



*Contributos iniciais para a definição dos
Regulamentos do Sector do Gás Natural a
emitir pela ERSE*

15 de Março de 2004

INDÍCE

1	PREÂMBULO	3
2	SUMÁRIO EXECUTIVO.....	4
3	ASPECTOS RELEVANTES PARA A ABERTURA DO MERCADO DO GÁS NATURAL PARA OS PRODUTORES ELÉCTRICOS.....	5
3.1	INTRODUÇÃO	5
3.2	PRINCÍPIOS ECONÓMICOS DA REGULAÇÃO	7
3.2.1	<i>Tipo de Regulação do Transporte de alta pressão, Regaseificação e Armazenagem</i>	<i>8</i>
3.2.2	<i>Avaliação e remuneração das actividades</i>	<i>10</i>
3.3	RELAÇÕES COMERCIAIS	15
3.4	ACESSO À REDE DE TRANSPORTE, REGASEIFICAÇÃO E ARMAZENAGEM	18
3.5	TARIFAS DE ACESSO À REDE DE TRANSPORTE, REGASEIFICAÇÃO E ARMAZENAGEM	21
3.6	MEDIDAS TRANSITÓRIAS DE INCENTIVO À CONCORRÊNCIA	23
4	ASPECTOS GENÉRICOS DA REGULAÇÃO A PRAZO NO SECTOR DE GÁS NATURAL EM PORTUGAL	24
4.1	INTRODUÇÃO	24
4.2	MODELO REGULATÓRIO DA DISTRIBUIÇÃO	25
4.3	RELAÇÕES COMERCIAIS NO MERCADO INDUSTRIAL E DOMÉSTICO	25
4.4	ACESSO A TERCEIROS	26
4.5	MODELO TARIFÁRIO DA DISTRIBUIÇÃO	26
4.6	DESENVOLVIMENTO E COORDENAÇÃO DE INFRA-ESTRUTURAS	27
4.7	LIGAÇÃO À REDE E CONTRATUALIZAÇÃO	27
4.8	EQUIPAMENTOS DE MEDIDA, LEITURAS E FACTURAÇÃO	30
4.9	INFORMAÇÃO.....	32
4.10	QUALIDADE DE SERVIÇO.....	34
	ANEXO A: ASPECTOS RELEVANTES PARA A ABERTURA DO MERCADO DO GÁS NATURAL PARA OS PRODUTORES ELÉCTRICOS.....	38
	ANEXO B: ASPECTOS GENÉRICOS DA REGULAÇÃO A PRAZO NO SECTOR DE GÁS NATURAL EM PORTUGAL	54

1 Preâmbulo

No contexto da futura transposição da Directiva 2003/55/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, que renova e enquadra a intenção de liberalização do mercado de gás natural na Europa, e da Resolução do Conselho de Ministros nº68/2003, de 10 de Maio, a ERSE promove uma consulta pública para definição da regulamentação para o sector do gás natural em Portugal.

A implementação das linhas de orientação da citada Resolução carece, antes de mais, de uma clarificação das opções estratégicas para o sector. Destas opções deveria resultar uma iniciativa legislativa de enquadramento, quer do processo de liberalização e abertura do mercado em Portugal, quer do desenvolvimento da regulamentação do sector. Até à data não foi ainda publicado o novo enquadramento legal, pelo que a resposta à consulta pública apresentada fica condicionada, podendo conseqüentemente vir a sofrer ajustes numa fase posterior.

Considerando a existência dos contratos de concessão em vigor, importa salientar que a sua alteração imporá necessariamente a reposição do equilíbrio económico e financeiro das concessionárias e eventuais impactos nos custos globais do sistema.

Tendo em conta que o objectivo prioritário é assegurar o cumprimento da Resolução do Conselho de Ministros nº68/2003 de 10 de Maio, ou seja, promover o livre acesso somente aos produtores de electricidade ao gás natural a partir de 1 de Julho de 2004, a EDP considera que o enquadramento regulatório a implementar no curto prazo deve ter em linha de conta o estatuto de mercado emergente atribuído ao sector do gás em Portugal, evitando assim potenciais perturbações no seu desenvolvimento.

Assim, este documento foi organizado em duas partes distintas: uma primeira parte que aborda de forma aprofundada temas relacionados com os requisitos necessários para a liberalização do mercado do gás para os produtores de

electricidade; uma segunda parte, na qual se procura dar resposta às restantes solicitações da ERSE, ainda que de uma forma mais genérica, na medida em que, sendo Portugal ainda um mercado emergente, a abertura aos restantes clientes deverá ser implementada de uma forma gradual, a médio e longo prazo.

Em anexo, apresentada-se a posição da EDP a cada uma das questões apresentadas pela ERSE no documento de “Anúncio de Proposta de Regulamentação do Sector do Gás Natural”, sendo de salguardar que uma correcta interpretação destas respostas requer a leitura integral do documento.

2 Sumário executivo

A regulamentação a definir a curto prazo deverá criar as condições de abertura do mercado apenas para os clientes produtores de electricidade, devendo o modelo a desenvolver garantir um conjunto de regras objectivas e transparentes relativas ao Transporte em alta pressão, GNL e Armazenagem.

Primeiro, considera-se que a remuneração das actividades reguladas deverá ser baseada num modelo misto de “proveitos máximos com incentivos”, que define o nível de proveitos para o período inicial e a sua evolução, com base na inflação, objectivos de eficiência e incentivos ao desenvolvimento de infra-estruturas.

Em segundo lugar, ao nível do relacionamento comercial, os clientes elegíveis deverão ter a opção de interagir com fornecedores/comercializadores licenciados, responsáveis quer pelo fornecimento de gás quer pela contratação da utilização das infra-estruturas. Os restantes clientes deverão conservar as relações contratuais existentes, que serão asseguradas pela GDP. Esta entidade deverá também manter os contratos de gás com os produtores de electricidade, os gasodutos internacionais e contratualiza o acesso às infra-estruturas para os seus clientes.

Em terceiro lugar, considera-se que o acesso de terceiros às infra-estruturas reguladas deverá ser implementado através de um sistema de reserva simples,

que dê prioridade aos contratos de longo prazo, com período de reserva mínimo de um ano e que penalize as utilizações abusivas de capacidade.

Defende-se ainda a criação de um modelo de tarifas de tipo “selo postal” para o acesso às infra-estruturas, uniforme em todo o País e de um “activo” regulatório que permita nivelar as tarifas ao longo do tempo, não prejudicando os utilizadores iniciais do sistema.

Por último, a EDP considera que o mercado nacional de gás natural não apresenta limitações à entrada de novos concorrentes, esperando-se que venha a ser um mercado competitivo e concorrencial a curto prazo, sem que, sejam necessárias medidas específicas para a promoção da concorrência, à excepção da garantia da não discriminação ao acesso às infra-estruturas.

3 Aspectos relevantes para a abertura do mercado do gás natural para os produtores eléctricos

3.1 Introdução

A Resolução do Conselho de Ministros nº68/2003 de 10 de Maio aponta para “...a liberalização a partir de 1 de Julho de 2004, do acesso à infra-estrutura do gás para as eléctricas a operar em Portugal...”. Esta Resolução e a Directiva especificam também um conjunto de orientações para a separação das actividades (*unbundling*) de Transporte, Armazenagem, Operação de GNL (descarga, armazenagem e gaseificação), e operação do sistema, em relação às actividades de fornecimento de gás.

Assim, para a EDP a regulamentação a definir a curto prazo, e que carece de um quadro legislativo renovado e tradutor das orientações sobre a política energética para este sector, é aquela que assegure uma efectiva liberalização do mercado do gás natural para os clientes produtores de electricidade¹ e preveja

¹ Não incluindo instalações de cogeração. Cogeradores não estarão expostos à concorrência no contexto do Mibel a curto prazo.

os seguintes pontos relativamente ao Transporte em alta pressão, GNL e Armazenagem:

- Modelo de remuneração das actividades reguladas;
- Definição do modo de relacionamento comercial;
- Definição das regras para o acesso de terceiros às infra-estruturas reguladas;
- Definição do enquadramento tarifário para o acesso de terceiros às infra-estruturas reguladas.

A EDP considera que a regulamentação deve ser adaptada às circunstâncias específicas do nosso mercado, tendo em conta as seguintes orientações:

- Em todo o processo de liberalização e regulamentação é necessário promover a estabilidade e o nível de remuneração adequado, por forma a garantir o progressivo desenvolvimento sustentável das infra-estruturas de gás natural em Portugal, respeitando nomeadamente:
 - a. As questões inter-temporais, promovendo o equilíbrio entre os utilizadores do sistema ao longo do tempo;
 - b. A minimização de momentos de ruptura significativos e a criação de mecanismos de transição que suavizem os seus impactos;
- Na actual fase de desenvolvimento do mercado é importante que os mecanismos e processos a implementar sejam simplificados, por forma a que não resultem sobre-custos desnecessários no sistema;
- O mercado nacional de gás natural não apresenta limitações à entrada de novos concorrentes, esperando-se que venha a ser um mercado com forte crescimento, competitivo e concorrencial a curto prazo, sem necessidade de implementação de medidas específicas para a promoção da concorrência, para além da garantia da não discriminação no acesso às infra-estruturas.

3.2 Princípios económicos da regulação

A existência de monopólios naturais no sector do gás natural, nomeadamente nas redes de transporte e distribuição, constitui a principal razão da necessidade de regulação. Sendo esta uma conclusão universal já é, contudo, objecto de discussão o tipo de regulação a aplicar.

A regulação deve constituir um compromisso que garanta a repercussão de custos e a criação de incentivos ao aumento da eficiência das actividades reguladas. No caso específico do gás natural acresce a necessidade de criar incentivos claros e fortes ao desenvolvimento das infra-estruturas de forma a aumentar o acesso por parte da população e da indústria, fomentando o desenvolvimento nacional. De facto, o sector do gás natural é um mercado emergente e encontra-se numa fase de desenvolvimento inicial, muito diferente da fase de maturidade de outros sectores, nomeadamente do sector eléctrico. A EDP defende um regime de regulação diferenciado, apropriado a este contexto e orientado especificamente aos incentivos de desenvolvimento das redes e alargamento da base de clientes.

Nas condições económicas do exercício das actividades do sector do gás natural, que constituem monopólios naturais, ou seja, actividades sujeitas a investimentos irreversíveis com um tempo de vida muito longo, a regulação deve ao mesmo tempo assegurar aos clientes a quantidade de gás contratada e a qualidade de serviço exigível, a um preço justo, e encorajar os investidores a financiarem eficientemente aqueles investimentos, incentivando o recurso ao mercado de capitais.

Para alcançar esse objectivo, devem ser adoptadas metodologias que promovam estabilidade e previsibilidade e que criem uma expectativa razoável da recuperação de custos, de forma a que as empresas reguladas consigam atrair capital, num contexto de promoção e incentivo ao investimento em infra-estruturas adicionais.

O regime regulatório deve ainda, através do desenho adequado das tarifas, incentivar a utilização racional dos recursos por parte do consumidor, garantir,

pelo menos a médio prazo, a não subsidição cruzada entre segmentos de clientes e promover, dentro do possível, a harmonização tarifária com Espanha, principalmente nos segmentos de mercado em concorrência directa.

Tendo em conta as linhas orientadoras da Resolução do Conselho de Ministros nº63/2003, a regulação deve também procurar o “alinhamento desejável por aproximação mútua com a política de regulação em Espanha”, numa perspectiva de integração futura a curto e a médio prazo.

Em função dos mencionados objectivos de estabilidade e de previsibilidade, considera-se importante que os parâmetros definidores do nível remuneratório sejam fixados por períodos razoavelmente largos (3 a 5 anos), sendo, como anteriormente referido, imprescindível garantir às empresas intervenientes num sector de capital intensivo a taxa de rendibilidade esperada pelos investidores. Considerando que o mercado de gás e de electricidade são duas realidades distintas, não parece haver necessidade de que os períodos regulatórios sejam coincidentes. Uma vez que existem accionistas comuns é desejável o seu desfaseamento, por forma a minimizar o impacto na avaliação dos activos provocado por eventuais alterações simultâneas na regulação.

