

**COMENTÁRIOS À PROPOSTA DE REGULAMENTAÇÃO DO
SECTOR DO GÁS NATURAL DA ERSE**



edp

JULHO DE 2006

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO
2. COMENTÁRIOS GERAIS AO CONJUNTO DOS REGULAMENTOS.
3. REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO
4. REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS
5. REGULAMENTO DE ACESSO ÀS REDES, ÀS INFRA-ESTRUTURAS E ÀS INTERLIGAÇÕES
6. REGULAMENTO TARIFÁRIO

1. INTRODUÇÃO

Através de carta de 22 de Junho de 2006, a ERSE remeteu a esta Empresa e às suas participadas EDP Distribuição, EDP Comercial e Portgás o documento “Proposta de Regulamentação do Sector do Gás Natural”, no âmbito de um procedimento de auscultação pública no quadro do processo de definição da regulamentação deste sector.

A EDP pretende participar activamente no processo de liberalização que se seguirá, não apenas como maior comprador de Gás Natural do sistema Português, como futuro comercializador e ainda como accionista qualificado de duas das maiores empresas de distribuição regional mas, fundamentalmente, enquanto “player” de relevo no futuro mercado ibérico da energia, estando portanto muito empenhada em que este processo seja bem sucedido e resulte na competitividade e sustentabilidade do sistema português de gás natural.

Os comentários que de seguida se apresentam, e que representam a posição conjunta das sociedades acima referidas, não retiram a necessidade de futuras negociações multilaterais, com a presença do Estado Português, enquanto legislador e concedente e conseqüentemente garante do equilíbrio dos contratos existentes e das legítimas expectativas dos actuais incumbentes que consubstanciam, não só objectivos de rentabilidade, mas também de crescimento. Crescimento de um sistema que enfrenta um processo de liberalização numa fase ainda muito preliminar do seu desenvolvimento quando comparado com o que ocorreu noutros sistemas europeus.

É nosso desejo que o presente processo, com a inevitável complexificação do relacionamento comercial existente, por multiplicação de actores resultante da separação de actividades necessária ao livre acesso dos diversos agentes ao mercado, em condições não discriminatórias e de transparência, não resulte

numa construção demasiado complexa e opaca, em que apenas se altera o paradigma regulatório, sem que ocorra, de facto, a desejada liberalização, situação esta que infelizmente se verificou em vários países da União Europeia.

A criação de *head-room* para o surgimento de comercializadores em mercado livre é fundamental para que haja concorrência e ganhos de eficiência. Ninguém compete por um mercado sem margem. Diga-se desde já que numa situação internacional de baixa liquidez do mercado de *upstream*, uma alocação à tarifa regulada de um *portfolio* de gás excepcionalmente competitivo, terá o efeito de adiar o processo de abertura do mercado por vários anos, se não mesmo de reduzir a sua credibilidade junto de consumidores e agentes de sistema.

Da mesma forma não se pode esquecer o papel assumido ao longo do processo pelos investidores, que assumiram um enorme risco de mercado, com vários anos de *cash-flows* negativos e que têm a legítima expectativa de estabilidade do enquadramento do seu negócio.

Lembre-se ainda a realidade do mercado Português, tal como se referiu ainda incipiente, e largamente dependente para a sua própria criação da geração eléctrica em centrais de ciclo combinado. O seu desenvolvimento continuará a passar em muito por este sector, no que deverá ser um círculo virtuoso: quanto mais competitivo for o sistema Português, maior percentagem da geração ibérica se instalará em Portugal e quanto maior percentagem da geração ibérica aqui tiver lugar, mais competitivo será o sistema, dada a sobrecapacidade existente na rede de gasodutos de alta pressão.

Esta mesma realidade aponta para a necessidade de continuar a desenvolver os restantes segmentos de mercado, dadas as taxas de penetração ainda baixas que apresentam, o que só será possível através de incentivos ao investimento que transcendam o curto prazo e levem em consideração a sustentabilidade da posição competitiva do produto Gás Natural.

Com efeito, a situação do sector do Gás Natural é bem diferente do da electricidade, pelo que o estabelecimento de paralelos deve ser cauteloso. Senão vejamos:

- O Gás Natural, contrariamente à electricidade, não tem monopólio de uso: não existem consumos cativos como prova o facto de este combustível apenas ter chegado em 1997 a Portugal, o que não impedia o país de gerar electricidade, ter indústria, de tomar banho de água quente ou de cozinhar até aí. Passou apenas a fazê-lo de forma mais económica e segura. Nessa mesma data, já praticamente 100% do território de Portugal Continental tinha acesso à electricidade.
- O Gás Natural compete ainda hoje de forma intensa em todos os segmentos de mercado com outras formas de energia (fuel, propano, diesel). Estes produtos são comercializados por estruturas sem preços regulados ou limites ao investimento. Muitas vezes a decisão sobre a sua utilização nem sequer é deixada aos utilizadores finais, mas tomada por terceiros (loteadores e construtores) pelo que a racionalidade económica que preside à decisão não é a do bem comum, mas a do interesse particular. Esta luta tem sido ganha pelas Distribuidoras Regionais com uma política comercial e de investimentos agressiva mas rentável, como se prova pela quota de mercado que detêm no mercado da nova construção. A presença da electricidade, em todos esses segmentos, é indiscutível e insubstituível.
- Da mesma forma, o acesso ao Gás Natural, não se pode cingir à disponibilização de infra-estrutura à porta de casa ou fábrica. De facto, tem sido imperativo investir também na conversão de consumos uma vez que o custo do investimento, ainda que recuperado no longo prazo, é dissuasor em particular para as famílias. Relembre-se que até 1993, não existia obrigatoriedade de dotar as novas construções de redes interiores de gás e que mais de metade dos clientes das distribuidoras – com a excepção compreensível da Lisboagás – foram conquistados por este

sistema e o mercado está longe de estar saturado. Esta situação é incomparável com a electricidade para a qual todas as edificações do país possuem formas de uso.

Pretende-se, com estes exemplos introdutórios, não pôr em causa a oportunidade e a necessidade da liberalização do mercado e consequente alteração da envolvente regulatória, bem pelo contrário, mas apenas sugerir que esta envolvente atinja todos os propósitos que deve servir e que, nomeadamente, garanta a continuidade do desenvolvimento do sector.

2. COMENTÁRIOS GERAIS AO CONJUNTO DOS REGULAMENTOS

Enunciam-se neste ponto os comentários de carácter mais geral e as principais preocupações suscitadas pelos regulamentos apresentados, no seu conjunto. Nos pontos seguintes, cada um dos regulamentos será alvo de comentários específicos.

