ao produzir mais com menos recursos e resíduos, conciliando desempenho ambiental com desempenho económico.
- Desempenho ambiental - A empresa tenta minorar os impactes ambientais da sua actividade.
- Desempenho social - A empresa associa a responsabilidade social com a estratégia empresarial.
- Gestão da sustentabilidade - A empresa adopta uma abordagem contemplando as vertentes económicas, social e ambiental, numa abordagem mais ampla que a eco-eficiência.

Os aspectos considerados mais relevantes, da política ambiental definida pela Galp Energia, para o total das suas actividades, são:

- Cumprimento da legislação e de regulamentos ambientais aplicáveis às suas actividades.
- Estabelecer estratégias de prevenção contínua de riscos para o ambiente.
- Uso eficiente de energia, recursos e tecnologias seguras e inovadoras, minimizando a produção de resíduos, de forma a garantir a sustentabilidade da empresa e do ambiente envolvente.
- Sensibilização e formação dos colaboradores em matérias ambientais.
- Informação transparente e responsável sobre o desempenho ambiental.
- Aplicar requisitos de gestão ambiental estabelecidos em normas internacionais.

Por sector de actividade, a aquisição, a armazenagem e o transporte de GN tem SGA certificados. Relativamente à distribuição, encontram-se 5 empresas¹⁴ com SGA certificados.

4.4.1.4 EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS

O levantamento das experiências internacionais sobre os principais impactes ambientais, as medidas de minimização e o comportamento das empresas e entidades reguladoras, associados ao sector do gás natural, permitiu chegar a algumas conclusões relevantes para o processo de regulamentação em curso. Foi feita uma pesquisa em países mais próximos de Portugal, tanto em termos geográficos como

¹⁴ Lusitânia Gás, Tagusgás, LisboaGás, Setgás e Beiragás.

culturais (Espanha e Itália), bem como em países com sectores do gás natural mais amadurecidos (Reino Unido, Canadá e Estados Unidos da América).

Os impactes ambientais mais significativos ocorrem na fase de construção das diversas infra-estruturas que compõem o sector do gás natural. Visto que em Portugal as redes ainda se encontram em fase de expansão, faz todo o sentido ter em consideração, neste momento, este tipo de impactes.

Na fase de operação, o destaque vai para as medidas de redução de emissões atmosféricas (nomeadamente de gás natural), redução de ruído e enquadramento paisagístico dos corredores de transporte. Foram identificadas diversas empresas com sistema de gestão ambiental certificado.

A OFGEM, regulador do Reino Unido, apresenta uma abordagem mais activa nestas questões do que os restantes reguladores europeus analisados, os quais parecem ter uma actuação limitada em matéria de ambiente. A FERC, regulador federal dos EUA, divulga os estudos de impacte ambiental das empresas, na fase de aprovação de novos projectos de gás natural e incentiva a participação pública.

Os relatórios de ambiente ou de sustentabilidade analisados servem também como veículo promocional das próprias empresas, ou seja, a informação divulgada é também utilizada como publicidade à própria empresa.

Nos EUA e no Canadá, a protecção do ambiente é feita sobretudo na fase de aprovação de novos projectos. Posteriormente, a ênfase é dada, quase unicamente, à redução de emissões de gases poluentes. A internalização de custos ambientais nas tarifas não é referida, tendo-se verificado que os reguladores, sobretudo nos EUA, procuram antes convencer as empresas a investir em programas de redução de emissões de gás natural, evidenciando as reduções de custos de exploração que as empresas podem obter.

Ainda nos EUA e Canadá, verificou-se a criação de grupos de empresas cujo objectivo é a comunicação entre estas, no sentido de partilhar práticas e experiências voluntárias que possam reduzir emissões, minimizando custos.

4.4.2 REGULAMENTO TARIFÁRIO E ASPECTOS AMBIENTAIS

Os mecanismos de incentivo à melhoria do desempenho ambiental das empresas reguladas surgem como mecanismos complementares a determinados métodos de regulação. Métodos como a regulação por preços/proveitos máximos podem conduzir a um desinvestimento em determinadas áreas que a empresa não considere como prioritárias, nomeadamente, o ambiente, a qualidade de serviço e a eficiência energética, sendo necessário criar mecanismos que as incentivem a investir nestas áreas.

Os planos de melhoria do desempenho ambiental, actualmente previstos na regulamentação do sector eléctrico, que visam incentivar as empresas reguladas a adoptar medidas para a melhoria do seu desempenho ambiental, são um exemplo deste tipo de mecanismos.

Mesmo em actividades reguladas por taxa de rendibilidade ou custos aceites, os planos de promoção do desempenho ambiental podem permitir à empresa ter uma apreciação prévia sobre os custos a incorrer na protecção ambiental, perspectivando assim a sua futura aceitação para efeitos de tarifas. Note-se que não existindo balizas pré-definidas para o exercício da responsabilidade social das empresas, o entendimento do regulador pode não ser o mesmo da empresa, sendo assim desejável que exista um entendimento a este nível *a priori*, caso contrário a empresa tenderá a não “correr o risco”.

Acresce que este tipo de planos podem também funcionar como ferramenta de comunicação, permitindo destacar as actividades de determinada empresa na melhoria do seu desempenho ambiental.

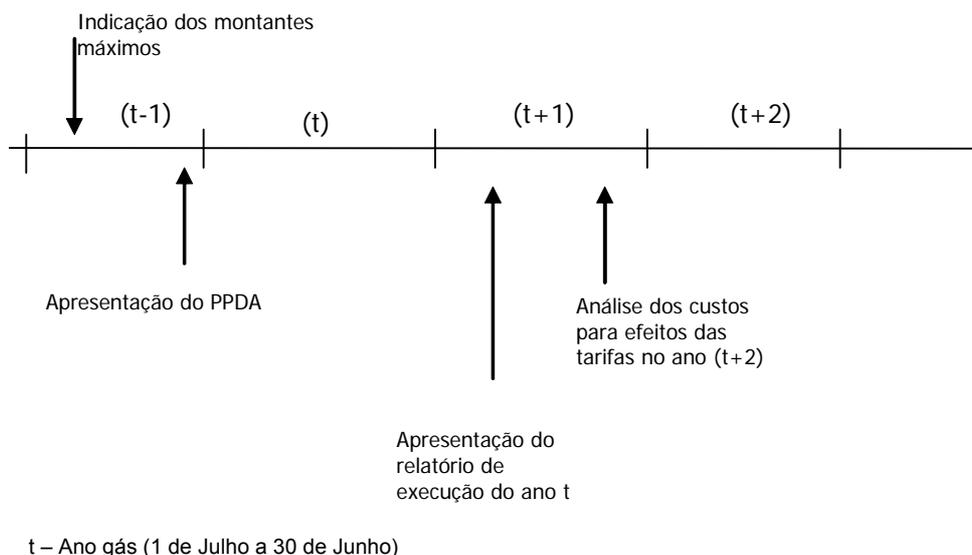
Os mecanismos de incentivo estabelecidos em complemento aos métodos de regulação devem ser utilizados de forma equilibrada, e apenas quando devidamente justificados, dado que o seu uso excessivo pode conduzir a uma regulação demasiado complexa.

O modelo proposto para o sector do gás natural é semelhante ao actualmente existente no sector eléctrico, dada a experiência positiva da aplicação dos Planos de Promoção da Qualidade Ambiental (PPQA) à EDP Distribuição e à REN¹⁵. Em relação aos actuais Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA) são efectuadas algumas adaptações devido às diferenças entre os dois sectores e ao facto de não existir experiência na aplicação destes planos no sector do gás.

De modo resumido, os PPDA são planos aprovados *a priori* para todo o período de regulação. A execução, com relatórios anuais, resulta na aprovação pela ERSE de montantes a incluir nas tarifas do ano seguinte. A Figura 4-2 representa de modo esquemático o funcionamento dos PPDA.

¹⁵ Para mais informação sobre a aplicação dos PPQA veja-se o documento da ERSE “Planos de Promoção da Qualidade Ambiental: a experiência de quatro anos”, de Novembro de 2005, disponível em www.erse.pt.

Figura 4-2 - Funcionamento esquemático dos PPDA



4.4.2.1 ÂMBITO DE APLICAÇÃO

A proposta de mecanismo para incentivo à promoção do desempenho ambiental é aplicável às actividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, de Armazenamento Subterrâneo, de Transporte e de Distribuição de gás natural. Deste modo, excluem-se do âmbito de aplicação as actividades de Gestão Técnica e Global do Sistema, de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Comercialização.

Importa clarificar que o âmbito de aplicação dos planos se estende ao transporte¹⁶ por camião, uma vez que este pode ter impactes significativos para o ambiente. De acordo com o Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, esta actividade insere-se na actividade de Transporte.

4.4.2.2 PERÍODO DE VIGÊNCIA DOS PLANOS

Os planos são apresentados para o período de regulação, devendo entrar em vigor no início do primeiro ano gás (1 de Julho) e ser totalmente executados dentro desse período de regulação, dado que o mecanismo proposto foi desenhado de acordo com os métodos de regulação propostos e, portanto, não deve exceder o período de vigência dos mesmos.

¹⁶ Ao transporte regulado.

4.4.2.3 DEFINIÇÃO DOS MONTANTES A ATRIBUIR

É necessário definir os montantes a atribuir a cada uma das empresas reguladas, para orientar as empresas na preparação das medidas do PPDA. Para este efeito, considera-se vantajoso estabelecer um diálogo com as empresas para avaliar o potencial de concretização de medidas destinadas a melhorar o seu desempenho ambiental.

As empresas do sector do gás natural têm, na sua maioria, SGA certificados, o que implica que tenham identificados os principais impactes ambientais, a sua significância, e que tenham, muito provavelmente, planos de ambiente anuais. Estes elementos poderão vir a ser úteis, no futuro, para desenvolvimento dos planos agora propostos.

A fixação de montantes máximos deve ser feita a tempo das empresas poderem apresentar os seus planos no mesmo momento em que apresentam os restantes elementos para a fixação das tarifas (15 de Dezembro).

Propõem-se assim que a ERSE aprove os montantes máximos a aceitar (para efeitos tarifários) para cada PPDA até 1 de Setembro do ano que antecede o início do período regulatório.

Consoante a data em que venham a ser publicados os regulamentos, poderá ser necessário estabelecer um regime transitório para o primeiro ano de funcionamento destes planos.

No sector eléctrico o PPQA representou em média, entre 2002 e 2005, 0,9% dos proveitos permitidos da actividade de transporte e 1,1% dos proveitos permitidos da actividade de distribuição. Estes podem constituir valores de referência para os montantes a atribuir ao PPDA das actividades de transporte e distribuição de gás natural.

No que concerne as actividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, e de Armazenamento Subterrâneo a percentagem pode vir a ser igual às definidas para o transporte e distribuição, dado ser o primeiro ano de implementação dos planos, sendo, portanto, difícil estabelecer um critério que justifique uma percentagem diferente. No entanto, esta é matéria que certamente ganhará com o diálogo com as empresas.

4.4.2.4 APRESENTAÇÃO DOS PLANOS

Os planos podem ser apresentados por qualquer uma das empresas reguladas que exerça uma das quatro actividades reguladas contempladas por este mecanismo de incentivo. As empresas podem coordenar-se e colaborar na apresentação destes planos.

Os PPDA devem ser apresentados em conjunto com a restante informação para o estabelecimento das tarifas (15 de Dezembro), de forma a tornar possível o início dos PPDA em 1 de Julho, assim como a sua coordenação com os restantes parâmetros de regulação.

Conforme já referido, pode vir a revelar-se necessário estabelecer um regime transitório para o primeiro ano de aplicação deste mecanismo.

4.4.2.5 CONTEÚDO DOS PLANOS

O plano a apresentar por cada empresa deve conter a descrição detalhada das medidas a desenvolver, assim como a estimativa de custos anual das mesmas, devidamente justificada.

Os Planos devem, naturalmente, conter a descrição detalhada dos benefícios ambientais de cada medida. Com vista à avaliação da execução das medidas devem ser identificados no plano indicadores de realização dos objectivos a atingir, que posteriormente serão apresentados no relatório de execução. Por indicadores de realização entendem-se os indicadores que permitam medir o sucesso da medida, ou seja, se a medida cumpre os objectivos a que se propôs (por exemplo, se o objectivo é reduzir as emissões de gás natural dos equipamentos pneumáticos, então deve haver um indicador para medir a redução de emissões ou o número de equipamentos pneumáticos substituídos por equipamentos com menores emissões).

O plano deve incluir também indicadores de eficiência, ou seja, indicadores que permitam medir a eficiência das medidas adoptadas, o que permite verificar se o dinheiro está a ser utilizado de modo eficiente, estabelecendo comparações entre os valores apresentados por diferentes empresas para a mesma medida (ex. €/km de gasoduto reflorestado; €/hora de formação).

4.4.2.6 CRITÉRIOS DE APRECIAÇÃO DAS MEDIDAS DO PLANO

Só serão aceites medidas que contribuam para a melhoria directa do desempenho ambiental das empresas. Assim, são excluídas medidas que possam ser entendidas como uma compensação, nomeadamente sobre descritores ambientais diferentes, do tipo das desenvolvidas por empresas do gás em Espanha, de apoio à Águia Real.

A ERSE privilegiará as medidas voluntárias e as medidas que sejam efectuadas em colaboração com outras entidades, nomeadamente com as autoridades locais (autarquias, etc.) ou organizações não governamentais de ambiente (ONGA).

Na aprovação das medidas considera-se também o efeito de permanência ou arrastamento da medida, isto é, de manutenção dos comportamentos induzidos pela medida, mesmo depois de retirado o incentivo.

No que respeita às medidas não voluntárias, relembra-se que, no sector eléctrico, nos anteriores PPQA foram aceites medidas não voluntárias com comparticipação parcial, com o objectivo de incentivar a um mais rápido cumprimento das obrigações legais, tendo esta comparticipação sido temporária. Nos PPDA do gás poder-se-á adoptar uma metodologia semelhante, sem prejuízo, conforme referido, da ERSE privilegiar as medidas voluntárias.

4.4.2.7 APROVAÇÃO DO PLANO

A aprovação do plano feita pela ERSE é efectuada medida a medida, ou seja, a rejeição de determinada medida não implica a rejeição do plano. Deve ser prevista a possibilidade de redistribuir o valor afecto às medidas rejeitadas pelas restantes medidas, mediante a aprovação da ERSE.

Esta possibilidade de redistribuição dos fundos do plano deve também ser considerada durante o período de execução do mesmo, quer entre medidas quer entre anos, sempre mediante justificação e aprovação da ERSE.

Poderia ser interessante que a ERSE divulgasse, previamente à aprovação, os planos junto de outros agentes, como por exemplo as ONGA. As ONGA, na reunião que mantiveram com a ERSE, manifestaram este desejo e o interesse em participar. Todavia, esta abordagem iria com certeza dilatar o prazo de aprovação das medidas e de implementação dos planos. A solução de compromisso proposta é que a ERSE fique responsável por promover uma ampla divulgação dos planos e respectivos resultados, incentivando a que se estabeleça um diálogo directo entre as empresas e os interessados em participar.

4.4.2.8 RELATÓRIO DE EXECUÇÃO E RECUPERAÇÃO DOS CUSTOS DOS PLANOS

O Relatório de Execução deve ser apresentado anualmente, até 1 de Novembro do ano gás seguinte a que o relatório diz respeito, para permitir a sua aprovação a tempo de incluir os custos no cálculo das tarifas para o ano gás seguinte.

Este relatório deve conter uma descrição detalhada das medidas desenvolvidas, dos benefícios ambientais alcançados, assim como os valores assumidos pelos indicadores de realização e pelos indicadores de eficiência previstos no plano. Deve igualmente conter o custo das medidas desenvolvidas, comparando com os custos orçamentados.

As empresas recuperam os custos dos planos dois anos depois do ano de implementação das medidas, isto é, as medidas implementadas no ano t , seriam recuperadas através das tarifas do ano $t+2$.

4.4.2.9 ACÇÕES DE INSPECÇÃO

As inspecções da ERSE à implementação das medidas incluídas nestes planos são fundamentais para garantir a transparência na utilização dos recursos. À semelhança da metodologia que se pretende adoptar no sector eléctrico no âmbito dos PPDA 2006 - 2008, a ERSE deverá desenvolver actividades de inspecção que permitam verificar os méritos ambientais das medidas aprovadas para o sector do gás natural.

5 MACRO-ESTRUTURA DO SISTEMA TARIFÁRIO

5.1 ADITIVIDADE TARIFÁRIA

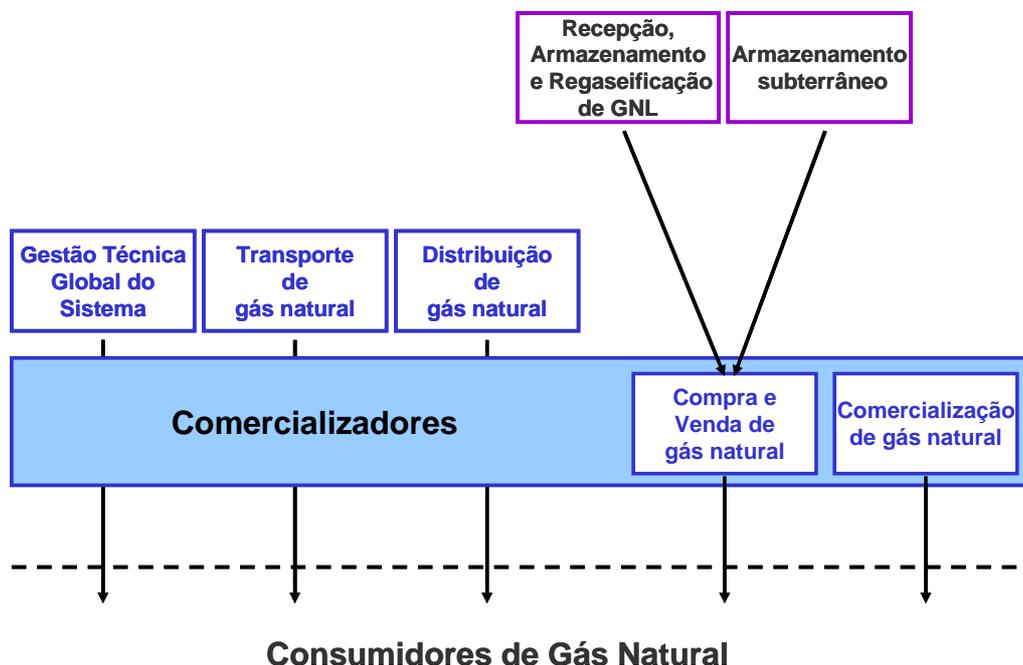
No quadro regulamentar proposto são definidas tarifas para cada uma das actividades reguladas, determinadas de modo a proporcionar os proveitos regulados. Estas actividades reguladas são:

- 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.

Definem-se ainda as tarifas de Venda a Clientes Finais, que devem proporcionar o conjunto de proveitos imputáveis aos fornecimentos de cada comercializador de último recurso relativos a cada uma das diversas actividades reguladas.

As actividades Recepção, armazenamento e regaseificação de GNL e Armazenamento subterrâneo estão associadas a tarifas reguladas a pagar pelos utilizadores dessas infra-estruturas. Os custos correspondentes são imputados aos clientes indirectamente, através do respectivo comercializador. As restantes actividades reguladas são repercutidas directamente nos clientes através de tarifas reguladas.