3.2.1 Tipo de Regulação do Transporte de alta pressão, Regaseificação e Armazenagem

A EDP defende, em linha com a terceira opção prevista no documento de consulta pública, a criação de um modelo regulatório misto, de “proveitos máximos com incentivos”, não sendo totalmente baseado nem em custos, nem em preços. O modelo proposto consiste na definição de um proveito máximo anual para o período inicial, proveito este que deverá evoluir tendo em conta a inflação e um factor de eficiência, segundo a fórmula “ $IPC \times X\%$ ”², bem como um conjunto de incentivos definidos *ex-ante* com base em variáveis de “*output*”.

² X% varia entre 0% e 100%, pelo que os proveitos poderão crescer entre 0 e a inflação (antes de considerar incentivos)

Este modelo apresenta vantagens significativas em relação às alternativas consideradas, nomeadamente pela possibilidade de criação de incentivos visíveis e transparentes ao desenvolvimento das infra-estruturas (relativamente à baseada em custos). Como exemplo podem ser referidos alguns tipos de incentivo possíveis: quilómetros de gasoduto instalados, para o caso do transporte, e aumento da capacidade de processamento para a regaseificação e armazenagem. Adicionalmente, este modelo garante a criação de um padrão de proveitos mais estável ao longo do tempo, aumentando a atractividade do investimento e minimizando o impacto nos utilizadores iniciais do sistema.

É importante assegurar que os custos do sistema sejam correctamente reflectidos no preço do gás que chega aos utilizadores finais, apresentando o modelo proposto vantagens face à regulação baseada em preços. No modelo proposto, os incentivos a criar são definidos com base em custos reais associados aos *drivers* definidos, pelo que é possível transmitir correctamente aos utilizadores do sistema os custos do mesmo, reflectindo-os no preço final do gás.

Na selecção de um modelo, e para além dos aspectos conceptuais, é importante considerar a sua aplicabilidade prática. Também aqui este modelo apresenta um ponto forte, dado que é utilizado em mercados relevantes, nomeadamente no mercado Espanhol.

A adopção do modelo deverá ser consistente para todo o sector, sendo por isso aconselhável a implementação do modelo de “proveitos máximos com incentivos” para o transporte de alta pressão, a regaseificação e a armazenagem. Apesar das diversas actividades apresentarem diferentes expectativas de ritmo de investimento nos próximos anos, em qualquer uma delas existe ainda um longo caminho a percorrer para garantir o desenvolvimento pleno do sistema. Nesta fase emergente do mercado há que dar incentivos ao investimento para a criação de infra-estruturas, sendo necessário, de futuro, a adopção de mecanismos de aprovação e coordenação dos diversos planos de investimento.

Considerando a especificidade da actividade de Gestão Técnica do Sistema, poderá fazer sentido excluí-la do modelo supracitado, devendo esta ser regulada através de um sistema baseado em custos.

3.2.2 Avaliação e remuneração das actividades

A avaliação e o método de remuneração dos activos são fundamentais para definir tanto os proveitos máximos iniciais, como o valor dos incentivos a proporcionar, tendo um forte impacto na rendibilidade dos operadores, quer pelo incentivo ao investimento, quer ainda por condicionar o nível de tarifas que incidirão sobre os vários utilizadores dos produtos ou serviços regulados.

O cálculo dos proveitos iniciais deverá assim ser realizado com base em quatro componentes:

- Base de activos a remunerar;
- Amortizações económicas (reposição do capital inicial);
- Custo de capital (retorno do capital);
- Custos operacionais.

Adicionalmente, será abordado o mecanismo de evolução das receitas quer em termos de eficiência, quer em termos de incentivos.

Para facilitar a compreensão do modelo proposto apresenta-se um exemplo simplificado da aplicação do modelo, em 3 anos, a uma empresa fictícia:

- Esta empresa tem uma base de activos com 100 quilómetros de gasodutos valorizados no ano inicial a €1M por km. A empresa, nos anos seguintes, pretende investir cerca de 10 quilómetros adicionais por ano. Os gasodutos actuais têm uma vida esperada de 50 anos (taxa de amortização de 1/50), um custo de capital ponderado de 7% e geram custos operativos de €5M por ano - sujeitos a uma inflação de 2% por ano. Espera-se que a empresa consiga melhorar a sua eficiência, crescendo os seus proveitos a apenas 85% da inflação.

○ Assumindo o modelo proposto, a remuneração da empresa nos vários anos deveria ser:

- $\text{Proveitos}_{\text{ano } 1} = \text{Base de activos} * \text{custo de capital} + \text{Base de activos} * \text{taxa de amortização} + \text{custos operativos},$

ou seja,

$$\text{Proveitos}_{\text{ano } 1} = €100\text{M} * 7\% + €100 \text{ M} * 1/50 + €5\text{M} = €14\text{M}$$

- $\text{Proveitos}_{\text{ano } 2} = \text{Proveitos}_{\text{ano } 1} * (1 + \text{taxa de inflação} * \text{taxa de eficiência}) + \text{novos km de gasoduto} * \text{valor aceite}^3 \text{ por km},$

ou seja,

- $\text{Proveitos}_{\text{ano } 2} = €14\text{M} * (1 + 2\% * 85\%) + 10 \text{ km} * €0,143\text{M}^4 = €15,67\text{M}$

- $\text{Proveitos}_{\text{ano } 3} = €15,67\text{M} * (1 + 2\% * 85\%) + 10 \text{ km} * €0,146\text{M}^4 = €17,40\text{M}$

Base de activos a remunerar

É fundamental que a remuneração dê incentivos correctos ao investimento, baseando-se em indicadores fiáveis que tentem garantir a remuneração que um investidor teria com activos de risco semelhante. Consequentemente, a base de activos deve ser uma estimativa o mais fiável possível do seu valor .

Nesse sentido, e tendo em conta o modelo regulatório proposto, o valor dos activos a considerar para efeitos regulatórios deverá corresponder ao seu valor de aquisição bruto e actualizado anualmente pelo índice de inflação mais próximo para este tipo de bens (deflator do PIB). Os activos a remunerar deverão ser valorizados líquidos de subsídios ou outras participações. A exclusão dos subsídios, e conseqüente redução no valor dos activos, deve ser considerada na definição da taxa de remuneração por forma a impedir distorções na retribuição devida às empresas e evitar duplicações. Isto é, a taxa de remuneração dos activos não deverá ser diluída pela inclusão do valor dos

³ Com base nos proveitos calculados para o 1º ano relativos a 100 kms de gasodutos, temos €14M/100 kms, que deverão crescer com a inflação.

subsídios no denominador da fórmula de cálculo do custo de capital ponderado (WACC).

O valor dos activos brutos actualizado à inflação é, no entender da EDP, o melhor indicador possível de valor num negócio em que cada investimento tem características únicas de difícil reposição (as escavações e instalação dos gasodutos têm um custo superior aos gasodutos em si, dependendo este custo do tipo de solo e sub-solo e das características de cada local) e tendo em conta o modelo regulatório proposto.

Ao fixar os proveitos do 1º ano, todo o crescimento do imobilizado motivado pela renovação dos gasodutos será excluído da base de remuneração. Assim, as amortizações deverão permitir repor e manter os activos em funcionamento, compensando o seu desgaste, e não sendo, por conseguinte, equiparadas a prestações de capital. Os proveitos aumentarão por incentivos com base apenas em aumentos de infra-estruturas, seja por extensão da rede ou capacidade (terminais, gasodutos, ...), que constituirão novos investimentos a remunerar segundo a mesma lógica.

Projectos com características semelhantes, transaccionados em mercado, são avaliados pelos fluxos de caixa que permitem gerar. Um gasoduto em funcionamento tem sempre como perspectiva a venda do transporte de gás até à perpetuidade (desde que vá sendo mantido e renovado) a preços de cada ano, sendo que o seu valor deve crescer com a inflação e não ser reduzido.

A EDP entende que devem ser considerados todos os activos fixos, tangíveis e intangíveis, conexos às actividades reguladas e constituintes do património das empresas que exercem cada uma das actividades.

Amortizações económicas

As amortizações aceites para efeitos regulatórios deverão traduzir a depreciação económica dos activos das diferentes actividades, permitindo a sua renovação e substituição no fim da vida útil. Assim, deverá ser considerada a

vida útil dos activos, apresentada na tabela seguinte, e não os períodos utilizados nas amortizações contabilísticas.

A remuneração correspondente às amortizações não está contemplada no custo de capital. A componente de amortização constitui uma reserva de financiamento da empresa, assegurando a manutenção do activo em condições óptimas de funcionamento.

Activos	Vida útil
Rede de transporte	50 anos
Terminal LNG	30 anos
Armazenagem subterrânea	50 anos

Custo de capital

Tal como a ERSE refere no documento em discussão, o cálculo do custo de capital é de particular importância na tomada “de decisões dos investidores sobre os activos em que investir e a forma de os financiar tendo presente a maximização do valor da empresa”.

O “CAPM” é, no entender da EDP, uma metodologia com a necessária solidez conceptual, sendo genericamente aceite quer pelo mercado quer pela maioria dos reguladores europeus.

A metodologia CAPM procura reflectir o grau de risco de negócio na taxa de remuneração. É importante referir que as actividades a regular apresentam graus de risco diferentes, sendo consensual que as actividades de transporte e armazenagem apresentam um nível inferior de risco.

O risco do negócio, segundo esta metodologia, reflecte-se no coeficiente β utilizado para calcular o custo dos capitais próprios da empresa. Dado o carácter crítico deste parâmetro e o seu impacto na determinação do custo de

capital, parece aconselhável que a determinação dos seus valores para as várias actividades a regular seja objecto de um estudo aprofundado e detalhado, o qual deverá ser apresentado numa fase de consulta posterior do processo de definição da regulamentação para o sector do gás natural.

A EDP considera, no entanto, pertinente apresentar algumas considerações relevantes para o cálculo do custo de capital:

- Valor dos capitais próprios equivalente ao valor dos activos considerados deduzido da dívida financeira e de subsídios;
- Utilização de taxas nominais, dado que os valores dos activos e das tarifas a definir são corrigidos pela inflação;
- Não inclusão do valor dos subsídios no cálculo do WACC, dado que deverão ser utilizados para remuneração os valores dos activos brutos, líquidos de subsídios. Assim, a fórmula a utilizar deverá ser:

$$\text{WACC} = (\text{K}_{cp} * cp + \text{K}_{emp} * emp * (1-t)) / (cp + emp)$$

Sendo:

K_{cp} – Custo do capital próprio

cp – valor do capital próprio

K_{emp} – custo de capital da dívida da empresa

emp – valor da dívida da empresa

t – taxa média de imposto

Custos operacionais

Os custos a reconhecer devem reflectir os custos directamente associados ao desempenho de cada uma das actividades reguladas, bem como de todas as actividades de suporte que as tornam sustentáveis, nomeadamente serviços centrais, tais como, gestão de recursos humanos, comercial, direcção e administração, contabilidade, comunicação e sistemas de informação.

Evolução dos proveitos e mecanismos de eficiência

A evolução dos proveitos regulados deve ter em conta incentivos à eficiência e ao desenvolvimento do negócio.

Relativamente à definição dos mecanismos de eficiência, antes de mais é necessário atender ao estado actual de desenvolvimento do mercado. O estabelecimento de políticas de incentivo à eficiência implicam instabilidade e incerteza face à possibilidade efectiva das empresas atingirem os objectivos fixados. Na fase actual de desenvolvimento do sector em Portugal, julga-se que a prioridade económica deve ser dada ao incentivo ao investimento.

Não obstante, a EDP propõe um sistema de incentivo à eficiência ajustado a este contexto, baseado na metodologia $IPC \times X\%$ ⁴, em que as receitas poderão manter-se ou evoluir com uma taxa de crescimento idêntica à inflação, antes de incentivos. Julga-se que este sistema é apropriado à situação actual do sector português e dá uma sinalização correcta aos investidores em termos de risco e exposição regulatória. Adicionalmente, é o sistema utilizado em Espanha para o sector do gás. Julga-se, no entanto, que a fixação dos objectivos segundo esta metodologia deverá ser prudente, especialmente tendo em conta os custos operativos adicionais que surgirão em consequência do natural envelhecimento da infra-estrutura.

Em relação aos incentivos para o desenvolvimento do negócio, é importante garantir que os seus investimentos de expansão e os custos dele resultantes são reflectidos nos proveitos.

