

Comentários ao Anúncio da Proposta de Regulação do Sector do Gás Natural elaborado pela ERSE

ÍNDICE

1. CONSIDERAÇÕES GERAIS RELATIVAS AO PROCESSO DE REGULAÇÃO E DE LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO PORTUGUÊS DE GÁS NATURAL.

1.1. INTRODUÇÃO

1.2. CONTRATOS DE CONCESSÃO

2. ENQUADRAMENTO

2.1. DESENVOLVIMENTO DO MERCADO

2.2. CONCORRÊNCIA

2.3. REGULAÇÃO

3. RESPOSTAS ÀS QUESTÕES COLOCADAS PELA ERSE

CONCORRÊNCIA E REGULAÇÃO

ACESSO E DESENVOLVIMENTO DAS INFRA-ESTRUTURAS

RELACIONAMENTO COMERCIAL

QUALIDADE DE SERVIÇO

TARIFAS

INFORMAÇÃO

RESOLUÇÃO DE CONFLITOS

1. INTRODUÇÃO

Através da carta de 29 de Janeiro de 2004, a ERSE remeteu a esta Empresa o documento “Anúncio de Proposta de Regulamentação do Sector do Gás Natural”, no âmbito de um procedimento de auscultação pública tendente ao futuro processo de regulamentação.

O contributo desta Empresa consiste na elaboração do documento que se apresenta, o qual foi dividido em duas partes. A primeira elabora algumas considerações sucintas sobre um conjunto de aspectos que se consideram pertinentes para o debate sobre a alteração do actual marco regulatório e que não estão directamente reflectidos nas questões colocadas. A segunda parte integra a resposta às questões enunciadas pela ERSE.

O presente documento não deve ser entendido como um tratamento exaustivo de todas as questões que a alteração do marco regulatório deverá considerar. Assim, esta Empresa reserva-se a possibilidade de suscitar futuramente outros temas pertinentes, tanto em resultado do aprofundamento da sua reflexão, como do processo de negociação que se seguirá.

A revisão do enquadramento legal do sector e a implementação da nova regulamentação será um processo complexo que naturalmente contará com a colaboração das empresas de distribuição de gás natural, sendo que tal participação não se deve esgotar no presente documento. Deverá passar também por um envolvimento mais profundo que, dada a relevância do assunto, terá de configurar um processo de negociação multilateral e no qual o Estado terá de participar de forma decisiva, porque detém a legitimidade legislativa e a qualidade de Concedente. Este conjunto de Empresas, que são um agente de importância significativa no mercado, desde já manifesta a sua disponibilidade e interesse em participar activamente nesse processo, tendo em vista alcançar uma solução equitativa para o propósito em questão.

No decurso deste processo, as distribuidoras regionais (DR's) esperam que os seus direitos e as legítimas expectativas dos seus accionistas sejam devidamente acautelados, de acordo com os mecanismos previstos nos Contratos de Concessão. Este é um elemento essencial para que o processo de liberalização

conduza aos resultados pretendidos. Para além dos interesses da empresa e dos seus accionistas, também os interesses das entidades financiadoras, que avaliaram e assumiram risco no âmbito das regras em vigor, não poderão deixar de ser tidos em conta.

1.2. CONTRATOS DE CONCESSÃO

A actividade de distribuição de gás natural (GN) está regulamentada, quer em variada legislação, quer em Contratos de Concessão ou Licenças, celebrados com o Estado Português e que estabelecem, de uma forma muito clara, as obrigações e os direitos de ambas as partes. Se da modificação do quadro legislativo, que inevitavelmente irá ocorrer para permitir a liberalização do mercado, resultar uma alteração do equilíbrio do Contrato de Concessão, então este prevê mecanismos para a sua reposição. Aliás, o respeito e a salvaguarda desse equilíbrio também compete à ERSE, nos termos dos seus estatutos.

Poderá, assim, em função da nova regulação e da data em que a mesma entrar em vigor, ser necessário que o novo marco regulatório contemple um mecanismo de “Compensação para manutenção do equilíbrio contratual”; sendo certo que a minimização de tal tipo de custos será um dos objectivos de todo o processo.

As actuais distribuidoras licitaram as suas concessões através de concursos públicos internacionais, tendo sido os concorrentes que na altura apresentaram as melhores propostas, em especial em termos de áreas geográficas que se propunham servir, dos preços de venda do Gás Natural aos consumidores finais e da garantias de qualidade do serviço.

Tais preços de venda do Gás Natural aos consumidores residenciais foram incluídos nos Contratos de Concessão o que, a par de regras precisas de formação e de revisão, constitui uma forma de regulação, estruturada, clara e previsível deste segmento do mercado. Deste processo resultaram ainda diferentes tarifas de venda de GN para as diversas regiões concessionadas. Actualmente, apesar do progressivo esforço de harmonização realizado nos últimos anos, conseguido pela sinergia da organização empresarial do sector, ainda se verificam algumas diferenças. Este aspecto representa uma significativa

característica diferenciadora face, por exemplo, ao que vigorava no sistema espanhol antes da sua liberalização e não pode deixar de ser devidamente considerado no âmbito da preparação da liberalização.

É no contexto deste enquadramento que as distribuidoras têm vindo a realizar um volume assinalável de investimentos, ultrapassando largamente os compromissos contratuais de investimento e Clientes que tinham face ao Estado Português. Tal como esperado num negócio com as características da distribuição de gás natural, as distribuidoras regionais conheceram até ao presente *cash-flows* negativos, cujos valores acumulados pesarão ainda durante muitos anos nos indicadores de rentabilidade. De facto, só agora a actividade de distribuição começa a alcançar um patamar da sua existência em que, apesar de se manter o ritmo de investimento, os operadores irão poder gerar os meios financeiros que permitem remunerar o esforço financeiro que os seus accionistas realizam desde há largos anos. Por isso, a definição de um modelo e, em particular, de uma taxa de remuneração dos activos afectos a esta actividade não poderá deixar de ter em conta esta evolução da realidade económica e financeira das empresas.

Uma especificidade do mercado português do GN consiste nos baixos consumos específicos do segmento doméstico. Este facto faz com que o desenvolvimento de projectos de distribuição em (quase) todas as áreas teve e tem de ser analisado de forma integrada tendo em consideração os diferentes segmentos de mercado a abastecer, doméstico, terciário e industrial. Isto é, de um modo geral, o abastecimento de um pólo de consumo não é economicamente viável se apenas se basear no mercado doméstico e terciário. Se do processo de regulação resultar um rebalanceamento de custos, integrais ou de portagem, entre o mercado doméstico e industrial muito diferente da actual e eventualmente mais conforme com os custos incorridos com o respectivo abastecimento, então o segmento residencial e o pequeno terciário conhecerão aumentos significativos dos preços de venda.

Deverá referir-se, neste âmbito, o conjunto de regras de desenvolvimento de mercado e de qualidade de serviço público que estes Contratos definiram e cuja escrupulosa satisfação tem exigido das distribuidoras regionais apreciáveis investimentos cujo reconhecimento não deverá ser questionado.

Por último, deve notar-se que, no entendimento desta Concessionária, a liberalização do mercado só deverá acarretar as alterações ao Contrato de Concessão estritamente indispensáveis á plena liberalização do fornecimento e não deverá afectar o regime de exclusividade vigente para a construção de infraestruturas.

2. ENQUADRAMENTO

2.1. DESENVOLVIMENTO DO MERCADO

A criação de um mercado liberalizado de gás natural pressupõe, antes do mais, a existência de um mercado desenvolvido e dotado de massa crítica suficiente para justificar a realização dos investimentos adicionais que a cobertura do mercado e o serviço ao cliente requerem, e igualmente para atrair novas empresas que se disponham concorrer no mercado.

Por mercado desenvolvido entende-se aqui a verificação de um conjunto de condições, tanto para a oferta como para a procura que, em condições de funcionamento eficiente, induzam uma remuneração adequada dos capitais empregues, traduzida na criação de valor para os diversos *stakeholders*, em particular para os accionistas das empresas e para os clientes.

Do lado da oferta, parece razoável considerar que estejam asseguradas, designadamente, as seguintes condições:

- A implantação de uma infra-estrutura de aprovisionamento, de armazenamento, de transporte capaz de assegurar a diversificação das fontes de abastecimento e dos pontos de injeção de GN na rede nacional, designadamente por recurso ao GNL, por forma a minorar o risco, real e psicológico, de ruptura do fornecimento aos agentes consumidores;

- A disponibilidade de reservas estratégicas de GN capazes de estabilizar o fornecimento em situações de emergência e de garantir o permanente equilíbrio do sistema;

- Implementação de uma rede de distribuição com uma ampla cobertura geográfica, proporcionando uma elevada penetração do Gás Natural;
- Um nível elevado de utilização das infraestruturas que permita reduzir os custos unitários das actividades.

Trata-se de uma indústria acentuadamente de capital intensivo, em que o volume de investimento tem períodos de recuperação especialmente longos (que só as economias de escala podem reduzir através do acréscimo de gás veiculado) . Além disso o investimento na sua maior parte é realizado numa fase em que o *build-up* é nulo ou pouco expressivo, aumentando o risco do negócio.

Por isso, as empresas que realizam os investimentos iniciais – normalmente os incumbentes – precisam de dispor de um enquadramento estável que proporcione as condições de equilíbrio económico e financeiro mínimo indispensáveis à remuneração dos capitais empregues.