Figura 5-1 - Imputação de custos das actividades da cadeia de valor do fornecimento de gás natural



O sistema tarifário previsto diz-se aditivo porque a cada actividade regulada da cadeia de valor do gás natural está associada uma tarifa regulada e a tarifa final de venda a cada cliente é composta pela soma das diversas tarifas das actividades imputáveis ao fornecimento desse cliente.

Num sistema tarifário aditivo, a soma das tarifas aplicáveis a cada cliente deve definir a respectiva tarifa de venda. A verificação desta condição permite evitar subsidiações cruzadas entre grupos de clientes. A aditividade assume, assim, um papel importante na transparência e justiça de um sistema tarifário. Transparência, porquanto a tarifa paga por cada cliente é composta de parcelas identificadas e directamente imputáveis ao seu fornecimento. Justiça, dado que os custos de determinada actividade são imputados apenas aos consumidores que dela tiram partido e isto é feito de forma não discriminatória, utilizando a mesma tarifa para facturar os vários clientes.

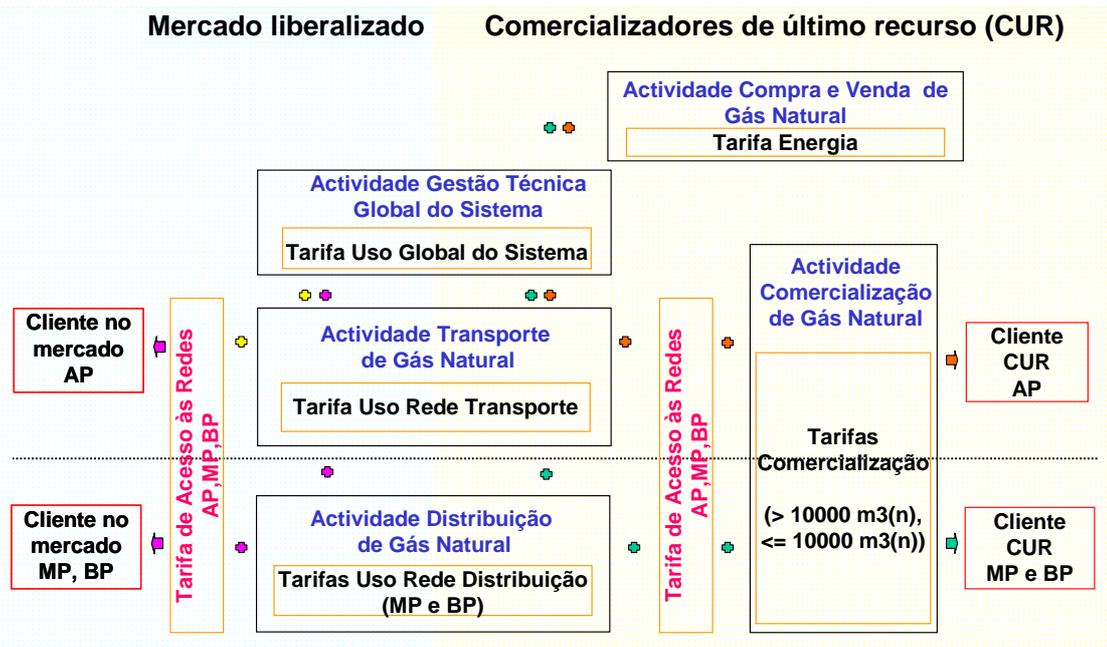
Neste quadro regulamentar, a tarifação dos clientes que acedem ao mercado liberalizado implementa integralmente e de imediato o conceito de aditividade tarifária, enquanto que nas tarifas dos clientes dos comercializadores de último recurso se propõe a aplicação gradual do mesmo conceito.

A obtenção da aditividade passa por várias alterações ao actual modelo tarifário, nomeadamente, pela separação de actividades reguladas, pela introdução de tarifas por cada actividade regulada e pela definição de uma estrutura de variáveis de facturação compatível e harmonizada entre as várias actividades. A Figura 5-2 apresenta as várias actividades da cadeia de valor do sector gasista e as

respectivas tarifas por actividade. As actividades comuns aos clientes de mercado e aos clientes dos comercializadores de último recurso são as actividades que determinam as tarifas de acesso às redes.

A Figura 5-3 e a Figura 5-4 apresentam o sistema tarifário aditivo aplicado aos clientes de comercializadores de mercado ou de comercializadores de último recurso, respectivamente.

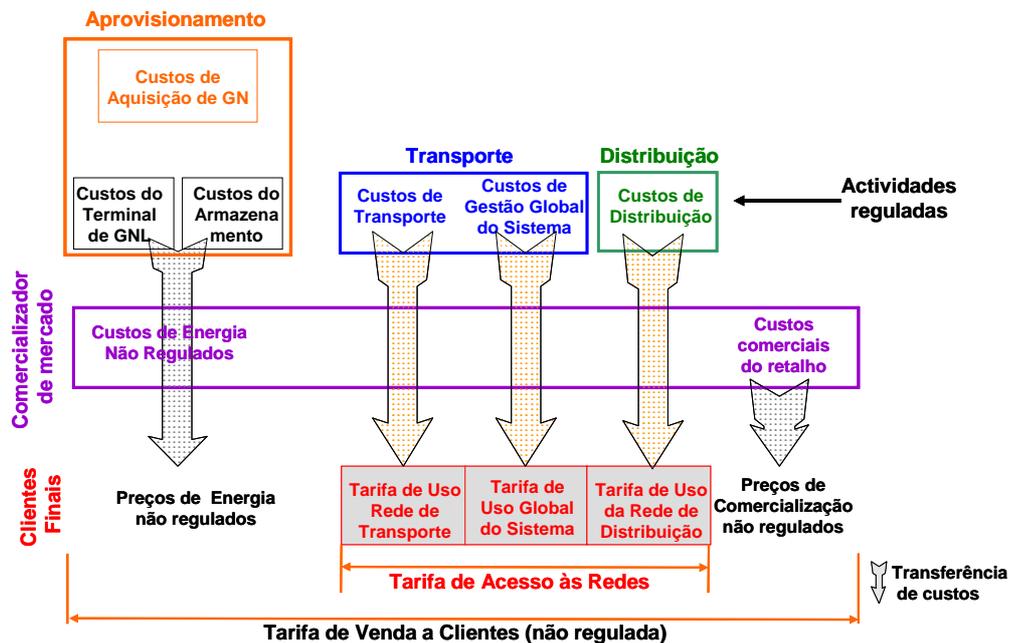
Figura 5-2 - Actividades e tarifas da cadeia de valor do gás natural



No caso dos comercializadores, os custos de fornecimento de gás natural decorrem do pagamento das tarifas de acesso às redes e dos custos de aquisição de gás natural em regime de mercado e dos custos relativos ao relacionamento comercial com os clientes.

A tarifa de venda de gás natural por estes comercializadores é livremente fixada por estes na sua relação contratual, bilateral, com cada cliente, pressupondo o cumprimento das obrigações associadas à licença de comercialização. Não obstante, cada comercializador paga, em nome dos seus clientes, as tarifas de acesso às redes aos operadores das redes onde os seus clientes estão ligados.

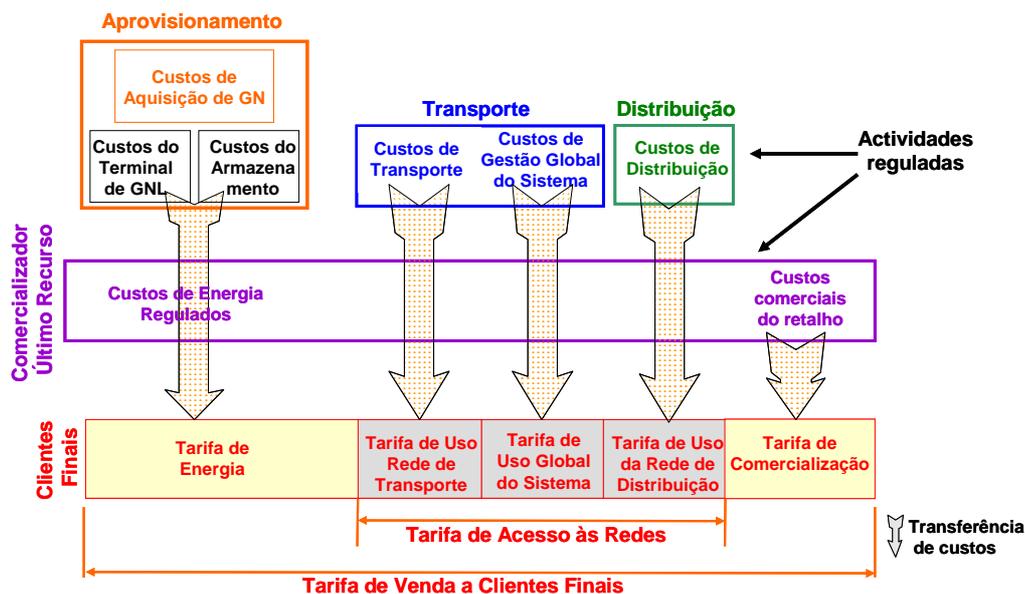
Figura 5-3 - Aditividade tarifária para os clientes dos comercializadores de mercado



Para os comercializadores de último recurso, o aprovisionamento de gás natural e o relacionamento comercial com os clientes estão sujeitos a regulação, quer na perspectiva dos custos de cada actividade quer no tipo de serviço a oferecer e respectivas tarifas de Venda a Clientes Finais, em função das determinações do Regulamento de Relações Comerciais e do Regulamento Tarifário.

Neste caso, as tarifas a praticar pelos comercializadores de último recurso são fixadas anualmente pela ERSE, em função dos proveitos permitidos nas actividades de Compra e Venda de Gás Natural e de Comercialização, bem como do pagamento, em igualdade de circunstâncias com quaisquer outros comercializadores de mercado, das tarifas de acesso às redes.

Figura 5-4 - Aditividade tarifária para os clientes dos comercializadores de último recurso



5.2 TARIFAS QUE REFLECTEM OS CUSTOS

No Decreto-Lei n.º 30/2006 são consagrados no cálculo das tarifas, entre outros, os princípios da “Inexistência de subsidiações cruzadas entre actividades e entre clientes, através da adequação das tarifas aos custos e da adopção do princípio da aditividade” e da “Transmissão dos sinais económicos adequados a uma utilização eficiente das redes e demais infra-estruturas do SNGN”. Estas regras são importantes, 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. Por vezes este tipo de eficiência alocativa 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.

A necessidade de estabilidade dos parâmetros regulamentares ou níveis tarifários pode levar à introdução de períodos transitórios em que esta aderência só parcialmente seja procurada. 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.

Para atingir o equilíbrio económico-financeiro das empresas bastaria permitir que as empresas recuperassem os seus custos totais, incluindo uma remuneração adequada do capital investido. Contudo, não é suficiente garantir que as receitas proporcionadas pelas tarifas sejam iguais aos proveitos permitidos. Tem de se verificar também se não existe subsídição cruzada entre grupos de clientes, o que implica a análise desagregada por grupo de clientes desta igualdade e para cada actividade regulada. 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.

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 e para cada uma das actividades, diversas metodologias podem ser adoptadas.

Os custos associados a cada uma das variáveis físicas que definem os diversos serviços regulados com uma discriminação temporal e espacial, e as regras de determinação dessas variáveis, constituem as tarifas baseadas em custos marginais.

Se estas tarifas de referência 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. Contudo, 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 RT.

5.3 AGENTES, ACTIVIDADES E TARIFAS

O sistema tarifário é constituído por um conjunto de tarifas discriminadas por actividade. Cada tarifa é formada por um ou vários preços aplicáveis a diferentes termos de facturação (variáveis físicas).

Por estrutura tarifária entende-se o conjunto de termos de facturação, as suas regras de cálculo, os preços associados, bem como as relações entre os preços de uma mesma tarifa e entre os preços das diversas tarifas.

O presente modelo regulamentar define as actividades reguladas e as respectivas tarifas.

Na actual proposta de regulamentação, o operador da rede de transporte aplica às suas entregas a clientes e aos operadores das redes de distribuição, a tarifa de Uso Global do Sistema e a tarifa de Uso da Rede de Transporte, que lhes permitem recuperar os proveitos permitidos nas actividades de Gestão Técnica Global do Sistema e de Transporte de Gás Natural, respectivamente.

Os operadores das redes de distribuição aplicam às suas entregas a clientes, as tarifas de Uso da Rede de Distribuição, que lhes permitem recuperar os proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Gás Natural. Adicionalmente aplicam as tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte. Globalmente, a aplicação destas tarifas permite-lhes recuperar os proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN. O conjunto de proveitos relativo às actividades de montante será pago ao operador da rede de transporte, conforme referido anteriormente.

Da adição destas três tarifas aplicadas pelos operadores da rede de distribuição resultam as tarifas de Acesso às Redes, a serem pagas por todos os clientes pela utilização das redes e dos serviços do sistema gasista associados.

O Quadro 5-1 e a Figura 5-5 apresentam as tarifas aplicadas pelos operadores das redes de transporte e distribuição, os proveitos que proporcionam e os clientes a quem se aplicam.

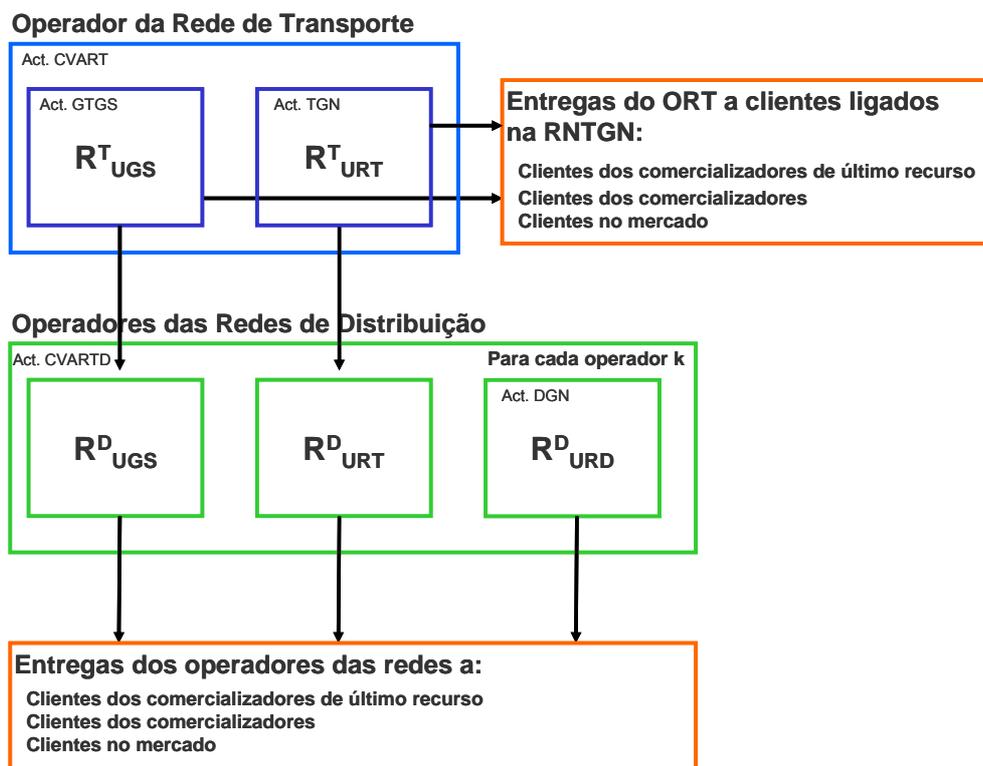
Quadro 5-1 - Tarifas e proveitos do operador da rede de transporte e dos operadores das redes de distribuição

Operador da rede de transporte		Operadores das redes de distribuição		Clientes
Proveitos	Tarifas	Proveitos	Tarifas	Níveis de pressão
Actividade de Gestão técnica global do sistema	UGS _{ORT}			AP
		Proveitos a recuperar pelas tarifas de UGS	UGS _{ORD}	MP BP
Actividade de Transporte de gás natural	URT _{ORT}			AP
		Proveitos a recuperar pelas tarifas de URT	URT _{ORD}	MP BP
		Actividade de Distribuição de gás natural	URD _{MP}	MP BP
			URD _{BP}	BP

Legenda:

UGS _{ORT}	Tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte
UGS _{ORD}	Tarifas 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}	Tarifas de Uso da Rede de Transporte dos operadores das redes de distribuição
URD _{MP}	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição em MP
URD _{BP}	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição em BP

Figura 5-5 - Tarifas e proveitos dos operadores de redes



Legenda:

Act. CVART	Actividade de Compra e Venda do Acesso à RNTGN
Act. GTGS	Actividade de Gestão Técnica Global do Sistema
R^T_{UGS}	Tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte
Act. TGN	Actividade de Transporte de Gás Natural
R^T_{URT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte
Act. CVARTD	Actividade de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN
R^D_{UGS}	Tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores das redes de distribuição
R^D_{URT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte dos operadores das redes de distribuição
Act. DGN	Actividade de Distribuição de Gás Natural
R^D_{URD}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição dos operadores das redes de distribuição

No Quadro 5-2 e na Figura 5-6 apresentam-se as tarifas aplicadas pelos comercializadores de último recurso, os proveitos que proporcionam e os clientes a quem se aplicam.

A tarifa de Energia, a aplicar por cada comercializador de último recurso, proporciona os proveitos permitidos na sua função de Compra e Venda de Gás Natural. Os comercializadores de último recurso aplicam igualmente a tarifa de Comercialização, que proporciona os proveitos permitidos da sua função de Comercialização de Gás Natural. Adicionalmente, aplicam aos fornecimentos aos seus clientes as tarifas de Acesso às Redes, que incluem as tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição do respectivo operador de rede de distribuição, permitindo

*PROPOSTA DE REGULAMENTO TARIFÁRIO DO SECTOR DO GÁS NATURAL – DOCUMENTO
JUSTIFICATIVO*

recuperar os proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN. Estes montantes são por sua vez transferidos para os operadores das redes de distribuição, atendendo a que dizem respeito a pagamentos pelo acesso às redes.