3.3 Relações comerciais

A EDP reconhece que a Directiva 2003/55/CE e as resoluções de Conselhos de Ministros nº 63/2003 e nº 68/2003, determinam alterações com impacto nas relações comerciais a três níveis:

⁴ X% varia entre 0% e 100%, pelo que os proveitos poderão crescer entre 0 e a inflação (antes de considerar incentivos)

- Clarificação da relação entre os clientes não elegíveis -regulados- e distribuidores e as entidades a criar, actualmente contidas na Transgás;
- Definição das relações entre as entidades a criar, que actualmente estão contidas na Transgás;
- Clarificação das relações comerciais dos clientes elegíveis, produtores de energia eléctrica, no fornecimento e acesso às infra-estruturas;

No entender da EDP é crítico minimizar as perturbações ao desenvolvimento do mercado, tentando manter, sempre que possível, as relações contratuais existentes, bem como individualizar as actividades reguladas para garantir a não discriminação e a transparência, sem comprometer o saudável desenvolvimento do mercado.

Relações comerciais entre os clientes não elegíveis e distribuidores e as entidades a criar (actualmente contidas na Transgás)

A EDP defende que todos os contratos actuais de fornecimento entre a Transgás e os clientes industriais, distribuidores e produtores de energia eléctrica, que não queiram exercer a sua opção de elegibilidade, deverão ser mantidos com uma entidade detida pela GDP.

Esta solução minimiza as perturbações e instabilidade no desenvolvimento do mercado, simplifica as relações comerciais e garante custos de transacção reduzidos. A GDP, ao contratualizar em seu nome a aquisição de serviços de transporte doméstico, de fornecimento/transporte internacional, de armazenamento e regaseificação necessários ao fornecimento aos seus clientes, garante a obtenção de uma maior escala e eficiência na realização destas actividades, reduzindo os custos efectivos para o sistema.

Caberá à GDP pagar o acesso à rede de transporte relativamente aos seus clientes. Assim, a remuneração estabelecida nos contratos de concessão deverá ser repartida pelos dois negócios, sendo garantida pelas tarifas de acesso a justa remuneração do transporte segundo o modelo regulatório proposto.

Relações comerciais entre as entidades cujas actividades estão actualmente contidas na Transgás, SA

A Transgás, desenvolve três tipos de actividade: operação de transporte doméstico, operação de armazenamento e fornecimento/transporte internacional.

É importante clarificar e corrigir a interpretação feita no documento de consulta às linhas de orientação das Resoluções do Conselho de Ministros relativamente às infra-estruturas internacionais. As infra-estruturas internacionais são caracterizadas pela Directiva como “redes de gasodutos a montante” e não, como “transporte”, logo devendo estar juntas com o fornecimento. De facto, a capacidade reservada nas infra-estruturas internacionais serve apenas e exclusivamente os contratos de fornecimento existentes. Adicionalmente, os contratos actuais de capacidade nos gasodutos espanhóis permitem a utilização nos gasodutos exclusivamente de gás propriedade do detentor do contrato de capacidade. Uma solução diferente obrigaria à complexa alteração de contratos internacionais, com custos para o sistema.

Assim, entende-se que as infra-estruturas internacionais não podem ser objecto de regulação em Portugal. As infra-estruturas em Espanha são já actualmente reguladas pelas entidades espanholas competentes, ao abrigo da Directiva. O gasoduto do Magreb envolve um parceiro não europeu, e que não está sujeito nem à Directiva nem à legislação portuguesa, pelo que não pode constituir matéria a regular no âmbito nacional.

As relações entre fornecedor e operadores de infra-estruturas nacionais deverão ser semelhantes às relações de acesso de terceiros, que serão definidas e reguladas para todos os fornecedores de clientes elegíveis.

Relações comerciais dos clientes elegíveis no fornecimento e acesso às infra-estruturas

Deverá ser criada a figura de fornecedor/comercializador, entidade habilitada a fornecer os clientes elegíveis e interagir com as entidades gestoras das infra-

estruturas reguladas. Os clientes poderão escolher livremente o seu fornecedor/comercializador, pelo que as relações entre estes não deverão ser sujeitas a regulação.

O fornecedor/comercializador será responsável pelo fornecimento de gás aos seus clientes, bem como pela reserva e gestão da capacidade de transporte, regaseificação e armazenamento. A EDP julga que qualquer fornecedor europeu se deveria poder registar-se em Portugal

O modelo proposto permite garantir a qualidade e segurança do sistema, bem como simplificar a relação entre as entidades gestoras do sistema e os clientes. Este modelo não deverá trazer custos adicionais de intermediação aos clientes, tendo em conta a experiência do sector eléctrico em que os clientes acabam por recorrer à utilização de intermediários especializados na ligação entre os vários agentes.

3.4 Acesso à rede de transporte, regaseificação e armazenagem

A curto prazo, é fundamental definir e implementar as regras de acesso às infra-estruturas essenciais para a liberalização do mercado dos produtores de electricidade, ou seja, Recepção e armazenamento de GNL, Armazenamento subterrâneo e Transporte.

O sistema português é de reduzida complexidade, com excesso de capacidade no acesso, sendo fundamental garantir regras de acesso simples, transparentes e que não representem custos adicionais para o sistema.

Não obstante, é necessário ter em conta que o negócio de gás “a montante” se caracteriza por fortes investimentos e pela necessidade de contratualização a médio-longo prazo, por forma a garantir a sua viabilidade económica e a segurança do abastecimento.

Modelo de reserva de capacidade

O modelo deve ter em conta as características do sistema de transporte e regaseificação nacional, que apresenta uma utilização de capacidade reduzida, e considerar o predomínio dos contratos firmes de longo prazo, bem como a

necessidade de não aumentar os riscos implícitos aos actuais contratos de “take-or-pay”.

Parece fazer sentido adoptar um modelo em que seja garantida prioridade para aos contratos firmes de longo prazo, sendo a restante capacidade atribuída com base no sistema de “*First-Committed-First-Served*”, a todos os fornecedores que tenham já celebrado contratos de venda de gás.

Para além do aspecto de estabilidade do mercado, este modelo apresenta também a vantagem de facilitar a gestão do sistema por parte do seu operador, dada a facilidade de implementação e de operação. Evita-se assim a criação de sobre-custos no sistema que decorreriam da adopção de modelos mais complexos.

Face ao estado actual, todos os fornecedores deverão ter acesso ao sistema, sendo fundamental evitar utilizações abusivas da capacidade que poderão limitar o desenvolvimento do mercado. Nesse sentido, julga-se que deveria ser requisito para a reserva de capacidade a apresentação dos respectivos contratos de fornecimento com os clientes. .

Modelo de afectação⁵ de capacidade

Considera-se que a afectação de capacidade de transporte deve ser realizada de “ponto-a-ponto”, ou seja, para um determinado percurso definido.

Este modelo facilita a gestão da rede de transporte por parte do operador. A baixa utilização actual do sistema de transporte nacional torna desnecessária a adopção de modelos complexos, mais adaptados a redes congestionadas.

Para além das características referidas, é importante salientar que o modelo “ponto-a-ponto” está implementado em vários mercados europeus, França, Alemanha e Holanda, sendo como tal uma solução já testada e funcional.

⁵ Equivalente à expressão inglesa “nomination”

Duração dos contratos de reserva de capacidade

Considerando as recomendações do 7º Fórum de Madrid e o contexto nacional do sector, julga-se que o prazo mínimo dos contratos de reserva de capacidade deveria ser de um ano. É fundamental implementar sistemas de gestão simples para o operador do sistema de transporte e que sejam coerentes com o estado emergente do nosso sector. Este sistema assegura ainda a maximização da capacidade firme tomada pelos agentes do mercado, reduzindo claramente o risco operacional do operador do sistema.

Optimização da utilização da capacidade de rede

Considera-se que apesar do reduzido congestionamento actual, a forma mais simples e efectiva de evitar reserva abusiva de capacidade, prejudicial para o desenvolvimento do mercado, é através do requisito de apresentação, pelos fornecedores, dos contratos estabelecidos com os seus clientes.

Este modelo não só é simples de implementar, evita a necessidade de mecanismos de reserva mais complexos, como parece ajustar-se ao actual contexto de sobre-capacidade do mercado.

Balanceamento e serviços de flexibilidade

Se, por um lado, a capacidade de acesso é excedentária no sistema português face às necessidades previsíveis nos próximos anos, por outro lado, a capacidade de armazenamento é limitada, especialmente tendo em conta as necessidades de reserva estratégica.

Uma vez que uma parte importante dos activos de armazenamento será regulada, bem como o seu acesso por terceiros, não parece ser crítico nesta fase promover o aparecimento de agentes que ofereçam serviços de flexibilidade. Com o desenvolvimento do mercado estes agentes surgirão sem a necessidade de criar obrigações e custos adicionais ao sistema.

Os serviços de balanceamento deverão ser prestados pelo gestor técnico do sistema, que compensará os diferenciais entre entradas e saídas no mesmo. Este

balanceamento, a realizar dinamicamente, deverá ser apenas contabilizado e facturado diariamente para minimizar a complexidade do sistema.

Informação de acesso - caracterização e capacidade

De acordo com a Directiva 2003/55/EC, relativa ao mercado de gás natural, os operadores de transporte e distribuição de gás natural deverão disponibilizar, entre si, informação que permita assegurar a segurança, eficiência e operacionalidade do sistema. Adicionalmente, deverão apresentar informação suficiente que permita aos utilizadores um acesso eficiente ao sistema.

3.5 Tarifas de acesso à rede de transporte, regaseificação e armazenagem

Nível de tarifas

A baixa utilização da capacidade do sistema nacional aconselha alguma prudência na definição da estrutura temporal das tarifas. As tarifas deverão reflectir os custos. No entanto, tendo em conta a fase inicial do sistema e o forte crescimento previsto, parece existir potencial para minimizar a penalização sobre os utilizadores iniciais. Recomenda-se a criação de um activo regulatório, que permita reflectir os custos das infra-estruturas no volume total de gás que se prevê utilizar num período a definir, de pelo menos 10 anos. Desta forma, o perfil tarifário será nivelado, evitando a penalização dos utilizadores actuais, sendo os custos da capacidade construída, mas não utilizada, reflectidos em consumos posteriores.

Este ponto é particularmente relevante para os produtores de electricidade, que serão os principais utilizadores do sistema na fase inicial, e cuja competitividade no contexto do MIBEL dependerá em grande parte das condições comparativas de acesso ao gás natural no mercado espanhol.

Concepção das tarifas

De acordo com a Directiva 2003/55/CE, o tipo de tarifas a aplicar para acesso às infra-estruturas deve obedecer a dois princípios essenciais. Por um lado, a

não discriminação entre clientes e, por outro, a repercussão dos custos, nomeadamente tendo em conta os custos marginais de longo prazo. Para além destes princípios é importante assegurar a transparência e a aditividade tarifária.

A EDP defende um modelo de tarifas de tipo “selo postal” para acesso às infra-estruturas, igual em todo o País, independentemente do ponto de entrada e de saída do gás. Este modelo tem em conta dois aspectos fundamentais específicos do contexto nacional. Em primeiro lugar, a necessidade de promover o desenvolvimento integrado do País e do sector, evitando que zonas periféricas e desfavorecidas paguem tarifas mais elevadas. Em segundo lugar, devem ser tidas em conta a simplicidade estrutural e a dimensão reduzida do sistema nacional.

O sistema proposto, ao permitir uma maior facilidade de gestão e implementação, contribui para que não sejam imputados ao sistema custos originados por modelos mais complexos e exigentes na sua gestão. Adicionalmente, este é o modelo adoptado em Espanha, pelo que se considera o indicado na perspectiva da pretendida convergência regulatória.

Custos e variáveis de facturação

A estrutura das tarifas deverá reflectir os custos numa base incremental, por serem os que melhor se adaptam a um mercado em desenvolvimento, dando os sinais economicamente correctos ao desenvolvimento das infra-estruturas. Uma vez apurados os vários custos nesta óptica, estes deverão ser escalonados para garantir o nível de remuneração necessário, segundo a metodologia anteriormente descrita.

Segundo o princípio da repercussão dos custos, julga-se que as tarifas deverão ser segmentadas por nível de pressão. Esta segmentação deverá evitar que os produtores de energia eléctrica suportem os custos inerentes ao desenvolvimento de ramais de ligação aos clientes industriais.

As tarifas deverão reflectir três termos, traduzindo as diferentes componentes dos custos de operação das infra-estruturas: o termo de capacidade, o termo de serviço e o termo de volume.

O termo de capacidade reflecte o custo fixo da utilização da capacidade da infra-estrutura e deve ser imputado a cada operador com base na utilização efectiva da mesma capacidade. Para evitar a penalização dos utilizadores de indústrias de elevada sazonalidade, a variável de facturação deve incidir sobre a máxima utilização mensal.