O marco regulatório vigente encontra-se estabelecido por via de instrumentos como os contratos de concessão, os contratos de aprovisionamento a longo prazo, os contratos de aquisição, os acordos de partilha de infra-estruturas celebrados entre o transportador nacional e as distribuidoras regionais, os contratos de fornecimento plurianual à indústria, que no sector electroprodutor se articulam, por sua vez, com contratos de PPA, modelos de financiamento em regime de *project finance* etc. No seu conjunto estes contratos harmonizados são o instrumento que compatibiliza os elevados montantes de fundos requeridos pelo investimento em infra-estruturas com o ritmo de geração de *cash-flow* que deve sustentar o serviço da dívida e a remuneração do capital. Estes desempenham importantes funções de equilíbrio económico e de suporte ao desenvolvimento do mercado não assumindo a natureza de “condições proteccionistas”.

O conceito de desenvolvimento do mercado contempla também a vertente da procura. Esta é determinada por factores económicos, climáticos, ambientais, legislativos e pelo padrão de crescimento da economia. O crescimento da procura de GN é uma condição indispensável para se alcançarem ganhos de eficiência pelo aumento do número consumidores e das quantidades de gás veiculado nas redes, uma vez que a margem para reduzir custos é, já hoje, muito pequena. Pelo

contrário, em matéria de custos com a operação e manutenção das redes, os custos terão de aumentar no futuro, já que a situação actual é beneficiada pela (reduzida) idade das infra-estruturas.

Como se sabe, enquanto energia secundária ou final, a procura de GN em Portugal é condicionada pelas características do clima e pelo poder de compra e padrão de bem-estar das famílias. Neste segmento do mercado os consumos médios anuais por cliente são cerca de um terço dos que se verificam no mercado espanhol¹. Como mera ilustração refira-se que os sistemas de aquecimento central (individuais ou colectivos) a GN são em Portugal uma excepção, ao passo que em Espanha fazem parte do equipamento padrão do parque habitacional e são um elemento constitutivo do conceito de bem estar da generalidade das famílias. A debilidade económica de muitas empresas do sector não-doméstico (indústria e serviços) determina que, neste segmento, a procura seja maioritariamente determinada pela sensibilidade ao preço, sendo ainda incipiente a sensibilidade aos factores ecológicos ou ambientais que claramente justificam o prémio de preço do GN em relação a outros combustíveis. Apesar dos desvios em relação às metas de redução das emissões poluentes e lesivas do clima consagradas em acordos internacionais que o país subscreveu, as externalidades ambientais ainda não se encontram suficientemente contempladas no ordenamento jurídico nacional.

Por último, o segmento da electroprodução que, entre nós, representou cerca de 53% da procura interna total ² e oferece boas perspectivas de crescimento no contexto de um mercado ibérico, tem a sua evolução condicionada pelos factores climáticos. Daí que o peso do GN no *portfolio* da produção interna de electricidade seja apenas ligeiramente superior ao nível do *fuel* e abaixo do carvão.

Verificamos, assim, que o desenvolvimento da procura de GN está associado a características estruturais da economia nacional tais como o ritmo da convergência do rendimento das famílias com a média europeia, a capitalização

¹ De notar que o consumo específico do mercado doméstico da electricidade em Espanha é apenas 13% superior ao verificado em Portugal.

² Antes do arranque da TER.

das empresas, a emergência de uma cultura empresarial de competitividade na qual os valores do ambiente tenha peso decisivo ou a evolução da procura de electricidade.

É neste contexto de desenvolvimento que o estatuto de mercado emergente deve ser perspectivado e não apenas como mero resultado do lapso de tempo decorrido desde o início do fornecimento comercial de GN.

2.2. CONCORRÊNCIA

As redes eléctricas ou de gás natural constituem normalmente monopólios, ditos naturais. As actividades económicas a elas adstritas de transmissão e distribuição de energia dão lugar, por consequência, a formas monopolistas de organização dos respectivos mercados.

Contudo, entre estas duas formas de energia existem diferenças assinaláveis que se repercutem na esfera dos correspondentes mercados e no funcionamento dos agentes. Em grande medida essas diferenças residem nos efeitos que sobre os mercados provocam os produtos substitutos e sucedâneos de cada uma destas fontes de energia. Como é sabido, esse impacte é muito maior no mercado de GN do que no da electricidade, uma vez que o grau de substituibilidade do gás é muito superior. De facto, a percentagem de utilizações finais da electricidade (em relação ao total da procura) susceptíveis de serem física e economicamente substituíveis por fontes energéticas alternativas é muito baixa.

Já no caso do GN estamos perante a situação inversa, isto é, não há praticamente nenhuma utilização do GN, tanto enquanto energia primária, como final, em que este combustível não possa ser substituído por energias alternativas. Por conseguinte, na ausência de uma qualquer forma de regulação, a renda económica das empresas de gás natural seria sempre muito inferior à das suas congéneres da electricidade. Para se ter uma ideia, no caso português, e considerando apenas o mercado dos combustíveis gasosos (o GN e os GPL, que são os seus substitutos e concorrentes mais próximos), o GN detém uma quota de apenas 56%.

Logo, também aqui não se afigura correcto partir do princípio que as empresas de GN tenham operado num regime de monopólio, dispondo de uma absoluta posição dominante, sem qualquer mecanismo de concorrência que estimule a eficiência. Prova disso é o facto das empresas mais recentes, apesar de pelos respectivos Contratos de Concessão e Licenças poderem aplicar preços mais elevados não o fazerem face à concorrência de combustíveis alternativos.

A análise da situação económica e financeira das empresas de GN, e das distribuidoras regionais em especial, permite concluir que estas apresentam custos operacionais e de estrutura muito reduzidos em resultado de um continuado esforço de eficiência ditado pela concorrência.

2.3. REGULAÇÃO

Um outro aspecto que se deve ter presente é que o mercado de GN tem, desde a sua formação, um enquadramento regulatório. Não se parte agora de uma situação em que um mercado de GN, monopolista e desregulado, tenha conduzido ao uso ineficiente das infraestruturas, a tarifas pouco transparentes e discricionárias, ao desleixo no que se refere aos direitos e interesses dos clientes e às obrigações de serviço público. Sabemos que não é assim.

Embora com um escopo mais restrito, que não inclui, designadamente, as preocupações de liberalização e de acesso às infraestruturas, a regulação das empresas portuguesas de GN está estabelecida, manifesta e inequivocamente, na Lei, nos respectivos contratos de concessão (ou de licenciamento) e é tutelada pelos organismos competentes do Ministério da Economia. Se analisarmos com cuidado cada um destes contratos e a respectiva legislação de enquadramento pode verificar-se que, com as excepções de âmbito já referidas, os objectivos e preocupações do novo marco regulatório, enunciados pelo Anúncio, já hoje se encontram, em grande parte, acautelados.

É certo que, inserido num projecto mais vasto de criação de um mercado interno de GN, ao nível da UE, o processo de regulação adquire outra dimensão e passa a ter horizontes mais alargados em matéria de liberalização e de concorrência.

Requer também ser interpretado por um novo agente do mercado – a entidade reguladora – que tem atribuições e competências específicas nesta matéria.

Mas, para estabelecer o novo marco regulatório é indispensável ter como ponto de partida o enquadramento vigente, que é respeitado pelos incumbentes através de uma actuação claramente orientada pela eficiência, pela segurança e pelo *upgrading* do serviço ao cliente. Convirá, por exemplo, não esquecer que, no que às tarifas diz respeito, a actividade de distribuição opera num modo de regulação pelos preços, com ponderadores que limitam os preços unitários e que operam a partilha automática dos ganhos de eficiência com os clientes. Assim, a criação de valor tem vindo a ser conseguida pela inovação, pela redução de custos e pelo acréscimo de eficácia na utilização das infraestruturas, sem prejuízo da permanente elevação dos *standards* de serviço, de fiabilidade e de segurança no fornecimento, em contextos empresariais caracterizados por processos de elevada qualidade devidamente certificados.

3. Respostas às questões colocadas pela ERSE

As respostas abaixo estão enumeradas de acordo com o documento do “Anúncio de Proposta de Regulamentação do Sector do Gás Natural”

5. CONCORRÊNCIA E REGULAÇÃO

5.1 Actividades em concorrência

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

O desenvolvimento de um mercado concorrencial de gás natural no nosso país passará em grande parte por um regime regulatório que, além da não discriminação e da transparência, favoreça de forma evidente e sustentada o crescimento desse mesmo mercado e das duas componentes que o constituem: Oferta e Procura.

Ora se do ponto de vista da oferta existem hoje a nível da alta pressão as condições básicas para que vários actores possam surgir (Diversificação das fontes de abastecimento e dos pontos de injeção de GN, capacidade de transporte por gasoduto de alta pressão com razoável cobertura territorial, elevada fiabilidade do sistema, etc.), do lado da procura devemos ter em conta que a introdução do gás natural se deu há escassos sete anos, um período de tempo reduzidíssimo se comparado com a generalidade dos outros países da comunidade europeia, e tanto mais reduzidos quanto o mercado é desfavorável.

Se é certo que a concorrência garante um aumento de eficiência e inovação cujos benefícios reverterão em parte para o consumidor, é também verdade que esses benefícios serão tanto maiores quanto maior for o número de consumidores com acesso ao produto.

Da mesma forma, é necessário garantir uma adequada remuneração dos investimentos que permitam garantir não só uma elevada fiabilidade ao sistema

como um todo, como também continuar a atrair capitais para o sector de modo a assegurar a segurança do abastecimento e o desenvolvimento do mercado.

Parece-nos pois que será necessário promover um sistema estável e de regras claras que permita aos operadores opções de investimento rentáveis e sem outro risco que o de mercado.

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

Em actividades em concorrência parece-nos que o princípio orientador deve ser o do livre acordo entre as partes, garantidas que estejam as regras da concorrência.