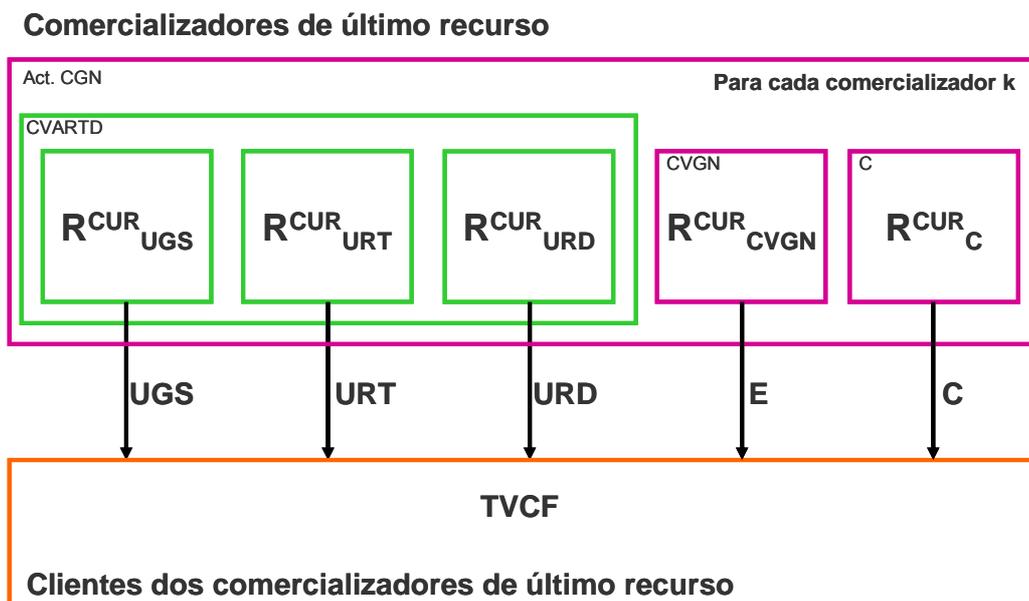
Quadro 5-2 - Tarifas e proveitos dos comercializadores de último recurso

Comercialização de último recurso retalhista e a grandes clientes		Cientes
Proveitos	Tarifas	Nível de pressão / escalação de consumo
Função de Compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN	$UGS_{ORT} + URT_{ORT}$	AP
	$UGS_{ORD} + URT_{ORD} + URD_{MP,D}$	MP _D
	$UGS_{ORD} + URT_{ORD} + URD_{MP,M}$	MP _M
	$UGS_{ORD} + URT_{ORD} + URD_{MP} + URD_{BP,D}$	BP _D
	$UGS_{ORD} + URT_{ORD} + URD_{MP} + URD_{BP,M}$	BP _M
	$UGS_{ORD} + URT_{ORD} + URD_{MP} + URD_{BP,O}$	BP _O
Função de Compra e Venda de gás natural	E	AP
		MP
Função de Comercialização de gás natural	C _{GC}	> 10 000 m ³ (n)
	C _{OC}	<= 10 000 m ³ (n)

Legenda:

E	Tarifa de Energia
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema
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,D}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP, para clientes com leitura diária
URD _{MP,M}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP, para clientes com leitura mensal
URD _{MP}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP, aplicável às entregas a clientes em BP
URD _{BP,D}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP, para clientes com leitura diária
URD _{BP,M}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP, para clientes com leitura mensal
URD _{BP,O}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP, para clientes com periodicidade de leitura superior a 1 mês
C _{GC}	Tarifa de Comercialização para clientes com consumo anual superior a 10 000 m ³ (n)
C _{OC}	Tarifa de Comercialização para clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m ³ (n)

Figura 5-6 - Tarifas e proveitos dos comercializadores de último recurso



Legenda:

Act. CGN	Actividade de Comercialização de Último Recurso de Gás Natural
CVARTD	Função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN
R^{CUR}_{UGS}	Proveitos a recuperar com a tarifa de Uso Global do Sistema pelos comercializadores de último recurso
R^{CUR}_{URT}	Proveitos a recuperar com a tarifa de Uso da Rede de Transporte pelos comercializadores de último recurso
R^{CUR}_{URD}	Proveitos a recuperar com a tarifa de Uso da Rede de Distribuição pelos comercializadores de último recurso
CVGN	Função de Compra e Venda de Gás Natural
R^{CUR}_{CVGN}	Proveitos a recuperar com a tarifa de Energia pelos comercializadores de último recursos
C	Função de Comercialização de Gás Natural
R^{CUR}_C	Proveitos a recuperar com a tarifa de Comercialização pelos comercializadores de último recursos
UGS	Tarifas de Uso Global do Sistema
URT	Tarifas de Uso da Rede de Transporte
URD	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição
E	Tarifas de Energia
C	Tarifas de Comercialização
TVCF	Tarifas de Venda a Clientes Finais

5.4 ESTRUTURA GERAL DAS TARIFAS

As tarifas são constituídas por um conjunto de preços aplicáveis a diversas variáveis de facturação. A escolha e definição destas variáveis de facturação e das suas regras de medição devem permitir reflectir o custo de fornecimento dos vários serviços, originados por cada cliente, tendo em consideração a

tecnologia disponível em equipamentos de medida, bem como a simplicidade de facturação adequada à dimensão dos clientes, evitando custos de leitura e facturação superiores às economias que podem induzir.

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.

Assim, com o objectivo de implementar um sistema tarifário aditivo e mais aderente aos custos de fornecimento de cada serviço, é proposta a alteração das variáveis de facturação nos fornecimentos a clientes com registo de medição diário ou mensal, em particular:

- A redefinição e harmonização do conceito de capacidade contratada, permitindo traduzir a utilização das redes (de transporte e de distribuição) nos seus troços periféricos (mais próximos da instalação de consumo do cliente e de utilização exclusiva de um pequeno número de consumidores).
- A introdução da variável capacidade em períodos de ponta, permitindo traduzir a utilização das redes nos troços principais, partilhados pela generalidade dos utilizadores da rede, e cujo período de maior utilização (e portanto maior escassez do recurso capacidade de transporte ou distribuição), se define como período de ponta.

A escolha dos períodos de ponta deve ter em conta um estudo adequado da utilização das redes. Na presente proposta de regulamentação considera-se, a título provisório, o período de ponta como os meses de Janeiro e Fevereiro. No entanto, os operadores de redes deverão efectuar estudos por forma a validar ou alterar esta opção. Outra hipótese a considerar, é a possibilidade de estabelecer períodos de ponta diferentes para as redes de transporte e de distribuição. Na presente proposta considera-se um mesmo período para todas as redes.

Salienta-se igualmente outra alteração importante face ao sistema tarifário actual, que é a generalização da facturação em unidades de energia (kWh) e de potência (kWh/dia) compatíveis entre si e facilmente comparáveis entre países e formas de energia diferentes.

A utilização da unidade de volume tem a vantagem de permitir, no caso dos sistemas de medição mais simples, a comparação directa do valor facturado com o valor indicado pelo aparelho de medida.

Todavia, é desaconselhável como base de comparação de preços pois está fortemente relacionada com a definição das condições de referência para determinação do volume e do poder calorífico efectivo do gás natural fornecido.

No Quadro 5-3 apresentam-se as variáveis de facturação do sistema tarifário aplicáveis a clientes. As várias tarifas são constituídas por preços aplicáveis a cada uma das variáveis apresentadas no quadro, para além do termo tarifário fixo.

Quadro 5-3 - Variáveis de facturação no referencial das redes e dos clientes

Grandeza	Definição	Unidades
Capacidade tomada	Valor máximo mensal do consumo diário	kWh/dia
Capacidade contratada	Valor máximo da capacidade tomada num período de 12 meses, incluindo o mês da factura	kWh/dia
Capacidade em períodos de ponta	Valor médio do consumo diário no período definido como ponta	kWh/dia
Energia	Energia associada ao volume de gás natural entregue, medida pelo equipamento de medição ou determinada a partir da conversão das grandezas medidas (volume, temperatura e pressão)	kWh

As tarifas de uso das infra-estruturas de recepção, regaseificação e armazenamento, pelas suas especificidades, utilizam variáveis de facturação diferentes das restantes actividades.

Quadro 5-4 - Variáveis de facturação no referencial das infra-estruturas de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL

Grandeza	Definição	Unidades
Capacidade de regaseificação contratada	Valor máximo da quantidade de gás natural veiculada no ponto de entrega do terminal de GNL na rede de transporte, registado no período de um dia, durante o intervalo de 12 meses, incluindo o mês a que a factura respeita	kWh/dia
Energia entregue	Energia associada ao volume de gás natural entregue	kWh
Energia armazenada	Valor diário das existências de energia no terminal de GNL, atribuíveis a cada utilizador, determinadas às 24 horas de cada dia	kWh

Quadro 5-5 - Variáveis de facturação no referencial das infra-estruturas de armazenamento

Grandeza	Definição	Unidades
Energia armazenada máxima	Máximo valor diário das existências de energia numa determinada infra-estrutura de armazenamento subterrâneo, de cada utilizador, determinadas às 24 horas de cada dia, num período de 12 meses, incluindo o mês a que a factura respeita	kWh
Energia injectada	Energia associada ao volume de gás natural entregue a uma infra-estrutura de armazenamento subterrâneo, a partir da rede de transporte de gás natural	kWh
Energia extraída	Energia associada ao volume de gás natural entregue por uma infra-estrutura de armazenamento subterrâneo na rede de transporte de gás natural	kWh

As tarifas por actividade apresentam, na actual proposta de regulamentação, as variáveis de facturação que constam do Quadro 5-6. A justificação para a escolha destas variáveis de facturação é apresentada nos capítulos respeitantes às tarifas em questão.

Estas variáveis correspondem à forma de base de cada tarifa, ou seja, aquela que é aplicada aos fornecimentos a clientes cujo equipamento de medição possibilita uma discriminação máxima do registo de medida. Na aplicação a opções tarifárias com equipamentos mais simples, alguns termos das tarifas são convertidos para os restantes, resultando formas tarifárias mais simples. Esta conversão é detalhada em cada capítulo das tarifas.

*PROPOSTA DE REGULAMENTO TARIFÁRIO DO SECTOR DO GÁS NATURAL – DOCUMENTO
JUSTIFICATIVO*

Quadro 5-6 - Variáveis de facturação das tarifas por actividade

Tarifas por Actividade	Preços das tarifas										
	TCc	TCp	TW	TF	TW _{CLP}	TCC _{RAR}	TW _{RAR}	TWa _{RAR}	TWa _{UAS}	TWi	TWe
E	-	-	X	-							
UGS _{ORT}	-	-	X	-							
UGS _{ORD}	-	-	X	-							
URT _{ORT}	X	X	X	-							
URT _{ORD}	-	X	X	-							
URD _{MP}	X	X	X	X							
URD _{BP}	X	X	X	X							
C	-	-	-	X							
E _{CLP}					X	-	-	-	-	-	-
UTRAR					-	X	X	X	-	-	-
UAS					-	-	-	-	X	X	X

Legenda:

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
C	Tarifa de Comercialização
E _{CLP}	Tarifa de Energia da actividade de Compra e venda de gás natural no âmbito da gestão dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de <i>take or pay</i> celebrados em data anterior à publicação do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro
UTRAR	Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL
UAS	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo
TCc	Preço de capacidade contratada
TCp	Preço de capacidade em períodos de ponta
TW	Preço de energia
TF	Preço do termo tarifário fixo
TW _{CLP}	Preço de energia fornecida pelo comercializador de último recurso grossista na actividade de Compra e venda de gás natural no âmbito da gestão dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de <i>take or pay</i> celebrados em data anterior à publicação do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro
TCC _{RAR}	Preço de capacidade de regaseificação contratada no terminal de GNL
TW _{RAR}	Preço de energia entregue pelo terminal de GNL
TWa _{RAR}	Preço da energia armazenada no terminal de GNL

*PROPOSTA DE REGULAMENTO TARIFÁRIO DO SECTOR DO GÁS NATURAL – DOCUMENTO
JUSTIFICATIVO*

TW _{UAS}	Preço da energia armazenada máxima na infra-estrutura de armazenamento
TWi	Preço da energia injectada na infra-estrutura de armazenamento

As variáveis de facturação referentes às tarifas de Utilização do Terminal de Armazenamento e Regaseificação e Utilização do Armazenamento subterrâneo são aplicadas à energia que entra no SNGN e são reflectidas indirectamente nos custos de aquisição de energia dos comercializadores de ultimo recurso, como tal, estas variáveis de facturação não se aplicam de forma aditiva à energia entregue a clientes. Por outro lado, as restantes tarifas por actividade, que compreendem as tarifas de uso das redes, de uso Global do Sistema e de Comercialização, são aplicáveis à energia entregue a clientes, como tal encontram-se num referencial que possibilita a sua aplicação de forma aditiva, mesmo que, em alguns casos, após a necessária conversão.

6 TARIFAS POR ACTIVIDADE

6.1 TARIFA DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO

Em Portugal existe um terminal de recepção de GNL, infra-estrutura que se caracteriza por elevados custos de investimento.

Na configuração do sector nem toda a energia que é veiculada no sistema de gás natural passa por esta infra-estrutura. Nesse sentido, o custo do terminal é imputável às unidades de energia que efectivamente o utilizam. No entanto, a construção desta infra-estrutura no contexto da diversificação das fontes de abastecimento, beneficia indirectamente todos os consumidores de gás natural.

Assim, os custos associados com o terminal são, em parte, determinados pelo valor que o mesmo acrescenta na cadeia de produção do sector, parte essa que deve ser imputada aos utilizadores directos do mesmo, mas também, em parte, são determinados pela opção de diversificação e segurança de abastecimento que beneficia todos os consumidores, mesmo os que não consomem energia veiculada através do terminal.

No Decreto-Lei n.º 30/2006, que enquadra as actividades reguladas do SNGN, define-se, na alínea bb) do Artigo 3.º, «Recepção» como a actividade de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL. A definição da tarifa a aplicar enquadra-se no estabelecimento dos deveres estabelecidos no Artigo 18.º do mesmo diploma, nomeadamente, no que diz respeito a “assegurar a não discriminação entre os utilizadores ou as categorias de utilizadores do terminal”, n.º 1 alínea c) desse artigo.

6.1.1 ESTRUTURA DA TARIFA

A discussão da estrutura das tarifas de armazenamento de GNL e regaseificação começa na identificação da estrutura de custos associada a estas actividades.

Assim, uma divisão possível para essa estrutura de custos é orientada pelos diferentes serviços prestados pelo terminal de recepção de GNL:

- Recepção de GNL
- Armazenagem de GNL
- Regaseificação de GNL

Cada um destes custos deve ser repercutido na tarifa através de termos tarifários que reflectam correctamente o *driver* de custo. Apresentam-se de seguida uma classificação dos termos tarifários propostos, em 3 categorias possíveis:

- Termo variável (representando custos que dependem do volume de gás processado ou armazenado).
- Termo de capacidade (representando custos que dependem dos caudais máximos de gás).
- Termo fixo (representando custos que não dependem do volume de gás ou do caudal, mas sim de uma realização contratual ou custos indivisíveis ou independentes da quantidade e modo de utilização das infra-estruturas).

A seguinte tabela apresenta a proposta de termos tarifários aplicáveis a cada tipo serviço ou custo identificado e incluído na tarifa de uso do terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL.

Quadro 6-1 - Proposta de termos tarifários

		Termo tarifário		
		Termo Fixo	Termo de capacidade	Termo variável
Serviço	Recepção	x	x	✓
	Armazenamento	x	x	✓
	Regaseificação	x	✓	✓

A justificação para os termos tarifários escolhidos é apresentada de seguida.

CUSTOS DE TRASFEGA OU RECEPÇÃO

O custo associado à trasfega inclui a utilização de meios mecânicos e humanos necessários às manobras de trasfega. A utilização desses meios depende essencialmente do tempo necessário à trasfega, o qual, por sua vez, depende do volume de GNL a retirar do navio metaneiro.

Os custos de investimento associados às infra-estruturas portuárias, nomeadamente o cais de acostagem e os braços de descarga, dependerão das dimensões físicas do navio, as quais têm uma relação directa com o volume transportado. Todavia, porque a restrição de capacidade no terminal de GNL, ou estrangulamento, está essencialmente na infra-estrutura de regaseificação, a capacidade disponível para a trasfega acaba por não condicionar a operação do terminal. Os investimentos já realizados e alguma da manutenção dependem do calado dos navios a receber, embora esta

característica dificilmente seja associável a variáveis físicas do gás transportado¹⁷. Pelas razões referidas pode considerar-se estes custos como custos fixos da infra-estrutura e recuperá-los através do escalamento da tarifa aplicável.

CUSTOS DE ARMAZENAMENTO DE GNL

Os custos das infra-estruturas de armazenamento de GNL dependem, por um lado, da capacidade máxima dos tanques de GNL, e portanto, do volume máximo armazenado (ou nível máximo de utilização do armazenamento). Por outro lado, esses custos dependem do tempo de permanência desses volumes de GNL nos tanques de armazenamento na medida em que a disponibilidade do terminal depende da capacidade de armazenamento em cada instante.

O termo tarifário que recupera os custos de armazenamento pode ser simplificado num termo variável que exprima a ocupação ou utilização dos tanques de armazenamento, por exemplo, em m³ (GNL) (ou kWh). Note-se que se pressupõe que a facturação do preço é diária, o que corresponde à unidade de medida utilizada (energia ou volume no tanque de GNL num dia¹⁸).

CUSTOS DE REGASEIFICAÇÃO

O custo do investimento inicial dos sistemas de regaseificação, incluindo os serviços de bombagem, recuperação das evaporações, regaseificação, medição, e emissão para a RNTGN, depende essencialmente da capacidade instalada, medida em m³(n)/dia ou uma unidade equivalente de energia (kWh/dia).

Adicionalmente, a operação de regaseificação inclui também outros custos, respeitantes a consumos próprios de gás natural na instalação¹⁹ ou outros custos de operação que dependem dos volumes processados.

Em seguida concretiza-se a proposta de variáveis tarifárias a aplicar na recuperação de cada tipo de custo e as respectivas unidades de facturação e medição.

¹⁷ Uma pequena quantidade de gás pode ser entregue por um navio de grandes proporções e vice-versa.

¹⁸ Valor das existências de GNL no armazenamento medidas no final do dia e atribuíveis a um dado utilizador.

¹⁹ 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.

Quadro 6-2 - Grandezas *drivers* de custo e unidades de facturação das tarifas de uso do terminal de GNL

		Termo tarifário		
		Termo Fixo	Termo de capacidade	Termo variável
Serviço	Recepção			Volume regaseificado ou volume carregado em camiões cisterna
	Armazenamento			Existências diárias no armazenamento
	Regaseificação		Caudal diário máximo num período de 12 meses	Volume regaseificado
		Termo tarifário		
		Termo Fixo	Termo de capacidade	Termo variável
Serviço	Recepção			€/kWh
	Armazenamento			€/kWh/dia
	Regaseificação		€/(kWh/dia)	€/kWh

A justificação para a escolha das variáveis e respectivas unidades assenta na discussão dos vectores de custo associados. Adicionalmente foram tomadas algumas opções que importa evidenciar e esclarecer:

- O volume de GNL trasfegado tem uma equivalência no volume de gás regaseificado e emitido para a RNTGN, admitindo que os consumos próprios e as perdas são reflectidos em termos de custo e não em espécie²⁰. Assim, todo o GNL armazenado retirado do navio metaneiro será regaseificado nos dias mais próximos numa relação proporcional directa, com a excepção dos volumes de GNL entregues a camiões cisterna. No caso em que as perdas e consumos próprios no terminal são cobrados em espécie, esta proporcionalidade mantém-se embora seja necessário utilizar um factor de ajustamento para perdas referindo os volumes de gás regaseificado para o referencial da trasfega. A utilização de unidades de energia para facturar esta sub-actividade ou serviço do terminal permite não discriminar entre entregas de gás na rede de transporte, após regaseificação, e entregas de GNL aos camiões cisterna.
- Considera-se desprezável o efeito da diferença de PCS do gás natural liquefeito de diversos carregamentos na contabilização dos volumes de gás processado no terminal, para efeitos de

²⁰ O terminal de regaseificação de Sines não utiliza gás natural nos serviços auxiliares do terminal pelo que é mais adequado recuperar esses custos através de um termo variável da tarifa de utilização do terminal.

facturação do uso do terminal. Assim, é possível utilizar a medida de gás regaseificado quer em unidades de volume (m³) quer em unidades de energia (kWh) indiferentemente. Sem esta simplificação, o volume de gás trasfegado deveria ser facturado através de medidas efectuadas à entrada do armazenamento e não na emissão para a RNTGN, uma vez que quando um novo carregamento de GNL entra no tanque de armazenamento pode misturar-se com GNL já existente nesse tanque, com um PCS diferente. Para um PCS diferente, a mesma unidade de energia de GNL corresponde a um volume diferente.