2.1. Competitividade do sistema

A condição básica de sobrevivência e crescimento de qualquer sistema é a sua competitividade. No caso particular do Gás Natural e numa situação ainda de crescimento e consolidação do sector, com uma envolvente competitiva dinâmica esta afirmação não é mais do que a constatação do óbvio. Assim a regulação que vier a ser aprovada deverá assegurar que o sistema nacional permita alimentar os consumidores de forma sustentadamente competitiva. Só assim será possível fixar os actuais consumos e captar novos consumos que garantam o desenvolvimento e a crescente eficiência de um sistema pensado para as necessidades futuras, e como tal sobredimensionado para os consumos presentes. Este será um ciclo virtuoso que teremos todos de buscar.

Refira-se desde já com apreço, porque julgamos evidenciar de forma clara esta preocupação, a fórmula proposta para alisamento das retribuições aos operadores do sistema.

A competitividade do sistema, no entanto, é sempre relativa, e no caso Português a comparação com Espanha é inevitável e fundamental para a construção do mercado ibérico, que se deseja. Assim, além dos custos, deveremos considerar as condições relativas de acesso aos diferentes tipos de infra-estrutura como aspecto fundamental dessa análise

2.2. *Head-room* para comercialização

O sucesso de um processo de abertura mede-se pela transferência de clientes do mercado dito “regulado” para o mercado liberalizado. Os agentes de mercado competirão pelos clientes “regulados”, mas só o farão se existir margem comercial, na cadeia de valor, que o justifique. É pois importante que o modelo regulatório adoptado não gere situações em que a comercialização de último recurso tenha vantagens competitivas não justificadas face à comercialização livre. Identificam-se, nos comentários aos regulamentos, algumas situações que, se bem que por vezes aparentemente favoráveis aos clientes finais, podem funcionar na prática como barreira à saída destes do ambiente “regulado” para o ambiente “liberalizado”.

2.3. Equilíbrio contratual das concessões

O sistema português de gás natural desenvolveu-se ao abrigo de um conjunto de contratos de concessão com o Estado, único para a alta pressão e de base regional para a baixa pressão. Estes contratos regem as obrigações de investimento mas também as expectativas de remuneração das diversas entidades, públicas e privadas, que são accionistas das concessionárias. Todos eles prevêem mecanismos de reequilíbrio contratual que protegem esses accionistas de alterações de circunstâncias como as que, inevitavelmente, resultam do corrente processo de abertura de mercado.

A EDP, enquanto accionista maioritário de uma distribuidora regional e accionista de referência de outra, tem obviamente interesse em que o processo de abertura de mercado se faça sem ferir o equilíbrio subjacente aos contratos de concessão.

Mas tem exactamente o mesmo interesse enquanto cliente de gás natural e futuro comercializador, uma vez que está ciente que se a regulação do mercado não mitigar, tanto quanto possível, os impactos sobre esses equilíbrios, irão inevitavelmente aparecer “custos de manutenção de equilíbrio contratual”, situação que se não for acautelada pode pôr em causa a

competitividade do sistema nacional de gás natural e, logo, a sustentabilidade do seu desenvolvimento.

É pois fundamental que a ERSE, tanto na revisão destes projectos de regulamentos, como no seu detalhe futuro, tenha em conta este aspecto, que muito pode condicionar o harmonioso desenvolvimento do mercado de gás natural.

2.4. Simplicidade do modelo regulatório

A EDP é defensora, nesta fase, de um modelo regulatório o mais liberto possível de graus de complexidade desnecessários, por razões diversas.

Em primeiro lugar, a abertura do mercado vai ocorrer, no caso português, muito mais cedo do que aconteceu em todos os outros países da União Europeia. Em particular, acontecerá num mercado longe da maturidade, quer em termos de dimensão, quer em termos de necessidades de investimento. A experiência dos agentes do sector, quer sejam empresas, quer clientes, é ainda curta, tal como o é o histórico de funcionamento do sector. Consequentemente, a capacidade dos agentes para avaliar todas as implicações de um processo tão complexo quanto este é ainda reduzida.

A própria ERSE reconhece este facto, por exemplo na justificação que faz para a fixação do primeiro período regulatório.

Assim sendo, aconselha a prudência que, sempre que não haja vantagens evidentes em adoptar soluções mais complexas, se optem por soluções simples, de mais fácil implementação, de tratamento mais económico ou de mais rápida compreensão pelos agentes. É nesta linha que a ERSE age, por exemplo, quando justifica a sua opção por tarifas do tipo “selo postal”. Já noutros aspectos da regulamentação, e nomeadamente do regulamento tarifário, se optou por soluções desnecessariamente complexas, obrigando, sem vantagens evidentes, os agentes a um custo acrescido de tratamento de informação.

Alguns dos comentários que a EDP faz a cada um dos regulamentos resultam desta preocupação de simplificação.

2.5. Diferença face ao sector eléctrico

É aparente, em inúmeros aspectos destes regulamentos, a transposição de preceitos dos regulamentos já em vigor para o sector eléctrico. Se tal simetria se pode aceitar nalguns aspectos, outros há em que tal não faz qualquer sentido, pelas razões que a seguir se indicam.

O sector eléctrico é muito mais maduro do que o do gás natural e foi liberalizado numa fase muito mais madura da sua existência.

O sector eléctrico oferece um serviço de facto universal, sem alternativa, o que não acontece com o gás natural, que concorre com formas de energia alternativas em todos os segmentos e formas de utilização final.

Existem diferenças físicas relevantes na produção, tratamento, transporte, distribuição e armazenamento das duas formas de energia, o que faz com que certos paralelismos não só não se justifiquem como induzam graves distorções.

A preocupação com um excessivo paralelismo entre gás e electricidade está na base de alguns dos comentários específicos aos regulamentos, adiante referidos.

3. REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

3.1. Introdução

A proposta de Regulamento de Qualidade de Serviço para o sector do gás natural, apresentada pela ERSE corresponde no essencial ao nosso entendimento sobre esta matéria, o que nos apraz registar.

De facto ao enunciar como metodologia a ponderação que o cliente faz da qualidade de serviço como princípio orientador, coloca-se a questão nos termos correctos. Evita-se assim as armadilhas que uma abordagem exclusivamente técnica pode ter, muitas vezes resultando em custos e investimentos que ainda que teoricamente válidos, não correspondem às expectativas ou necessidades daqueles que, de facto, justificam a existência do sistema e dos seus actores: Operadores de infra-estruturas, comercializadores e regulador.

A presente proposta de regulamento capta, através dos indicadores que define, o essencial das preocupações dos clientes, garantindo ao mesmo tempo a recolha de informação necessária a análises de mais longo prazo e de comparação de melhores práticas.