Estabelecer um prazo máximo seria cercear as opções dos agentes, deixando por satisfazer certos perfis de procura por parte dos consumidores.

Um caso típico será o de um produtor independente que pretenda financiar uma central de ciclo combinado. Nesta fase, terá muitas dificuldades em obter o respectivo financiamento caso não apresente um contrato de compra de gás de duração importante.

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

Se falamos de contratos de compra a produtores, será praticamente inevitável que tal venha a acontecer dada a estrutura do mercado mundial de Gás Natural onde os contratos *spot* têm ainda um peso relativamente baixo, apesar de crescente. Acresce que um país dificilmente poderá depender apenas de contratos de curto prazo, quando o essencial das suas necessidades são estáveis no tempo.

Quanto aos contratos entre comercializadores e clientes finais, pensamos que a possibilidade de celebrar contratos com cláusulas de *take-or-pay* deve existir. De facto, parece-nos fundamental que este mecanismo seja utilizado nos contratos com clientes que, pela sua dimensão e em caso de incumprimento, tornem virtualmente impossível para o fornecedor encontrar alternativas de colocação de tais quantidades de gás natural em tempo útil no mercado, afectando

significativamente a capacidade do fornecedor em cumprir eventuais compromissos desta natureza incorridos a montante.

Também deve ser considerado que o abastecimento do País será numa escala muito significativa realizado sob a forma de GNL, mercado que, apesar da importância crescente de “mercado spot”, é na sua quase totalidade caracterizado por contratos de longa duração e com cláusulas de “take-or-pay”. A proibição de celebração deste tipo de contratos no mercado final resultaria numa menor concorrência já que, para alguns clientes, apenas empresas com portfolios de aprovisionamento de grande dimensão e muito diversificados serão capazes de celebrar contratos sem “take-or-pay”.

• Onde e como organizar um hub para o gás natural?

É talvez prematuro colocar esta questão, dado que um *hub* pressupõe a existência de uma massa crítica de mercado (nomeadamente ao nível do número de *suppliers*, do peso do mercado *spot*) e de infra-estruturas (capacidade de recepção, armazenagem e transporte), o que não é previsível no curto/médio prazo.

• Como minorar o impacto de eventuais custos ociosos?

O essencial dos custos ociosos, assumida a natureza de monopólio natural das redes de transporte em alta pressão e distribuição, poderá vir essencialmente por três vias:

1. Gás comprado em regime de take-or-pay.

Desde que sejam devidamente acautelados os actuais compromissos de take-or-pay da Transgás, tal problema praticamente não se põe.

No entanto, caso se opte pela realização de leilões, a exemplo do que sucedeu em Espanha, terão de ser tomadas medidas para que o processo não conduza a um aumento do preço de aquisição do gás pelas distribuidoras; actualmente as distribuidoras compram o gás a um preço ligado ao custo médio de aprovisionamento da Transgás; se

o leilão do gás incidisse apenas sobre o gás mais “barato” do portfolio de aprovisionamento da Transgás provocaria um inevitável aumento do custo de aquisição de gás pelas distribuidoras regionais.

2. Custos de Reposição do Equilíbrio Contratual

Outra fonte de custos ociosos poderá ser a possível indemnização a que as concessionárias e licenciadas terão direito, nos termos dos respectivos contratos de concessão e legislação actual, face às alterações regulatórias que irão ocorrer. A minimização destes custos deverá ser uma das preocupações fundamentais a ter em consideração na preparação das novas condições regulatórias.

3. Baixa utilização do terminal de GNL

Para evitar este problema parece recomendável que as quantidades de gás natural de que o país venha a necessitar por via marítima, deverão, até ao limite de capacidade do terminal de Sines, dar entrada no sistema exclusivamente por aquele acesso. A eventual utilização de outros terminais ibéricos sem que a capacidade do terminal do sistema nacional esteja totalmente utilizada, aumentará o custo unitário do sistema e bem assim o custo do gás. Deverão, portanto, ser estabelecidas as condições para assegurar a competitividade da utilização desta infra-estrutura para o mercado nacional.

5.2 Actividades Reguladas

5.2.3 Aplicação a Portugal

• Que duração deve ter o período de regulação?

Se por período de regulação se entender o lapso de tempo em que o marco definido – regras de remuneração, critérios, fórmulas, valores de base, coeficientes, parâmetros de eficiência, etc. – se mantêm inalterados, então haverá que estabelecer um compromisso entre a estabilidade e a flexibilidade.

Propõe-se um período regulatório de quatro anos pelas seguintes razões:

1. É desejável um horizonte de estabilidade e previsibilidade que permita às empresas definir planos de acção e investimento que garantam a criação e o desenvolvimento sustentado do mercado.
2. Quatro anos é a duração do período regulatório nos Países mais próximos de Portugal – Espanha e Itália.

Para esse período, a regulação deverá estabelecer, de forma clara e previsível, como será realizada a integração anual, para efeitos de retribuição de todos os activos corpóreos e incorpóreos afectos à actividade, bem como os respectivos custos de operação e manutenção.

De igual forma, devem ficar estabelecidos desde o início quais os princípios fundamentais a que irá obedecer a alteração da regulação no fim de cada período de 4 anos.

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

Parece-nos indesejável a sincronização dos períodos regulatórios do sector eléctrico e do gás natural, dado tratarem-se de negócios diferentes em estados de desenvolvimento diferentes e com regras de regulação que também não deverão coincidir.

A sincronização com o sector eléctrico poderia levar a que eventuais erros que fossem cometidos e só detectáveis *a posteriori*, tivessem impacto nos dois sectores simultaneamente, situação indesejável.

Alem disso, não encontramos nenhuma razão ponderosa para defender a sincronização da regulação dos 2 sectores.

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

A remuneração dos activos é uma das parcelas mais importantes da retribuição das actividades reguladas, sendo as outras os custos operacionais e as eventuais Compensações para a manutenção do equilíbrio contratual

A valorização dos activos terá de garantir aos actuais actores do mercado uma justa retribuição que corresponda às legítimas expectativas criadas pela Lei vigente e pelos contratos de concessão.

Para tal temos de ter em consideração o efeito conjugado de quatro factores:

- a. Valor base dos activos no momento 0 da liberalização.
- b. Consideração dos subsídios comunitários
- c. Taxa de remuneração dos activos
- d. Amortizações

Os activos devem ser avaliados pelo seu valor contabilístico bruto, isto é, pelo seu valor de aquisição, actualizado do efeito da inflação.

Pela sua importância, devemos aqui focar com especial atenção os activos incorpóreos que devem claramente ser considerados para este efeito. Falamos dos investimentos realizados pelas distribuidoras na adaptação de instalações de utilização de propriedade dos clientes. Este investimento, vulgarmente designado por “conversões”, foi substancial, podendo representar mais de 25% do activo total de algumas Empresas. Este activo afecto à actividade de distribuição, é imprescindível para o acesso dos clientes ao gás natural.

Em relação aos subsídios efectivamente recebidos, parece razoável que devem ser deduzidos ao valor atrás apurado. Pela mesma ordem de razão, devem adicionar-se os encargos financeiros suportados pelas distribuidoras como consequência do atraso do processamento desses mesmos subsídios. Como é evidente, sendo os subsídios deduzidos ao valor do activo a remunerar, não podem depois ser considerados para o cálculo da taxa de remuneração a aplicar.

Outro aspecto relevante prende-se com a taxa de remuneração dos activos. Neste aspecto, para uma justa definição deverá considerar-se, além do risco associado ao lançamento de uma actividade completamente nova em Portugal, a fase do projecto do GN em Portugal, totalmente diferente da totalidade de países europeus que empreenderam esta evolução e, nomeadamente, da Espanha que,

pela sua proximidade, é exemplo incontornável. De facto, em Portugal foram feitos os investimentos principais e só agora começa a fase *cash-flow positive*, ou seja os activos nunca foram remunerados no passado. Assim, para se obter um nível justo de remuneração dos capitais investidos, dever-se-á analisar o projecto na sua totalidade temporal e não considerar o momento da liberalização como um instante zero, perdendo de vista os substanciais fluxos financeiros negativos acumulados. Pelo que fica exposto e considerando, por exemplo, o referencial espanhol, diremos que a taxa de remuneração de activos deverá ser superior no nosso país.

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

Os activos a regular serão os afectos às actividades sujeitas à regulação. Normalmente é fácil determinar a que actividade está afecto um determinado activo. No entanto, poderão existir situações em que um mesmo activo possa estar afecto a mais de que uma actividade, sendo uma regulada e outra não. Nestes casos deverá o activo ser afecto à actividade regulada podendo ver deduzido à sua remuneração o eventual valor que venha a ser estabelecido pela sua utilização por uma actividade não regulada.

No caso das concessionárias de distribuição de gás natural, a quase totalidade dos activos está afecto à actividade de distribuição.

O caso, já apontado acima, dos activos incorpóreos das distribuidoras correspondentes a investimentos nas conversões de instalações de utilização de gás dos clientes, estes estão naturalmente incluídos nos activos a remunerar da actividade da distribuição, uma vez que são complementos indissociáveis da rede da distribuição, já que sem eles as tradicionais infra-estruturas de distribuição seriam inúteis para cerca de 300.000 dos actuais 750.000 clientes de gás natural.

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

As amortizações e reintegrações deverão ter em conta a vida útil (económica ou contratual) dos activos incorpóreos e corpóreos .

A ausência de passado suficientemente longo das infra-estruturas de gás natural dificulta a previsão da duração da sua vida útil.

Parece-nos que deverá ser considerado o prazo que actualmente é utilizado para fins contabilísticos, já que se trata de um bom “proxy” da vida útil dos activos.