- Os termos tarifários são de aplicação mensal à excepção do preço do armazenamento que é diário. Este preço é aplicado diariamente à energia que um dado utilizador tem nos tanques de GNL.
- A variável utilizada para facturar o termo de capacidade associado à infra-estrutura de regaseificação deve transmitir um sinal económico destinado a reflectir os custos de reinvestimento na capacidade de regaseificação. Nesse sentido, não pode deixar de estar ligada ao caudal (diário ou horário) máximo efectivo de cada utilizador. O valor máximo requerido por um utilizador é uma medida da sua exigência da capacidade de regaseificação. A utilização do período de 12 meses para cálculo desta variável permite que uma alteração com carácter permanente do perfil de utilização do terminal por um dado utilizador não fique eternamente afectada do seu comportamento passado relativamente a essa utilização. A solução escolhida é assim uma variável que privilegia a perspectiva de longo prazo na facturação do termo de capacidade, transmitindo sinais económicos de custo incremental dos investimentos na infra-estrutura.

A tarifa de uso do terminal de GNL pode ser composta por adição das 3 sub-tarifas referidas.

Esta tarifa é paga pelos comercializadores e comercializadores de último recurso consoante usem esta infra-estrutura sendo por estes reflectida no preço da energia fornecida a cada cliente.

DESCRIÇÃO DAS VARIÁVEIS DE FACTURAÇÃO

Na estrutura tarifária proposta são apresentadas várias variáveis de facturação que importa descrever.

- Energia: volume mensal de gás natural, medido quer no ponto de entrega de gás natural à rede de transporte quer no ponto de entrega de GNL aos camiões cisterna, em unidades de energia (kWh). Esta variável tem aplicação na facturação do serviço de regaseificação, na facturação do serviço de recepção e na facturação do serviço de abastecimento a camiões cisterna.
- Energia armazenada nos tanques de GNL: volume diário de GNL armazenado nos tanques, medido às 24h de cada dia, em unidades de energia (kWh).

- Capacidade de regaseificação contratada das entregas do terminal na rede de transporte - valor máximo dos últimos 12 meses do caudal diário de regaseificação, medido no ponto de entrega de gás natural à rede de transporte, em unidades de energia (kWh/dia).

TARIFAS APLICÁVEIS ÀS ENTREGAS A CAMIÕES CISTERNA DE GNL

O GNL para fornecimento de UAG's é carregado nos camiões cisterna através de um posto de abastecimento bastante automatizado, situado a montante da instalação de regaseificação. Assim, os utilizadores do terminal de GNL que recebem o gás natural no estado líquido não devem suportar os custos associados à infra-estrutura de regaseificação mas devem ser facturados pela utilização das restantes infra-estruturas. Os custos do posto de abastecimento são desprezáveis no conjunto de proveitos das várias actividades executadas no terminal pelo que se propõe que a tarifa de uso do terminal aplicável a estas entregas seja composta pelos termos de recepção e de armazenamento de GNL. A variável de facturação, não podendo ser o volume de GNL regaseificado, será o volume de GNL carregado nos camiões cisterna e medido no posto de abastecimento, em unidades de energia.

TARIFAS DE ENCHIMENTO DE NAVIOS METANEIROS

Embora seja uma actividade residual do terminal de GNL, para além da valência de receber e armazenar GNL de um navio metaneiro este pode, posteriormente, reenviar parte desse GNL armazenado para outro navio, não chegando esse gás a ser entregue à rede de transporte. Note-se que o terminal não tem a capacidade de liquefazer o gás natural eventualmente recebido do gasoduto da rede de transporte mas apenas de reenviar para um navio GNL anteriormente recebido²¹.

Embora não se defina, neste momento, a tarifa aplicável a estas entregas de GNL do terminal para um navio, o princípio aplicado na definição das restantes tarifas poderá ser estendido a este tipo de serviço. A definição de uma tal tarifa não pode ignorar que o gás sujeito a reenvio para um navio metaneiro deve pagar os custos de trasfega e os custos de armazenamento de GNL, devendo os primeiros ser facturados duplamente (admitindo que estes custos não variam com o sentido da trasfega).

6.1.2 METODOLOGIA DE CÁLCULO

A metodologia de cálculo da tarifa de uso do terminal define a forma de determinação dos preços dos termos da tarifa, a partir da definição das quantidades e proveitos associados.

A proposta da tarifa de uso do terminal baseia-se em três parcelas de proveitos, as quais se referem aos serviços de recepção de GNL, armazenamento e regaseificação ou emissão para a rede de transporte.

²¹ Esta modalidade foi equacionada numa antevisão de um possível modelo de fornecimento de gás natural nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Os preços são determinados para que, uma vez aplicados às quantidades definidas, permitam recuperar os proveitos de cada parcela de proveitos. Importa assim definir as quantidades relevantes e os respectivos proveitos.

A repartição dos proveitos permitidos do terminal de GNL em três parcelas deve estar associada a uma correcta imputação dos custos relativos a cada serviço prestado.

Uma solução possível seria definir para cada uma das funções de (i) recepção e trasfega, (ii) armazenamento de GNL e (iii) regaseificação, proveitos permitidos tendo por base uma separação adequada de contas. Para cada uma destas funções seriam definidas tarifas. Cada uma destas tarifas seria calculada de forma independente. Anualmente cada uma das tarifas seria calculada por forma a recuperar os custos de exploração e de capital previstos para esse ano, adicionados dos desvios verificados em ano anterior quer de custos, quer de quantidades. Esta solução poderá originar em cada ano variações diferenciadas e significativas de preços entre as três tarifas referidas.

Uma outra solução possível seria calcular as três tarifas por forma a que proporcionassem um conjunto de receitas com estrutura idêntica à dos proveitos permitidos das três funções. Os desvios quer de custos, quer de quantidades das três funções seriam adicionados e recuperados escalando os três preços previamente determinados. Esta solução resolve a eventual volatilidade dos preços em particular relativamente à função de armazenamento de GNL. Na proposta de regulamento optou-se por uma solução deste género. Havendo vantagens e desvantagens em qualquer uma das soluções.

Deste modo, as três tarifas (para cada um dos serviços do terminal) são calculadas para que proporcionem um conjunto de receitas com estrutura idêntica à dos proveitos permitidos das três funções. Os desvios de quantidades²², das três funções serão adicionados e recuperados escalando os preços previamente determinados. Esta solução resolve parcialmente a eventual volatilidade dos preços das tarifas de uso do terminal, em particular relativamente à função de armazenamento de GNL (na medida em que a previsão da procura na utilização do terminal e da utilização do armazenamento é necessariamente falível). Como inconveniente introduz um certo nível de subsidiação cruzada entre as três funções do terminal. Numa primeira análise esta subsidiação cruzada entre funções seria indutora de subsidiação cruzada entre utilizadores que utilizassem de forma diferenciada as três funções do terminal, situação que se verifica com mais relevância no armazenamento de GNL. Esta subsidiação é do tipo inter temporal, ou seja, entre os utilizadores de anos consecutivos, na medida em que resulta dos ajustamentos tarifários. Todavia, a correcta imputação dos desvios de receitas nos anos anteriores às tarifas de cada função do terminal do ano seguinte apenas eliminaria a subsidiação cruzada entre utilizadores do terminal se os utilizadores fossem os mesmos e consumissem as mesmas quantidades nos vários anos. Ora esta situação pode não se verificar pelo que é preferível valorizar a estabilidade dos

²² Por desvio de quantidades entende-se a diferença de proveitos entre o valor previsto facturar e o verificado.

preços das tarifas, ou pelo menos, o seu valor relativo, ajustando os preços da tarifa de uso do terminal globalmente.

Finalmente, refira-se ainda que pode existir uma discrepância entre os proveitos regulados para a actividade de operação do terminal de GNL e os proveitos a recuperar pelas tarifas de uso da infra-estrutura. De facto, considerando que a infra-estrutura do terminal de GNL está em concorrência com infra-estruturas similares em Espanha, os preços a praticar pelo terminal deverão ser próximos dos custos incrementais de utilização e não dos custos médios. Esta diferença é particularmente relevante se se considerar que o terminal está actualmente sub-utilizado e, portanto, o custo médio (se considerada essa sub-utilização) está muito acima do custo incremental. A eliminação desta barreira à entrada pode passar por uma subsídio cruzada da actividade de operação do terminal de GNL no início da fase de liberalização do mercado do gás natural²³, que pode ser realizada entre actividades (passando parte dos proveitos a recuperar para a tarifa de uso global do sistema) ou no tempo (o desvio de receitas no presente pode ser pago pelos utilizadores futuros do terminal).

Os proveitos a recuperar pelas tarifas de uso do terminal serão assim compostos em três parcelas:

- Proveitos a recuperar pelo operador do terminal de GNL por aplicação dos termos de recepção da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL
- Proveitos a recuperar pelo operador do terminal de GNL por aplicação dos termos de armazenamento da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL
- Proveitos a recuperar pelo operador do terminal de GNL por aplicação dos termos de regaseificação da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

A parcela de proveitos relativa à recepção de GNL deve ser recuperada por um termo de energia.

A parcela de proveitos relativa ao armazenamento de GNL deve ser recuperada por um termo de energia, dependente da utilização do armazenamento de GNL. A aplicação do preço de utilização do armazenamento de GNL é diária.

A parcela de proveitos relativa à regaseificação de GNL, associada aos custos com a infra-estrutura de bombagem, evaporação, processamento e emissão para a rede de transporte, é composta por um termo de capacidade, dependente do caudal diário máximo, e um termo de energia, dependente do volume de GNL regaseificado, medido no ponto de entrega na rede de transporte.

²³ Em alguns países, como Itália por exemplo, as tarifas são definidas considerando uma capacidade contratada de regaseificação anual correspondente a um mínimo de 90% da capacidade total.

A determinação dos preços do termo de energia e de capacidade da tarifa deve atender à estrutura de custos incrementais (de capacidade e de energia) de regaseificação de GNL.

6.1.3 COMPARAÇÃO INTERNACIONAL SOBRE VARIÁVEIS DE FACTURAÇÃO NAS TARIFAS DE REGASEIFICAÇÃO E ARMAZENAMENTO DE GNL

Neste capítulo apresenta-se uma breve comparação internacional sobre as variáveis de facturação associadas às tarifas de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL em vigor em Itália, Espanha e França. Embora referido na comparação internacional em outras actividades, o exemplo do Reino Unido não é apresentado nesta análise pois o acesso ao terminal de GNL no Reino Unido não está baseado em tarifas, sendo negociado com contratos de longo prazo. Apresentam-se também as variáveis de facturação relativas ao modelo proposto.

Quadro 6-3 - Comparação internacional de variáveis de facturação das tarifas de regaseificação e armazenamento de GNL

Variáveis de facturação	Espanha	Itália	França	Portugal (modelo proposto)
Termo fixo	-	✓ [€/descarga]	✓ [€/descarga]	-
Termo variável de recepção de GNL	-	✓ [€/m ³ (GNL)]	✓ [€/MWh]	✓ [€/kWh] Aplicado aos volumes de gás regaseificado ou entregas a camiões cisterna
Termo variável do armazenamento de GNL	✓ [€/m ³ (GNL).dia] Franquia de 10 dias de armazenamento incluída na tarifa de uso do terminal	-	- (variável substituída em 2006)	✓ [€/kWh] Facturado diariamente
Termo variável de regaseificação	✓ [€/kWh]	✓ [€/GJ]	✓ [€/MWh] (variável utilizada a partir de 2006)	✓ [€/kWh]
Termo de capacidade de regaseificação	✓ [€/(kWh/dia)]	-	✓ [€/(MWh/dia)] (variável utilizada a partir de 2006 e aplicável ao número de dias médio entre cada 2 descargas consecutivas)	✓ [€/(kWh/dia)]
Perdas e consumos próprios^(a)	Em espécie	Em espécie 2%	Em espécie 0,5%	Considerar uma percentagem em espécie
Outros termos			Termo de regularidade sazonal [€/MWh]	

(a) No terminal de Sines os consumos próprios de gás natural são nulos atendendo a que os vaporizadores não são de combustão submersa.

Da análise do quadro anterior observa-se que a estrutura tarifária em Espanha e em Itália é mais simplificada do que a estrutura em vigor em França. O modelo proposto para Portugal está mais próximo da simplicidade do modelo espanhol. Esta proximidade da estrutura tarifária entre Portugal e Espanha tem a vantagem de se tornar mais perceptível para os agentes a actuar no mercado ibérico.

Note-se que os sistemas tarifários nos países analisados estão em evolução constante e o nível da complexidade das estruturas tarifárias acompanha quer o conhecimento e a experiência da utilização das infra-estruturas de regaseificação de GNL desses países quer as necessidades e propostas dos agentes do mercado. Da mesma forma, a evolução da utilização do terminal de GNL e informação

adicional sobre a estrutura de custos das infra-estruturas de regaseificação em Portugal poderá indicar no futuro uma mudança desta estrutura tarifária.

6.2 TARIFA DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL

O armazenamento subterrâneo de gás natural é uma actividade do SNGN, tal como se estabelece na alínea b) do artigo 13.º do Decreto-Lei n.º 30/2006. Esta actividade, na medida em que integra a gestão técnica global do sistema, artigo 15.º, é exercida em regime de concessão de serviço público e constitui parte integrante da RNTIAT sendo exercida pelo operador do armazenamento subterrâneo, artigo 19.º do mesmo diploma.

6.2.1 ESTRUTURA DA TARIFA

A utilização das instalações de armazenagem subterrânea pode ter várias vertentes:

- Armazenamento Estratégico;
- Armazenamento Comercial.

A armazenagem subterrânea do Carriço corresponde a uma actividade exercida em regime de concessão de serviço público. Assim, nos termos da lei, deve constituir a reserva estratégica, já estabelecida na cláusula 35ª do Contrato de Concessão, assinado entre a Transgás e o Estado Português, cujo volume deve permitir suprir 20 vezes a média diária dos consumos verificados no ano anterior, descontando os interruptíveis e os relativos à produção termoeléctrica em Ciclo Combinado.

Os dados conhecidos estimam que o volume das cavernas permite armazenar 325 milhões de m³ (n) (0,325 bcm), dos quais 125 milhões de m³ (n) não são utilizáveis (GN necessário para a manutenção da estabilidade das cavernas). Assim, a capacidade útil é de 0,2 bcm. Em 2003 a Transgás, em resposta ao “Anúncio da Proposta de Regulamentação para o Sector do Gás Natural em Portugal” publicado pela ERSE, previa, para 2007, um valor de consumo para 20 dias de cerca de 240 milhões de m³ (n), valor superior ao volume total disponível nas cavernas.

Neste contexto, a primeira dificuldade em termos de cálculo das tarifas é determinar a afectação dos custos de uso de infra-estrutura em termos, estratégicos, operacionais e comerciais, quando o espaço para a mesma ser utilizada para fins comerciais parece ser muito reduzido ou inexistente.

Por outro lado, no artigo 58.º do Decreto-Lei n.º 30/2006 estabelece-se que os operadores que introduzam gás em território nacional estão sujeitos à obrigação de constituição de reservas de segurança. Neste enquadramento, são os comercializadores que devem contratar os meios necessários para o aprovisionamento, quer este seja de natureza comercial ou de natureza obrigatória tendo em conta as regras de reservas de segurança. O diploma em questão, no n.º 2 do artigo 19.º, estabelece ainda que o operador do armazenamento subterrâneo deve “assegurar a não discriminação entre os

utilizadores ou as categorias de armazenamento”, o que concorre para sustentar a ideia do estabelecimento de uma mesma tarifa de armazenamento, sem discriminar face ao “tipo” de armazenamento

Independentemente da quantidade de armazenamento disponível para dar acesso não discriminatório aos utilizadores desta infra-estrutura, as variáveis de facturação a utilizar devem acima de tudo reflectir aspectos de capacidade ou volumétricos. Uma vez que são as capacidades armazenadas que determinam o custo com as cavidades, assim como com o equipamento auxiliar. Neste sentido, a variável a considerar para repercutir os custos associados à quantidade armazenada seria o volume armazenado. No entanto, as unidades de volume (metros cúbicos) podem ser convertidas em unidades de energia. Assim, com benefício para a restante utilização do sistema integrado de infra-estruturas, a unidade de facturação mais adequada será em euros por kWh. Este pagamento, ou esta utilização do espaço pode ainda vir expressa em dias, meses, ou para o ano.

O termo de espaço de armazenagem pode assim ser expresso das seguintes formas alternativas:

- Unidades de espaço em €/kWh por ano.
- Unidades de espaço em €/kWh por mês, podendo ser contratada anualmente em função do dia de máxima utilização.
- Unidades de espaço em €/kWh por dia, podendo ser contratada anualmente com ou sem discriminação mensal ou sazonal, em função do dia de máxima utilização.
- Unidades de espaço em €/kWh por dia, dado como o dia de consumo máximo em meses de ponta, de forma a capturar a utilização do espaço em determinados meses em que há mais escassez.

A escolha mais correcta depende do grau de detalhe do sinal preço (nomeadamente em termos de utilização sazonal) a transmitir aos agentes e, naturalmente, não é indiferente ao grau de maturidade em termos da caracterização da utilização da infra-estrutura de armazenamento, uma vez que é necessário um histórico da sua utilização anual para poder determinar quais os períodos em que esta é mais requisitada pelos utilizadores.

Adicionalmente, os custos com a injeção e extracção de GN (mesmo os associados a serviços de balanceamento da RNTGN ou utilização da armazenagem estratégica) podem ser facturados em função das quantidades processadas (€/m³(n)GN ou €/kWh) ou em função da capacidade de processamento contratada (€/kWh/dia). Importa referir que nos processos de injeção e extracção verificam-se consumos de energia significativos (na injeção até 5,5% do volume de gás processado e na extracção até 2,4% do volume de gás processado).

No actual contexto, de entrada em exploração da infra-estrutura de armazenamento e de início do processo regulatório, nomeadamente no que diz respeito à caracterização da rede, parece ser mais

adequado optar por uma estrutura tarifária mais simples e intuitiva para os agentes. Assim, o termo de espaço de armazenagem, em unidades de energia a estabelecer anualmente, parece ser o mais indicado para facturar os custos com o armazenamento subterrâneo. No que diz respeito ao processamento a facturação dos volumes processados pode ser efectuada a partir de um termo aplicável à energia processada, em €/kWh, tal como em Espanha ou Itália.

Tendo em conta estes factores propõe-se que a tarifa tenha as seguintes variáveis de facturação:

- Termo de energia armazenada máxima, reflectindo os proveitos imputáveis ao armazenamento, em €/(kWh anuais) a aplicar mensalmente.
- Termo de energia, reflectindo os proveitos imputáveis à injeção e extracção de GN, em €/kWh.

O termo de energia armazenada máxima representa a quantidade máxima de espaço utilizado num mês. Esta quantidade tem um equivalente em volume de gás, sendo a quantidade máxima de espaço utilizado por um comercializador durante um determinado mês, em qualquer instante desse mês. O valor a facturar mensalmente deve corresponder ao valor mais alto dos últimos 12 meses.

Desta forma, procura-se transmitir aos utilizadores um sinal preço que reflecta a utilização máxima do espaço e portanto conduza a uma utilização racional da capacidade de armazenagem que é limitada.