Parecem também adequadas as excepções que se criam à presente proposta de regulamento, que indiciam uma compreensão das particularidades do sector.

Pelo que fica dito, os comentários são assim de pormenor, mas ainda assim a merecerem reflexão no sentido de permitir uma ainda maior adequação dos indicadores aos parâmetros que se pretendem controlar bem como da proporcionalidade dos encargos associados.

3.2. Disposições de Natureza Comercial

3.2.1. Reclamações relativas a facturação e cobrança

Ao estabelecer a suspensão dos prazos de pagamento das facturas pela simples apresentação de uma reclamação pelo cliente, está-se a incentivar uma prática de reclamação permanente num país em que infelizmente, o pagamento atempado das obrigações ainda não é tão comum quanto o desejável.

Para evitar o uso abusivo desta prerrogativa regulamentar, devia ser estabelecida uma penalidade para reclamações improcedentes. Esta medida destinar-se-ia não só a obstar ao recurso inadequado ao referido direito, mas também a compensar o comercializador pelos custos inúteis em que forçosamente incorreu.

Propõe-se a cobrança de juros de mora nestas situações.

3.2.2. Reclamações relativas a medição

Aceitar os registos dos sistemas de medição dos clientes como meios de prova, mesmo se certificados, pode gerar situações de impasse, uma vez que os sistemas de medição do operador, também são certificados devendo, no entanto, as indicações destes últimos sobreporem-se às do primeiros. Aceita-se no entanto que os registos dos aparelhos dos clientes sejam utilizados como fundamentação de reclamação, mas não de prova.

3.3. Cálculo dos Indicadores

3.3.1. Frequência de leituras de contador

Deverá ser tida em atenção na definição de "contador acessível" a existência de inúmeros casos de contadores instalados nas partes comuns de edifícios colectivos e logo "no exterior do local de consumo" mas de acesso condicionado. Da mesma forma, contadores instalados em moradias, no exterior da edificação, mas sem acesso pela via pública, deverão ser excluídos para efeitos de cálculo

3.3.2. Activação do fornecimento

Não devem também ser consideradas neste indicador situações pendentes de autorizações legais ou regulamentares.

4. REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

4.1. Interrupção de fornecimento

O regulamento deverá prever expressamente a interrupção de abastecimento por falta de pagamento do cliente ao comercializador, seja este de último recurso ou do mercado livre.

Bem assim, só deverá ser restabelecido o abastecimento quando a situação de incumprimento estiver sanada para evitar que “o crime compense”, e os maus pagadores possam celebrar sucessivos contratos com sucessivos comercializadores (sobre este aspecto, vide comentário adiante).

Obviamente o comercializador deverá fazer prova *a posteriori* da dívida mas qualquer outra prática levará à proliferação da exigência de garantias bancárias que penalizarão tanto os bons como os maus pagadores, dado o enorme risco envolvido. De facto, num mercado que se antevê de baixas margens de comercialização, um mês de consumo incobrável de um cliente, corresponderá à margem de vários anos de consumo desse mesmo cliente, se atendermos à realidade verificada noutros mercados liberalizados, nomeadamente o espanhol.

4.2. Comercialização de Último Recurso

A atribuição de prioridade ao abastecimento de CCGTs em detrimento da Distribuição que o regulamento estabelece para o Comercializador de último recurso grossista não é aceitável, não só porque contraria o actual contrato de concessão da Transgás e os contrato de abastecimento de gás que esta firmou com as concessionárias de distribuição, como constitui um enorme problema operacional para o sistema.

De facto, em caso de escassez de gás, e para manter a Tapada do Outeiro a funcionar seria necessário cortar o gás a todas as distribuidoras e em certas

situações tal não seria suficiente. Esta situação, para além do impacto social causado, implicaria o rearme de 850.000 redutores com a necessária visita a 850.000 instalações interiores, como impõe correctamente a Lei.

Trata-se claramente de uma má opção quando existe redundância no sistema produtor eléctrico e os próprios contratos de abastecimento das CCGTs contemplam esta situação.

Ainda sobre a actividade do comercializador de último recurso grossista, é nosso entendimento que eventuais excedentes de gás resultantes da gestão dos contratos de abastecimento de gás em regime de *take-or-pay* se deveriam destinar prioritariamente ao mercado interno, sendo objecto de leilão entre os comercializadores de mercado livre. Só no caso deste gás não ser escoado desta forma, deveria ser vendido em mercados internacionais.

4.3. Comercialização

Presume-se que se trate de um lapso o facto de que não esteja previsto que os comercializadores possam realizar importação de gás, como é norma em todo os mercados liberalizados e como a Directiva 2003/55/EC especificamente consigna. No entanto, tal é o resultado do efeito conjugado dos Artigos 68º e 167º. Não podemos deixar de alertar para que este lapso seja corrigido.

Parece ainda pouco útil a obrigação imposta aos comercializadores de mercado livre a publicação de um tarifário, sendo que a fixação de preços deverá decorrer da livre vontade das partes.

Concorda-se completamente com a necessidade de enviar à ERSE os preços efectivamente praticados, mas para fins estatísticos e para que a sua divulgação se faça agregadamente não devendo, por razões de protecção do sigilo contratual, ser divulgada contrato a contrato. De outra forma, a disponibilização desta informação pode gerar comportamentos anti-concorrenciais baseados numa excessiva informação dos competidores.

4.4. Ligações às redes

4.4.1. Análise do Modelo Proposto

Sem prejuízo de uma análise mais detalhada deste regulamento no que estipula quanto a Ligação às Redes, manifestamos desde já uma divergência de fundo em relação ao previsto neste RRC, a qual limita a possibilidade de análise de outros aspectos particulares, já que consideramos o racional económico do modelo regulamentar proposto desadequado à realidade Portuguesa e à actual cobertura da rede existente, servindo apenas para a análise de construção de redes dedicadas de pequena dimensão.

O modelo proposto inviabiliza, de facto, a possibilidade de um desenvolvimento substancial da rede, uma vez que considera um método de análise caso a caso, quando a metodologia a ser seguida deve ser a de análise do potencial total de mercado atendível na zona da nova infra-estrutura, para efeitos de dimensionamento e eventual participação. Não se deve, assim, cingir a metodologia ao consumo representado pelo 1º requisitante, mas sim ao de todo o mercado potencial, sob pena de ou não se viabilizar o abastecimento ou, ainda pior, dimensionar deficientemente o sistema.