O termo de serviço deve traduzir o custo específico que cada utilizador provoca no sistema, nomeadamente pela necessidade de construção ou instalação de equipamentos específicos, como postos de redução de pressão, ramais ou contadores. Este termo deve ser considerado para fins de facturação com base no tipo de cliente, constituindo uma componente fixa na factura.

O termo de volume traduz os custos de compressão e perdas de gás devidas à utilização do sistema pelo operador em termos de quantidade de gás que passa pela infra-estrutura. É a componente variável da facturação, dependendo apenas do volume de gás consumido.

3.6 Medidas transitórias de incentivo à concorrência

Na concepção e adopção de medidas transitórias de incentivo à concorrência, é essencial uma abordagem casuística, que tenha em conta a relevância das circunstâncias específicas de cada mercado. As medidas adoptadas em determinado mercado podem ter efeitos diferentes quando aplicadas, indistintamente, a países com condições diversas.

Julga-se que num mercado emergente, com as características do mercado nacional, não se verifica a necessidade de fomentar a concorrência através deste tipo de medidas, dado que o crescimento esperado para os próximos anos, em conjugação com a liberalização do acesso às infra-estruturas e aos clientes, bem como a integração dos mercados energéticos de Portugal e Espanha, criarão as condições naturais e o espaço para a formação de um mercado concorrencial.

A criação de um Hub de gás poderá vir a surgir de forma natural, sendo de evitar a sua criação nas condições previstas para os próximos anos das quais se salienta:

- Reduzida dimensão da rede de transporte na ligação ao mercado espanhol;
- Reduzida expressão da capacidade do terminal de Sines de regaseificação e armazenagem de GNL no contexto ibérico;
- Sub-utilização do sistema nacional, desaconselhando a criação de um sobre-custo que incidiria sobre os primeiros utilizadores.

Um programa de leilões de gás (*gas release programs*) não faz sentido no mercado nacional, uma vez que será dada possibilidade a terceiros para a importação de gás em condições concorrenciais para competir em Portugal. A capacidade existente para entrada de gás no País permitirá a concorrência, por parte dos operadores espanhóis, assim que o mercado seja liberalizado. Adicionalmente, refira-se que o facto de existir excesso de gás a nível ibérico condicionaria os resultados da realização de um leilão.

4 Aspectos genéricos da regulação a prazo no sector de gás natural em Portugal

4.1 Introdução

Conforme referido no preâmbulo a este documento, reconhece-se como competência da ERSE a preparação da regulamentação futura para o sector do gás, e nesse sentido a oportunidade da consulta pública para iniciar um processo prévio de reflexão. Não obstante, e em linha com a Resolução de Conselho de Ministros, que procura que “sejam minimizados os custos de transição para a concorrência”, entende-se não se justificar o desenvolvimento de regulamentação adicional à exposta no Capítulo 3, a qual é considerada suficiente para cumprir o objectivo de liberalização para os clientes, que sejam produtores de energia eléctrica, em Julho de 2004. No mesmo sentido, deverão

ser mantidos os actuais contratos de concessão das distribuidoras, e garantidos os direitos contidos nos mesmos.

Assim, este capítulo visa apenas responder às questões que ainda não foram abordadas neste documento e transmitir uma apreciação geral em relação às mesmas, tendo esta apreciação um carácter preliminar, a detalhar e consubstanciar numa fase de regulamentação posterior.

4.2 Modelo regulatório da Distribuição

Mantém-se a posição relativamente ao modelo regulatório a aplicar às restantes actividades do sector de gás natural, pelo que se entende que o modelo de “proveitos máximos com incentivos” é o que melhor se adequa à actividade de distribuição, onde as necessidades de desenvolvimento de infra-estruturas serão maiores nos próximos anos.

A metodologia de remuneração de activos da actividade de distribuição deverá assentar sobre os mesmos princípios enunciados para as restantes actividades, sendo de destacar o maior nível de desgaste e a conseqüente menor duração dos activos da distribuição, bem como o maior risco a que está exposto o negócio, nomeadamente ao nível do risco de cobrança.

Ao nível dos incentivos julga-se que estes deverão incidir na ligação de novos clientes e no aumento do consumo de gás. Estes incentivos estão alinhados com a necessidade de alargar a penetração de gás natural em Portugal e representam os principais *drivers* de evolução dos investimentos e custos do negócio de distribuição.

4.3 Relações comerciais no mercado industrial e doméstico

O mercado de gás deverá evoluir com base numa transição gradual dos clientes elegíveis do mercado regulado para o mercado livre. Importa assim clarificar as relações comerciais a ambos os níveis.

Relativamente ao mercado livre, julga-se que deverá ser criada a figura de fornecedor/comercializador, entidade acreditada que será responsável pelo fornecimento de gás e ligação aos clientes elegíveis e que manterá as relações

com os restantes agentes responsáveis pelas infra-estruturas e gestão do sistema. Desta forma, simplificam-se as relações comerciais reguladas a estabelecer.

Não obstante, importa referir que presentemente a competência sobre o relacionamento comercial com os operadores tem de se processar nos termos da legislação aplicável ao sector de gás natural, designadamente nos das bases das concessões.

Relativamente aos clientes não elegíveis, ou que sendo elegíveis ainda não exerceram a sua opção de transição, julga-se que as entidades responsáveis pelo fornecimento de gás e ligação devem ser os actuais distribuidores de gás.

4.4 Acesso a terceiros

O acesso de terceiros às infra-estruturas de distribuição deverá ser transparente e não discriminatório, obedecendo às regras estabelecidas pela Directiva e pela futura legislação relevante.

4.5 Modelo tarifário da Distribuição

Defende-se, a prazo, a possibilidade da implementação do princípio de uniformidade tarifária no acesso às infra-estruturas de distribuição em Portugal, desde que seja criado um sistema de compensação que garanta o retorno justo a cada uma das entidades.

Este modelo tem em conta a reduzida dimensão do sistema português, privilegiando a simplicidade de gestão, a obtenção de ganhos de eficiência, a redução das desigualdades regionais e a existência de perequação entre as distribuidoras.

É no entanto fundamental que a implementação deste sistema não seja realizada de uma forma injusta e desequilibrada. Os proveitos totais nacionais das tarifas de distribuição deverão ser equivalentes à soma dos proveitos regulados das várias distribuidoras, calculados segundo a metodologia de remuneração proposta neste documento. A soma dos proveitos tarifários

deverá ser ajustada por um mecanismo de compensação que garanta a efectiva remuneração de cada distribuidora.

4.6 *Desenvolvimento e coordenação de infra-estruturas*

O desenvolvimento das redes de transporte e distribuição, bem como dos restantes instrumentos de operação do sistema, sustentam-se nas obrigações estabelecidas nos contratos de concessão. Os investimentos por realizar deverão, pois, continuar a ser promovidos numa óptica racional por forma a manter o adequado equilíbrio económico e financeiro dos vários agentes regulados. O próprio modelo regulatório deverá conter incentivos ao desenvolvimento de novas redes, sem prejuízo dos subsídios previstos para o crescimento do negócio.

Um aspecto crítico subjacente ao normal desenvolvimento do sistema prende-se com a necessidade de coordenação dos investimentos a realizar a curto, médio e longo prazo, pelos diversos agentes regulados. Nesta perspectiva, é fundamental garantir a articulação dos vários planos de investimento através de um plano global de coordenação. A aprovação e coordenação das diversas intenções deverá ser assegurada pelas entidades competentes.

Obrigações de serviço público

As obrigações decorrentes do estatuto de serviço público estão previstas no contrato de concessão. Neste sentido, as entidades deverão desenvolver a sua actividade “de acordo com as exigências de um regular, contínuo e eficiente funcionamento do serviço”. As concessionárias deverão promover a conversão e expansão das suas redes de forma estável e progressiva, por forma a não comprometer a qualidade de serviço prestada aos seus clientes.

4.7 *Ligação à rede e contratualização*

O processo de concretização do serviço de fornecimento de gás natural é balizado por dois elementos chave – ligação à rede e aspectos contratuais. Dentro dos aspectos contratuais é importante destacar as garantias e as condições de interrupção do fornecimento.

Ligações à rede

A assunção dos encargos de ligação à rede deve ter em conta as necessidades de desenvolvimento do negócio do gás natural e, simultaneamente, a garantia da expansão das redes e ligações, segundo uma óptica de planeamento racional e sustentado.

Relativamente a orçamentos e respectivos estudos, estes deverão ser elaborados com base em preços médios tabelados pelas distribuidoras e dados a conhecer, nomeadamente através do site das empresas na Internet. Para minimizar os custos administrativos do sistema e garantir a criação de processos céleres e eficientes, não deverá ser imposta a obrigatoriedade de apresentar orçamentos detalhados sobre instrumentos, peças e outros recursos.

Por norma, a construção dos elementos de ligação à rede deverá ser assegurada e ser da responsabilidade do operador de rede, que poderá sub-contratar os serviços a entidades credenciadas. Os materiais a utilizar deverão ser aprovados previamente pelo distribuidor, que fiscalizará a obra. É crítico que o empreiteiro tenha qualificação adequada, devendo assim estar devidamente acreditado junto das entidades competentes para o efeito, para poder executar a obra. Adicionalmente, e quando aplicável como medida de precaução, o operador da rede poderá reservar-se o direito de exigir ao requisitante a prestação de uma garantia, que lhe deverá ser devolvida após a verificação da obra, segundo os critérios de qualidade de serviço, segurança e prazos estabelecidos. Desta forma, o operador da rede induzirá pressão para o correcto e atempado cumprimento do prazo de realização das obras para que não incorra em penalizações resultantes dos contratos de ligação com outros potenciais clientes, entretanto já assumidos.

No que respeita às condições e metodologia de pagamento dos encargos de ligação, deverá ser adoptada como regra base o pagamento faseado, com excepção das ligações com prazo até trinta dias, que deverão ser pagas “à anteriori”. Nos casos de obras com prazos de execução elevados, mais de 6 meses, poderá ser estabelecido um acordo entre as partes.

Relação contratual

Para tornar a relação com os clientes de gás natural transparente e minimizar potenciais conflitos deverão ser definidos contratos-tipo de fornecimento incluindo designadamente informação sobre o calibre do contador, regra de estimativa de consumo a efectuar, forma de pagamento e periodicidade de facturação.

Um outro aspecto relevante, no que concerne à contratualização do serviço de fornecimento de gás natural, centra-se na duração dos contratos e prazos de denúncia. Tendo os contratos de fornecimento natureza privada, deverão ser estabelecidos e acordados entre as partes, dentro de parâmetros máximos a regular. A duração máxima dos contratos deverá ser alargada, tendo em conta a especificidade do negócio de gás e a necessidade de viabilizar investimentos de médio/longo prazo da rede a “montante”. O prazo dos contratos poderá constituir critério de diferenciação de preços, dado que maior prazo corresponde menor risco para os fornecedores. Os prazos de denúncia deverão ser coerentes com os compromissos assumidos pelo fornecedor em termos de reserva de capacidade do sistema. Nesse sentido, deverá ainda ser reconhecido um período inicial de estabilidade contratual.

Garantias

O estabelecimento de garantias contratuais, previsto no Decreto-lei n.º 195/99, de 8 de Junho, deverá ser assegurado independentemente do meio de prestação.

O método de cálculo do valor da caução deve corresponder ao valor estimado do consumo não pago pelo cliente, tendo em conta a data em que é possível ao distribuidor interromper o fornecimento.

Interrupção do fornecimento

As situações que poderão dar lugar à interrupção do fornecimento do serviço deverão, antes de mais, constar do contrato celebrado entre as partes. O actual elenco de situações previstas, quer nos actuais contratos de concessão, quer nos

contratos de fornecimento, parece estar adequado à realidade. Estas situações encontram-se balizadas por critérios de segurança, disponibilidade técnica ou incumprimento das obrigações dos clientes. À distribuidora caberá a decisão de efectuar a interrupção do fornecimento, não devendo, portanto, esta estar sujeita à aprovação por terceiros, sempre que não esteja a segurança das populações.

Quanto aos preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural, julga-se que deverão ser objecto de regulamentação, devendo ser assegurada a reprodução na íntegra de todos os custos induzidos.