A benefício de simplificação, as amortizações deverão ser calculadas pelo método das quotas constantes.

Recepção e Armazenamento de GNL

• **Que modo de regulação deve ser aplicado a cada uma destas funções?** O modo de regulação desta actividade deverá ser consistente com o que vier a ser aplicado às actividades de transporte e armazenamento subterrâneo.

Armazenamento Subterrâneo

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

Os custos desta actividade são praticamente fixos. De facto, para uma determinada capacidade de armazenagem, a dinâmica de utilização altera muito pouco as necessidades de meios por parte do futuro operador desta infra-estrutura. Só uma alteração da capacidade é passível de ter impacto significativo no custo de utilização e muito por via da necessária remuneração dos capitais empregues.

Quanto ao pagamento do serviço pelos restantes operadores, todos deverão contribuir para a manutenção das reservas estratégicas obrigatórias, através de um valor a pagar por unidade energética.

Em qualquer dos casos devem ser criadas condições para o desenvolvimento desta infra-estrutura no contexto ibérico, já que se trata de um tipo de instalação em que as economias de escala são particularmente importantes, pelo que a sua

ampliação deverá conduzir a economias que, mesmo que apenas parcialmente transferidas para o mercado, conduzirá a uma redução dos custos globais do sistema.

Transporte

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

O sistema que deve ser adoptado é um sistema de regulação por custos, incluindo um mecanismo claro de incentivos ao desenvolvimento das infra-estruturas, sujeito a aprovação prévia desses investimentos precedida de auscultação aos diversos operadores do mercado, por forma a evitar impactes negativos no custo unitário de utilização do sistema de alta pressão.

A construção de novas “Unidade Autónomas de Regaseificação” deverá ser feita por conta e risco dos seus promotores, ficando de sua propriedade, quer sejam Empresas concessionárias de distribuição, titulares de Licenças de Distribuição, Comercializadoras ou clientes finais. Relativamente ao preço a pagar pelos operadores por esta actividade em Portugal, e embora reconhecendo que em termos teóricos um sistema do tipo “zonal” poderia ser mais adequado parece-nos que de inicio deveremos começar com uma tarifa do tipo “selo de correio”, já que actualmente quer as Distribuidoras, quer os clientes industriais directos da Transgás, entre si, compram o gás ao mesmo preço, independentemente do local de consumo. A introdução de uma tarifa tipo zonal ou baseada em distancia, causaria diferenças regionais até agora inexistentes.

Este regime tem potenciais desvantagens do ponto de vista da eficiência não encorajando a localização dos consumidores junto das portas de entrada do sistema de alta pressão, resultando em que para satisfazer o mesmo nível de consumo global poderá obrigar a maior nível de investimento.

Seja como for, executado que está o grosso dos investimentos, o efeito antieconómico do modelo “selo de correio” não deverá ter grande impacto.

Parece-nos que após os primeiros anos da nova regulação se poderá então facilmente evoluir para outro sistema.

• Que incentivos devem ser explicitamente atribuídos à gestão desta actividade?

Os incentivos devem estar sobretudo relacionados com o aumento das quantidades transportadas e com os custos totais de operação do sistema de transporte.

• 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 não é regulado e parece-nos difícil incluí-lo nas actividades reguladas – trata-se de um sector em que existem já alguns fornecedores no mercado ibérico, tipicamente empresas transportistas de combustíveis. O que deverá continuar a acontecer, à semelhança da situação actual, é que uma entidade (o Transportador/Gestor Técnico do sistema) assegure a gestão destas entregas, suporte os respectivos custos e depois os repasse para os clientes sob a forma de custo médio. Em qualquer dos casos, deverá ser sempre permitida a comercializadores e a distribuidores adquirir o GNL no Terminal e contratar o seu transporte junto de um dos vários transportistas qualificados, a exemplo do que se passa em Espanha.

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

A perequação com a rede de gasodutos poderia parecer interessante como instrumento de correcção de desigualdades regionais mas, como princípio, não deve ser feita já que configura uma evidente e indesejável subsidiação cruzada, que poderia conduzir à viabilização de projectos sem o mínimo de viabilidade económica, à custa do aumento do preço nos outros mercados.

No entanto face aos pequenos volumes envolvidos e o limitado impacto que tal deverá ter nos custos globais do sistema, poderá ser aceitável a perequação.

Em qualquer dos caso, a distribuição de gás natural a pólos afastados do gasoduto deve continuar a justificar-se por si só.

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 de território?

Actualmente a distribuição está regulada pelos Contratos de Concessão e Licenças de Distribuição.

A alteração do marco regulatório da distribuição deve ser analisado com particular cuidado pois é o sector mais longe da maturidade e no qual alguns aspectos socio-económicos do nosso País têm maior impacte negativo – nomeadamente clima, nível de bem estar das famílias e dispersão geográfica. Senão vejamos:

- a. Do lado da oferta, e contrariamente ao que sucede no sistema de transporte, a rede de distribuição está ainda muito incompleta quer do ponto de vista da cobertura territorial quer do ponto de vista da necessária redundância de largos sectores do sistema construído. Esta situação é tanto mais natural quanto estas concessões (com a excepção da região de Lisboa) eram *green fields*;
- b. Ainda do lado da oferta, existem contratos de aprovisionamento com a Transgás, assinados no quadro do actual enquadramento regulatório, que consagram direitos de que as distribuidoras dificilmente podem prescindir dada a natureza do serviço público que prestam;
- c. Do lado da procura o mercado é ainda incipiente. Tal como referido na introdução e apesar dos esforços comerciais inegáveis que permitiram ultrapassar largamente os objectivos estabelecidos no Contrato de Concessão, as taxas de penetração do GN no mercado doméstico, de maior margem, não ultrapassam, com excepção óbvia de Lisboa, os 50%

do mercado atendível - por comparação, em Espanha este valor ultrapassa os 80%. Tal situação não se prende com a eficiência comercial das empresas mas sobretudo pelo facto da distribuição de gás natural só se ter iniciado há 7 anos.

- d. O desenvolvimento da procura, nomeadamente fora das regiões completamente urbanas de Lisboa e Porto, foi sempre feito através de um delicado balanço entre mercado doméstico e de pequena indústria que se reflecte no importante contributo das margens deste último sector para o equilíbrio económico das empresas.
- e. Da mesma forma, o regime de concorrência monopolística (que não de monopólio), em que se enquadram as distribuidoras providencia um horizonte e uma redução da incerteza que tem permitido um forte investimento para criação desta procura em condições que não são, como vimos, favoráveis.

Como consequência dos factos acima mencionados, a esmagadora maioria das distribuidoras tem ainda *free cash-flows* negativos³ e é ainda incapaz de remunerar os seus activos.

Desta forma, o cálculo de tarifas baseado em custos do ano (remuneração de activos, amortização e custos operacionais) conduziria a um importante aumento de preços.

A alteração de marco regulatório deverá garantir as condições mínimas para a manutenção do desenvolvimento quer da oferta quer da procura, ao mesmo tempo que deverá assegurar a viabilidade económica das empresas, atendendo, assim, ao equilíbrio do contrato de concessão.

Quando estiverem preenchidas as condições para a alteração da actual regulação, esta deverá fazer-se de acordo com os seguintes princípios:

³ No ano de 2003 algumas Distribuidoras apresentaram *free cash-flows* positivos, devido ao recebimento de um importante volume de subsídios acumulados respeitantes aos anos anteriores.

1. No início do período de regulação, calculam-se os proveitos necessários para remunerar a actividade de distribuição: Remuneração do activo, acrescido das amortizações, dos custos operacionais e de eventuais compensações para manutenção do equilíbrio contratual.
2. Ao longo do período regulatório, os proveitos devem evoluir em função da inflação e dos incentivos para aumento do numero de clientes e de gás veiculado.
3. Deverão ainda ser incluídos anualmente na base de remuneração os investimentos destinados a reforçar a segurança das redes e abastecimento a novos pólos, desde que previamente aprovados.
4. As tarifas de acesso às infraestruturas devem resultar dos proveitos acima apurados, divididos pelo numero de consumidores abastecidos, volume de gás veiculado e capacidade reservada.
5. As tarifas de venda ao cliente final do mercado regulado resultarão de adicionar à tarifa de acesso o custo total de aquisição do gás (incluindo transporte) e a margem da comercializadora.
6. No final do período regulatório, o nível de remuneração desta actividade deve ser recalculada por forma a incluir os investimentos entretanto realizados (não incluídos durante o período de regulação) e as alterações de custos verificadas.

Em relação à evolução dos proveitos com a inflação acima referido, é normal que esta seja feita introduzindo um factor de eficiência sob a forma multiplicativa “IPCxX”, o que nos parece mais adequado. No caso do sector do gás natural nacional, tratando-se de empresas novas, com elevado nível de eficiência elevados e considerando que os custos de operação e manutenção das redes irá necessariamente aumentar com o envelhecimento das mesmas, o factor de eficiência a introduzir deverá ser extremamente pequeno.

• Que incentivos devem ser explicitamente atribuídos à gestão desta actividade?

Os incentivos devem ser sobretudo resultantes da remuneração devida pelo acréscimo de gás veiculado e aumento do número de clientes servidos.

Gestão Técnica do Sistema

• Que modo de regulação melhor se adequa a esta actividade?

Dadas as características desta actividade parece-nos que uma regulação por custos é a mais adequada, com um sistema de incentivos para as quantidades veiculadas no sistema nacional, qualidade de serviço e ganhos de eficiência. Este custo deverá ser integralmente repassado para as tarifas de utilização do sistema.