Se não, vejamos um exemplo:

- a) Um cliente nas imediações de um aglomerado populacional não servido por rede de gás e a uma distância relevante desta infra-estrutura requisita ligação.
- b) Aplicando as regras a participação que lhe é pedida excede em 10%, em cálculo NPV, os custos de investimento e exploração associados à instalação alternativa de propano. Logo, o cliente desiste de se ligar à rede de gás natural.

Ora se considerarmos que nas imediações existem outros potenciais consumidores que poderiam duplicar o consumo nesse ponto de ligação e permitir que a ligação fosse feita, bem como as pequenas extensões adicionais, provavelmente nenhum dos clientes teria de pagar qualquer quantia relevante e os consumos que assim viriam ao sistema torná-lo-iam mais económico para todos os utilizadores. Não se trata de um caso meramente académico: poderemos falar de dezenas de casos em que este princípio teve aplicação, como, ainda recentemente, o da gaseificação da cidade de Fafe: nenhum cliente de *per se* a podia justificar, mas a análise dos consumos agregados tornou-a possível.

Ainda outro exemplo:

- a) Um cliente solicita uma ligação com uma capacidade de 5.000 m³/h. A Distribuidora não tem qualquer acção de prospecção, ou tendo, não consegue a adesão imediata de outro consumidor da mesma dimensão porque este tem um contrato de longo prazo com uma petrolífera para a compra de GPL
- b) A rede é dimensionada para o cliente que a solicita.
- c) Passados quatro anos, o consumidor de GPL solicita a ligação à rede.
- d) A capacidade não é suficiente e será necessário duplicar a infraestrutura. Ou seja, em vez de um sobrecusto de 10% teremos um sobrecusto de 100% para o sistema e o Distribuidor verá mesmo a sua remuneração aumentar.

Poderíamos falar, também aqui, de dezenas de casos concretos semelhantes e disponibilizamo-nos desde já para os apresentar se tal for entendido como necessário.

De facto, o território nacional está apenas parcialmente coberto por infraestruturas – recorde-se que o gás natural chegou há menos de 10 anos – contrariamente ao que acontece com a electricidade que cobre 100% do território e com a qual o paralelo, parecendo irresistível, é enganoso. Assim

sendo estão ainda por gaseificar pólos urbanos e industriais relevantes e economicamente viáveis, mesmo dentro das áreas concessionadas.

Não será de mais referir que o gás natural é um bem público e que como tal deverá ser posto à disposição do maior número de consumidores, sem que se firam a racionalidade económica, a concorrência e a igualdade de tratamento.

Em nosso entender o modelo que vier a ser adoptado deve garantir o crescimento racional do sistema, mas numa perspectiva de médio/longo prazo e não imediatista.

4.4.2. Proposta de Modelo Alternativo

O que propomos é que as concessionárias de distribuição, dentro do seu plano de negócio para cada período regulatório tenham a latitude de investir, assumindo, como até hoje sempre fizeram com sucesso, o risco de mercado. Ou seja, que por sua iniciativa ou por solicitação de um consumidor analisem não apenas o custo de servir esse consumidor, mas a possibilidade de atender o mercado na zona de influência, estimar o seu potencial e, com base nessa análise, avançar para a infra-estruturação da zona, permitindo a ligação de todos os consumidores atendíveis que assim o desejem, com base num custo de adesão não discriminatório e que garanta a racionalidade do investimento. Tal custo deverá ser aprovado pela ERSE.

Esta racionalidade pode ser definida com grande simplicidade e está contida no modelo proposto para o cálculo dos proveitos da actividade de Distribuição de Gás Natural, nos comentários que a EDP a seguir faz ao Regulamento Tarifário.

Este sistema é muito simples e contém os incentivos e penalizações necessários a que as Distribuidoras continuem a expandir o sistema, tornando-o mais eficiente

Quanto aos sinais que devem ser passados aos clientes sobre o custo em que fazem incorrer o sistema, deverão ser dados essencialmente nas tarifas de utilização e complementadas por um pagamento do consumidor na ligação, só e apenas se esta ligação não contribuir para a maior eficiência do referido sistema.

Finalmente refira-se que a não consideração das instalações de utilização como investimento elegível para o cálculo do activo regulatório parece conflitar com o disposto no texto já conhecido do DL de desenvolvimento do DL 30/2006, e ignorar não só a prática que se estabeleceu por parte das distribuidoras, como a realidade que lhe deu origem e que subsiste: Até 1993 as novas edificações não possuíam instalações preparadas para receber o Gás Natural e mesmo posteriormente a essa data, nas zonas que não dispuseram imediatamente da infra-estrutura, essas instalações foram alteradas para receber propano canalizado.

Considerando que é inquestionável que existe uma enorme assimetria no acesso ao crédito, estas alterações poderão resultar dissuasivas para o potencial cliente, enquanto que para o sistema poderão constituir um investimento economicamente racional.

Atender a esta situação é permitir a disponibilização de um bem público sem ferir qualquer dos princípios que se enunciam, e bem, para este regulamento.

4.5. Medição, Leitura e Disponibilização de Dados

A existência de duplo equipamento de medição, prevista no Artigo 128º, 2, não deve alterar os princípios básicos de medição fiscal normalmente utilizados na indústria do gás e que julgamos, inclusive, estar fixados na filosofia de operação do sistema nacional aprovada pela DGGE. Ou seja, deverá haver, no ponto de medição um padrão primário de carácter fiscal, servindo o segundo medidor, utilize ele ou não o mesmo princípio físico,

apenas para controlo do funcionamento do primeiro e para estimativa de consumos em caso de avaria do primeiro. Assim sendo, não faz sentido a utilização de valores médios entre dois medidores, conforme se refere nos Artigos 128º e 140º.

Quanto à periodicidade da leitura para consumidores com consumo anual igual ou inferior a 10.000 m³/ano, a experiência demonstra que os perfis de consumo variam muito, mesmo para clientes com o mesmo tipo de equipamentos instalados.

Acresce que a sazonalidade destes consumos, com particular destaque para consumidores com uso de gás natural para aquecimento central, apresentam uma sazonalidade bastante mais marcada do que a que se verifica devida ao aquecimento eléctrico. Cumulativamente, esta sazonalidade é muito dependente do ano térmico, podendo no mesmo mês de anos subsequente para o mesmo cliente, levar a alterações de 50%.

Todos estes factos levaram as empresas de gás a concluir que o sistema de estimativas com 2 leituras anuais dificilmente poderia ser a base de uma facturação de elevada fiabilidade. Assim, e citamos como exemplo a Portgás, que no intuito de diminuir as reclamações dos clientes, entendeu adoptar um sistema de facturação bimestral com leituras reais.

Esta decisão permitiu reduzir o número de reclamações relativas a facturação em mais de 40%.