4.8 Equipamentos de medida, leituras e facturação

O progressivo aumento da eficiência e uniformização do ciclo comercial no que concerne às actividades de medição, leitura e facturação do serviço de fornecimento, é um aspecto que contribui para a optimização dos encargos do sistema, promove maior simplicidade de procedimentos no relacionamento entre clientes e fornecedores e, em última análise, uma melhor qualidade de serviço.

Equipamentos de medição de gás natural

A instalação de equipamento de medição de gás natural estará a cargo da distribuidora. Desta forma, estar-se-á a promover a optimização dos custos globais do sistema, em virtude de evidentes ganhos de escala no aprovisionamento e nas operações de instalação. O equipamento é colocado à guarda do cliente que deve ser responsabilizado pelos danos por este sofridos, devendo procurar-se soluções que evitem a vandalização do contador.

O contador deverá ser o adequado ao fim a que se destina, ou seja, à determinação das variáveis de facturação, e o seu custo pago pela tarifa. Se o cliente pretender contadores mais evoluídos tecnologicamente deve suportar os respectivos custos adicionais.

Situações de telecontagem deverão ter um tarifário específico que repercuta ,quer os benefícios, quer os custos inerentes.

Leitura dos equipamentos de medição

No mínimo o distribuidor deve realizar pelo menos uma leitura por ano, , sendo desejável que proceda pelo menos a um acerto anual das estimativas.

Na perspectiva de elevar os padrões de qualidade de serviço prestado a clientes, poderão ser disponibilizados meios alternativos de comunicação de leituras. Tais meios, deverão ser disponibilizados pelos fornecedores, podendo ser por via telefónica, escrita ou da internet.

Estimativas de consumo e facturação

A utilização de metodologias de estimativa de consumo deverá ser uma opção do cliente, claramente expressa à partida no contrato de fornecimento celebrado, no qual se estabelecerá ainda o número de estimativas a efectuar pelo operador. Nesta óptica, o contrato de fornecimento deverá explicitar que os custos resultantes de estimativas adicionais, solicitadas pelo cliente, deverão ser por este suportado na sua totalidade. A definição concreta do número de estimativas a fornecer ao cliente deverá, pelo menos, ter em conta a sazonalidade dos consumos.

Faz sentido apontar para a uniformização relativamente à periodicidade de facturação. Esta deverá ser, por norma, bimestral, correspondendo à pratica corrente utilizada na maioria dos casos pelas distribuidoras de gás. Importa salientar que a imposição do período de dois meses para facturação poderá ser alterada por acordo entre as partes.

No que concerne à facturação, julga-se que a informação a conter na factura de gás natural, deverá ser o menos complexa possível e de fácil compreensão por todos os clientes. Esta deverá conter apenas a informação indispensável para o cliente - quota de serviço, volume facturado e preço unitário.

Pagamento de facturas

Há interesse em regular os prazos para o pagamento de facturas tendo em conta que actualmente este processo carece de normalização. Complementarmente, os prazos poderão ser diferenciados em função do tipo de cliente servido.

Nos casos em que se verifique o incumprimento por parte do cliente dos prazos de pagamento de facturas, deverão ser impostas penalizações. Estas deverão ser operacionalizadas através da aplicação de juros para repor o equilíbrio financeiro, acrescidos dos encargos referentes ao processo administrativo de gestão de débitos. Alternativamente, sempre que os juros a aplicar não sejam suficientes para cobrir todos os encargos resultantes, deverá ser prevista a aplicação de uma quantia mínima, suficiente para mitigar todos os desequilíbrios financeiros.

Unidades

A posição da EDP nesta matéria, requer uma avaliação mais aprofundada e dependerá do balanço entre os custos que poderá implicar, nomeadamente ao nível dos sistemas de informação e de facturação, e dos benefícios de transparência para os clientes.

4.9 Informação

O acesso à informação adquire duas dimensões importantes no contexto de mercados regulados.

Por um lado, deverá ser facultado um mínimo de informação indispensável para efeitos de caracterização do mercado, devendo esta ser desejavelmente actualizada numa base periódica.

Por outro lado, julga-se apropriado disponibilizar aos clientes informação que responda a critérios de transparência e de não discriminação, bem como obter destes a informação que permita uma progressiva elevação da qualidade de serviço prestado e a optimização do próprio funcionamento do sistema.

Informação para efeitos de regulação

De acordo com o enquadramento legal vigente, os agentes deverão fornecer às entidades reguladoras a informação que lhes permita assegurar o cumprimento das suas funções.

Segundo os actuais contratos de concessão para a rede de transporte e redes de distribuição, as entidades que importem e transportem gás natural no estado gasoso ou liquefeito e que distribuam gás natural, são obrigadas a prestar informação, com o objectivo de manter actualizados dados estatísticos do sector. A Portaria 524/2001, de 25 de Maio, estabelece o teor da informação a prestar, que deverá ser periodicamente enviada à Direcção Geral de Geologia e Energia e à ERSE.

Informação a clientes

O acesso à informação pelos clientes é fundamental para a protecção dos seus direitos e cumprimento das obrigações. Neste sentido, a natureza, o conteúdo, os canais de veiculação da informação e a sua periodicidade deverão estar alinhados com as necessidades sentidas pelos próprios consumidores, situação já salvaguardada no Regulamento da Qualidade de Serviço em vigor. Eventuais alterações à informação actualmente disponibilizada aos clientes deverão ser decididas mediante balanço dos custos adicionais que implicam, e dos benefícios em termos de protecção dos direitos dos clientes.

Num contexto de elegibilidade de clientes, haverá necessidade de garantir transparência ao nível das condições básicas de acesso ao mercado liberalizado, conforme a própria Directiva assim determina. Os canais de disponibilização de informação dos direitos e obrigações dos clientes deverão ser acessíveis a todos os consumidores e não discriminatórios. O acesso deverá ser facultado em Lojas do Cidadão, Lojas EDP/GDP, Internet, Call centres.

Para uma gestão eficaz e optimizada do sistema, julga-se igualmente importante que os clientes com consumos significativos forneçam informações ao seu fornecedor do serviço de gás. Previsões sobre potenciais mudanças nos

padrões de consumo, sazonalidade e outros aspectos, são críticas para minimizar os potenciais impactos negativos na reserva de capacidade a contratar pelo fornecedor. Este tipo de informação permitirá, adicionalmente, tornar mais realistas e actualizados os planos de investimento em infra-estruturas para acomodar novos padrões de consumo e localizações. Assim, a informação deverá ser veiculada, sobretudo pelo segmento dos grandes clientes, directamente aos operadores de rede e desejavelmente em tempo real.

4.10 Qualidade de serviço

Presentemente, também as disposições em matéria de qualidade de serviço têm de observar os termos da legislação aplicável ao sector do gás natural, designadamente, as estabelecidas nas bases das concessões. Esta matéria encontra-se actualmente legislada e regulada pelo Despacho nº 19408/2002, de 20 de Junho, publicado no Diário da República n.º 202, de 2 de Setembro. O regulamento referido parece ser adequado, subscrevendo a EDP nesta fase as regras já estabelecidas no que diz respeito às questões colocadas pela ERSE no capítulo 8.

Serviços regulados

Os serviços “Hora marcada” e “Visita técnica”, devem ser considerados como serviços regulados a prestar pelo distribuidor, ao abrigo de um tarifário específico.

Resolução de conflitos

Por princípio, os conflitos deverão ser resolvidos directamente e de forma independente entre as partes, fazendo apenas recurso, nos casos em que se verifique total impossibilidade de atingir consenso, aos actuais centros de arbitragem globais existentes no País. Com efeito, o processo de mediação de conflitos encontra-se actualmente regulado pelo Regulamento da Qualidade de Serviço. Julga-se que os preceitos contidos no regulamento são apropriados, sendo a integração do negócio do gás em centros de arbitragem globais a opção que mais sentido faz numa óptica de redução de custos para o sistema, e

maximização de sinergias, pela partilha de recursos, com outros negócios de serviço público. Considerando a realidade nacional, em termos de existência de fóruns para a mediação de conflitos, não parece existir a necessidade de criação de estruturas adicionais, com custos para o sistema.



Anexos ao documento:

*“Contributos iniciais para a definição dos
Regulamentos do Sector do Gás Natural a
emitir pela ERSE”*

15 de Março de 2004



Anexo A

15 de Março de 2004

Anexo A: Aspectos relevantes para a abertura do mercado do gás natural para os produtores eléctricos

Neste anexo são apresentadas as respostas às perguntas identificadas no documento “Anúncio de proposta de regulamentação do sector do gás natural”, publicado pela ERSE, no que respeita aos aspectos considerados relevantes para a abertura do mercado do gás natural para os produtores eléctricos.

5. CONCORRÊNCIA E REGULAÇÃO

5.1 Actividades em concorrência

Como facilitar o desenvolvimento de um mercado concorrencial de gás natural?

O mercado nacional do gás natural não apresenta limitações à entrada de novos concorrentes, esperando-se que venha a ser um mercado competitivo e concorrencial a curto prazo, sem que sejam necessárias medidas específicas para a promoção da concorrência, à excepção da garantia da não discriminação ao acesso às infra-estruturas.

Deve haver um prazo máximo de duração para os contratos a celebrar no mercado?

Não parece haver necessidade de condicionar a liberdade contratual das partes.

Podem ser estabelecidos novos contratos take-or-pay pelos agentes fornecedores?

Não parece haver necessidade de condicionar a liberdade contratual das partes. Adicionalmente, é necessário ter em conta que o negócio de gás “a montante” é caracterizado por fortes investimentos e pela necessidade de contratualização a médio-longo prazo para garantir a sua viabilidade económica.

Onde e como organizar um hub para o gás natural?

A criação de um Hub de gás poderá vir a surgir de forma natural, como consequência do desenvolvimento do mercado, sendo de evitar a sua criação nas condições de mercado previstas para os próximos anos:

- Reduzida dimensão da rede de transporte na ligação ao mercado espanhol;
- Reduzida expressão da capacidade do terminal de Sines de regaseificação e armazenagem de GNL no contexto ibérico;
- Sub-utilização do sistema nacional, desaconselhando a criação de um sobre-custo que incidiria sobre os primeiros utilizadores.

Como minorar o impacte de eventuais custos ociosos?

A regulamentação a implementar deve minimizar a criação de custos ociosos resultantes dos contratos de concessão actuais. Poderá ser alargado o período de concessão permitindo uma amortização mais longa dos custos das infra-estruturas, sujeito às restrições de vida útil dos equipamentos. Se mesmo assim subsistirem custos ociosos estes deveriam ser idealmente suportados pelo Estado e não pelos clientes do negócio de gás natural.

5.2. Actividades reguladas

5.2.2 Modos de regulação

Aprovar os investimentos? Como?

Considerando o modelo de regulação proposto pela EDP, é importante assegurar a prazo a existência de uma entidade que proceda à coordenação e aprovação dos investimentos. A EDP considera que este papel deverá ser desempenhado pelas entidades competentes.

Como avaliar os activos

Activos fixos, tangíveis e intangíveis, avaliados pelo seu valor bruto, actualizado pelo índice que melhor reflecta a inflação para este tipo de equipamentos (deflator do PIB), e líquidos de subsídios e subvenções.

Que forma de amortização utilizar?

Amortizações económicas, calculadas de forma linear com base na vida útil dos activos.

Como calcular o custo de capital?

Metodologia WACC, excluindo da fórmula de cálculo o valor dos subsídios.

Que taxa de juro sem risco usar?

Taxa de juro dos títulos de tesouro de 10 anos.

Como determinar o beta?

O beta a utilizar deverá reflectir o risco sistemático da indústria, sendo por isso necessário utilizar betas calculados para cada actividade, com base em análises estatísticas de séries históricas dos mercados internacionais. Os betas das diferentes actividades devem reflectir os diferentes riscos, que deverão ser menores no transporte e armazenagem.

Qual o prémio de mercado?

O prémio de mercado deverá corresponder ao valor actualmente utilizado nos mercados financeiros internacionais.

Que custos operacionais?

Deverão ser considerados todos os custos operacionais directamente relacionados com as actividades a regular.

Que incentivos complementares estabelecer?

Incentivos que promovam o desenvolvimento das infra-estruturas, designadamente com base em aumentos da rede ou da capacidade instalada.

Que prémios / penalidades atribuir?

Os inerentes ao modelo de regulação proposto de “proveitos máximos e incentivos”.

Que ajustamentos fazer à *posteriori*?