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

Afigurando-se consensual que a gestão técnica do sistema seja uma atribuição do operador da infraestrutura de transporte, também faz sentido que as empresas comercializadoras possam ser habilitadas a fornecer em regime de leilão serviços de sistema, designadamente de balanceamento.

O interesse pela prestação destes serviços poderá resultar da respectiva regulamentação e de um sistema de remuneração que além do preço da matéria prima inclua um *fee* técnico.

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

Através do estabelecimento de regulamentação clara e não discriminatória e com uma remuneração adequada.

6. ACESSO E DESENVOLVIMENTO DE INFRA-ESTRUTURAS

6.1 Condições, Direitos e Obrigações

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

Parece-nos que deverá ser através da reserva de capacidade, com aprovação prévia do Gestor Técnico do Sistema (GTS), no caso do Transporte, ou da Distribuidora no caso de clientes ligados à rede de uma distribuidora. Só esta metodologia permite uma efectiva gestão proactiva da capacidade, desincentivando uma utilização pouco rigorosa de um bem que, em algumas componentes do sistema, é já escasso.

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

Esta função, que deverá caber ao GTS e às Distribuidoras, deverá atender primeiramente aos vínculos de fornecimento existentes com os consumidores.

Considerando um mercado estável, apenas com concorrência pelos consumidores já existentes, deverá a capacidade necessária para o abastecimento de um determinado consumidor, caso este mude de fornecedor (comercializador), ser automaticamente disponibilizada ao novo fornecedor e retirada ao anterior fornecedor. Deve no entanto ser considerada a possibilidade de uma gestão eficiente da carteira de clientes do comercializador, nomeadamente a decorrente da simultaneidade de consumos, pelo que a capacidade a somar/subtrair deverá ser não a capacidade máxima necessária ao abastecimento de um cliente concreto, mas sim o seu impacto nas capacidades já “propriedade” desse comercializador. Este valor resultará de um análise conjunta entre o comercializador e o GTS e a Distribuidoras (se aplicável).

Para um mercado em crescimento, onde seja possível captar novos consumos, deverá o GTS definir e comunicar a capacidade disponível em cada elemento do sistema, sendo esta atribuída por ordem cronológica de pedido aos comercializadores ou consumidores elegíveis que apresentem compromissos ou

provas contratuais de novas necessidades. No caso da distribuição, dadas as características específicas desta actividade não será possível publicitar do mesmo modo a capacidade disponível, podendo tal informação ser disponibilizada ao nível do PRM.

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

Forçosamente que será necessário aceitar contratos de longo prazo desde que técnica e comercialmente justificados (ciclos combinados, cogerações, etc.).

Os prazos variarão com as características técnicas e de viabilidade económica do projecto.

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

O aspecto fundamental passa por uma garantia efectiva da utilização real das capacidade alocadas aos contratos de longo prazo. Seja como for, e como já referido anteriormente, o GTS e a DISTRIBUIDORA deverão analisar as capacidades de uma forma não meramente aditiva mas tendo em conta factores como as cargas horárias, diárias e mensais na definição da capacidade máxima do sistema, privilegiando em qualquer caso os contratos firmes de longo prazo.

• Que mecanismos de mercado aplicar na atribuição de capacidade?

Em primeiro lugar, a capacidade alocada às distribuidoras, dadas as suas obrigações de serviço público e características específicas do seu mercado, está reservada por definição.

Em segundo lugar, deve ser dada prioridade a quem demonstrar ter contratos de venda de gás natural e o respectivo aprovisionamento, privilegiando-se os contratos de maior duração.

Finalmente, deve-se aplicar o princípio de “FIFO” uma vez que garante os investimentos já realizados ou em curso pelos clientes. A repartição equitativa, se bem a entendemos não premeia o factor tempo nem a agressividade comercial. O leilão de capacidade pode permitir distorções importantes criando zonas temporais de não concorrência, uma vez que os vencedores ficariam sozinhos no mercado. Poderia levar ainda a um aumento dos preços.

• **Como instruir o critério de *Use or Lose it?* Em que circunstâncias?**

É certo que quer em novos projectos (atrasos no arranque, afinação do processo, substituição progressiva de equipamentos utilizando energia concorrente, etc.), quer em projectos em funcionamento (manutenção, acidentes, substituição de equipamentos, etc.) as capacidades podem sofrer alterações inesperadas que não devem, no entanto, implicar a perda dos direitos, uma vez que as características fundamentais dos consumos se mantêm. No entanto, capacidades ociosas devem ser combatidas, através da institucionalização pelo GTS de mecanismos rigorosos de verificação se não estamos face a situações de capacidades cativas como movimentos de obstrução à concorrência. Assim, novos projectos devem apresentar uma estimativa de cargas a atingir, com uma tolerância temporal que não deverá ultrapassar os 12 meses. Projectos em funcionamento poderão apresentar variações em determinado ano que excedam as tolerâncias que se venham a definir como normais (10-20%?).

No caso de entidades comercializadoras que não utilizem as capacidades contratadas e em que essa diferença não resulte da perda de consumidores - situação na qual se aplicaria o mecanismo já abordado acima - deverão estas apresentar justificação cabal e indicar o tempo de início de reutilização da capacidade. Caso contrário o titular das infra-estruturas terá a opção (mas não a obrigação) de retomar a respectiva capacidade, nomeadamente se outro utilizador solicitar essa mesma capacidade.

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

Uma definição clara das regras de acesso, com informação standard suficiente e transparente serão a base dum relacionamento salutar com o operador. Da mesma forma, uma recusa do operador terá que ser devidamente justificada por critérios técnicos objectivos, designadamente nos casos previstos na Directiva.

• Em caso de necessidade quais os critérios a adoptar na repartição de capacidade?

Sem prejuízo dos critérios referidos anteriormente, dever-se-ão manter os critérios constantes dos Contratos de Concessão em vigor que privilegiam os consumidores clientes das Distribuidoras. Esta situação é tanto mais razoável quanto o seu número é incomensuravelmente maior, colocando uma hipotética falha de gás enormes problemas operacionais e de segurança das instalações. Da mesma forma, estão ligados a este regime de pressão serviços públicos essenciais como Hospitais, Centros de Saúde, Escolas, etc.

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

Os princípios devem ser os mesmos que os referidos para a atribuição de capacidade.

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

De acordo com os princípios referidos no capítulo 5.

6.2 Desenvolvimento das Infra-estruturas

• Como facilitar o desenvolvimento de novas infra-estruturas?

O desejável desenvolvimento de novas infra-estruturas, em particular num sistema muito recente e ainda incompleto como o Português, passará a nosso ver pela garantia dos seguintes pontos fundamentais:

- a. Remuneração adequada de novos activos corpóreos e incorpóreos destinados à satisfação de procura em novas zonas ou reforço desta em zonas já cobertas.
- b. Remuneração adequada de novos activos destinados a complementar o sistema actual, garantindo redundância de pontos de injeção em zonas sensíveis bem como uma manutenção de qualidade e sistemas de suporte que assegurem um dos aspectos mais relevantes do conceito associado ao produto Gás Natural: a continuidade de serviço.
- c. Justificação clara e baseada em critérios técnicos do investimentos previstos em 2, que deverão ser previamente aprovadas de acordo com o mecanismo a estabelecer.

• 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?

Esta parece-nos ser uma das principais obrigações do Gestor Técnico do Sistema.

• Como assegurar a coordenação do plano de desenvolvimento da rede de transporte com as redes de distribuição?

Esse objectivo tem sido conseguido ao longo do tempo através de uma partilha frequente de informação relativa a novos projectos. Esse dever de informação regular deve ser mantido. Deve instituir-se um princípio e prevalência da solução economicamente mais eficiente.

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

O conteúdo dos planos deverá ser estabelecido depois de definido o modo de regulação, por forma a assegurar a sua consistência e relevância para a mesma.

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

Propõem-se planos com a duração do período de regulação, revistos anualmente.

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, armazenamento subterrâneo e às redes de transporte e de distribuição?**

Relativamente às redes de distribuição devemos ter em conta que se trata de um sistema dinâmico pelo que informações fundamentais para determinar a possibilidade de acesso mudam hora a hora.

Assim, a caracterização só poderá ser genérica e por pontos pré-determinados (ex. PRMs – Caudal máximo disponível).

Parece-nos pois que um pedido de acesso deverá ser sempre objecto de um estudo próprio do operador, responsável pelo bom funcionamento do sistema, sendo que, no entanto, desse estudo deve ser dado conhecimento integral ao requerente, num prazo de tempo razoável a definir.

7. RELACIONAMENTO COMERCIAL

7.1 Importação de Gás Natural

- **Que tipo de relacionamento Comercial deverá existir entre a nova entidade detentora dos contratos de aprovisionamento e os distribuidores regionais?**

Esta nova entidade não receberá apenas os contratos de aprovisionamento que pertencem hoje à Transgás, S.A., devendo receber também os contrato de compra e venda de gás existentes entre as distribuidoras regionais e a Transgás. Estes contratos consagram princípios importantes para as características de serviço público da actividade distribuição e da venda de gás à tarifa.

Relativamente aos preços do gás, é expectável que o processo de liberalização deverá acarretar alterações nas fórmulas de cálculo, nomeadamente do transporte em território Português. Seja como for, não é aceitável qualquer agravamento dos preços uma vez que tal poria em causa o equilíbrio económico das distribuidoras, seja por redução das suas margens, seja por uma degradação da posição competitiva do produto face à concorrência.

7.2. Produtores de electricidade

7.3. Distribuidores Regionais de Gás Natural

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

Todos os aspectos técnicos do fornecimento (continuidade, interrupção, medição, restabelecimento, regimes de pressão, caudais máximos, força maior, não discriminação, transferência de responsabilidade sobre o gás; etc.) devem ser regulamentados tendo por base o contrato existente entre a Transgás e as distribuidoras regionais, com as necessárias adaptações.