4.6. Grandezas a medir ou a determinar para facturação aos clientes

Conforme se comenta igualmente, de seguida, a propósito do Regulamento Tarifário, não parece fazer sentido, num primeiro período regulatório, ainda por cima em situação de folga em termos de capacidade disponível, prever componentes da tarifa baseadas numa "capacidade de ponta", a arbitrar, pelo que se recomenda a sua não consideração.

Adicionalmente, e em linha com outros comentários já feitos, a capacidade contratada deve ser um valor firme e não flutuante em função de consumos históricos, como se propõe neste RRC. Este aspecto é particularmente relevante para clientes como as centrais de ciclo combinado.

Finalmente, pensamos que a definição de “energia armazenada máxima”, constante do Artigo 122º, penaliza excessivamente as utilizações *spot*. Por exemplo, um utilizador que armazene durante apenas um dia 100 GWh paga mais do que um cliente que armazene 90 GWh durante um ano inteiro. Neste mesmo exemplo, o custo unitário de armazenamento por GWh e por dia, é mais de 300 vezes superior no primeiro caso, quando comparado com o segundo. Embora se possa aceitar um princípio de beneficiação para os períodos de armazenamento prolongado, um tal diferencial irá penalizar essencialmente a comercialização livre, que tendencialmente recorrerá mais à utilização *spot*. Sugerimos a utilização do GWh armazenado por dia como grandeza de base, com o custo unitário variando eventualmente por escalões em função do tempo de permanência.

4.7. Escolha de Fornecedor, Modalidades de Contratação e Funcionamento dos Mercados de Gás Natural

4.7.1. Situações de escassez de gás

Mais uma vez reforçamos a ideia já justificada acima de que a prioridade dada em caso de escassez de gás natural aos centros electroprodutores se configura como uma má opção do ponto de vista técnico e uma alteração relevante aos equilíbrios contratuais existentes.

4.7.2. Suspensão de fornecimento por razões imputáveis ao cliente

Reforçamos aqui a nossa oposição, pelas razões também já apresentadas, a que a falta de pagamento não seja considerada como razão suficiente para a suspensão do fornecimento.

4.7.3. Mudança de comercializador

O previsto no Artigo 157º, pontos 6 e 7, sobre direitos de mudança de comercializadores por parte de clientes com dívidas de fornecimento, estabelece uma diferenciação extremamente relevante entre comercializadores de último recurso e comercializadores no mercado livre, mais uma vez em prejuízo destes últimos, e envia ao mercado um sinal muito equívoco sobre como devem ser encarados os compromissos de pagamento por parte dos consumidores. Aliás, manifestamos profunda discordância com a forma como este assunto é tratado neste regulamento, designadamente no Artigo 188º, 2. Não nos parece que seja o papel do sistema regulado a socialização pelos consumidores de gás natural das dificuldades financeiras que possam ter empresas ou particulares.

Os sinais neste aspecto podem ser dados de forma muito clara, suspendendo a possibilidade de mudança para novo fornecedor enquanto existir dívida do cliente para o com o comercializador actual, seja livre ou regulado

4.8. Relacionamento Comercial com os Clientes

4.8.1. Duração do contrato de fornecimento

Entendemos que um prazo máximo de contrato para grandes clientes de três anos é claramente insuficiente, em particular com clientes que sejam grandes consumidores e eles próprios com compromissos de longo prazo como, por exemplo os co-geradores ou geradores independentes em ciclo combinado que muitas vezes financiam as suas instalações em

regime de *project-finance* o que obriga à celebração de contratos de longo prazo.

A duração dos contratos deve ser deixada ao livre acordo entre as partes, em particular para grandes clientes.

4.8.2. Facturação

Impõe-se desde logo uma correcção: Todos os clientes domésticos de gás natural são facturados bimestralmente.

Ainda neste capítulo, não se vislumbram razões para que os comercializadores no mercado livre não possam, desde que a tal não se oponham os clientes, divulgar outros produtos ou serviços garantidos que estejam os deveres de informação clara e completa sobre o produto gás natural.

4.9. Actividade de carga de camiões cisternas

É feita uma opção pela não-delimitação da actividade de carga de camiões cisternas entre as actividades dos operadores de terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL (vide Artigo 21º deste RRC). Justifica a ERSE esta decisão pela pequena materialidade dos investimentos nos postos de carga e pela automatização dessa actividade. No entanto, dado o pequeno volume de gás natural veiculado deste modo, tanto os custos unitários de capital como os de exploração (em muitas situações, um funcionário do terminal tem que estar presente na descarga) são relevantes quando comparados com o do gás natural regaseificado no terminal. Parece pois, até numa perspectiva de evitar uma subsidiação cruzada, importante a existência de uma tarifa específica para carga de GNL em camiões cisterna.

Esta tarifa específica teria ainda a virtude de permitir fundir as tarifas de regaseificação e recepção (uma vez que a única razão válida que identificamos para a sua separação é a questão do tratamento dos camiões cisterna), simplificando consideravelmente o tarifário da actividade dos operadores de terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL.

4.10. Actividade de transporte por camiões cisternas

Assume-se que o estatuído no artigo 28º, 2, não preclude a possibilidade de os comercializadores contratarem directamente a prestação deste serviço a empresas gestoras de frotas de camionagem, devidamente licenciadas para este serviço específico.

4.11. Separação de actividades dentro da Gestão Técnica do Sistema

O artigo 29º prevê a separação, a nível contabilístico e organizativo, de duas funções dentro da actividade de gestão técnica do sistema: "Gestor do Sistema" e "Acerto de Contas". Sendo estas funções, na prática, levadas a cabo pelas mesmas pessoas, usando os mesmos sistemas, e sendo as duas remuneradas através de uma tarifa integrada de uso do sistema, não se entende quais as vantagens desta separação administrativa, sendo por outro lado de temer que possa resultar de facto num aumento de custos do sistema.

5. REGULAMENTO DE ACESSO ÀS REDES, ÀS INFRA-ESTRUTURAS E ÀS INTERLIGAÇÕES

5.1. Ano Gás

Não se entende a proposta de um “ano gás” de Julho a Junho, completamente desligado do que são as práticas do sector e do ciclo normal de planeamento das empresas. O que faz sentido é o ano de calendário normal, correspondendo ao ano fiscal. Propõe-se que os regulamentos sejam alterados neste sentido, com a correspondente adaptação de todas as datas-chave e prazos relacionados (vide comentários ao ponto 6.2)

5.2. Prazos de contratação do acesso ao sistema

A fixação em um ano do prazo de contratação de capacidade em infra-estruturas reguladas origina dois tipos de problemas, ambos muito significativos.