A remuneração deverá previlgiar a estabilidade e previsibilidade, sendo de evitar a realização de ajustamentos *a posteriori*. Quaisquer diferenças entre o valor obtido pelas tarifas e a remuneração deverá ser sujeita a ajustes posteriores por forma a garantir a remuneração justa de cada actividade.

Deve haver partilha do resultado? A partir de que limites?

O modelo remuneratório deverá permitir calcular a remuneração justa a que os investidores terão direito, não havendo portanto necessidade de partilha dos resultados.

5.2.3. Aplicação a Portugal

Que duração deve ter o período de regulação?

Considerando a necessidade de criar condições de estabilidade para a gestão e para os investidores, a EDP propõe um período regulatório de 3 a 5 anos.

O período de regulação do sector do gás natural deve ser sincronizado ou desfasado relativamente ao período de regulação tarifária do sector eléctrico?

Considerando que o mercado de gás e de electricidade são duas realidades distintas, não parece haver necessidade que os períodos regulatórios sejam coincidentes. Uma vez que existem accionistas comuns é desejável o seu desfasamento por forma a minimizar o impacto na avaliação dos activos provocado por eventuais alterações em simultâneo.

Que critérios devem ser adoptados na definição do valor base dos activos a considerar para efeitos de regulação?

Tal como referido no ponto 5.2.2 entende-se que deverão ser considerados todos os activos fixos, tangíveis e intangíveis, conexos às actividades reguladas e constituintes do património das empresas, avaliados pelo seu valor bruto, actualizado pelo índice que melhor reflecta a inflação para este tipo de equipamentos (deflator do PIB) e líquidos de subsídios e subvenções.

Que critérios devem ser adoptados na afectação dos activos a cada actividade regulada?

Afectação com base na utilização efectiva dos activos.

Que métodos de cálculo de amortização dos activos devem ser considerados para efeitos de regulação?

As amortizações aceites para efeitos regulatórios deverão traduzir a depreciação económica dos activos das diferentes actividades, permitindo a sua renovação e substituição no fim da vida útil. Assim, deverá ser considerada a vida útil dos activos e não os períodos utilizados nas amortizações contabilísticas.

A remuneração correspondente às amortizações não está contemplada no custo de capital. A componente de amortização constitui uma reserva de financiamento da empresa, assegurando a manutenção do activo em condições óptimas de funcionamento.

5.2.3.1 Recepção e Armazenamento de GNL

Para a regulação desta actividade é necessário separá-la nas suas diversas funções e respectivos custos: Recepção, Armazenamento, Carga de camião, Regaseificação e emissão para a rede?

Entende-se não existir qualquer justificação para impor a separação destas actividades.

Que modo de regulação deve ser aplicado a cada uma destas funções?

A EDP defende, em linha com a terceira opção prevista no documento de consulta pública, a criação de um modelo regulatório misto, de “proveitos máximos com incentivos”, não sendo totalmente baseado nem em custos, nem em preços. O modelo proposto consiste na definição de um proveito máximo anual para o período inicial, que deverá evoluir tendo em conta a inflação e um

factor de eficiência, segundo a fórmula “ $IPC \times X\%$ ”⁶, bem como de um conjunto de incentivos definidos *ex-ante* com base em variáveis de “*output*”.

5.2.3.2 Armazenamento subterrâneo

Qual o modo de regulação que melhor se adequa ao desenvolvimento desta actividade?

A adopção do modelo referido no ponto 5.2.3.1 deverá ser consistente para todo o sector, sendo por isso aconselhável, também para esta actividade, considerar o modelo de “proveitos máximos com incentivos”. **5.2.3.3 Transporte**

Que modo de regulação melhor se adequa a esta actividade, a fim de proporcionar incentivos para uma eficiente manutenção e expansão da rede e melhor cobertura do território?

A adopção do modelo referido no ponto 5.2.3.1 deverá ser consistente para todo o sector, sendo por isso aconselhável, também para esta actividade, considerar o modelo de “proveitos máximos com incentivos”. **Que incentivos devem ser explicitamente atribuídos à gestão desta actividade?**

Nesta fase emergente do mercado, há que dar incentivos ao investimento para criação de infra-estruturas, por forma a fomentar o crescimento da rede. Estes incentivos devem ser definidos *ex-ante* com base no modelo remuneratório proposto e em variáveis de “*output*”, como por exemplo, quilómetros e diâmetro de gasoduto instalados, que a prazo deverão estar sujeitos a aprovação e coordenação pelas entidades competentes.

⁶ X% varia entre 0% e 100%, pelo que os proveitos poderão crescer entre 0 e a inflação (antes de considerar incentivos)

Dadas as características do transporte por camião, deverá este ser totalmente liberalizado ou deverá continuar a ser assegurado pelo operador do sistema nacional de transporte de gás natural?

O transporte de GNL por camião deverá continuar com o operador do sistema nacional de transporte por não se considerar qualquer justificação para alterar o actual modelo.

A manter-se regulada esta actividade, até que ponto deverão os preços reflectir ou atenuar as desigualdades regionais, através de perequação com a rede de gasodutos?

Os custos de transporte por camião deverão ser reflectidos nos custos do sistema, atenuando desta forma a desigualdade regional.

5.2.3.5. Gestão Técnica do Sistema

Que modo de regulação melhor se adequa a esta actividade?

Considerando a especificidade da actividade de Gestão Técnica do Sistema, faz sentido excluí-la do modelo proposto para as restantes actividades, entendendo-se que esta deve ser regulada através de um sistema baseado em custos.

Que entidades podem oferecer serviços de sistema, designadamente adquirindo gás natural para serviços de balanceamento?

Os serviços de balanceamento deverão ser prestados pelo gestor técnico do sistema, que compensará os diferenciais entre entradas e saídas no mesmo.

Como favorecer o aparecimento de agentes que oferecem serviços de sistema?

Uma vez que uma parte importante dos activos de armazenamento será regulada, bem como o seu acesso por terceiros, não parece ser crítico nesta fase promover o aparecimento de agentes oferecendo serviços de flexibilidade. Com o desenvolvimento do mercado estes agentes surgirão sem a necessidade de criar obrigações adicionais e custos adicionais ao sistema.

6. ACESSO E DESENVOLVIMENTO DAS INFRA-ESTRUTURAS

6.1. Condições, direitos e obrigações

Qual o modelo de acesso mais adequado a cada infra-estrutura?

Modelo de reserva de capacidade afigura-se como o mais adequado para o transporte e regaseificação, sendo dada prioridade para os contratos firmes de longo prazo. A restante capacidade deve ser atribuída com base no sistema de “*First-Committed-First-Served*”, a todos os fornecedores que tenham já celebrado contratos de venda de gás. A afectação de capacidade de transporte deve ser realizada de “ponto-a-ponto”, ou seja, para um determinado percurso definido.

Como coordenar a reserva de capacidade e garantir a igualdade de tratamento entre utilizadores?

A reserva de capacidade deverá ser assegurada a todos os fornecedores licenciados. Tal como referido anteriormente, deverá ser assegurada a prioridade para os contratos de longo prazo existentes, de forma a conferir estabilidade ao sistema. Os restantes pedidos de reserva de capacidade deverão ser tratados segundo o modelo “*First-Committed-First-Served*”, a todos os fornecedores que tenham já celebrado contratos de venda de gás.

Face ao estado do sistema actual, todos os fornecedores deverão ter acesso ao sistema, sendo fundamental evitar utilizações abusivas da capacidade que poderão limitar o desenvolvimento do mercado. Nesse sentido, julga-se que deveria ser requisito para a reserva de capacidade a apresentação dos respectivos contratos de fornecimento com os clientes.

Devem ser aceites contratos de longo prazo para reserva de capacidade? Quais os prazos a considerar?

A reserva de capacidade deverá ser contratualizada para períodos mínimos de um ano. Não parece necessário restringir o estabelecimento de contratos de longo prazo, considerando a predominância deste tipo de contratos no fornecimento de gás natural.

Como coordenar contratos de longo prazo com novos pedidos de acesso e de reserva de capacidade para contratos de curto prazo?

Face ao estado do sistema actual, todos os fornecedores deverão ter acesso ao sistema. No entanto, como referido, deverá ser assegurada prioridade para os contratos de longo prazo.

Que mecanismos de mercado aplicar na atribuição de capacidade?

Tal como referido anteriormente, todos os fornecedores deverão ter acesso, não se afigurando como necessária a introduzir de mecanismos de mercado de implementação mais complexa na atribuição de capacidade.

Como instituir o critério “use it or lose it”? Em que circunstâncias?

Considera-se que, apesar do reduzido congestionamento actual, a forma mais simples e efectiva de evitar reserva abusiva de capacidade, prejudicial para o desenvolvimento do mercado, é através do requisito de apresentação, pelos fornecedores, dos contratos estabelecidos com os seus clientes.

Este modelo é simples de implementar e evita a necessidade de mecanismos de reserva mais complexos, parecendo-se ajustar ao actual contexto de sobre-capacidade do mercado.

Que medidas tomar por forma a minimizar as recusas de acesso às redes?

Conforme referido anteriormente, importa assegurar o acesso não discriminatório e transparente ao sistema sendo fundamental evitar utilizações abusivas da capacidade que poderão limitar o desenvolvimento do mercado. Nesse sentido, julga-se que deveria ser requisito para a reserva de capacidade a apresentação dos respectivos contratos de fornecimento com os clientes.

Em caso de necessidade, quais os critérios a adoptar para repartição de capacidade?

A capacidade deverá ser atribuída dando prioridade aos contratos de longo prazo e depois tendo em conta o modelo “First-Committed-First-Served”.

Como assegurar um acesso não discriminatório e transparente aos serviços de sistema?

Estes serviços devem ser prestados por uma entidade independente que assegurará as funções de gestor técnico do sistema.

Como promover o aparecimento de vários agentes oferecendo serviços de flexibilidade, em particular de balanceamento?

Conforme referido anteriormente, entende-se não ser crítico nesta fase promover o aparecimento de agentes oferecendo serviços de flexibilidade dado que uma parte importante dos activos de armazenamento será regulada. Com o desenvolvimento do mercado estes agentes surgirão sem a necessidade de criar obrigações adicionais e custos adicionais ao sistema.

6.3. Informação de acesso - caracterização e capacidade

Qual a informação a incluir num documento de caracterização das infra-estruturas relativamente às interligações, às instalações de recepção e armazenamento de GNL, ao armazenamento subterrâneo e às redes de transporte e de distribuição?

De acordo com a Directiva 2003/55/EC, relativa ao mercado de gás natural, os operadores de transporte e distribuição de gás natural deverão disponibilizar entre si informação que permita assegurar a segurança, eficiência e operacionalidade do sistema. Adicionalmente, deverão apresentar a informação suficiente que permita aos utilizadores um acesso eficiente ao sistema.

7. RELACIONAMENTO COMERCIAL

7.1. Importação de gás natural

Que tipo de relacionamento comercial deve existir entre o operador de transporte e a nova entidade detentora dos contratos de aprovisionamento, de modo a permitir a utilização da necessária capacidade nas infra-estruturas partilhadas no estrangeiro?

Nos termos da Directiva 2003/55/EC, as infra-estruturas internacionais são caracterizadas como “redes de gasodutos a montante” e não como “transporte”,

logo devendo ser consideradas como parte integrante da actividade de fornecimento. Assim sendo, não há necessidade de definir regras para o relacionamento comercial com o operador de transporte para a sua utilização.

Que tipo de relacionamento comercial deve existir entre o operador de transporte e os clientes elegíveis, de modo a permitir a utilização da necessária capacidade nas infra-estruturas partilhadas no estrangeiro?

Ver resposta anterior.

Que tipo de relacionamento comercial deve existir entre a nova entidade detentora dos contratos de aprovisionamento e as demais infra-estruturas de recepção e armazenamento de GNL e armazenamento subterrâneo?

As relações entre fornecedor e operadores de infra-estruturas deverão ser semelhantes às relações de acesso de terceiros que serão definidas e reguladas para todos os fornecedores de clientes elegíveis.

Que tipo de relacionamento comercial deve existir entre a nova entidade detentora dos contratos de aprovisionamento e os distribuidores regionais?

Todos os contratos actuais de fornecimento entre a Transgás e distribuidores deverão ser mantidos com uma entidade detida pela GDP.

7.2. Produtores de electricidade

Como facilitar o relacionamento dos produtores de electricidade estabelecidos em Portugal com fornecedores e mercados da União Europeia?