• Quais os fluxos de informação técnica e comercial entre o transportador e os Distribuidores Regionais para assegurar uma boa gestão do sistema?

Quanto à informação técnica dever-se-á manter o actualmente estabelecido contratualmente entre a Transgás e as distribuidoras regionais a que se soma a prática dos últimos anos, que se tem revelado eficiente.

Caso se venha optar, como nos parece aconselhável, que a distribuidora opere e leia todos os contadores de clientes ligados às suas redes, poderá o transportador necessitar desta informação bem como das leituras de clientes que estejam ligados à rede da distribuidora e que não sejam clientes desta.

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

No âmbito do “unbundling” da Transgás, irá necessariamente surgir uma nova entidade detentora dos actuais contratos de fornecimento, transporte internacional e venda de gás natural, actualmente detidos pela Transgás. Desta forma os actuais clientes da Transgás deverão continuar a ser abastecidos por esta nova entidade.

• De que forma as questões relativas aos contratos de partilha de investimentos devem ser consideradas na regulação? As regras de relacionamento 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 acordos de partilha de infra-estruturas representam um esforço de racionalização do sistema Português quer da Transgás, quer das distribuidoras regionais. No quadro regulamentar vigente estes acordos, transparentes e de grande racionalidade económica foram um importante contributo para o rápido desenvolvimento de mercado.

Como resultado, existem hoje clientes da Transgás ligados a redes das distribuidoras, quer de Pressão < 4 bar, quer de pressão entre 4 e 16 bar. De igual forma, existem clientes das Distribuidoras que se encontram ligados directamente a redes primárias da Transgás.

A manutenção da situação actual (o Transportador mantém a capacidade reservada nas redes das Distribuidoras, sendo o custo respectivo incluído na tarifa de transporte), num outro quadro regulatório, conduziria a situações anómalas: um cliente ligado a uma rede de pressão < 4 bar, pagaria apenas um custo de transporte de alta pressão, mas um outro cliente ligado à mesma rede, teria de suportar um custo de transporte e um custo de distribuição, apenas porque o seu consumo anual seria inferior a 2 Mm³/ano.

Assim, parece-nos que no novo marco regulatório devem os operadores encontrar uma solução equilibrada e que permita evitar este tipo de distorção.

7.4 Clientes

7.4.1 Obrigações de Serviço Público

Sobre este aspecto geral cumpre apenas clarificar que as obrigações actuais das distribuidoras regionais não passam pela alimentação a todos os clientes das respectivas áreas, mas sim por cumprir os compromissos que constituem o Anexo 1 dos respectivos contrato de concessão.

Cumpridas que estejam essas obrigações deverá primar um critério de racionalidade económica.

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

As obrigações de serviço público deverão ser regulamentadas pelo Estado, mantendo, no seu essencial, o disposto nos diferentes contrato de concessão existentes.

7.4.2 Ligações à rede

Como nota introdutória a este ponto e apesar de se concordar no essencial com os princípios expostos pelo Regulador, é de referir que a forma de funcionamento descrita representa uma alteração substancial de procedimento dos diferentes actores.

De facto, tendo por objectivo um rápido desenvolvimento de mercado e apoiadas por incentivos financeiros da Comunidade Europeia, as distribuidoras regionais levaram a cabo uma agressiva política de comparticipação dos custos de acesso à rede e ainda de criação de infra-estruturas particulares dos clientes. Ou seja: até hoje os clientes pagam apenas uma pequena parte dos encargos de acesso ao gás natural.

Referimos esta situação, que é particularmente marcante no segmento doméstico construído antes da lei que impõe a obrigatoriedade de dotar as novas edificação de redes de utilização, pois ela teve uma importância determinante nas aplicações de capital das empresas, levando a existência de valores de activo incorpóreo muito relevantes, que devem ser remunerados já que contribuem de forma decisiva para os volumes de gás vendidos.

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 ?**

Sendo certo que se considera desejável que o cliente pague um valor correspondente aos custos efectivamente incorridos pelo sistema com a sua ligação, é também verdade que, considerando o histórico exposto acima, poderemos, nalguns casos, dissuadir novos clientes de aderir por razões financeiras. Actualmente o encargo de ligação cobrado no mercado doméstico cobre em média os custos do contador, da deslocação para a sua colocação e abertura do gás e custos administrativos. A redução do actual valor, embora desejável do ponto de vista comercial, obrigará a um aumento do preço de venda do gás, o que é evidentemente indesejável.

Deve ainda ser salientado que ao contrário da electricidade, a distribuidora regional constrói o ramal de ligação aos prédios, suportando a totalidade do seu custo.

- **Devem ser fixados valores máximos para o estabelecimento das ligações, a pagar individualmente, facilitando o acesso ao fornecimento de Gás Natural?**

Para os segmentos doméstico e pequeno terciário, deve haver, tal como actualmente, um valor máximo a pagar por essa ligação. Para clientes maiores, que potencialmente obrigam a extensões de rede tal já não deverá suceder.

Elementos de Ligação

Entendemos por elemento de ligação, o ramal, ou seja um troço de rede e respectivos acessórios com uma extensão da ordem dos 10 metros e que faz a ligação entre a rede de distribuição e as instalações do cliente.

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

É importante referir aqui, que no mercado das novas construções as empresas distribuidoras não são monopolistas, enfrentando uma concorrência, por vezes muito intensa por parte dos distribuidores de propano canalizado. Assim, a distribuidora suporta normalmente os custos do ramal e, por vezes, tem ainda de suportar os custos de algumas contrapartidas adicionais. Estes custos devem naturalmente fazer parte dos activos a remunerar.

• 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?

Caso tal reforço se revele necessário, ele deve-se ao desenvolvimento do consumo para o qual contribuem todos os consumidores. Assim sendo, parece-nos que eventuais investimentos associados a necessidades como a descrita, devem ser remunerados como os restantes activos da distribuição e, assim, ser pagos pela totalidade dos clientes.

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.) ?

Tratando-se de obras relativamente standard, é possível fornecer preços unitários da maioria dos elementos de ligação. Seja como for será sempre necessária uma validação face a situações concretas. Os prazos deverão ser forçosamente curtos.

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 no regulamento?**

Havendo um responsável pela construção e manutenção das redes e garantida que esteja a razoabilidade do preço, por um mecanismo de concurso público para a realização deste tipo de obras, não se justifica a realização por terceiros de obras das quais não serão posteriormente responsáveis. Além disso relembra-se que ao contrário da electricidade, os ramais têm sido construídos pelas distribuidoras e o seu custo suportado por estas.

Essa situação poderia levar ainda a que o operador não aceitasse obras já realizadas por não corresponderem aos padrões técnicos que forçosamente há que definir, com os consequentes prejuízos para o cliente final.

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

Não nos parece aconselhável pelas razões aduzidas na resposta anterior prever essa possibilidade.

Condições de Pagamento

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

Actualmente esta situação não se coloca. Se vier a ser alterada a actual prática, o que nos parece desaconselhável face à concorrência de outros produtos combustíveis, as condições de pagamento devem ser idênticas para todos os requisitantes e definidas regulamentarmente por forma a observar o princípio

fundamental do serviço público de não discriminação. É indicado que exista uma parcela paga antecipadamente, já que se trata de um procedimento normal em contratos de construção deste tipo.

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

Se se vier a colocar esta nova prática, parece-nos razoável aceitar o pagamento antecipado.

7.4.3 Contrato de Fornecimento de Gás Natural

• Quais as informações mínimas que devem constar nos contratos de fornecimento de Gás Natural?

Sem prejuízo do Anexo A da Directiva, deverão ser as seguintes:

- a. Identificação e endereço e meios de contacto dos outorgantes.
- b. Objecto do contrato identificando o produto e eventuais serviços adicionais.
- c. Condições comerciais de cedência do produto (interdição de revenda, prazo de pagamento, período de facturação).
- d. Procedimentos de leitura e estimativa de consumos.
- e. Tarifário aplicável (caso se trate de clientes à tarifa) ou fórmula de preço com indicação clara dos indexantes.
- f. Regras básicas de utilização do produto e condições de acesso do fornecedor às instalações do cliente.
- g. Regras básicas para situações de emergência
- h. Regras básicas. relativas à propriedade e manutenção do contador e respectiva leitura.
- i. Procedimentos para reclamações
- j. Condições para suspensão do fornecimento
- k. Condições para reatamento do fornecimento
- l. Regras para rescisão do contrato
- m. Método de resolução de litígios

n. Autorização para tratamento dos dados do cliente

• A duração dos contratos de fornecimento de Gás Natural e os prazos de denúncia devem ser uniformizados regulamentarmente?

No caso dos pequenos clientes os prazos referidos devem ser estabelecidos regulamentarmente e uniformizados, independentemente dos clientes terem trocado de fornecedor ou continuarem a ser abastecidos pelo incumbente. Nos contratos com clientes de maior dimensão, pensamos que deve ser deixado ao livre acordo entre as partes.

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

As novas tecnologias abrem novos canais entre as empresas desta área e os seus clientes.

Neste momento parece-nos que o maior problema passa da segurança jurídica para a segurança informática dos dados que os clientes submetem por esta via. Garantida que estejam níveis de segurança elevados, estes novos meios são desejáveis, já que permitem uma maior comodidade para o cliente e uma redução de custos, em particular no atendimento físico à empresa.

No curto/médio prazo será possível efectuar todas as operações necessárias ao estabelecimento e gestão comercial de um contrato sem recurso ao contacto físico. Serão, no entanto, necessários investimentos para que tal seja possível. Estes valores deverão ser reconhecidos pelo Regulador.