Por um lado, ao impedir a contratação de acesso por prazos mais longos, cria riscos substanciais – mas desnecessários – aos novos entrantes no mercado que se aprovisionem em gás natural em regime de *take-or-pay* de longo prazo. Este regime, como é do domínio público, é o que vigora no mercado de aprovisionamento acessível às empresas nacionais. Subscrever um contrato de longo prazo neste regime, sem garantias de o poder espelhar nos contratos de infra-estrutura necessários ao acesso ao mercado, é tomar um risco de tal magnitude que pode simplesmente não ser aceitável. É duvidoso, por exemplo, que uma central de ciclo combinado se possa financiar em *project finance* sem uma garantia de acesso ao sistema por um prazo equivalente ao do contrato de fornecimento de gás natural.

Pelas mesmas razões, certos clientes (por exemplo, grandes cogerações) só aceitam contratos de aquisição longos, para os quais há que ter garantias de acesso.

Por tudo isto, e especialmente numa situação em que, reconhecidamente, o sistema tem folga de capacidade de acesso e utilização, propõe-se que se adopte a filosofia existente na generalidade dos países europeus, a qual permite a contratação de longo prazo de capacidade, associada à demonstração de iguais compromissos a montante.

Acresce que, tanto quanto se entende do artigo 36º deste RARII, o comercializador de último recurso grossista tem já atribuída capacidade para os seus contratos de longo prazo, presume-se que numa base pluri-anual. Não faz portanto sentido criar esta limitação, que só prejudica a posição dos comercializadores do mercado liberalizado face aos comercializadores de último recurso.

Por outro lado, a impossibilidade de contratar capacidade a prazos mais curtos do que um ano vem dificultar bastante a actividade de aquisição *spot* de gás natural ou a utilização pelos clientes de gás natural em períodos de pico. Não se entende esta limitação, cujo único efeito prático é o de retirar liquidez ao mercado, atrasando efectivamente a sua real abertura.

5.3. Alterações às condições de utilização das infra-estruturas

Para além das obrigações de prestação de informação constantes do artigo 15º do RARII, este regulamento deveria prever uma obrigação de mitigação e mesmo de compensação dos agentes, por parte dos operadores de infra-estruturas, no caso de perturbações anormais do fornecimento de capacidade, que excedam as de uma normal gestão do sistema ou que não resultem de situações de "força maior".

Por exemplo, a situação actualmente verificada em Espanha, de falta de capacidade de recepção de cargas de GNL já autorizadas e contratadas, com danos directos e consequenciais sobre todos os comercializadores, ilustra bem o risco de não serem dados aos operadores os sinais certos no que toca à garantia de desenvolvimento das capacidades do sistema.

5.4. Ajustamento para perdas e autoconsumos

O procedimento de cálculo apresentado é simples e claro. Duas ressalvas: a) no artigo 21º, fórmula c), não é evidente como é que vai ser operacionalizada a medição à entrada da UAG (que normalmente não dispõe de báscula), o que também tem consequências no artigo 27º; b) nos artigos 22º e 24º, as fórmulas propostas para o armazenamento subterrâneo deveriam estar referidas à saída, e não à entrada, deste.

5.5. Informação sobre investimento em infra-estruturas

Seria importante que os agentes de mercado tivessem conhecimento o mais antecipado possível dos potenciais projectos de desenvolvimento de infra-estruturas, mesmo a prazos superiores aos três anos referidos no artigo 28º. Poderiam assim, inclusive, transmitir aos operadores de infra-estrutura o seu interesse na concretização de tais projectos, ajudando-os a entender as prioridades dos utilizadores.

5.6. Reconhecimento de concursos com pré-qualificação para efeitos de tarifa

O artigo 29º coloca limitações ao reconhecimento automático, para efeitos de tarifa, dos investimentos realizados na sequência de concursos públicos com pré-qualificação de fornecedores. Ora esta modalidade pode ser mais vantajosa, inclusive em termos de custos finais dos investimentos, em situações de fornecimentos ou empreitadas de grande especificidade técnica (como no caso do GNL ou do armazenamento subterrâneo). Julgamos que, nas situações em que a própria legislação sobre o concurso público os autorize, os concursos com pré-qualificação deveriam ser automaticamente reconhecidos.

5.7. Atribuição de capacidade nas infra-estruturas

O RARII é pouco claro, no que toca ao processo de atribuição de capacidade, sobre os direitos e obrigações dos agentes que contrataram capacidade nas infra-estruturas.

Por exemplo, do Artigo 37º parece deduzir-se que os agentes de mercado fazem previsões sobre a utilização que pretendem fazer do sistema, previsões essas que são depois usadas para atribuição de capacidade pelos operadores, sendo que a não utilização liberta a capacidade reservada. A própria definição dos termos de capacidade no Regulamento Tarifário vem aumentar esta confusão. Parece haver um princípio de *use-it-or-lose-it* envergonhado, em que apenas as nomeações para o dia-gás tem algum grau de compromisso.

O que os agentes de mercado precisam, em relação a este assunto, é de um quadro claro que lhes dê garantias sobre a solidez da atribuição de capacidade que lhes é feita. Ou seja:

- a) Quais são os seus direitos em relação à capacidade contratada como firme? Que grau de garantia de disponibilidade ou, pelo contrário, que características de interruptibilidade existem?
- b) Que obrigações de planeamento e que obrigações de nomeação em prazos superiores a um dia existem?
- c) Em caso de não disponibilização pelos operadores de infra-estruturas de capacidade contratada como firme, quais os prazos máximos de reposição da disponibilidade e quais as consequências económicas da não-disponibilização?

A EDP não tem nada a opor a que o RARII contenha medidas que previnam o *hoarding* de capacidade. Medidas de *UIOLI* podem-se compreender no âmbito da prevenção de tais situações mas não podem ser uma característica básica e arbitrária do sistema de acesso às infra-estruturas.

É preciso entender que um cliente final com as características de um ciclo combinado reserva (e paga) capacidade tendo em conta condições máximas

de funcionamento que podem não ocorrer, devido às condições do mercado eléctrico, durante períodos longos. Mas quando o cliente precisar dessa capacidade, não pode estar sujeito a restrições porque o sistema precisou de usar a sua capacidade, porque isso implica imediatamente perdas de lucros bastante materiais ou penalidades.

6. REGULAMENTO TARIFÁRIO

6.1. Formas de regulação

Tal como se referiu na Introdução, o desafio que se põe à forma de regulação prende-se com:

- A competitividade do sistema e seu conseqüente custo para os clientes.
- A necessidade de atender às justas expectativas dos investidores que assumiram o risco de desenvolvimento de um mercado, à data inexistente.
- A necessidade de prosseguir e consolidar o seu desenvolvimento, o que implica a existência de claros incentivos ao investimento.