Deverá ser criada a figura de fornecedor/comercializador, entidade habilitada a fornecer os clientes elegíveis e interagir com as entidades gestoras das infra-estruturas reguladas. Os produtores de electricidade poderão escolher livremente o seu fornecedor/comercializador. A EDP julga que qualquer fornecedor europeu se deveria poder facilmente registar em Portugal.

Como facilitar o relacionamento dos produtores de electricidade estabelecidos em Portugal com fornecedores e mercados do gás natural situados fora da União Europeia?

O relacionamento com fornecedores e mercados situados fora da União Europeia dependerá das relações e acordos estabelecidos pelo País e comunidade ao nível internacional, sendo susceptíveis de análise caso a caso.

Quais os principais aspectos do relacionamento comercial envolvendo os produtores de electricidade que devem ser objecto de regulamentação?

Conforme referido anteriormente, deverá ser criada a figura de fornecedor/comercializador, entidades habilitadas a fornecer os clientes elegíveis e interagir com as entidades gestoras das infra-estruturas reguladas. Os produtores de electricidade poderão escolher livremente o seu fornecedor/comercializador, pelo que as relações entre estes não deverão ser sujeitas a regulação.

7.3. Distribuidores regionais de gás natural

Neste quadro, quais os aspectos do relacionamento comercial entre o transportador e os distribuidores regionais que devem ser regulamentados?

Deverão ser mantidos os actuais contratos de fornecimento entre a Transgás e os distribuidores regionais de gás, contratos esses a ser assegurados por uma entidade detida pela GDP. Esta, por sua vez contratará os serviços de transporte necessários ao cumprimento dos compromissos assumidos nesses contratos. Não deverá existir assim um relacionamento comercial directo entre transportador e distribuidores passível de ser regulado.

Quais os fluxos de informação técnica e comercial que devem ser estabelecidos entre o transportador e os distribuidores regionais para assegurar a boa gestão do sistema?

Os actuais contratos de concessão prevêm e detalham a informação a garantir neste âmbito, não se antevendo a necessidade de alterações no imediato.

Que critérios devem ser adoptados para seleccionar o fornecedor com quem se deve relacionar comercialmente o cliente ligado directamente à rede de transporte?

Como referido anteriormente, deverá ser criada a figura de fornecedor/comercializador, entidade habilitada a fornecer os clientes elegíveis e interagir com as entidades gestoras das infra-estruturas reguladas. Os clientes elegíveis poderão escolher livremente o seu fornecedor/comercializador, pelo que as relações entre estes não deverão ser sujeitas a regulação. Para os restantes clientes, deverão ser mantidos os actuais contratos de fornecimento entre a Transgás e os distribuidores regionais de gás, contratos esses a ser assegurados por uma entidade detida pela GDP.

De que forma as questões relativas aos contratos de partilha de investimentos devem ser consideradas na regulamentação? As regras de relacionamento comercial entre o transportador e os distribuidores regionais a este respeito deverão ser comuns e regulamentadas ou devem ser deixadas ao livre acordo entre as partes?

Os contratos existentes de partilha de investimentos devem ser mantidos. A realização de novos contratos deve ser deixada ao livre acordo entre as partes, devendo a aprovação e coordenação das decisões de investimento ser assegurada pelas entidades competentes.

9. TARIFAS

9.1 Tarifas reguladas de acesso às infra-estruturas

Que tarifas reguladas devem ser aplicadas aos clientes de gás natural que exerceram o direito de escolha de fornecedor pelo acesso às infra-estruturas e a outros serviços regulados?

Tarifas correspondentes ao uso das infra-estruturas de transporte de alta pressão, regaseificação e armazenagem.

9.2. Aspectos conceptuais das tarifas reguladas

Tarifas não discriminatórias

Que condições devem ser aplicadas para assegurar tarifas e preços não discriminatórios?

As tarifas deverão ser aplicadas a todos os clientes da mesma forma, devendo, no entanto, distingui-los tendo em conta características objectivas que impliquem diferentes custos para o sistema, nomeadamente ao nível da pressão a que estão ligados ao sistema.

Tarifas baseadas em custos

Como repercutir a estrutura dos custos marginais ou incrementais nas tarifas de uso das infra-estruturas?

De acordo com o ponto 3.5 do documento, a estrutura das tarifas deverá reflectir os custos numa base incremental, por serem os que melhor se adaptam a um mercado em desenvolvimento, dando os sinais economicamente correctos ao desenvolvimento das infra-estruturas. Uma vez apurados os vários custos nesta óptica, estes deverão ser escalonados para garantir o nível de remuneração necessário.

Concepção das tarifas

Que estrutura de tarifa entrada / saída é a mais adequada para o uso da rede de transporte nacional?

A EDP defende um modelo de tarifas de tipo “selo postal” para acesso às infra-estruturas, igual em todo o País, independentemente do ponto de entrada e saída do gás. Este modelo tem em conta dois aspectos fundamentais específicos do contexto nacional. Em primeiro, lugar a necessidade de promover o desenvolvimento integrado do País e do sector, evitando que zonas periféricas e desfavorecidas incorram em custos mais elevados. Em segundo lugar, a simplicidade estrutural e a dimensão reduzida do sistema nacional.

Tarifas para instalações de GNL e Armazenamento

Relativamente à recepção e armazenamento de GNL, que tipo de tarifa deve ser utilizada?

Estrutura idêntica à do transporte

Relativamente ao armazenamento subterrâneo, que tipo de tarifa deve ser utilizada?

Estrutura idêntica à do transporte

Variáveis de Facturação

Quais são as variáveis de facturação e respectivas grandezas físicas mais adequadas à utilização das infra-estruturas e dos serviços associados?

As tarifas deverão reflectir três termos, traduzindo as diferentes componentes dos custos de operação das infra-estruturas: o termo de capacidade, o termo de serviço e o termo de volume.

O termo de capacidade da tarifa deverá ser facturado de acordo com a capacidade máxima utilizada em cada mês.

O termo de serviço deverá considerar e traduzir o custo por cliente, nomeadamente os custos com ramais, contadores, postos de redução de pressão, etc., que lhe seja directamente imputáveis.

O termo de volume deverá ser facturado com base no volume de gás consumido, medido em m³ ou em kWh.

9.3 Análise integrada do sistema tarifário

Que características devem ter as tarifas de uso das infra-estruturas e dos serviços associados por forma a serem compatíveis com a criação de um sistema tarifário aditivo?

As tarifas devem reflectir idealmente os custos do sistema, facilitando a aditividade tarifária.



Anexo B

15 de Março de 2004

Anexo B: Aspectos genéricos da regulação a prazo no sector de gás natural em Portugal

5. CONCORRÊNCIA E REGULAÇÃO

5.2.3.4. Distribuição

Que modo de regulação melhor se adequa a esta actividade, a fim de proporcionar incentivos para uma eficiente expansão da capacidade e melhor cobertura do território?

Mantém-se a posição defendida relativamente ao modelo regulatório a aplicar às restantes actividades do sector de gás natural, pelo que se entende que o modelo de “proveitos máximos com incentivos” é o que melhor se adequa à actividade de distribuição, onde as necessidades de desenvolvimento de infra-estruturas serão maiores nos próximos anos.

A metodologia de remuneração de activos da actividade de distribuição deverá assentar sobre os mesmos princípios enunciados para as restantes actividades, sendo de destacar o maior nível de desgaste e a conseqüente menor duração dos activos da distribuição, bem como o maior risco a que está exposto o negócio, nomeadamente ao nível do risco de cobrança.

Que incentivos devem ser explicitamente atribuídos à gestão desta actividade?

Ao nível dos incentivos julga-se que estes deverão incidir na ligação de novos clientes e no aumento do consumo de gás. Estes incentivos estão alinhados com a necessidade de alargar a penetração de gás natural em Portugal, previsto na Resolução do Conselho de Ministros nº 68/2003, de 10 de Maio, e representam os principais *drivers* de evolução dos investimentos e custos do negócio de distribuição.

6. ACESSO E DESENVOLVIMENTO DAS INFRA-ESTRUTURAS

6.2. Desenvolvimento das infra-estruturas

Como facilitar o desenvolvimento de novas infra-estruturas?

Através dos incentivos do modelo regulatório proposto, sem prejuízo dos subsídios previstos para o crescimento do negócio.

Como assegurar a coordenação do desenvolvimento da rede de transporte com o das instalações de recepção e armazenamento de GNL, bem como do armazenamento subterrâneo e das interligações?

Através das entidades competentes, as quais promoverão a coordenação e aprovação das intenções contidas nos planos de investimento dos diversos operadores.

Como assegurar a coordenação do plano de desenvolvimento da rede de transporte com os das redes de distribuição?

Ver resposta anterior.

Qual o conteúdo dos planos a apresentar pelos operadores e o grau de desagregação da informação relativa aos investimentos?

A definir em detalhe em fase posterior de regulação.

Quais os horizontes temporais dos planos e a periodicidade da sua elaboração?

A 5 anos, com revisão anual.

7.4. Clientes

Obrigações de serviço público

Como devem ser regulamentadas as obrigações de serviço público no sector do gás natural?

As obrigações de serviço público encontram-se explicitadas e regulamentadas nos actuais contratos de concessão e Decretos-Lei que definem as suas bases. Alterações às regras estabelecidas são da competência do Legislador.

Ligações à rede

Encargos de ligação

Como devem ser repartidos os encargos de ligação às redes entre o que é pago com o estabelecimento da ligação e o que é pago através das tarifas de uso das redes?

A assunção dos encargos de ligação à rede deve ter em conta as necessidades de desenvolvimento do negócio do gás natural e, simultaneamente, a garantia da expansão das redes e ligações, segundo uma óptica de planeamento racional e sustentado.

Devem ser fixados valores máximos para o estabelecimento das ligações, a pagar individualmente, facilitando o acesso ao serviço de fornecimento de gás natural?

À partida não deverão ser estabelecidos valores máximos.

Elementos de ligação

Quem deve suportar ou como devem ser repartidos os encargos com a construção dos diferentes tipos de elementos de ligação à rede?

Ver resposta anterior.

Para além dos encargos com a ligação da instalação à rede, os clientes que ultrapassem determinados níveis de consumo devem participar no reforço das redes a montante?

A definir em fase de regulamentação posterior.

Estudos e orçamentos

Com que detalhe devem ser objecto de regulamentação os orçamentos e respectivos estudos (conteúdo do orçamento, valores máximos, prazos máximos de elaboração dos orçamentos, etc.)?

Por forma a minimizar os custos administrativos do sistema e garantir a criação de processos céleres e eficientes, não deverá ser imposta a obrigatoriedade de

apresentar orçamentos detalhados sobre instrumentos, peças e outros recursos. Assim, estes devem ser elaborados com base em preços médios por tipo de material ou serviço, tabelados pela distribuidora.

Construção dos elementos de ligação

Deve ser dada a possibilidade aos requisitantes de uma ligação de optarem pela promoção da construção de alguns tipos de elementos de ligação? Em caso afirmativo, quais os mecanismos de salvaguarda da qualidade de construção das ligações que devem ser consagrados nos regulamentos?

Por norma a construção deverá ser assegurada pelo operador da rede, que poderá sub-contratar os serviços a entidades devidamente credenciadas.

Para suprir eventuais deficiências de construção de elementos de ligação construídos pelo requisitante, deve ser prevista a possibilidade do operador da rede poder exigir ao requisitante a prestação de uma garantia?

Nos casos excepcionais em que o operador de rede não é responsável pela construção, poderá exigir a prestação de uma garantia ao empreiteiro para o normal desenvolvimento da obra, respeitando os critérios de segurança e prazos de execução.

Condições de pagamento

As condições de pagamento das ligações às redes devem ser acordadas entre requisitantes e operadores das redes? Nos casos em que não haja acordo, deve ser imposto regulamentarmente um limite máximo ao valor a pagar antecipadamente?

Deverá ser adoptada como regra base o pagamento faseado, com excepção das ligações com prazo até trinta dias, que deverão ser pagos “à anteriori”. Nos casos de obras com prazos de execução elevados (mais de 6 meses) poderá ser estabelecido entre as partes um acordo sujeito a regras.

Nos casos simples, com tempos de construção muito curtos, deve ser admitida a possibilidade de o requisitante pagar antecipadamente a totalidade dos custos de ligação à rede?

Ver resposta anterior.

Contrato de fornecimento de gás natural

Quais as informações mínimas que devem constar nos contratos de fornecimento de gás natural?