Esta opção, por facturar a capacidade máxima de armazenagem tomada por cada utilizador, pressupõe a existência de elevados coeficientes de simultaneidade entre os vários utilizadores, o que é consistente com uma armazenagem do tipo estratégico.

Caso se venha a verificar que os coeficientes de simultaneidade não são elevados, ou no caso de se expandir a capacidade de armazenagem subterrânea, abrindo lugar a uma utilização de cariz comercial, então será mais adequado facturar a capacidade máxima de armazenagem de cada utilizador determinada nos meses de ponta da instalação de armazenagem.

6.2.2 METODOLOGIA DE CÁLCULO

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

Aos comercializadores que utilizam o armazenagem só são imputados os custos que dizem respeito à utilização do mesmo.

Para efeitos de cálculo consideram-se, com base na estrutura de custos, duas parcelas de proveitos no âmbito desta tarifa:

- Proveitos a recuperar pelo operador do armazenamento subterrâneo por aplicação dos termos de injeção e extracção da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.
- Proveitos a recuperar pelo operador do armazenamento subterrâneo por aplicação dos termos de armazenamento da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.

Esta tarifa é paga pelos comercializadores e comercializadores de último recurso consoante usem esta infra-estrutura sendo reflectidos no preço da energia fornecida por estes a cada cliente.

Em relação à compensação da utilização do armazenamento em termos de injeção e extracção existe a possibilidade de facturar apenas os utilizadores pela diferença ou saldo entre as duas variáveis. No entanto, havendo preços tanto para a injeção como para a extracção (na realidade existe um mesmo preço aplicado às duas quantidades), os agentes, individualmente, não têm incentivo a utilizar os dois serviços em simultâneo. Por outro lado, pode ter interesse introduzir um termo variável diferente para injeções ou extracções em contra-fluxo.

Para efeitos de cálculo desta tarifa o Operador do Armazenamento Subterrâneo (OAS) deve enviar anualmente à ERSE as quantidades de energia injectada e extraída que prevê para o ano seguinte, bem como a quantidade de energia armazenada máxima em kWh. Deve ainda enviar à ERSE informação referente à estrutura de custos da actividade de armazenamento subterrâneo, nomeadamente o peso relativo dos custos associados com a injeção e extracção e o peso relativo dos custos associados com o espaço de armazenamento subterrâneo.

6.2.3 COMPARAÇÃO INTERNACIONAL SOBRE VARIÁVEIS DE FACTURAÇÃO NAS TARIFAS DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL

Em vários dos países da União Europeia verifica-se a existência de uma estrutura que considera separadamente preços para o armazenamento e para a injeção ou extracção. No entanto, as variáveis utilizadas são diferentes de país para país como se pode verificar no quadro seguinte. Neste quadro apresentam-se também as variáveis de facturação relativas ao modelo proposto para Portugal.

Quadro 6-4 – Principais termos tarifários utilizados nas tarifas de armazenamento de gás natural

País	Espanha	Reino Unido	Itália	Portugal (Proposta)
Espaço de Armazenamento	Termo de capacidade contratada em euros por kWh por mês. A aplicar a uma capacidade contratada fixa, em kWh.	Termo de capacidade, a aplicar à capacidade de armazenamento total, em função do espaço. O preço é estabelecido em £/kWh, para um ano.	Dois termos em função do espaço. Um em €/GJ por ano, traduzindo o custo unitário do espaço utilizado. Um outro termo, que reflecte a máxima disponibilidade de ponta diária conferida ao agente, expressa em €/ GJ/ ano.	€/kWh (termo de energia armazenada máxima, caracterizada como a máxima capacidade de armazenamento em qualquer dia dos últimos 12 meses) ; reflectindo os custos associados ao armazenamento.
Injecção e extracção	Termo variável com a quantidade processada (injectada ou extraída) em euros por kWh.	Termo de capacidade, a aplicar à capacidade de processamento contratada, que é dada pela quantidade máxima a retirar da infra-estrutura, no espaço de 24 horas, durante os meses de Janeiro e Fevereiro. O preço é estabelecido em £/kWh/dia para um ano.	Termo variável com a quantidade processada (injectada ou extraída) em euros por kWh.	€/kWh (termo variável), reflectindo os custos associados à injecção e extracção de GN.

6.3 TARIFA DE ENERGIA DA ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL NO ÂMBITO DA GESTÃO DOS CONTRATOS DE APROVISIONAMENTO DE LONGO PRAZO EM REGIME DE TAKE OR PAY CELEBRADOS EM DATA ANTERIOR À PUBLICAÇÃO DO DECRETO-LEI N.º 30/2006, DE 15 DE FEVEREIRO

A tarifa de Energia da actividade de Compra e Venda de gás natural no âmbito da gestão dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay* celebrados em data anterior à publicação do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, é estabelecida por forma a proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural no âmbito da gestão dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay* celebrados em data anterior à publicação do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro.

6.3.1 ESTRUTURA DA TARIFA

A estrutura da tarifa de Energia da actividade de Compra e Venda de gás natural no âmbito da gestão dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay* celebrados em data anterior à publicação do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro tem somente um preço de energia, anual. O preço de energia não tem diferenciação temporal nem ajustamentos trimestrais.

A tarifa é aplicada no referencial de entrada nas redes de distribuição ou saída da rede de transporte.

6.3.2 METODOLOGIA DE CÁLCULO

O preço de energia da tarifa é calculado de forma a recuperar os custos com a aquisição de gás natural incorridos, em termos de previsão, por aplicação às quantidades dos fornecimentos do comercializador, referidas à saída da rede de transporte ou entrada nas redes de distribuição.

6.4 TARIFA DE ENERGIA DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

A tarifa de Energia é aplicada pelos comercializadores de último recurso retalhistas aos seus clientes permitindo recuperar os custos com a aquisição de gás natural.

A tarifa de Energia de cada comercializador de último recurso retalhista depende dos custos efectivamente incorridos por cada um, não estando prevista a sua socialização entre todos os comercializadores de último recurso.

No entanto, e tendo em conta o exposto no ponto 6.3, as parcelas dos custos unitários de aquisição de gás natural pelos comercializadores de último recurso retalhistas ao comercializador de último recurso grossista são idênticas, reflectindo a aplicação da tarifa de Energia do comercializador de último recurso grossista no âmbito dos contratos *take or pay* em data anterior à publicação do DL n.º 30/2006.

As tarifas de Energia a aplicar pelos diversos comercializadores de último recurso serão diferentes uma vez que, para além das compras ao comercializador grossista, estes comercializadores podem adquirir a restante energia, para fazer face às necessidades dos seus clientes, em mercados organizados de gás natural e também mediante contratos bilaterais físicos, previamente aprovados pela ERSE.

6.4.1 ESTRUTURA DA TARIFA

A estrutura da tarifa de Energia a aplicar pelos comercializadores de último recurso é constituída por um preço de energia anual.

Actualmente não se encontra justificação suficiente para suportar a diferenciação sazonal do preço de energia da tarifa, ligado porventura a uma evolução típica do preço de aprovisionamento de gás natural ao longo do ano. A existir esta diferenciação ao nível das aquisições de gás natural, os preços de energia da tarifa deveriam reflecti-la através da fixação de preços de energia mais elevados em determinados períodos e de preços mais reduzidos noutros períodos.

Considera-se que uma eventual diferenciação de preços ao longo do ano deve ser suportada numa comprovada caracterização da evolução anual dos custos de aquisição de gás natural, a apresentar pelos diversos comercializadores de gás natural.

Refira-se que esta diferenciação de preços de energia relativa a características intrínsecas aos preços do gás natural nos mercados grossistas não se deve confundir com a evolução real observada desses preços, face a contingências circunstanciais à escala regional ou mundial. A primeira evolução de preços

referida, a existir, pressupõe-se respeitar um perfil estável e conhecido de evolução dos preços ao longo do ano, por exemplo, devido à coincidência temporal dos momentos de procura mais elevada de gás natural nos países mais industrializados. A segunda evolução de preços, devida a acontecimentos externos ao mercado nacional, como sejam as guerras ou situações políticas instáveis em países onde se situam as reservas de gás natural, tem um carácter imprevisível por natureza e, por isso, não é possível desenhar uma estrutura sazonal de preços de energia com base na previsão destes fenómenos.

AJUSTAMENTOS PERIÓDICOS NOS PREÇOS DA TARIFA DE ENERGIA

Como referido, o preço real de aquisição de gás natural pelos comercializadores de último recurso pode afastar-se do preço previsto no momento da fixação das tarifas. De alguma forma, estes desvios traduzem a evolução dos preços do gás nos mercados internacionais e por isso deveriam ser transmitidos aos clientes de gás natural de forma rápida e eficiente, a fim de promover eficiência económica no sector produtivo e evitar distorções de concorrência entre os diferentes combustíveis ou formas de energia alternativas.

De todo o modo, a transmissão destes sinais económicos nos preços de energia do fornecimento de gás natural exige que a periodicidade da leitura dos consumos seja compatível com a discriminação dos preços, de forma a imputar correctamente o preço real do gás a consumos efectivamente ocorridos nesse momento do tempo. Assim, este princípio não é compatível com a aplicação de estimativas de consumo pois estas anulam o sinal preço a transmitir ao cliente, que não vê directamente relacionados o seu consumo efectivo e o preço que paga pelo mesmo, e promovem comportamentos oportunistas de clientes que se poderiam tentar a declarar consumos reais diferentes dos que efectivamente acontecem, para capitalizar diferenças de preço entre períodos do gás natural, sem que o comercializador se pudesse certificar desses consumos, através de leituras do equipamento de medição.

Por estas razões, não se considera desejável a existência de ajustamentos intra anuais do preço de energia relativos à tarifa de Energia para clientes com periodicidade de leitura superior à mensal.

Relativamente aos restantes clientes, interessa demonstrar que é possível transmitir sinais económicos relevantes e coerentes aos consumidores de gás natural, e que o efeito desses ajustamentos de preços seria suficientemente importante para justificar os custos de transacção envolvidos no processo de determinação, divulgação e aplicação dos referidos ajustamentos bem como a introdução de uma componente adicional de risco de preço de aquisição de gás natural ao longo do ano.

Refira-se ainda que o modelo regulamentar prevê que quer os comercializadores de último recurso retalhistas quer o comercializador de último recurso grossista, no âmbito da actividade de comercialização de último recurso a grandes clientes, possam adquirir parte das suas necessidades de gás no mercado. Nesta circunstância, poderia ser útil transmitir sinais económicos adequados a estes

comercializadores, de modo a promover a sua actuação no mercado, em paralelo com as compras de gás ao comercializador de último recurso grossista, em condições de eficiência económica.

Actualmente no sector do gás natural existe a prática de variações trimestrais dos preços. No sector eléctrico a ERSE introduziu ajustamentos trimestrais aos preços da tarifa de Energia na revisão regulamentar de 2001, com a evolução do sector optou-se por, recentemente, retirar esses ajustamentos trimestrais, essencialmente devido a sugestões dos consumidores de energia eléctrica. Assim, tendo em conta que existem vantagens e desvantagens para os diferentes agentes da consideração de ajustes trimestrais ao preço da energia, na presente proposta de regulamentação não são considerados ajustes trimestrais.

6.4.2 METODOLOGIA DE CÁLCULO

O preço de energia da tarifa é calculado de forma a recuperar os custos com a aquisição de gás natural incorridos, em termos de previsão, por cada comercializador de último recurso, por aplicação às quantidades dos fornecimentos do comercializador, referidas à entrada na respectiva rede de distribuição.

6.4.3 CONVERSÃO DOS TERMOS DA TARIFA

Os preços da tarifa de Energia são posteriormente convertidos para os vários níveis de pressão e tipo de fornecimento, sendo aplicados directamente à energia dos fornecimentos de cada comercializador de último recurso, registada nos pontos de entrega dos seus clientes.

6.5 TARIFA DE ENERGIA DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO A GRANDES CLIENTES

A tarifa de Energia da actividade de comercialização de último recurso a grandes clientes é aplicada aos seus clientes com consumo anual igual ou superior a 2 milhões de m³ (n) para recuperar os custos com a aquisição de gás natural para esses fornecimentos.

6.5.1 ESTRUTURA DA TARIFA

A estrutura da tarifa de Energia da actividade de comercialização de último recurso a grandes clientes é monómia tendo somente um preço de energia, anual.

AJUSTAMENTOS PERIÓDICOS NOS PREÇOS DA TARIFA DE ENERGIA

O racional para a eventual introdução de ajustamentos periódicos nos preços da tarifa de Energia foi apresentado anteriormente, mantendo-se a mesma proposta para esta tarifa.

Adicionalmente, os grandes clientes em particular, apresentam processos produtivos em geral fortemente dependentes do custo da energia. Muitas vezes estes clientes têm a possibilidade de optar entre várias formas de energia alternativa de modo a minimizar a sua factura energética e aumentar a sua competitividade. Sinais económicos correctos no preço do gás natural seriam indutores de comportamentos globalmente mais eficientes. A situação das centrais de cogeração (produção conjunta de vapor e energia eléctrica) é também digna de nota uma vez que a produção de energia eléctrica destas centrais beneficia de uma fórmula remuneratória ligada ao custo do gás natural, actualizada trimestralmente.

Da mesma forma que para os comercializadores de último recurso retalhistas, o modelo regulamentar prevê que o comercializador de último recurso grossista, no âmbito da actividade de comercialização de último recurso a grandes clientes, possa adquirir parte das suas necessidades de gás no mercado. Nesta circunstância, poderia ser útil transmitir sinais económicos adequados a este comercializador, de modo a promover a sua actuação no mercado, em paralelo com as compras de gás ao comercializador de último recurso grossista, em condições de eficiência económica e, por isso, melhor preço para o cliente final.

6.5.2 METODOLOGIA DE CÁLCULO

Os preços da tarifa de Energia da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes, aplicável aos fornecimentos a clientes com consumos anuais iguais ou superiores a 2 milhões de m³ (n), são calculados por forma a proporcionar os proveitos permitidos da função de Compra e venda de gás natural da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes.

As quantidades a considerar no cálculo da tarifa de Energia da actividade de comercialização de último recurso a grandes clientes são as energias fornecidas aos clientes finais do comercializador de último recurso grossista, no âmbito da actividade de comercialização de último recurso a grandes clientes, previstas para o ano gás t , referidas à saída da rede de transporte ou, no caso dos clientes ligados nas redes de distribuição abastecidas por GNL, à entrada dessa rede de distribuição, através dos respectivos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos.

6.5.3 CONVERSÃO DOS TERMOS DA TARIFA

Os preços da tarifa de Energia são posteriormente convertidos para os vários níveis de pressão e tipo de fornecimento, sendo aplicados directamente à energia dos fornecimentos de cada comercializador de último recurso, registada nos pontos de entrega dos seus clientes.

6.6 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

A gestão técnica global do sistema é definida no Artigo 17.º do Decreto-Lei n.º 30/2006 como sendo responsabilidade da entidade concessionária da RNTGN. A tarifa de Uso Global do Sistema deve incluir e reflectir os custos desta actividade de forma a serem repartidos de modo adequado por todos os utilizadores da RNTGN.

6.6.1 ESTRUTURA DA TARIFA

A tarifa de Uso Global do Sistema aplica-se a todos os consumidores de gás que utilizam as infra-estruturas do SNGN.

Esta tarifa visa recuperar os custos associados com a gestão técnica global do sistema. Estes incluem os custos com a operação do sistema. Estes custos podem ser identificados como dependentes da energia que flui no sistema.

Para além dos custos de operação do sistema a tarifa de Uso Global do Sistema pode recuperar alguns custos de política energética ou de interesse económico geral. Entre estes incluem-se, nomeadamente, os custos com a ERSE e os eventuais custos com programas de promoção da eficiência energética. Esta parcela de custos não tem associada uma variável de facturação específica, sendo o mais natural a sua repercussão por toda a energia consumida ou, eventualmente, a aplicação de uma estrutura tarifária binómia, com um termo de energia e um termo de capacidade.

Nos outros países da União Europeia é frequente incluir estes custos nas restantes tarifas de acesso às infra-estruturas. Em Espanha, os operadores de redes e das infra-estruturas de gás natural devem afectar uma percentagem da sua facturação para este tipo de custos, nomeadamente 0,166% para o regulador e 0,620% dos proveitos para a gestão técnica do sistema. No Reino Unido, utiliza-se uma variável de facturação, em £/kWh, na tarifa da rede de transporte a aplicar a toda a energia que entra e a toda a energia que sai (cumulativamente) e que reflecte os custos com a operação do sistema.

Uma estrutura tarifária binómia, com energia e capacidade permitiria calibrar a estrutura de pagamentos dos diversos tipos de fornecimentos, no entanto não existe um racional de custos forte que permita orientar a forma desta estrutura de pagamentos e portanto que justifique a introdução de uma estrutura binómia.

Tendo em conta estes factores propõe-se que a tarifa seja monómia e que o termo de facturação seja a energia entregue, em €/kWh.

6.6.2 METODOLOGIA DE CÁLCULO

Esta tarifa deve ser calculada no referencial de saída da RNTGN e aplicada a toda a energia que sai da rede de transporte para abastecimento de clientes directos e operadores da rede de distribuição e, adicionalmente, deve ser considerada a energia entrada nas redes de distribuição abastecidas por GNL. Posteriormente, os preços devem ser convertidos do referencial de saída da RNTGN para o referencial de aplicação a clientes finais, no caso de estes se encontrarem ligados às redes de distribuição.

As quantidades e preços são referidos à saída da RNTGN ou à entrada das redes de distribuição abastecidas a partir de GNL. Para aplicação nos níveis de pressão inferiores e ao longo da rede de distribuição, devem ser convertidos de forma a assegurar o mesmo montante de proveitos por ponto de saída.

6.6.3 CONVERSÃO DOS TERMOS DA TARIFA E APLICAÇÃO PELOS OPERADORES DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO

A tarifa de Uso Global de Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição tem a mesma estrutura da tarifa de Uso Global de Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte. Esta tarifa recupera os proveitos que correspondem aos pagamentos que o operador da rede de distribuição efectua para montante.

Ao longo do tempo, devido à existência de ajustamentos de quantidades e à existência de factores de ajustamento para perdas diferentes, os preços da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar por cada operador de rede distribuição às suas entregas podem divergir ligeiramente.

Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema a considerar para a conversão são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades de energia entregue proporcione o montante de proveitos a recuperar por cada operador da rede de distribuição.

A diferenciação de preços nas várias opções tarifárias e tipos de fornecimento é efectuada mediante a aplicação de factores de ajustamento para perdas aos preços de energia.

6.7 METODOLOGIAS DE TARIFICAÇÃO DO USO DAS REDES

Na facturação das redes podem ser aplicados vários modelos tarifários, nomeadamente, tarifas de entrada/saída, tarifas sensíveis à distância (ponto-a-ponto), tarifas zonais e tarifas tipo selo postal.

Seguidamente, apresentam-se cada um destes tipos de tarifas.

6.7.1 ENTRADA-SAÍDA

Um sistema de tarifas de transporte de gás natural pode ser definido com base na combinação de preços separados para a introdução de gás no sistema – “preços de entrada” e para a retirada de gás do sistema de transporte – “preços de saída”.

Este sistema procura reflectir, simultaneamente, o uso da capacidade do sistema e a flexibilidade de utilização do mesmo. Indirectamente, contém um elemento de distância na determinação do que cada utilizador paga.

Um sistema de entrada saída fornece sinais sobre os congestionamentos da rede através dos preços e indica aos consumidores onde é que estes se devem localizar.