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

As situações descritas implicam forçosamente procedimentos administrativos adicionais, alguns dos quais de razoável complexidade (alteração de roteiros de

leitura) que devem ser pagos. Parece-nos, no entanto, que deverá haver preços diferenciados consoante as operações envolvidas e o meio escolhido pelo cliente para contactar a empresa, por forma a que o preço das operações reflita os custos incorridos. Deve ser lembrado que o início do abastecimento a qualquer novo cliente, obriga sempre a uma deslocação a casa do cliente, independentemente da forma como foi feito o contrato.

7.4.4 Garantias Contratuais

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

a. Mercado liberalizado e grandes clientes – deve este aspecto ser deixado ao livre acordo entre as partes

b. Mercado à tarifa – aplicar-se-á o disposto na lei que regulamenta os contratos de prestação de serviços públicos essenciais, nomeadamente no que respeita à não obrigatoriedade de prestação de caução salvo se houver incumprimento anterior por parte do cliente. Nestas situações e dados os valores habitualmente envolvidos (muito baixos) deverá a caução ser prestada em numerário.

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

Tipicamente, o valor deverá corresponder à media de consumo do cliente durante um período completo de facturação e cobrança (tempo contado entre a data de emissão da factura até à data mais próxima em que é contratual e regulamentarmente possível suspender o fornecimento em caso de não pagamento). No caso de clientes domésticos à tarifa, e por uma questão de simplicidade, dever-se-ão estabelecer valores tipo, correspondentes ao escalão de consumo em que se insere o cliente.

• 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, desde que o período seja suficientemente longo para evidenciar um novo padrão de comportamento do cliente. Sugere-se três anos.

7.4.5 Equipamentos de Medição de Gás Natural

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

Esta possibilidade não se afigura vantajosa sob nenhum aspecto.

Em primeiro lugar a responsabilidade pela contagem do gás à saída de todos os pontos do sistema operado pela distribuidora devem ser propriedade e operados pela distribuidora – só assim esta pode assegurar a fiabilidade do balanceamento da sua rede.

Acresce que por razões de fiabilidade de contagem, aspecto fundamental do relacionamento comercial estabelecido, este fica melhor garantido por uma empresa especialista, com conhecimento das condições e particularidades desta operação, regulada e da qual o cliente pode sempre reclamar, do que ter este aspecto fundamental entregue a uma entidade que não possui a totalidade das características enumeradas.

Nos casos em que o cliente pretenda um sistema de contagem mais sofisticado por razões que se prendem com a sua própria gestão energética, ou para confirmação dos valores que lhe são facturados pelo seu fornecedor, poderá instalar uma segunda cadeia de medida a jusante da cadeia de medida do fornecedor. Seja como for deverá ser sempre a leitura do contador propriedade do fornecedor a base da facturação.

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

O local para colocação do contador é, na maior parte dos casos uma opção que não compete ao fornecedor, limitando-se este a garantir que o local indicado cumpre as normas aplicáveis. Neste enquadramento não é possível que outra entidade além do cliente, possa assumir a responsabilidade pela conservação do aparelho. Seja como for, caso se constate que o mau funcionamento do aparelho corresponde a algum problema de fabrico ou de manutenção obrigatória, tal não será nunca imputável ao cliente. Caso se altere o actual quadro de responsabilidades e a distribuidora assuma esta nova responsabilidade, devem os respectivos custos ser reconhecidos no âmbito da regulação da actividade de distribuição.

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

A qualidade da medida não depende da complexidade tecnológica ou modernidade do equipamento de leitura, mas sim da adequação da tecnologia ao perfil de consumo do aparelho.

É de referir que os erros de medida causados pela utilização de equipamentos desadequados são, de forma sistemática, em prejuízo do fornecedor, que se vê na situação de “oferecer” gás. Assim existe todo o incentivo, já hoje, à utilização de tecnologias adequadas, garantida que esteja a racionalidade económica.

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

Não deve. Mais uma vez o critério deve ser o da racionalidade económica. A telecontagem só por si não garante fiabilidade ou quantidade de informação. A contagem com a utilização de *data loggers* assegura maior fiabilidade e a mesma quantidade de informação. Trata-se apenas de uma questão de disponibilidade mais rápida da informação para o fornecedor ou para o cliente. Dependendo dos casos esta disponibilidade poderá ser importante ou não. Deve deixar-se funcionar o mercado.

7.4.6 Leitura dos Equipamentos de Medição

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

Uma leitura por ano desde que o distribuidor disponha de sistemas eficientes de estimativa baseados num histórico considerável ou disponibilize aos clientes sistemas de linearização do consumo do tipo “conta certa”. No entanto poderá a distribuidora realizar mais leituras, já que tal contribui decisivamente para o aumento da qualidade de serviço, devendo tais custos ser reconhecidos no âmbito da regulação da distribuição.

- **Que outros meios de comunicação de leituras devem ser disponibilizadas aos clientes de gás natural?**

Comunicação telefónica, nos balcões de atendimento da distribuidora e através da Internet.

7.4.7 Estimativas de Consumo e Facturação

- **Devem as metodologias de estimativa der objecto de opção pelo cliente? Deve a metodologia adoptada constar expressamente do contrato com o cliente? Deve a mesma ser indicada na factura?**

Devemos ter em conta que a estimativa é um processo complexo e que, como tal, na maior parte dos sistemas de gestão comercial não permite grande flexibilidade. Por outro lado uma escolha errada de método pode levar a necessidades de correcções substanciais que podem colocar em risco a boa cobrança. Assim, sugere-se que o cliente seja facturado pelo método utilizado pela distribuidora mas possa optar a prazo por um sistema alternativo de acordo de pagamento tipo “conta certa” de linearização de consumos.

Pensamos que a metodologia adoptada deve constar, em termos gerais, do contrato de fornecimento de gás.

A metodologia pode ser demasiado complexa para aparecer detalhadamente na factura. No entanto, a factura deverá indicar claramente se o consumo facturado corresponde a uma leitura real, estimativa ou a um acordo de pagamento.

• **A periodicidade de facturação deve ser objecto de uniformização?**

No mercado doméstico, liberalizado ou à tarifa, deverá haver alguma regulamentação, mas não necessariamente uma uniformização.

No mercado à tarifa deverá tomar-se em consideração os diferentes perfis de consumo.

Não será razoável facturar mensalmente clientes com consumos anuais muito baixos, já que nesse caso a margem bruta da venda poderia nem sequer cobrir os custos de facturação e cobrança. Da mesma forma, não é razoável alargar demasiado os prazos de facturação sob o risco de resultarem facturas muito elevadas com manifesto incómodo para o cliente e diminuição da possibilidade de boa cobrança. Sugere-se que seja possível às distribuidoras optarem por um período de facturação que não deve exceder o trimestre.

Ficariam excluídos desta obrigatoriedade os clientes que optassem por acordo de pagamento do tipo conta certa que implica o recebimento de uma única factura anual.

• **Que informação deve constar da factura de Gás Natural para que esta seja clara e compreensível para os clientes?**

Identificação e endereço do Cliente

Meios de contacto da empresa

Período de facturação.

Tipo de leitura / acordo de pagamento.

Discriminação de produtos / serviços.

Quantidade de energia facturada.

Discriminação de quantidades por escalão de consumo (se aplicável)

Preços unitários dos escalões aplicados.

Parte fixa da tarifa.

Unidades das grandezas utilizadas.

Impostos e taxas.

Período de pagamento.

Formas de pagamento.

Contactos do fornecedor.

Indexantes (se aplicável).

7.4.8 Pagamento de Facturas

- **Os prazos máximos de pagamento das facturas devem ser objecto de regulamentação? Estes prazos devem ser objecto de regulamentação?**

Para os clientes domésticos e pequeno terciário devem os prazos máximos ser objecto de regulamentação.

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

A suspensão de fornecimento e cobrança de juros de mora adicionados a um valor que cubra os procedimentos administrativos associados (envio de avisos, operações sobre o sistema, atendimento físico, etc.).

- **As reclamações apresentadas junto do fornecedor sobre facturação devem ter efeitos suspensivos sobre o prazo de pagamento até ao esclarecimento da situação?**

Este caso particular deve tratar-se com cuidado para que a excepção não se torne regra.

Só devem as reclamações ter efeito suspensivo se os valores em causa ultrapassarem de forma muito substancial os valores históricos máximos do escalão de em que o cliente se insere. Assim, deve definir-se um critério de montantes a partir dos quais haja suspensão das obrigações até apuramento dos

factos. Este critério deverá ser tal que não permita a clientes uma utilização abusiva do mecanismo.

Seja como for, as distribuidoras controlam já a saída de facturas que apresentem valores muito diferentes da média dos segmentos em que os clientes se inserem.

• 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 causado pelo atraso de pagamento?

É de precisar que os juros de mora apenas cobrem os encargos financeiros associados ao atraso no pagamento. Tal como já referido anteriormente, entendemos que se deve adicionar ao valor assim apurado, uma quantia que cubra os procedimentos administrativos associados (envio de avisos, operações do sistema, atendimento físico, etc.).

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

Pensamos que sim.

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

Ver penúltima resposta.

7.4.9 Interrupção de fornecimento

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

Entendemos que sim.

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

Mantendo-se as situações já previstas, que expressamente constam dos contratos de fornecimento e que em nada colidem com a legislação que controla prestação de serviços públicos ou os contratos de concessão, não se vislumbram situações que possam requerer a intervenção de entidades terceiras.