As informações mínimas a constar dos contratos deverão ser o calibre do contador a regra de estimativa de consumo a forma de facturação e a periodicidade de facturação.

A duração dos contratos de fornecimento de gás natural e os prazos de denúncia devem ser uniformizados regulamentarmente?

Tendo natureza privada, os contratos de fornecimento deverão ser firmados e acordados entre as partes. Assim a duração e prazos de denúncia dos mesmos deverão ser balizados dentro de parâmetros máximos a regular.

Como facilitar a celebração dos contratos de fornecimento, designadamente com recurso às novas tecnologias, sem prejuízo da necessária segurança jurídica e da salvaguarda dos direitos dos clientes?

Deverá ser maximizada a utilização de novas tecnologias na celebração de contratos, sempre que traduzam economia e facilidade adicional na gestão dos contratos e esteja salvaguardada a segurança jurídica e os direitos dos clientes.

Tratando-se de um serviço público essencial, deve manter-se a cobrança do serviço de activação do fornecimento perante as situações acima descritas?

A cobrança do serviço de activação deve reflectir os custos gerados pelos clientes no sistema.

Garantias contratuais

Quais os meios de prestação de caução (numerário, garantia bancária, seguro-caução, etc.) a considerar para os diferentes tipos de clientes?

O estabelecimento de garantias contratuais previsto no Decreto-lei n.º 195/99, de 8 de Junho, deverá ser assegurado, independentemente do meio de prestação.

Quais as metodologias de cálculo do valor da caução a adoptar para os diferentes tipos de clientes?

O valor da caução deve corresponder ao valor estimado do consumo não pago pelo cliente, tendo em conta a data em que é possível ao distribuidor interromper o fornecimento.

Os clientes domésticos que, tendo prestado caução, se revelem cumpridores dos prazos de pagamento durante um determinado período de tempo, devem ver o valor da caução restituído?

Sim.

Equipamentos de medição de gás natural

Em que situações deve ser permitida a aquisição e instalação dos equipamentos de medição pelos clientes?

A aquisição e instalação dos equipamentos de medição devem estar a cargo da distribuidora.

Se o local da instalação for acessível a terceiros, o cliente deve manter-se responsável por eventuais avarias ou mau funcionamento do contador?

Sim. No entanto, deverão ser procuradas soluções que evitem que o contador seja facilmente vandalizado.

Como incentivar a instalação de equipamentos de medição mais evoluídos tecnologicamente?

A decisão de instalar equipamentos de medição mais evoluídos tecnologicamente deverá estar a cargo do cliente, o qual deverá suportar na íntegra os custos a este inerentes.

A telecontagem deve ser considerada obrigatória para as instalações de maiores consumos?

Situações de telecontagem deverão ter um tarifário específico que repercute quer os benefícios quer os custos inerentes.

Leitura dos equipamentos de medição

Qual o número mínimo de leituras por ano que devem ser asseguradas pelo distribuidor?

O mínimo de leituras por ano realizadas pelo distribuidor deverá ser uma.

Que outros meios de comunicação de leituras devem ser disponibilizados aos clientes de gás natural?

As vias de comunicação alternativas a assegurar deverão ser a telefónica, a escrita e por internet.

Estimativas de consumo e facturação

Devem as metodologias de estimativa de consumo ser objecto de opção pelo cliente? Deve a metodologia adoptada constar expressamente no contrato de fornecimento? Deve a mesma ser indicada na factura?

A utilização de metodologias de estimativa de consumo deverá ser uma opção a eleger pelo cliente, devendo estar claramente expressa à partida no contrato de fornecimento celebrado entre as partes.

A periodicidade de facturação deve ser objecto de uniformização?

Numa óptica de redução de custos para o sistema, a periodicidade de facturação deverá ser objecto de uniformização.

Que informação deve constar da factura de gás natural para que esta seja clara e compreensível para todos os clientes?

A informação a conter deverá ser aquota de serviço, o volume facturado e o preço unitário.

Pagamento de facturas

Os prazos máximos de pagamento das facturas devem ser objecto de regulamentação? Estes prazos devem ser iguais para todos os clientes?

Os prazos máximos para o pagamento de facturas deverão ser regulados. Estes prazos poderão ser diferenciados em função do tipo de cliente servido.

Que formas de penalização devem ser previstas para minimizar os pagamentos fora de prazo?

Por forma a minimizar os pagamentos fora de prazo deverão ser impostas penalizações através da aplicação de juros para repor o equilíbrio financeiro, acrescidos dos encargos referentes ao processo administrativo de gestão de débitos.

As reclamações apresentadas junto do fornecedor sobre facturação devem ter efeito suspensivo sobre o prazo de pagamento até ao esclarecimento da situação?

Sim, desde que devidamente fundamentadas.

Deve ser prevista a cobrança de uma quantia mínima quando a aplicação da regra geral dos juros de mora não atinge um valor mínimo, destinado a cobrir exclusivamente os encargos administrativos causados pelo atraso de pagamento?

Sim.

Será esta quantia mínima o meio mais adequado para incentivar o pagamento atempado das facturas pelos clientes?

Sim, o mais adequado e o mais justo desde que o valor estabelecido reproduza os custos induzidos.

Que parâmetros devem ser considerados para definir o valor da quantia mínima?

Os custos administrativos e financeiros induzidos.

Interrupção do fornecimento

O actual elenco de situações em que os distribuidores regionais de gás natural podem interromper o fornecimento de gás natural é adequado?

A definir, em detalhe, em fase posterior de regulação.

Em que situações a interrupção de fornecimento de gás natural pelos distribuidores regionais deve ser sujeita a aprovação prévia pelas autoridades competentes?

Por princípio, a decisão de interrupção de fornecimento deverá estar a cargo da distribuidora, de acordo com a legislação aplicável.

Os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural devem ser objecto de regulamentação?

Os preços dos serviços de interrupção deverão ser objecto de regulamentação, devendo estar assegurada a reprodução na íntegra de todos os custos induzidos.

Serviços regulados

Os serviços descritos devem ser considerados regulados, ou compromissos comerciais objecto de regulação específica no âmbito do Regulamento da Qualidade de Serviço?

Os serviços “Hora marcada” e “Visita técnica” devem ser considerados como serviços regulados a prestar pelo distribuidor ao abrigo de um tarifário específico.

Como evitar tratamentos discriminatórios por parte dos distribuidores relativamente aos clientes que não optarem pelos serviços disponibilizados por entidades por eles indicadas?

Sendo os serviços regulados disponibilizados unicamente pelos distribuidores, não existirá risco de tratamento discriminatório.

Sendo os serviços de instalação e inspecção exercidos em regime de mercado livre, devem os distribuidores regionais estar obrigados a informar os seus clientes da existência das entidades que exercem tais actividades e dos respectivos contactos?

Não, conforme já referido, entende-se que os serviços regulados deverão ser disponibilizados apenas pelos distribuidores.

7.5 UNIDADES

Que unidades devem ser utilizadas para medir e facturar o gás natural?

A posição da EDP nesta matéria requer uma avaliação mais aprofundada e dependerá do balanço entre os custos que poderá implicar, nomeadamente ao nível dos sistemas de informação e de facturação, e dos benefícios de transparência para os clientes.

8. QUALIDADE DE SERVIÇO

As disposições em matéria de qualidade de serviço têm de observar os termos da legislação presentemente aplicável ao sector do gás natural designadamente as bases das concessões. Esta matéria encontra-se actualmente legislada e regulada pelo Despacho nº 19408/2002, de 20 de Junho, publicado no Diário da República n.º 202, de 2 de Setembro. O regulamento referido parece ser adequado subscrevendo a EDP nesta fase as regras já estabelecidas no que diz respeito às questões colocadas pela ERSE no capítulo 8.

9. TARIFAS

Que tipo de tarifa deve ser utilizada para o uso da rede de distribuição de gás natural?

A EDP defende, a prazo, a possibilidade da implementação do princípio de uniformidade tarifária no acesso às infra-estruturas de distribuição em Portugal, desde que seja criado um sistema de compensação que garanta o retorno justo de cada uma das actividades.

Variáveis de facturação

Quais são as variáveis de facturação e respectivas grandezas físicas mais adequadas à recuperação dos custos associados aos serviços de contagem, leitura, facturação e cobrança?

A definir, em detalhe, em fase posterior de regulação.

10. INFORMAÇÃO

10.1 Para regulação

Que tipo de informação devem as empresas reguladas prestar à ERSE?

De acordo com o enquadramento legal vigente, os agentes deverão fornecer às entidades reguladoras a informação que lhes permita assegurar o cumprimento das suas funções.

Segundo os actuais contratos de concessão para a rede de transporte e redes de distribuição, as entidades que importem e transportem gás natural no estado gasoso ou liquefeito e que distribuam gás natural são obrigadas a prestar informação, com o objectivo manter actualizados dados estatísticos do sector. A Portaria nº 524/2001, de 25 de Maio, estabelece o teor da informação a prestar, que deverá ser periodicamente enviada à Direcção Geral de Geologia e Energia e à ERSE.

Qual a natureza, a dimensão, a forma, o conteúdo e o detalhe de informação?

Ver resposta anterior.

Como deve ser organizada a informação a enviar à ERSE? Será vantajoso estabelecer metodologias de uniformização?

Ver resposta anterior.

Que tipo de informação prestada pelas empresas reguladas deverá ser considerada sensível ou confidencial e que não deva ser divulgada pela ERSE?

Toda a informação que seja comercialmente sensível.

10.2 Para os clientes

Quais os meios mais adequados de disponibilização de informação (folhetos informativos, factura de gás natural, Internet, etc.)?

Consideram-se como meios adequados para disponibilização de informação as Lojas do Cidadão, Lojas EDP/GDP, Internet e Call centres.

Quais as matérias que devem ser objecto de divulgação obrigatória pelos distribuidores regionais de gás natural?

Deverão ser objecto de divulgação obrigatória as matérias previstas na legislação e contidas no regulamento de qualidade de serviço em vigor.

Que tipo de publicações devem ser asseguradas pela ERSE?

Ver resposta anterior.

De que modo a regulamentação pode incentivar ou promover um melhor nível de informação dos consumidores? Qual deve ser o papel da ERSE nesta matéria?

Ver resposta anterior.

Que tipo de informação deve ser prestada pelos consumidores ao seu fornecedor de gás natural tendo em vista a boa gestão técnica e comercial do sector do gás natural?

Para uma eficaz e optimizada gestão do sistema, julga-se igualmente importante que os clientes com consumos significativos forneçam informações ao seu fornecedor do serviço de gás. Previsões sobre potenciais mudanças nos

padrões de consumo, sazonalidade e outros aspectos são críticas para minimizar os potenciais impactos negativos na reserva de capacidade a contratar pelo fornecedor. Este tipo de informação permitirá, adicionalmente, tornar mais realista e actualizados os planos de investimento em infra-estruturas por forma a acomodar novos padrões de consumo e localizações. Assim, a informação deverá ser veiculada, sobretudo pelo segmento dos grandes clientes, directamente aos operadores de rede e, desejavelmente, em tempo real.

10.3 Participação dos consumidores

Quais as áreas da regulamentação, nomeadamente da qualidade de serviço e do relacionamento comercial, que devem prever especificamente a participação de representantes dos interesses dos consumidores?

Esta matéria encontra-se actualmente legislada e regulada pelo Despacho n.º 19408/2002, de 20 de Junho, publicado no Diário da República n.º 202, de 2 de Setembro.

Quais os prazos máximos a observar pelos distribuidores regionais de gás natural na resposta a reclamações e pedidos de informação?

Esta matéria encontra-se actualmente legislada e regulada pelo Despacho n.º 19408/2002 de 20 de Junho, publicado no Diário da República n.º 202, de 2 de Setembro.

11. RESOLUÇÃO DE CONFLITOS

Quais as acções mais adequadas à promoção da arbitragem voluntária para a resolução de conflitos (centro de arbitragem especializado, cooperação com outros centros de arbitragem, etc.)?

Resolução de conflitos através dos centros de arbitragem globais existentes no País.

Como poderá a ERSE melhorar os serviços que presta aos consumidores em matéria de resolução de conflitos?

Facultando informação sobre o processo e sobre os centros de arbitragem existentes no País.

Como promover uma melhor articulação entre os diferentes organismos que utilizam mecanismos de resolução extrajudicial de conflitos na óptica do consumidor de gás natural?

A detalhar em fase posterior de regulação.