Na sequência da Directiva 2003/55/CE e no âmbito dos trabalhos da Comissão Europeia, particularmente no que concerne o Fórum de Madrid, é este tipo de tarifa, já em aplicação na maioria dos Estados-Membros para o uso da rede de transporte, que tem vindo a ser recomendado.

6.7.2 PONTO-A-PONTO

Para grandes distâncias entre os pontos de entrada e de saída de gás, a variável distância condiciona os custos de transporte. Quando o fluxo é predominantemente unidireccional, e principalmente quando há poucos pontos de injeção, não é possível beneficiar dos tradicionais efeitos da gestão em rede, sendo o custo de transporte condicionado pela distância.

6.7.3 ZONAL

Muitas vezes, para a mesma zona da rede, os custos não se alteram significativamente com a distância, bastando, nestes casos, aplicar tarifas zonais. Uma tarifa zonal pode ser vista como uma forma híbrida entre uma tarifa sensível à distância e uma tarifa selo postal.

6.7.4 SELO POSTAL

As tarifas do tipo selo postal não dependem da distância ou da região onde é consumido o gás natural. Aplica-se a cada unidade de consumo um mesmo preço, independentemente da origem e do destino do gás natural. Do ponto de vista do cliente, estas tarifas têm a vantagem de fomentar a concorrência, pois permitem que todos os clientes e fornecedores olhem para a infra-estrutura como um recurso a que todos podem aceder a um mesmo preço. Na perspectiva do cliente têm ainda a “vantagem” de permitir a aplicação do princípio da uniformidade tarifária ao longo do território.

A não consideração do percurso efectuado pelo gás natural para o fornecimento de determinado cliente implica subsidiação cruzada entre clientes, dado que a cada cliente não é afectado o custo que este cliente efectivamente causa na rede. Como consequência, o preço pago por um utilizador que use um troço de rede curto, cujo custo é portanto reduzido, pode revelar-se bastante elevado. Inversamente, o preço pago por um troço mais longo pode revelar-se muito inferior ao custo da capacidade correspondente traduzindo-se numa subsidiação cruzada entre os utilizadores da rede. Daí que os consumidores cujo gás percorre um maior troço da rede prefiram uma tarifa de selo postal em detrimento de uma tarifa em função da distância ou de tarifas de entrada-saída ou zonais. Quanto mais longos e menos malhados forem os gasodutos e quanto mais unidireccionais forem os caudais, menos adequado é este tipo de tarifa. Em Portugal existe alguma assimetria do perfil de injeções de gás na rede de transporte, estando o centro de gravidade dessas injeções claramente situado na região sul do território. O perfil de consumos, por seu lado, está bastante disperso pelo país (ao longo do eixo norte-sul), ligado essencialmente à localização das centrais de produção de energia eléctrica e à grande indústria.

Uma tarifa do tipo selo postal tem a desvantagem de não fornecer informação geográfica aos utilizadores sobre as restrições de capacidade da rede em cada ponto de entrada e em cada zona. E cria uma mutualização dos custos entre os utilizadores. Todavia, este tipo de tarifa pode justificar-se quando se decide levar a rede a localizações que não são economicamente viáveis, obrigando todos os consumidores a suportar o ónus dessa decisão política. Não obstante, numa perspectiva de longo prazo, não é claro se se manterá o fluxo comercial de gás natural ao longo do território, num contexto de mercado ibérico e com novos investimentos a realizar quer em Espanha quer em Portugal²⁴.

A tarifa do tipo selo postal tem a desvantagem de não transmitir todos os sinais económicos adequados a uma utilização eficiente das redes. No entanto, estas têm a vantagem de apresentar uma estrutura mais simples, logo necessitam de menos informação para o seu cálculo e aplicação. E a sua utilização trás vantagens no início dos processos abertura do acesso às redes. Por estes motivos a presente

²⁴ A construção de um novo terminal de recepção de GNL, em Vigo, é um exemplo de um facto que poderá alterar a realidade actual dos fluxos comerciais de gás natural.

proposta regulamentar considera a aplicação de tarifas de uso das redes de transporte e de uso da rede de distribuição do tipo selo postal.

6.8 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

De acordo com o Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, o transporte é definido como a veiculação de gás natural numa rede interligada de alta pressão para efeitos de recepção e entrega a distribuidores, a comercializadores ou a grandes clientes finais. No referido Decreto-Lei define-se que alta pressão é a pressão relativa de fornecimento superior a 20 bar.

O pagamento da tarifa de uso da rede de transporte de gás natural deve permitir o direito de acesso às infra-estruturas necessárias para transportar o gás desde o ponto de entrada na rede de transporte até ao ponto de entrega ao consumidor, quando este seja efectuado na rede de transporte, ou até à entrada da rede de distribuição. Deve igualmente contemplar o direito de utilização de um armazenamento operativo correspondente a alguns dias da capacidade de transporte contratada.

6.8.1 ESTRUTURA GERAL DA TARIFA

A tarifa de uso da rede de transporte é facturada pelo operador da rede de transporte, detentor das infra-estruturas de transporte, aos utilizadores da rede, nomeadamente, clientes ligados directamente à rede de transporte (inclui centros electroprodutores), comercializadores retalhistas e operadores de redes de distribuição, incluindo as redes de distribuição local.

As variáveis a utilizar como termos tarifários devem ser as que condicionam os investimentos e os custos das infra-estruturas de transporte. Considera-se que existem três variáveis que permitem reflectir nos consumidores, de forma adequada, os custos que estes causam pelo uso da infra-estrutura de transporte:

- Termo de capacidade, que reflecte os custos que dependem do caudal máximo de gás ou do caudal tomado em períodos de ponta, definido em euros/(m³(n)/dia) ou em euros/(kWh/dia).
- Termo variável, que reflecte os custos que dependem do volume de gás transportado, definido em euros/m³(n) ou em euros/kWh.
- Termo fixo, que normalmente reflecte os custos afectos a toda a estrutura comercial, incluindo os equipamentos de medição, definido em euros/mês.

A selecção dos termos da tarifa de Uso da Rede de Transporte começa na identificação dos custos associados a esta actividade. As infra-estruturas da rede nacional de transporte são essencialmente constituídas por gasodutos, estações de regulação e medida (PRM ou GRMS) e estações de fronteira. Os investimentos associados a estas infra-estruturas representam a maior parte dos investimentos na rede de transporte e podem ser repartidos em obra mecânica/instrumentação e obra civil.

No caso dos gasodutos, a proporção de cada vertente no investimento total depende essencialmente das características geofísicas do percurso onde a rede se insere e do diâmetro das tubagens. Pode afirmar-se que o custo da obra mecânica/instrumentação, é mais afectado pelo caudal máximo que se prevê transportar, pelo que a recuperação destes investimentos deve preferencialmente ser efectuada através de um termo de capacidade.

Por vezes considera-se que o investimento associado à obra civil depende fortemente do traçado, sendo pouco influenciável quer pelo caudal máximo, quer pelo volume de gás transportado. Seria, portanto, um custo a recuperar quer por um termo de capacidade, quer por um termo de energia.

A dimensão das GRMS é influenciada quer pelo caudal máximo, quer pelo volume processado, pelo que os investimentos nestas infra-estruturas devem ser recuperados através de um termo de capacidade e de um termo de energia. Importa referir que existem consumos próprios nas GRMS, que também devem ser reflectidos no termo de energia. Relativamente aos equipamentos de medida, estes custos podem ser recuperados por um termo fixo. Todavia, em virtude do muito reduzido número de clientes com quem o operador da rede de transporte se relaciona directamente, do carácter casuístico de que se reveste este relacionamento com os clientes ligados na rede de transporte (centros electroprodutores) e com os operadores de rede de distribuição e dos elevados volumes de gás transaccionados, considera-se que a inclusão de um termo tarifário fixo para recuperar os custos com a medição, leitura e relacionamento comercial não se justifica no caso da tarifa de Uso da Rede de Transporte.

Dado o momento presente da evolução da rede de transporte de gás natural no contexto de um sector de desenvolvimento recente e sem congestionamentos previsíveis no curto prazo na rede de transporte; e tendo em consideração que se trata do primeiro período de regulação das actividades de uso das redes e da determinação de tarifas de acesso, considera-se desejável optar por um modelo de tarifas de Uso da Rede de Transporte do tipo selo-postal. A maior simplicidade de cálculo e de aplicação deste modelo, associada a uma previsivelmente reduzida dimensão e impacte dos sinais preço relativos à utilização da rede de transporte são argumentos que justificam esta opção.

6.8.2 ESTRUTURA TARIFÁRIA

O modelo tarifário do tipo selo postal implica uma tarifa de Uso da Rede de Transporte igual para todos os clientes de Portugal continental independentemente do seu ponto de consumo e do ponto de entrada do gás na rede de transporte, ou seja, implica assumir uniformidade tarifária nesta actividade.

A tarifa proposta aplica-se às saídas ou seja aos pontos de entrega da rede de transporte, quer a clientes, quer aos operadores das redes de distribuição ligados à rede de transporte, assim como à energia entrada nas redes de distribuição abastecidas por transporte rodoviário.

Salienta-se que a opção tomada relativamente à imposição do pagamento da tarifa de Uso da Rede de Transporte aos clientes ligados em redes de distribuição abastecidas por transporte rodoviário não decorre das funções do operador da rede de transporte, sendo este transporte uma actividade complementar exercida por entidades terceiras.

Um modelo alternativo ao escolhido passaria por interpretar os custos de transporte de GNL por rodovia como custos de fornecimento associados à energia, e portanto, a serem imputados aos comercializadores, sendo que nesse caso a tarifa de Uso da Rede de Transporte não seria aplicável aos clientes ligados nestas redes. Este outro modelo evidenciaria uma separação de custos entre actividades e entre clientes ignorando a socialização do custo do transporte de gás natural.

A tarifa de Uso da Rede de Transporte é composta por três termos tarifários:

- Termo de capacidade contratada, aplicável à capacidade diária máxima nos últimos doze meses, definido em euros por kWh/dia, por mês.
- Termo de capacidade em períodos de ponta, aplicável à capacidade diária média em períodos de ponta caracterizados pelos meses de maior procura, definido em euros por kWh/dia, por mês.
- Termo de energia entregue, definido em euros por kWh.

No quadro seguinte apresenta-se o racional para a escolha das variáveis associadas a estes termos de facturação:

Quadro 6-5 - Variáveis de facturação da tarifa de Uso da Rede de Transporte e sua justificação

Variáveis de facturação	Descrição	Racional e custos a reflectir
Capacidade contratada	Caudal diário máximo nos últimos doze meses, medido no ponto de entrega da rede de transporte, em kWh/dia. Este valor máximo diário seria pago durante os doze meses seguintes.	O caudal máximo condiciona os investimentos nos troços periféricos dos gasodutos que incluem as GRMS, partilhados por um pequeno número de clientes e cujo dimensionamento é influenciado pela capacidade máxima solicitada, pelo que deve reflectir estes investimentos.
Capacidade em períodos de ponta	Caudal diário médio utilizado em períodos de ponta, medido no ponto de entrega da rede de transporte, em kWh/dia. Os períodos de ponta corresponderiam aos meses de maior procura. Para estes meses determina-se o caudal médio diário. Esta capacidade seria paga durante os doze meses seguintes.	O caudal em períodos de ponta condiciona os investimentos nos troços centrais dos gasodutos, partilhados por um grande número de clientes, e cujo dimensionamento é indirectamente influenciado pela capacidade média solicitada em períodos de ponta das redes. A expansão da capacidade da rede de transporte é essencialmente devida à energia a transportar em períodos de ponta, evitando congestionamentos nesses períodos.
Energia	Volume de gás transportado, medido no ponto de entrega da rede de transporte, em kWh.	Esta variável deve reflectir os custos que dependem do volume de gás transportado nos gasodutos e processado nas GRMS.

O termo de capacidade contratada permite facturar um caudal diário máximo. Este termo é pago na totalidade da capacidade contratada, independentemente desta ser ou não utilizada nos restantes dias do ano.

O termo de capacidade em períodos de ponta permite facturar o caudal diário médio utilizado em períodos de ponta, portanto, um cliente que não tenha consumos nos meses de ponta não paga este termo de facturação. Este termo de facturação é pago mensalmente com referência à capacidade média dos períodos de ponta dos últimos doze meses. A consideração do termo de capacidade em períodos de ponta exige a definição desse mesmo período. Considera-se que o operador da rede de transporte deve propor o período a considerar como período de ponta da rede de transporte, com base na análise dos diagramas de carga nos últimos anos. Esta definição irá condicionar o comportamento dos consumidores e orientar a correcta imputação dos custos de transporte pelos vários utilizadores da rede.

6.8.3 METODOLOGIA DE CÁLCULO

A tarifa de Uso da Rede de Transporte é aplicada pelo operador da rede de transporte às entregas a clientes ligados à rede de transporte, a comercializadores, a operadores de redes de distribuição e ainda à energia entrada nas redes de distribuição abastecidas por transporte rodoviário.

Para determinar os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte determinam-se as parcelas dos proveitos da actividade de Transporte de Gás Natural a recuperar pelos termos de capacidade e de energia.

Para determinar a repartição dos proveitos permitidos entre energia e capacidade pode recorrer-se a estudos económicos, que traduzam a contribuição de cada um dos *drivers* de custos, representados pelas variáveis de facturação adoptadas, para os custos totais da actividade de transporte.

No cálculo dos preços são considerados como pontos de entrega as ligações da rede de transporte a clientes e às redes de distribuição. Incluem-se ainda como entregas às quais se aplica a tarifa de URT, a energia entrada nas redes de distribuição abastecidas por transporte rodoviário. Neste último caso, as quantidades são medidas no ponto entre a regaseificação de GNL armazenado e a rede de distribuição em tubo.

Os preços de capacidade devem ser determinados através do custo incremental médio de longo prazo, que é o custo unitário de expansão da capacidade existente necessário para satisfazer um aumento da procura no longo prazo. Deste modo, os preços fornecem aos consumidores indicações sobre os custos que as suas decisões incrementais de consumo causam, conduzindo a um nível de consumo socialmente eficiente e a uma correcta imputação dos custos causados por cada cliente.

Importa clarificar que a existência de dois termos de capacidade dificulta o cálculo de custos incrementais, devido à necessidade de identificação dos investimentos incrementais para cada um dos termos, nomeadamente, para o termo de capacidade contratada e para o termo de capacidade em períodos de ponta. Isto implica a repartição dos investimentos nos gasodutos em investimentos em troços centrais e investimentos em troços periféricos.

Os custos incrementais de capacidade podem não permitir obter a parcela dos proveitos da actividade de transporte a recuperar pelos termos de capacidade. 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 eficiente e os custos médios. Neste caso deve repercutir-se na estrutura dos preços de capacidade a estrutura dos custos incrementais de capacidade, por aplicação de um factor multiplicativo.

6.8.4 CONVERSÃO DOS TERMOS DA TARIFA E APLICAÇÃO PELOS OPERADORES DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO

A tarifa de Uso da Rede de Transporte é aplicada pelo operador da rede de transporte aos clientes ligados na rede de AP e aos operadores das redes de distribuição igualmente ligadas na rede de transporte. A Tarifa de URT é ainda aplicada à energia entrada nas redes de distribuição abastecidas por transporte rodoviário. Por sua vez, os operadores das redes de distribuição recuperam os custos com o transporte através da aplicação de tarifas de Uso da Rede de Transporte de cada operador aos clientes ligados nas suas redes.

A TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE APLICADA PELOS OPERADORES DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO

As tarifas de Uso da Rede de Transporte aplicadas por cada operador de rede de distribuição diferem da tarifa aplicada pelo operador da rede de transporte em nível e em estrutura. Na verdade, as tarifas dos diferentes operadores são aplicadas em referenciais diferentes. A tarifa do operador da rede de transporte é aplicada às quantidades medidas à saída da respectiva rede. A tarifa de cada operador de rede de distribuição é aplicada às quantidades medidas no referencial dos clientes, afectadas de factores de ajustamento para perdas e autoconsumos.

A tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicada por cada operador de rede de distribuição inclui em cada ano, o ajustamento de receitas relativo a eventuais desvios de receitas de anos anteriores, face aos custos incorridos pelo operador (e facturados nesse ano pelo operador da rede de transporte). Por essa razão, as tarifas aplicadas pelos vários operadores de redes de distribuição diferem, em nível, entre si e entre estas e a tarifa de URT aplicada pelo operador da rede de transporte.

Adicionalmente, as tarifas de Uso da Rede de Transporte aplicadas pelos operadores de redes de distribuição não incluem o preço de capacidade contratada. Como referido, este preço reflecte os custos associados aos troços periféricos da rede de transporte. Ora, a capacidade contratada medida no referencial dos clientes ligados nas redes de distribuição não tem uma relação directa com a capacidade diária máxima registada no ponto de entrega da rede de transporte à rede de distribuição que os fornece. Ou seja, para efeitos de passagem do sinal preço para os clientes dos distribuidores, não é a capacidade contratada individualmente destes que afecta a capacidade contratada no referencial da rede de transporte, mas sim a capacidade da rede de distribuição como um todo. Assim este termo, para efeitos de aplicação às redes de distribuição é convertido nos outros termos da tarifa, esses sim, com aplicação ao nível dos clientes finais ligados nas redes de distribuição.

CONVERSÃO DOS PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE PARA OS VÁRIOS TIPOS DE FORNECIMENTO

Aos clientes ligados nas redes de distribuição com periodicidade de leitura superior à mensal não é possível ser facturada a variável capacidade em períodos de ponta. Assim, esse preço de capacidade é convertido para preços de energia em função do escalão de consumo. A diferenciação de preços pelo escalão de consumo está associada à consideração de perfis de consumo característicos de certos agregados de clientes, permitindo associar a variável consumo com a capacidade em períodos de ponta.

6.8.5 COMPARAÇÃO INTERNACIONAL SOBRE VARIÁVEIS DE FACTURAÇÃO NAS TARIFAS DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

De seguida é apresentada uma breve comparação internacional sobre as variáveis de facturação associadas às tarifas de transporte de gás natural em vigor em Espanha, Itália, Inglaterra e França, e o modelo propostos para Portugal.

Conforme expresso no quadro seguinte Espanha é o único país analisado em que se praticam tarifas da rede de transporte do tipo selo postal.

PROPOSTA DE REGULAMENTO TARIFÁRIO DO SECTOR DO GÁS NATURAL – DOCUMENTO JUSTIFICATIVO

Variáveis de facturação	Espanha (selo postal)	Itália (entrada-saída)	Inglaterra (entrada-saída)	França (entrada-saída zonal)	Portugal (selo postal)
Termo fixo	-	[euros/cliente]	-	[euros/cliente] Clientes industriais [euros/kWh/dia] Redes de Distribuição	[euros/cliente]
Capacidade	[euros/kWh/dia/mês] Facturam-se dois termos de capacidade: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Reserva de capacidade; ▪ Capacidade. 	[euros/ano/m ³ /dia] Facturam-se três termos de capacidade contratada: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Entrada rede transporte; ▪ Saída rede transporte; ▪ Entregas da rede regional. 	[pence/kWh/dia] Capacidade contratada à entrada da rede [pence/ kWh dia ponta /dia] Capacidade contratada à saída da rede	[euros/ MWh/dia] Facturam-se diversos termos de capacidade: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Entrada rede principal; ▪ Saída rede principal; ▪ Ligação entre zonas; ▪ Saída interligação outras redes de transporte ▪ Rede regional; ▪ Capacidade de entrega. Existem dois termos de capacidade para o armazenamento, um de entrada e outro de saída.	[euros/ MWh/dia] Facturam-se dois termos de capacidade: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Contratada; ▪ Períodos de ponta.
Energia	[euros/kWh]	[euros/GJ]	[pence/kWh]	[euros/kWh] Preço negativo designado por termo de proximidade	[euros/kWh]

6.9 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição destinam-se a remunerar a actividade de Distribuição de Gás Natural. De acordo com o Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, distribuição é definida como a veiculação de gás natural em redes de distribuição de alta, média e baixa pressão, para entrega ao cliente, excluindo a comercialização. No referido Decreto-Lei considera-se que alta pressão é a pressão superior a 20 bar, média pressão é a pressão entre 4 bar e 20 bar, e baixa pressão é a pressão inferior a 4 bar.