Só a conjugação destes factores fundamentais poderá satisfazer as legítimas expectativas de todas as partes interessadas. Existem várias formas de o fazer, mas gostaríamos de referir que nos parece conveniente que se encontrem fórmulas para evitar que os actuais concessionários tenham de activar mecanismos de reequilíbrio contratual, levando a situações que obriguem a compensações similares aos CMEC do Mercado Eléctrico

6.2. Período de Regulação.

O período proposto de três anos parece adequado à fase inicial em que nos encontramos. Recomenda-se o seu desfasamento em relação ao período de regulação eléctrica, para que eventuais erros não se repitam em sistemas com elevada correlação, mas é desejável que o ano gás corresponda ao ano civil, uma vez que a não ser assim, ocorrerá uma duplicação de trabalhos de fecho e certificação de contas, etc. Ou seja:

Os períodos regulatórios da Electricidade e do Gás devem iniciar-se no mesmo dia do ano, mas de anos diferentes.

6.3. Cálculo dos custos com capital

O sistema de alisamento proposto é altamente positivo, permitindo o reforço da competitividade do sistema numa primeira fase, fundamental para a fixação de investimentos de geração e expansão do sistema até serem atingidos níveis de penetração no consumo similares à média europeia.

6.4. Actividades sujeitas a regulação

6.4.1. Actividade de Acesso à RNTGN

A forma como está descrita esta actividade afigura-se confusa, pelo que deverá ser objecto de uma revisão, no sentido da clarificação, do texto do regulamento.

6.4.2. Actividade de Operação Logística de Mudança de Fornecedor de Gás Natural

Neste caso, e considerando que esta actividade não existe, dever-se-ia, por uma questão de racionalidade de custos, procurar sinergias com o operador equivalente do mercado eléctrico, não só porque já possui sistemas capazes de efectuar tais operações, de acordo com parâmetros acordados com a própria ERSE, com um mínimo de investimentos adicionais, como o mercado do gás poderia beneficiar do efeito de escala do mercado eléctrico, com um número de consumidores seis vezes maior. Apesar de o regulamento referir no seu ponto 5.2. que esta função poderia ser desempenhada

transitoriamente pela REN, pensamos que se poderia avançar de imediato para a solução acima enunciada.

6.4.3. Actividade de Distribuição de Gás Natural

- Forma de regulação – Convém realçar que a Portgás, por razões que se prendem com uma menor disponibilidade de incentivos comunitários na sua Região de actuação, quando comparada com as restantes distribuidoras regionais apresenta ainda uma taxa de penetração menor do que as empresas similares, nomeadamente a Lusitaniagás e a Setgás. Este aspecto deverá ser reconhecido. Este reconhecimento não se reflectiria nas remunerações, já que a base de activos a considerar para efeitos de regulação corresponde a activos líquidos, mas sim nos planos de investimento, que deverão contemplar ainda expansões significativas.
- Base de Activos – Convém esclarecer que tal como referido no Decreto Lei de desenvolvimento do D.L. 30/2006, esta base de activos deverá incluir os incorpóreos, nomeadamente os correspondentes aos investimentos realizados pelas concessionárias associados aos processos de conversão de clientes para gás natural, pelas razões já elencadas na introdução, ou seja: não só estes investimentos se revelaram e ainda se revelam essenciais para um rápido desenvolvimento de mercado dotando aqueles que o desejam de infra-estruturas de utilização, como tornam o sistema mais eficiente, ao permitir a densificação de consumos e clientes, com as consequentes economias de escala. A Regulação deverá reconhecer este facto e criar incentivos estáveis à continuação das actividades de investimento, salvaguardada que esteja a racionalidade dos mesmos, nomeadamente reconhecendo todos os investimentos

feitos pelas distribuidoras desde que melhorem o desempenho global do sistema.

- Fórmula de Cálculo – Como já se referiu esta fórmula apresenta uma boa base de trabalho por permitir alisar os custos do sistema, contando com o seu desenvolvimento futuro de forma a torná-lo competitivo no presente. No entanto, no sentido de garantir a sua aplicabilidade sem recurso a outros mecanismos de compensação, parece-nos que deveriam ser tomados em conta os seguintes aspectos:
 - a) Inclusão, quer na base de activos inicial, quer nos planos de negócio dos investimentos incorpóreos em conversão de consumos, líquidos de investimento, como anteriormente referido
 - b) Os activos existentes no Ano 1 da regulação devem ser, nos termos do Decreto-lei de desenvolvimento do D.L. 30/2006, inflacionados a contar da data da sua contabilização.
 - c) A taxa de remuneração do activo afecto à actividade não deverá ter apenas em conta o WACC, dadas as especificidades do caso português em que o enorme risco de mercado, que foi assumido no início da concessão, estabelece legítimas expectativas de uma remuneração mais adequada.

De facto, e se hoje é possível estabelecer por *benchmarking* o **beta** desta actividade, à data do concurso para a atribuição das concessões, e recorde-se que se tratou de um concurso, sem haver um metro de rede enterrado ou um contrato de fornecimento assinado, qual seria o **beta** então? Esse é que é o verdadeiro **beta** que deve ser considerado.

Adicionalmente refira-se que será imperioso reconhecer que o **beta** da Portgás será mais elevado do que a das restantes empresas de distribuição e por duas ordens de razão:

- A Portgás concentra 55% do seu volume de vendas no mercado industrial, mercado este de muito maior risco do que o doméstico ou o terciário, e com uma grande concentração de consumo na indústria têxtil que, como é do conhecimento geral, atravessa uma crise generalizada dada a inevitável deslocalização das actividades de mão-de-obra e energia mais intensiva.
- O mercado doméstico e terciário da Portgás, em particular na área metropolitana do Porto, caracteriza-se por uma utilização generalizada da electricidade, por razões históricas, para soluções que no resto do país sempre consumiram gás, fosse ele canalizado ou engarrafado. Obviamente esta situação torna o mercado menos atractivo e com perspectivas de taxas de penetração mais baixas.

Estes aspectos deverão forçosamente ser tidos em conta sob pena de se criarem as condições de desequilíbrio que, como já referimos, devem ser evitadas.