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

Os preços a estabelecer para o restabelecimento do fornecimento de gás natural, quando a interrupção tenha ocorrido por causa imputável ao cliente, deve reflectir de alguma forma os custos reais associados (duas deslocações de técnicos, demais procedimentos administrativos), sendo actualmente estabelecidos contratualmente.

7.4.10 Serviços Regulados

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

No caso de serviços facultativos, cremos que os mesmos não devem ser objecto de qualquer regulação. Os restantes deverão ser monitorizados através do Regulamento de Qualidade de Serviço.

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

Os serviços mencionados não representam para as distribuidoras qualquer tipo de receita, bem pelo contrário, já que aquelas participam financeiramente em

muitos desses serviços e assumem encargos administrativos relevantes no controlo da qualidade de execução dos mesmos. Considerando estes factos, não sabemos de nenhum registo de discriminação de qualquer cliente por esses motivos, nem parece razoável que tal venha a acontecer.

• 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 actividade e respectivos contactos?

As distribuidoras devem informar os seus clientes sobre os requisitos legais e regulamentares a que devem obedecer as empresas que podem realizar esse tipo de obras.

Não nos parece que seja exequível ou desejável a manutenção de uma base de dados de todas as empresas que prestam este serviço na área de actuação de cada distribuidora, até porque esta não pode garantir aos seus clientes a idoneidade de todas aquelas.

7.5 Unidades

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

Quanto à medição e dado o parque instalado e os custos de outro tipo de contadores, parece lógico a manutenção da contagem em metros cúbicos.

Já quanto à facturação parece-nos desejável que passe a ser adoptada uma unidade de energia, uma vez que, de facto, é energia o que os clientes compram.

A vantagem do kWh sobre o GJ prende-se com o facto da primeira unidade der de utilização quotidiana e permitir, não só, a comparação de preços entre diferentes tipos de clientes, mas também a comparação com a electricidade, que utiliza esta unidade, permitindo análises mais simples por parte dos clientes.

Devemos ainda ter em consideração que em Espanha foi adoptado há poucos anos o Kwh como unidade de facturação para o gás natural.

8. QUALIDADE DE SERVIÇO

Consideramos que as questões levantadas neste capítulo devem ser objecto do “regulamento de qualidade do serviço”, que deverá evoluir ao longo do tempo, provavelmente de uma forma mais frequente do que a regulação.

As propostas das Distribuidoras sobre esta matéria foram já entregues à ERSE em carta enviada datada de 4 de Dezembro de 2003.

No âmbito da nova regulação deve ser acautelado que os eventuais custos decorrentes de critérios de qualidade mais exigentes serão reconhecidos no âmbito da regulação.

9. TARIFAS

9.1. Tarifas Reguladas de Acesso às Infra-Estruturas

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

Os clientes de gás natural que exerçam o direito de escolha de fornecedor pelo acesso às infra-estruturas e a outros serviços regulados devem ter acesso a preços iguais aos praticados aos comercializadores.

9.2. Aspectos Conceptuais das Tarifas Reguladas

Tarifas não discriminatórias

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

Assegurando que qualquer utilizador, independentemente do seu estatuto (comercializador, cliente final, distribuidor) terá exactamente as mesmas tarifas. Adicionalmente, as tarifas deverão ser baseadas exclusivamente nas condições

dos fornecimentos em causa – quantidade anual, reserva de capacidade diária, capacidade máxima usada no mês, etc. Devem ser publicadas antes da sua entrada em vigor.

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

A estrutura da distribuição e os respectivos investimentos são muito recentes em Portugal, pelo que a aplicação imediata do método dos custos marginais associados a cada uma das etapas, seria não só difícil, como poria em causa o equilíbrio económico-financeiro das empresas.

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

Parece-nos que uma tarifa tipo selo postal é a mais adequada.

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

Seguramente que para cada distribuidora se deverá utilizar uma tarifa do tipo selo postal.

Considerando as diferentes características do mercado de cada empresa, a aplicação de uma mesma metodologia de cálculo, resultará num custo de distribuição diferente para cada empresa Distribuidora. Assim, o sistema que melhor reflecte os custos reais, será uma tarifa de distribuição tipo zonal, em que cada zona coincide com as actuais Concessões ou Licenças.

Uma tarifa nacional de Distribuição, que simplificaria bastante o sistema, terá de ser cuidadosamente equacionada já que representa uma clara subsídio cruzada entre sistemas, obriga a montar uma forma de compensação entre as várias empresas e poderá conduzir ao desenvolvimento ineficiente das redes de distribuição.

Apesar de tudo, parece-nos que, para grandes consumidores, será indispensável a adopção de uma tarifa tipo selo postal nacional.

Esta tarifa será suportada pelo utilizador da rede de distribuição em função das leituras efectuadas pela Distribuidora, consumidor a consumidor.

• **Relativamente à recepção e armazenagem de GNL, que tipo de tarifa deve ser utilizada?**

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

As tarifas de utilização deste tipo de infraestruturas deverão ter em conta a reserva de capacidade de emissão (tipicamente termo fixo), que conferirá também acesso a determinada capacidade de armazenagem, e as quantidades anuais emitidas (termo variável).

9.2.4. Variáveis de facturação

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

Genericamente e relativamente ao uso das infraestruturas, as variáveis de facturação deverão ser:

- a. A quantidade de energia (transportada, distribuída ou emitida), em KWh/mês.
- b. A reserva de capacidade expressa em KWh/dia e suportada mensalmente
- c. A capacidade efectivamente utilizada no mês em causa, também expressa em KWh/dia.
- d. No caso da distribuição, a utilização da sua rede por terceiros, deverá ter um termo fixo mensal, baseado no numero de consumidores abastecidos. Este valor deverá ser diferente para pequenos clientes e para grandes clientes. Este termo fixo incluirá a reserva de capacidade de distribuição necessária para abastecer pequenos clientes.

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

Os serviços de contagem, leitura, facturação e cobrança deverão estar incluídos num termo fixo a ser suportado pelos utilizadores, expresso em €/cliente/mês.

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?**

A uniformização de variáveis de facturação para o maior leque possível de clientes, e a clara compartimentação e respectiva tarifação das várias actividades ao longo da cadeia de valor, simplifica o tarifário de utilização de infra-estruturas e dos serviços associados, permitindo a sua utilização de forma aditiva.

10. INFORMAÇÃO

10.1. Para Regulação

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

A informação a prestar à ERSE deve estar em concordância com o regime de regulação e as características do sistema escolhidos, tendo em vista não sobrecarregar em demasia nem o regulador nem o regulado.

- **Qual a natureza, a dimensão, a forma, o conteúdo e o detalhe de informação?**
- **Como deve ser organizada a informação a enviar à ERSE? Será vantajoso estabelecer metodologias de uniformização?**

A natureza, dimensão, forma, conteúdo, detalhe e organização devem ser ajustadas de acordo com o enunciado no parágrafo anterior mas será certamente vantajoso estabelecer metodologias uniformizadas.

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

A informação a ser divulgada deve ser feita de um modo agregado e não particularizando situações específicas de clientes ou empresas.

10.2 Para os Clientes

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

Todos os meios de comunicação são adequados para disponibilização de informação de acordo com o seu teor, os quais devem ser o mais diversificados possível.

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

Como objecto de divulgação obrigatória por parte dos distribuidores de gás natural identificamos os direitos e responsabilidades dos Clientes, tarifários e as normas de segurança.

• Que tipo de publicações devem ser asseguradas pela ERSE?

• 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?

A ERSE poderá promover um melhor nível de informação aos clientes, divulgando informação de carácter genérico e universal que a ERSE entenda apropriado de

acordo com os seus estatutos, nomeadamente legislação do sector do gás natural, tarifários em vigor e normas de segurança.

• 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?

A informação que os Clientes prestam às empresas distribuidoras é essencialmente relevante no acto da contratação, para permitir uma boa caracterização do tipo de utilização que o cliente pretende ter.

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?

O fornecimento de gás natural apresenta características de criticidade para o regular funcionamento dos agentes económicos, bem como para o bem estar das populações. Deste modo é fundamental a definição de níveis de serviço que garantam um fornecimento de excelência e que obedeçam a uma estrutura evolutiva que premeie a melhoria constante dos serviços prestados.

As empresas distribuidoras apostam na definição de indicadores de qualidade de serviço cada vez mais exigentes, focando-se, deste modo, nas necessidades dos clientes, não podendo, contudo, ignorar as especificidades da actividade de distribuição e comercialização do gás natural.

Actualmente são realizados de forma sistemática inquéritos aos Clientes que, não só indicam o grau de satisfação dos mesmos, como são a base de melhoria dos processos internos das empresas.

Deste modo, estamos convictos que a participação de representantes dos consumidores relativamente às áreas específicas de regulação, é fundamental para as actividades previstas no âmbito do Conselho Consultivo onde se fazem representar.

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

O prazo máximo a observar pelos distribuidores regionais na resposta a reclamações deverá ser a prevista no regulamento de qualidade e serviço, que neste momento se situa nos 15 dias úteis.

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.)?**

A ERSE deve cooperar e estabelecer acordos com centros de arbitragem institucionalizados já existentes. O aproveitamento de centros de arbitragem globais, com os quais a ERSE poderá colaborar na divulgação de informação e na área da formação, será a melhor maneira de minimizar custos para o sistema, evitando a criação de mais um organismo em paralelo.

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

Divulgando junto dos actores do sistema a existência de mecanismos de resolução extra-judicial de conflitos (mediação e conciliação), quer próprios quer de outras instituições.

- **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 existência deste tipo de organismos resulta da necessidade das partes na obtenção de uma resolução de conflitos mais rápida, menos processual e mais

económica. A pluralidade de organismos constitui a essência da escolha de uma instância arbitral voluntária.