Nos parágrafos seguintes apresenta-se e discute-se o modelo tarifário proposto para a tarifa de Uso da Rede de Distribuição de gás natural.

6.9.1 ESTRUTURA TARIFÁRIA

Como foi referido no capítulo 6.7, existem diversos modelos tarifários aplicáveis à tarificação do uso de redes de gás natural, onde se destacam o modelo “Selo Postal” e o modelo “Entrada-saída”. Contudo, as várias experiências internacionais analisadas mostram que o modelo com maior aplicação nas tarifas de Uso da rede de Distribuição é o “Selo Postal”.

Dadas as características do sistema português, nomeadamente a sua reduzida dimensão, e atendendo às vantagens e desvantagens associadas ao modelo “Selo Postal”, julga-se que a aplicação de uma tarifa de uso da rede de distribuição do tipo “Selo Postal” com uma abrangência zonal, limitada à área de concessão de cada concessionária ou licenciada, será a forma mais adequada de tarificação das redes de distribuição em Portugal. Com efeito, este modelo de tarifa, uniforme em toda a área de concessão, permite a aplicação de tarifas aderentes aos custos incorridos por cada concessionária e uma maior simplicidade na sua aplicação, uma vez que é independente do percurso do gás e dos pontos de entrada e de saída do gás na rede de distribuição. A consideração de uma tarifa do tipo Selo Postal nacional em alternativa à solução por área de concessão tornaria necessária a existência de sistemas de compensação entre concessionárias.

A estrutura da tarifa de uso da rede de distribuição deve ser definida com base nos custos incrementais de longo prazo (CILP). Os custos incrementais de longo prazo representam o melhor sinal preço aos utilizadores de redes de distribuição de gás natural, na medida em que incluem todos os custos resultantes da utilização incremental das redes, o que conduz a um nível de utilização das redes socialmente eficiente. Os CILP incluem todos os custos de capital e de operação necessários para que o sistema de distribuição possa fazer face à evolução da procura num período temporal suficientemente alargado.

Embora os custos incrementais de longo prazo se apresentem como a melhor solução para a definição da estrutura da tarifa de uso da rede de distribuição, uma tarifa definida com base nos CILP pode não permitir recuperar a totalidade dos proveitos permitidos à empresa. Neste caso, os CILP devem ser devidamente escalados de forma a permitirem a recuperação de receitas que garantam o equilíbrio económico-financeiro da empresa.

A repartição das receitas a recuperar por cada termo da tarifa deverá ser definida de forma a serem recuperados os proveitos autorizados na actividade de distribuição de gás natural. Esta repartição poderá ser orientada recorrendo a métodos econométricos que traduzam a contribuição de cada um dos *drivers* de custos, representados pelas variáveis de facturação adoptadas, para os custos totais da actividade. Esta repartição implica a recolha de um conjunto de informação relativa quer a custos, suficientemente desagregados para caracterizar o tipo de investimento, quer a variáveis físicas de facturação nomeadamente a capacidade e a energia.

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. No entanto, esta escolha não afecta os proveitos permitidos dos operadores de redes.

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 subsidias cruzadas entre

grupos de clientes alimentados a pressões diferentes propõe-se a definição de duas tarifas de Uso da Rede de Distribuição aplicáveis a média pressão (entre 4 e 20 bar) e à baixa pressão (inferior a 4 bar).

Para tornar a tarifa de uso da rede de distribuição mais aderente aos custos efectivamente provocados nas redes poder-se-á, adicionalmente, discriminar os preços da tarifa por segmento de consumo. Com efeito, existe uma forte correlação, estatística entre a dimensão do consumidor e o nível de pressão ao qual a instalação consumidora se encontra ligada. De um modo geral, as instalações consumidoras de maior dimensão encontram-se ligadas nos níveis de pressão mais elevados e as pequenas instalações aos níveis de pressão mais reduzidos. Atendendo a que, tipicamente, o fluxo de gás ocorre dos níveis de pressão mais elevados para os níveis de pressão mais reduzidos, pode assumir-se que, para instalações consumidoras de menor dimensão, é espectável maior utilização dos activos da rede de distribuição e consequentemente maior a tarifa de uso da rede a pagar.

Assim, sugere-se a definição de tarifas de uso da rede de distribuição cujos preços sejam sensíveis ao nível de pressão a que a instalação consumidora se encontra ligada e ao consumo da instalação consumidora. Adicionalmente, e nas situações em que os dados registados pelos aparelhos de medida não permitem a aplicação directa das variáveis de facturação estabelecidas para as tarifas de redes, situação que se verifica em particular para os clientes com menores consumos em resultado da utilização de aparelhos de medida mais simples, estas variáveis de facturação devem ser convertidas para termos variáveis mediante a utilização de perfis de consumo. Estes perfis de consumo devem ser obtidos estatisticamente podendo depender, quer de intervalos de consumo, quer de intervalos de capacidade contratada.

A aplicação de tarifas de uso das redes de distribuição diferentes a instalações consumidoras com características idênticas, mas ligadas a níveis de pressão diferentes por razões históricas ou técnicas levanta problemas de equidade entre consumidores. Adicionalmente, se às instalações consumidoras ligadas à rede de baixa pressão for aplicada uma tarifa mais elevada do que aquela que é aplicada a instalações com características semelhantes mas ligadas a níveis de pressão superior, pode estar-se a dar um incentivo perverso à construção de ligações *by-pass* à rede existente para ligação a um nível de pressão mais superior. Para obviar a este problema, é necessário que os sinais preços ao nível da tarifa de uso das redes e os sinais preço ao nível da ligação às redes sejam coordenados no sentido de promover uma eficiente afectação de recursos.

Os 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 estações de redução de

pressão e de medição de gás, de postos de redução de pressão e medição e os custos de operação e manutenção das redes.

Para reflectirem os custos referidos, as tarifas de uso das redes de distribuição deverão apresentar um termo tarifário fixo, um termo tarifário de capacidade contratada, um termo tarifário de capacidade em períodos de ponta e um termo variável em função do volume de gás natural consumido.

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 potência entregue como custos administrativos, custos de leitura, facturação e cobrança, custos dos activos associados aos equipamentos de medição, etc.

O termo tarifário de capacidade contratada 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. Neste sentido, este termo da tarifa deverá aplicar-se à máxima capacidade diária utilizada nos últimos doze meses.

A inclusão de um termo de capacidade 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, partilhadas 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 e apenas nos períodos em que as redes são objecto de maior solicitação. Estes troços da rede são condicionados fundamentalmente pela capacidade média solicitada em períodos de ponta das redes. Assim, este termo da tarifa deverá aplicar-se à capacidade média mensal utilizada nos meses de maior procura da rede. Por último, as tarifas de uso das redes de distribuição deverão incluir 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.

Face ao exposto, as tarifas de uso da rede de distribuição deverão ser constituídas pelos seguintes termos tarifários e variáveis de facturação:

- Termo de capacidade contratada, aplicável à capacidade diária máxima nos últimos 12 meses, definido em euros/kWh/dia.
- Termo de capacidade em períodos de ponta, aplicável à capacidade diária média em períodos de ponta, definido em euros/kWh/dia.
- Termo variável em função do volume de gás natural consumido, definido em euros/kWh.
- Termo fixo, definido em euros/mês;

6.9.2 METODOLOGIA DE CÁLCULO

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 e devem proporcionar os proveitos a recuperar pelos operadores da rede de distribuição na actividade de Distribuição de Gás Natural.

As quantidades a considerar no cálculo dos preços destas tarifas são a capacidade em período de ponta, capacidade contratada e a energia, relativas às entregas a clientes, bem como o número de clientes.

Para efeitos de aplicação do preço de capacidade contratada da tarifa de URD de MP à capacidade contratada da rede de BP, considera-se a capacidade em períodos de ponta afectada por um factor de simultaneidade que relaciona estas duas grandezas. Ou seja, considera-se que a capacidade contratada da rede de BP como um todo, para efeito de aplicação da tarifa de URD de MP, é obtida a partir da capacidade em períodos de ponta dessa mesma rede. Este factor permite relacionar a variável capacidade em períodos de ponta com a capacidade contratada que a rede de BP teria de pagar à rede de MP caso as suas ligações à rede de montante fossem consideradas como qualquer outra ligação de MP.

Os proveitos a recuperar pelas tarifas de Uso da Rede de Distribuição são inicialmente desagregados em duas parcelas, uma relativa a pagamentos associados essencialmente à capacidade e outra com pagamentos associados à energia. Esta desagregação é orientada pelos custos incrementais dependentes directamente da energia entregue. Sendo que a primeira parcela depende de termos de capacidade e de um termo fixo por cliente.

Estes preços são calculados repercutindo, na estrutura dos preços de capacidade e termo fixo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, a estrutura dos custos incrementais de capacidade e por cliente, sujeita à aplicação de um factor multiplicativo comum. A opção por esta forma de escalamento é justificada pelo facto de estes termos apresentarem uma menor elasticidade aos preços, comparativamente com a variável energia, cujo preço é determinado directamente com base no custo incremental.

Os preços de capacidade devem ser determinados através dos custos incrementais médios de longo prazo.

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 termo fixo 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.

Para além desta parcela de termo fixo imputável às redes, calculado de acordo com uma função de custos de rede sensível ao número de clientes e não só à capacidade contratada e em períodos de ponta, existe o custo associado ao equipamento de leitura. Este custo não depende do nível de pressão, mas sim unicamente da opção de leitura aplicável a cada cliente e inclui os custos associados à medição, à leitura e ao processamento dos dados de consumo, bem como à facturação do acesso às redes.

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 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.

6.9.3 CONVERSÃO DE PREÇOS

Os preços das tarifas de Uso da Rede Distribuição em MP devem ser convertidos para aplicação para as opções tarifárias cujas variáveis de facturação existentes não permitam a aplicação directa da tarifa. Além desta conversão há ainda que converter a tarifa de MP nas variáveis de capacidade e energia para aplicação em BP.

A energia, assim como a capacidade em períodos de ponta, é convertida mediante a aplicação de factores de conversão para perdas. A capacidade contratada de BP, para efeitos de aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição de MP, é considerada como a capacidade em períodos de ponta afectada de um coeficiente de simultaneidade que relaciona o somatório da capacidade em períodos de ponta entregue a clientes da rede de distribuição em BP com a capacidade máxima diária do ano em cada ponto de ligação da rede de BP à rede de MP.

Assim, nas entregas a clientes das opções tarifárias com leitura mensal, o preço da capacidade contratada, é convertido em preço de capacidade em períodos de ponta, preço de energia e preço do termo fixo, de acordo com os perfis de consumo estimados. Nas entregas a clientes nas opções tarifárias com leitura de periodicidade superior a um mês, o preço da capacidade contratada e da capacidade em períodos de ponta são convertidos em preço de energia e preço do termo fixo, de acordo com os perfis de consumo estimados.

Os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em MP são convertidos para aplicação nas várias opções tarifárias de MP e BP, tendo em conta os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos e os perfis de consumo diários, de acordo com o Quadro 6.

QUADRO 6
PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MP NO NÍVEL DE PRESSÃO E
OPÇÕES TARIFÁRIAS DE MP E BP

		Preços da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP			
Tarifas	Periodicidade de leitura	TCc	TCp	TF	TW
URD _{MP}	D	x	x	x	x
MP	M	→	x	x	x
BP	D	x	x	-	x
BP	M	→	x	-	x
BP	O	→	→	x	x

Legenda:

- URD_{MT} Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP
- D Periodicidade de leitura diária
- M Periodicidade de leitura mensal
- O Periodicidade de leitura superior a mensal
- TCc Preço da capacidade contratada
- TCp Preço da capacidade em períodos de ponta
- TW Preço da energia
- TF Preço do termo fixo
- x Termo tarifário aplicável no respectivo nível de pressão e tipo de fornecimento
- Termo tarifário não aplicável
- Conversão para outros termos tarifários

6.9.4 COMPARAÇÃO INTERNACIONAL SOBRE VARIÁVEIS DE FACTURAÇÃO NAS TARIFAS DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

Neste capítulo apresenta-se uma breve comparação internacional sobre as variáveis de facturação associadas às tarifas de distribuição de gás natural em vigor em Espanha, Itália, Inglaterra e França, e o modelo proposto para Portugal.

Conforme expresso no quadro seguinte, a generalidade dos países praticam tarifas da rede de distribuição do tipo selo postal.

Variáveis de facturação	Espanha (selo postal)	Itália (selo postal)	Inglaterra (selo postal)	França (por ponto de ligação)	Portugal (selo postal)
Termo fixo	-	[euros/cliente/ano]	Termo fixo, para consumos superiores a 73,2 MWh.	[euros/cliente]	[euros/cliente]
Capacidade	[euros/kWh/dia/mês] Facturam-se dois termos de capacidade: <ul style="list-style-type: none"> Reserva de capacidade; Capacidade. No entanto, para os escalões mais baixos são convertidos num termo fixo e num termo variável por escalão de consumo.		Termo de capacidade, para consumos superiores a 73,2 MWh. Termo de capacidade no período de ponta, para consumos superiores a 73,2 MWh.	Termos de capacidade, para consumos anuais superiores a 5 000 MWh. [euros/ MWh/dia] (penalização para ultrapassagem da capacidade diária máxima contratada)	[euros/ MWh/dia] Facturam-se dois termos de capacidade: <ul style="list-style-type: none"> Contratada; Períodos de ponta.
Energia	[euros/kWh]	[euros/GJ] Variável por escalão de consumo.	[pence/kWh] Para consumos inferiores a 73,2 MWh.	[euros/kWh]	[euros/kWh] Em função do gás consumido, por escalões.

6.10 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO

As tarifas de Comercialização são diferenciadas por cada comercializador de último recurso e visam recuperar os custos associados a cada actividade de comercialização, que incluem, nomeadamente, os custos relativos ao apoio comercial e aos processos de facturação e cobrança.

6.10.1 ESTRUTURA DA TARIFA

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 fixo, 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. Os custos de cobrança estão também associados à dimensão do cliente.

Nesta perspectiva as tarifas de comercialização na presente proposta de regulamentação apresentam preços diferenciados por escalão de consumo anual, consoante o consumo anual seja superior ou inferior ou igual a 10 000 m³ (n).

A tarifa de Comercialização aplicável a clientes cujo consumo anual exceda 2 milhões de m³ (n) é calculada de modo individualizado face aos restantes fornecimentos em virtude da actividade de comercialização de último recurso se encontrar segmentada.

6.10.2 METODOLOGIA DE CÁLCULO

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 respectivo consumo anual.

A tarifa de Comercialização do comercializador de último recurso de grandes clientes (CUR_{GC}), cujo fornecimento de energia contempla apenas clientes com consumos anuais superiores a 2 milhões de m³ (n) que não pretendem mudar de comercializador, em todos os pontos do País, ligados nas diversas redes de distribuição, obedece aos mesmos princípios e metodologia de cálculo que as restantes tarifas de comercialização. No entanto esta tarifa só tem um escalão de consumo, naturalmente, superior a 2 milhões de m³ (n) por ano.

7 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

A criação de um mercado retalhista pressupõe que os clientes possam escolher livremente o seu fornecedor ou comercializador de gás natural, negociando bilateralmente o preço ou adquirindo as suas necessidades de gás natural em mercados organizados.

O direito de escolha do fornecedor de gás natural é acompanhado pelo direito de acesso às redes e de utilização de serviços associados com algumas das actividades reguladas, a que corresponde o pagamento de tarifas reguladas.

As tarifas a pagar pelo acesso às redes devem cumprir com um conjunto de condições, em particular:

- Ser definidas através de metodologias previamente estabelecidas.
- Ser aplicadas de forma não discriminatória.
- Reflectir os custos fomentando a eficiência económica na utilização das infra-estruturas.
- Ser justas, assegurando, por um lado, o equilíbrio económico-financeiro dos operadores das redes e por outro lado, o acesso às redes pelos consumidores a preços e qualidade de energia adequados.

Na actual proposta de regulamentação definem-se tarifas de acesso a aplicar às entregas dos clientes pela utilização das redes e do uso global do sistema. Para cada nível de pressão as tarifas de Acesso às Redes são obtidas adicionando as tarifas de Uso Global do Sistema e de uso das redes aplicáveis às entregas dos clientes não vinculados.

As tarifas de acesso são aditivas, pelo que se continua a garantir que cada cliente paga o respectivo serviço utilizado, evitando-se subsidias cruzadas entre clientes. Assim, a estrutura das tarifas de acesso a aplicar às entregas do operador das redes de transporte ou dos operadores das redes de distribuição, em cada nível de pressão e rede de distribuição, coincide com a estrutura das tarifas por actividade, após a sua conversão para o respectivo nível de pressão (Quadro 7-1).

*PROPOSTA DE REGULAMENTO TARIFÁRIO DO SECTOR DO GÁS NATURAL – DOCUMENTO
JUSTIFICATIVO*

**Quadro 7-1
Estrutura geral das tarifas de acesso às redes**

Tarifas de Acesso às Redes		Preços das Tarifas			
Nível de pressão	Periodicidade de leitura	TCc	TCp	TW	TF
AP	D	URT _{ORT}	URT _{ORT}	UGS _{ORT}	-
				URT _{ORT}	
MP _D	D	URD _{MP}	URT _{ORD}	UGS _{ORD}	URD _{MP}
			URD _{MP}	URT _{ORD}	
			URD _{MP}	URT _{ORD}	
MP _M	M	-	URT _{ORD}	UGS _{ORD}	URD _{MP}
			URD _{MP}	URT _{ORD}	
			URD _{MP}	URT _{ORD}	
BP _D	D	URD _{BP}	URT _{ORD}	UGS _{ORD}	URD _{BP}
			URD _{MP}	URT _{ORD}	
			URD _{BP}	URD _{MP}	
			URD _{BP}	URD _{BP}	
BP _M	M	-	URT _{ORD}	UGS _{ORD}	URD _{BP}
			URD _{MP}	URT _{ORD}	
			URD _{BP}	URD _{MP}	
			URD _{BP}	URD _{BP}	
BP _O	O	-	-	UGS _{ORD}	URD _{BP}
				URT _{ORD}	
				URD _{MP}	
				URD _{BP}	

Legenda:

D	Leitura com periodicidade diária (ou medição com registo diário)
M	Leitura com periodicidade mensal
O	Leitura com periodicidade superior a 1 mês
TCc	Preço de capacidade contratada
TCp	Preço de capacidade em períodos de ponta
TW	Preço de energia
TF	Preço do termo tarifário fixo
UGS _{ORT}	Tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte
UGS _{ORD}	Tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores de 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 de 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

8 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

8.1 ESTRUTURA ADITIVA DAS TARIFAS

A aplicação de um sistema tarifário único a todos os comercializadores de último recurso deve promover não apenas a uniformização dos princípios tarifários subjacentes mas também uma harmonização da estrutura tarifária, isto é, nas tarifas aplicáveis, nas variáveis de facturação e nas regras de cálculo complementares. Na verdade, a comparabilidade e clareza do sistema tarifário para os consumidores fica beneficiada com a consideração de estruturas tarifárias comuns, ainda que os preços possam divergir.

A realidade actual da estrutura empresarial do sector do gás natural em Portugal favoreceu alguma harmonização entre os vários sistemas tarifários dos comercializadores de último recurso, sendo possível reconhecer uma evolução positiva neste aspecto face aos primeiros anos da comercialização de gás natural em Portugal.

Ainda assim, subsistem diferenças importantes entre os sistemas tarifários que importa uniformizar, permitindo, simultaneamente, a existência de especificidades que se justifiquem. Dois exemplos destas diferenças são os escalões de consumo considerados nas tarifas até 10 000 m³ (n) e as variáveis de facturação utilizadas nos fornecimentos a grandes clientes.

Além destas considerações, são introduzidas nesta proposta de regulamentação novas variáveis de facturação nas tarifas por actividade, como referido nos capítulos anteriores. A alteração das variáveis de facturação em algumas das tarifas por actividade reflecte-se nas tarifas de Venda a Clientes Finais, uma vez que estas são obtidas por soma das tarifas por actividade, preço a preço, e devidamente ajustadas para perdas e autoconsumos.

De facto, a estrutura tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso deve ser consistente com a estrutura das tarifas reguladas de Acesso às Redes e das tarifas de Energia e de Comercialização, estas últimas aplicáveis exclusivamente pelos comercializadores de último recurso. Os preços são obtidos por soma directa dos preços das tarifas de Acesso, de Energia e de Comercialização. As tarifas por actividade que compõem as tarifas de Venda a Clientes Finais são apresentadas no Quadro 8-1.

Desta forma, assegura-se que os clientes pagam o mesmo pelo acesso às redes independentemente do seu relacionamento comercial se fazer com um comercializador no mercado ou com um comercializador de último recurso. Os pagamentos pelo acesso às redes só serão diferenciados para diferentes características associadas ao consumo de gás natural ou à utilização das redes, não discriminatoriamente.

Quadro 8-1 - Tarifas por actividade que compõem as tarifas de Venda a Clientes Finais

Tarifas por actividade	Tarifas de Venda a Clientes Finais		
	AP	MP	BP
E	X	X	X
UGS _{ORT}	X	-	-
UGS _{ORD}	-	X	X
URT _{ORT}	X	-	-
URT _{ORD}	-	X	X
URD _{MP}	-	X	X
URD _{BP}	-	-	X
C	X	X	X

Legenda:

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 de rede 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 de rede de distribuição
URD _{MP}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP
URD _{BP}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP
C	Tarifa de Comercialização

No Quadro 8-2 apresenta-se a estrutura geral das tarifas de Venda a Clientes Finais, de cada comercializador de último recurso retalhista, evidenciando-se os preços que as constituem.

Em particular, o tipo de leitura associada a um fornecimento condiciona a aplicação das tarifas na sua forma mais básica (com todas as variáveis de facturação). Por exemplo, a um cliente com leitura mensal ou de periodicidade superior (e sem registo diário de medida) não é possível facturar directamente a capacidade contratada (consumo diário máximo num período de 12 meses), dado que o equipamento de medição não permite determinar esta grandeza. Assim, para este tipo de fornecimentos, os preços de capacidade contratada são convertidos nas variáveis de facturação disponíveis.

A estrutura de preços das tarifas de Venda a Clientes Finais depende essencialmente do tipo de equipamento de medição e periodicidade de leitura dos clientes.

Para os clientes com medição de registo diário, as tarifas apresentam os seguintes preços:

- Termo tarifário fixo, em euros por mês;

- Preços de capacidade contratada, em euros por kWh/dia, por mês;
- Preços de capacidade em períodos de ponta, em euros por kWh/dia, por mês;
- Preços de energia, em euros por kWh;

Para os clientes com periodicidade de leitura mensal, as tarifas de Venda a Clientes Finais não incluem preços de capacidade contratada. Para clientes com periodicidade de leitura superior a um mês, as tarifas não incluem ainda preços de capacidade em períodos de ponta.

Quadro 8-2 - Estrutura geral das tarifas de Venda a Clientes Finais

Tarifas de Venda a Clientes Finais		Preços das tarifas			
Tarifas	Periodicidade de leitura	TCc	TCp	TW	TF
AP	D	URT _{ORT}	URT _{ORT}	E UGS _{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	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
- TCc Preço de capacidade contratada
- TCp Preço de capacidade 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 de redes de distribuição

*PROPOSTA DE REGULAMENTO TARIFÁRIO DO SECTOR DO GÁS NATURAL – DOCUMENTO
JUSTIFICATIVO*

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 de 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
C	Tarifa de Comercialização
→	Conversão para outros termos tarifários

A estrutura de preços das tarifas de Venda a Clientes Finais é apresentada no Quadro 8-3. A discriminação dos preços das tarifas assenta no nível de pressão de fornecimento, no tipo de registo de medição ou periodicidade de leitura e no escalão de consumo.

Quadro 8-3 - Estrutura de preços e opções tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais

Nível Pressão	Opções tarifárias ou tipo de fornecimento	Consumo anual	Termo tarifário fixo	Capacidade contratada	Capacidade em períodos de ponta	Energia
Baixa Pressão	Leitura M	>10 000m ³ (n)	e	-	e	e
	Leitura D	>10 000m ³ (n)	d	d	d	d
	Leitura O	≤10 000m ³ (n)	e	-	-	e
	Leitura M	≤10 000m ³ (n)	e	-	e	e
	Leitura D	≤10 000m ³ (n)	d	d	d	d
Média Pressão	Leitura M	>10 000m ³ (n)	e	-	e	e
	Leitura D	>10 000m ³ (n)	d	d	d	d
	Leitura M	≤10 000m ³ (n)	e	-	e	e
	Leitura D	≤10 000m ³ (n)	d	d	d	d
Alta Pressão	Tarifa única	-	d	d	d	d

Notas:

d	Existência de preços aplicáveis directamente
e	Existência de preços aplicáveis por escalões de consumo
-	Não aplicável
Leitura O	Leitura de periodicidade superior à mensal
Leitura M	Leitura mensal
Leitura D	Leitura diária

Relativamente aos escalões de consumo a considerar nas tarifas de Venda a Clientes Finais, considera-se ser desejável a sua harmonização entre diferentes comercializadores de último recurso. A escolha dos escalões de consumo até 10 000 m³ (n) deve assim ser tal que introduza um mínimo de impactes e custos de adaptação nos consumidores e nas empresas, garantindo ainda assim o objectivo de sistematização do sistema de preços de gás natural em Portugal continental.

Acima de 10 000 m³ (n), a existência de preços variáveis por escalão de consumo está condicionada aos perfis de consumo a utilizar para efeitos da conversão de variáveis de facturação, em particular nos clientes com leitura mensal. Nos clientes com registo de medição diário não é necessário considerar diferenciação de preços por escalão de consumo.

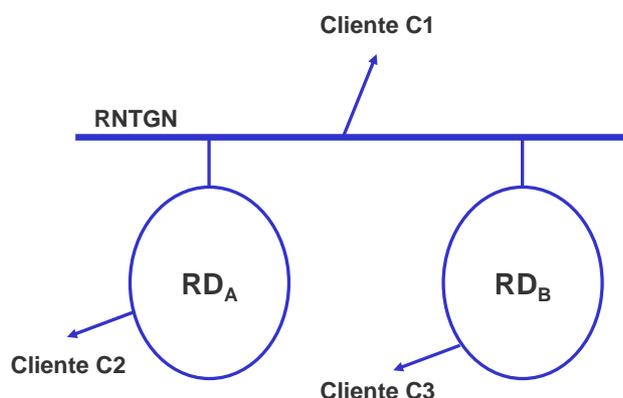
Considera-se ainda o fornecimento a clientes com consumo anual superior a 2 milhões de m³ (n) pela particularidade de pertencer a um comercializador de último recurso distinto dos demais, pelo que a tarifa de Comercialização assume neste caso um preço único aplicável ao universo destes clientes.

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA CLIENTES COM CONSUMO ANUAL IGUAL OU SUPERIOR A 2 MILHÕES DE M³ (N)

A actividade de comercialização de último recurso apresenta-se segmentada geograficamente e por consumos. Em particular, a comercialização de último recurso no universo dos clientes com consumo anual igual ou superior a 2 milhões de m³ (n) está atribuída a um comercializador separado. Por coincidência do comercializador de último recurso com o operador de cada rede de distribuição, as tarifas de Venda a Clientes Finais dos clientes com consumos menores, cuja formulação assenta nas tarifas de acesso aplicáveis aos mesmos, são idênticas para clientes do mesmo comercializador. Pelo contrário, para os clientes com consumo anual igual ou superior a 2 milhões de m³ (n), a tarifa de Venda a Clientes Finais (obtida pela soma termo a termo, das tarifas por actividade aplicáveis em cada caso) resulta assim diferente consoante o cliente desse comercializador se encontre ligado numa rede de distribuição ou noutra qualquer.

A aditividade é aplicada nestas tarifas de Venda a Clientes Finais, seguindo os mesmos princípios já definidos, pelo que os preços aditivos a aplicar pelo comercializador de último recurso aos seus clientes resultam directamente da soma, termo a termo, dos preços das tarifas por actividade aplicáveis, em particular das tarifas de acesso às redes aplicáveis em cada rede de distribuição como apresentado na Figura 8-1.

Figura 8-1 - Aditividade das tarifas de Venda a Clientes Finais para clientes com consumos iguais ou superiores a 2 milhões de m³ (n)



$$\text{TVCF C1} = \text{TE} + \text{TC} + \text{TA}^{\text{RT}}$$

$$\text{TVCF C2} = \text{TE} + \text{TC} + \text{TA}^{\text{RT+RD}_A}$$

$$\text{TVCF C3} = \text{TE} + \text{TC} + \text{TA}^{\text{RT+RD}_B}$$

Legenda:

TVCF	Tarifa de Venda a Clientes Finais
TE	Tarifa de Energia
TC	Tarifa de Comercialização
TA	Tarifa de Acesso às Redes

8.2 METODOLOGIA DE CÁLCULO DA CONVERGÊNCIA PARA TARIFAS ADITIVAS

Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais de cada comercializador de último recurso são calculados por soma dos preços das tarifas por actividade relevantes, de acordo com o Quadro 8-2. O conjunto das tarifas assim determinadas, ditas aditivas, não é aplicado directamente e imediatamente pelos respectivos comercializadores de último recurso. De facto, para promover uma evolução tarifária gradual, tendo em consideração o princípio da estabilidade tarifária, inerente ao cálculo tarifário, as tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar por cada comercializador de último recurso estão sujeitas a um mecanismo de convergência para as tarifas aditivas. Este mecanismo orienta a determinação das tarifas de Venda a Clientes Finais pelo conjunto de preços das tarifas aditivas (tarifas objectivo) e pelo conjunto de preços das tarifas publicadas no ano anterior, limitando os impactes tarifários dessa convergência.

O mecanismo de convergência para tarifas aditivas aplica-se, seguindo os mesmos princípios e metodologia, nos fornecimentos a clientes com consumos anuais superiores a 2 milhões de m³ (n).

A aditividade das tarifas de Venda a Clientes Finais de cada comercializador de último recurso será introduzida de forma gradual, sendo acompanhada de um mecanismo de limitação de variações por

termo tarifário. O mecanismo actuará separadamente em cada um dos conjuntos de tarifas de Venda a Clientes Finais, por comercializador de último recurso.

Na presente proposta de regulamentação, o mecanismo de convergência para tarifas aditivas permite a aplicação de variações tarifárias diferenciadas por opção tarifária, de maior amplitude naquelas que se encontrem mais afastadas das tarifas aditivas.

De igual modo, é considerado um conjunto de limites que permite atenuar acréscimos globais por opção tarifária e por cliente na medida em que se podem impor variações máximas, quer para os acréscimos tarifários por opção tarifária quer para os acréscimos de cada preço.

Para uma dada variação tarifária global, as opções tarifárias que apresentem preços médios inferiores aos que resultam da aplicação das tarifas aditivas, observarão acréscimos tarifários superiores à variação tarifária global. As receitas proporcionadas por estes acréscimos permitirão a aplicação de variações tarifárias abaixo da variação tarifária global nas restantes opções tarifárias.

A necessidade de se limitarem os acréscimos por opção tarifária a um valor máximo admissível conduz à limitação da variação de receitas nalgumas opções tarifárias. Esta situação obriga à limitação das variações de receitas nas opções tarifárias cujas variações sejam inferiores à variação tarifária global. As variações nestas opções tarifárias serão limitadas através de uma mesma constante multiplicativa, ou seja, as variações das receitas nestas opções tarifárias terão que ser limitadas, sendo-o retirando-se um valor percentual idêntico em todas as opções tarifárias nestas condições.

Um mecanismo semelhante é aplicado dentro de cada opção tarifária relativamente às variações aplicáveis a cada preço. Ou seja, para uma dada opção tarifária à qual se aplica uma determinada variação tarifária, os preços que resultem inferiores aos das tarifas aditivas deverão observar acréscimos superiores à média e, em contrapartida, os restantes preços deverão observar variações inferiores à média. A necessidade de se imporem variações máximas para cada preço, de modo a permitir limitar as variações de facturação observadas por cada cliente, originará a necessidade de se limitarem as reduções. Com efeito, a perda de receita associada aos preços sujeitos à limitação, deverá ser compensada em todos os preços que observam variações tarifárias inferiores à média, mediante a aplicação de um mesmo valor percentual. Assim, a redução de receitas associada aos vários preços que observam variações inferiores à média será limitada proporcionalmente em cada um destes preços.

A tarifa de Venda a Clientes Finais de último recurso de grandes clientes (CUR_{GC}), cujo fornecimento de energia contempla apenas clientes com consumos anuais superiores a 2 milhões de m³ que não pretendem mudar de comercializador, em todos os pontos do País, ligados nas diversas redes de distribuição, obedece aos mesmos princípios e metodologia de cálculo que as restantes tarifas de Venda a Clientes Finais. No entanto esta tarifa é diferenciada consoante as tarifas de acesso aplicáveis, que variam em função da rede em que cada cliente está ligado.

A variação tarifária de cada uma das opções de aplicação transitória não está sujeita ao mecanismo de convergência sendo antes indexada à variação da opção aditiva que as substitui. Assim, garante-se que a evolução das opções tarifárias transitórias é semelhante à das opções tarifárias aditivas e a promover, procurando assim que estas opções tarifárias a extinguir se tornem progressivamente menos atractivas para os consumidores. Estes passariam assim, por sua iniciativa, para as opções aditivas, as quais promovem uma melhor aderência aos custos e assim induzem a uma maior eficiência na utilização dos recursos do sector.

8.3 ESTRUTURA DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS

A estrutura actual dos preços das tarifas praticadas pelos operadores de rede de distribuição (no papel de comercializadores de último recurso) é mais simples do que a estrutura aditiva proposta no Regulamento Tarifário, apresentando nomeadamente menos variáveis de facturação. Em geral, a estrutura tarifária actual baseia-se em dois preços: energia e termo fixo, sendo que, dependendo do fornecimento, o termo fixo depende do escalão de consumo ou do calibre do contador instalado no local de consumo.

A opção por uma estrutura de preços das tarifas de Venda a Clientes Finais condizente com a estrutura de preços de cada tarifa por actividade, respeitando o princípio da aditividade tarifária, e diferente da estrutura de preços em vigor actualmente, implica impactes tarifários nos clientes, na medida em que se verifica uma alteração da estrutura tarifária aplicável aos seus fornecimentos. Esses impactes serão verificados por cada cliente de modo diferente, sendo positivos em alguns casos e negativos noutros casos.

Como forma de limitar o impacte de uma alteração da estrutura tarifária nos consumidores, associada à alteração ou acréscimo de algumas variáveis de facturação, propõe-se manter em aplicação, transitoriamente, uma estrutura tarifária mais próxima daquela que vigora actualmente, permitindo minimizar os impactes sentidos pelos clientes devido a essa alteração de estrutura. De facto, esta estrutura transitória é igual à actualmente em vigor, podendo existir algumas diferenças unicamente no que diz respeito à forma de medir a variável capacidade contratada.

Essa estrutura tarifária de aplicação transitória tem uma estrutura de preços mais simples do que a estrutura aditiva, conforme se apresenta no Quadro 8-4.

Quadro 8-4 - Estrutura tarifária das Tarifas de Venda a Clientes Finais de aplicação transitória

Tarifas de Venda a Clientes Finais		Preços das tarifas			
Tarifas	Opção tarifária	TCc	TCp	TW	TF
MP	Trinómia	URD _{MP}	→	E UGS URT URD _{MP}	URD _{MP} C
MP	Binómia	→	→	E UGS URT URD _{MP}	URD _{MP} C
BP	Trinómia	URD _{BP}	→	E UGS URT URD _{MP} URD _{BP}	URD _{BP} C
BP	Binómia	→	→	E UGS URT URD _{MP} URD _{BP}	URD _{MP} 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
TCc	Preço de capacidade contratada
TCp	Preço de capacidade em períodos de ponta
TW	Preço de energia
TF	Preço do termo tarifário fixo
E	Tarifa de Energia
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores de redes de distribuição
URT	Tarifa de Uso da Rede de Transporte dos operadores de 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
C	Tarifa de Comercialização
→	Conversão para outros termos tarifários

A estrutura dos preços das opções transitórias das tarifas de Venda a Clientes Finais depende do nível de pressão e escalão de consumo dos fornecimentos e é apresentada no Quadro 8-5.

Quadro 8-5 - Estrutura de preços das tarifas de Venda a Clientes Finais de aplicação transitória

Nível Pressão	Opções Tarifárias ou Tipo de Fornecimento	Termo Tarifário Fixo	Capacidade Contratada	Energia
Baixa Pressão	Binómia	e	-	e
	Trinómia	e	e	e
Média Pressão	Binómia	e	-	e
	Trinómia	e	e	e
	Trinómia	a	a	a

Notas:

- e Existência de preços aplicáveis por escalões de consumo
- Não aplicável

A presente proposta de regulamentação prevê que as opções transitórias referidas estejam disponíveis em igualdade de circunstâncias, para os clientes actuais e futuros, enquanto forem aplicáveis.

As opções tarifárias de aplicação transitória aplicam-se também, seguindo os mesmos princípios e metodologia, aos fornecimentos com consumos anuais até 2 milhões de m³ (n).

No caso das tarifas de Venda a Clientes Finais de último recurso de grandes clientes a aplicação de tarifas de carácter transitório existe apenas na estrutura trinómia.

Em alternativa poderia ser considerado que para grandes clientes, se justifica a aplicação directa de tarifas aditivas, nomeadamente, pela necessidade ainda mais premente de fazer passar para estes grandes clientes os sinais preços relativos à variação de custos das infra-estruturas utilizadas, bem como do custo de aquisição de energia, por forma a não causar grandes distorções entre o mercado e os clientes abrangidos pela comercialização de último recurso. No entanto, nesta fase, tendo em conta a transição para um novo quadro legislativo e regulatório, optou-se por aplicar também a estes clientes um regime transitório e um mecanismo de convergência que acautelem eventuais impactes tarifários elevados também nestes clientes.