- d) Deverá ser analisada com o Concedente a necessidade de prolongar os prazos de concessão, de forma a garantir a manutenção de valor do sistema sem onerar o seu impacto tarifário no imediato.
- e) Aplicando-se com estes pressupostos a fórmula proposta pela ERSE, obteríamos um valor por m³ veiculado inicial, que funcionaria como um *price-cap* para a totalidade do período da concessão.
- f) Para os anos subsequentes, far-se-ia evoluir esse custo unitário de acordo com uma fórmula do tipo $IPC \times k$. Onde k seria um valor igual ou inferior a 1, fixado pela ERSE no início de cada período

regulatório, funcionando como factor de eficiência. A fixação deste valor k deverá ter atenção a manutenção de valor das concessões.

- g) Caso se verificasse, no decorrer de qualquer período regulatório, uma alteração relevante dos pressupostos de investimentos e/ou consumos que serviram de base ao cálculo do referido preço de referência, efectuar-se-ia novo cálculo corrigido a aplicar aos períodos seguintes.

Refira-se, como última nota, que a EDP nada terá a opor ao estabelecimento de uma tarifa nacional, fixada para a totalidade do sistema de Distribuição, salvaguardado que esteja um mecanismo de repartição da receita assim gerada pelas diferentes LDCs, que respeite o valor de cada uma.

Assim, e com grande simplicidade, seria possível dar a todos os interessados sinais muito claros no sentido da eficiência:

- i. Redução das tarifas no momento 0 da liberalização, desde que se ajustem os prazos da concessão em sede de renegociação dos respectivos contratos com o Concedente, o que será um sinal positivo para os consumidores
- ii. Incentivo a ganhos de eficiência – Os operadores deverão reduzir os seus custos operacionais por volume veiculado para poderem aceder a um valor superior ao estabelecido para o período. Da mesma forma, no final do período, as economias serão repassadas para o sistema no período subsequente, ou seja, os consumidores beneficiarão. Qualquer redução da eficiência corre por conta e risco dos operadores.
- iii. Racionalidade dos investimentos – A mecânica proposta obriga os Distribuidores a investirem racionalmente, uma vez que o Investimento só será remunerado na proporção dos consumos

que consigam captar para o sistema. Caso sejam mais eficientes que o previsto no plano, terão uma bonificação. Se forem menos eficientes, não verão os investimentos ser remunerados com a taxa prevista. Na prática os Distribuidores continuarão a correr um risco de mercado, tal como até aqui o que sempre implica disciplina, mas incentiva ao crescimento que se deseja.

- iv. Crescimento do mercado – Não só a fórmula de alisamento proposta pela ERSE contribui de forma significativa para a competitividade do sistema de distribuição de GN, como a fórmula de fixação da remuneração contribuirá para que os operadores tendam a fazer crescer racionalmente o sistema para acederem aos incentivos que a fórmula permite.
- v. Simplificação substancial de todas as operações associadas à mecânica regulatória quer para as Distribuidoras, quer para a própria ERSE, com o conseqüente ganho em compreensão e transparência para os consumidores

6.4.4. Actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN

6.4.5. Actividade de compra e venda de gás natural no âmbito da gestão dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take-or-pay* celebrados em data anterior à publicação do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro

Neste caso, o aspecto mais relevante é:

- O articulado prevê que o gás excedente mais barato de contratos de *take-or-pay* possa ser destinado a *trading* nacional e internacional, e que 50% os ganhos dessa actividade da Transgás se repercutam no preço do Gás para tarifa no ano subseqüente.

Se por um lado parece haver uma inconsistência com o previsto no texto já conhecido do DL de desenvolvimento do DL 30/2006, em que se prevê que o gás a destinar à tarifa corresponda ao custo médio das quantidades de gás natural contratadas pela Transgás no âmbito dos contratos de aprovisionamento de gás natural de longo prazo e em regime de *take-or-pay*, celebrados antes da entrada em vigor da Directiva 2003/55/CE, do Parlamento e do Conselho, de 26 de Junho, por outro a sugestão do Regulador parece ir no sentido de criar algum *head-room* para a comercialização, o que se aplaude.

Sugere-se que para aumentar a liquidez do mercado, esses excedentes sejam objecto de um processo de leilão entre os comercializadores do mercado nacional livre e apenas, se não for todo adquirido, possa ser exportado.

Faz sentido que o mercado interno seja privilegiado, uma vez que caso se incorresse em *take-or-pay* seria o mercado nacional a suportar os custos consequentes.

6.4.6. Actividade de Comercialização de Último Recurso Grossista e Retalhista

Estas funções surgem na proposta de regulamento, pelo seu modelo retributivo como muito pouco valorizadas com uma mera regulação por custos, uma vez que os activos ligados a esta função não são muito relevantes. Ou seja, os accionistas nada ganham e têm o risco e obrigação de cumprimento de regras de qualidade de serviço que podem implicar multas. Assim, trata-se de uma situação desequilibrada que, além do mais, implica que novos comercializadores que iniciarão a sua actividade com economias de escala negativas relativamente ao comercializador de último recurso, não terão margem para operar.

Propomos que se estabeleça a remuneração para esta actividade em função da fixação de uma margem sobre o volume de negócios e que represente uma parcela da tarifa para o cliente final.

Convirá esclarecer qual a razão porque ao longo do regulamento o estatuto de CUR retalhista é sempre referido como sendo transitório, por oposição ao grossista. Refere-se mesmo que “existirá enquanto o mercado não funcionar em pleno”, o que se deduz implique a extinção das tarifas. Ora tal situação, pela ordem natural das coisas deverá implicar primeiro a extinção do CUR grossista. De referir que o texto já conhecido do DL de desenvolvimento do DL 30/2006 prevê que ambos os estatutos permaneçam até ao final das concessões das LDCs e da Transgás, pelo que não se entende esta diferenciação no texto dos regulamentos.

Quanto aos custos operacionais do Comercializador de último Recurso Retalhista, comete-se uma imprecisão relevante quando se afirma que não existem leituras reais com periodicidade inferior aos períodos de revisão tarifária. De facto, e com excepção da Lisboagás, todas as distribuidoras realizam leituras reais bimestrais. Voltaremos a este assunto, até porque compromete a conclusão que se tira.

6.5. Macro - Estrutura do Sistema Tarifário

6.5.1. Aditividade Tarifária

O problema deste princípio prende-se com o facto de não ter sido este o critério que presidiu às propostas económicas e ao desenho das redes já construídas e que constituem o essencial do SNGN: de facto a solução encontrada foi a que minimizava o custo global do sistema, não diferenciando por regime de pressão. Não se pode, no entanto dizer que o sistema actual não é justo e a mudança de princípio poderá criar injustiças bem maiores dos que as que se pretendem evitar. Os

consumidores ver-se-ão confrontados com situações substancialmente diferentes das que presidiram à sua decisão, sem qualquer espécie de alternativa, devido à sua localização no sistema.

Refira-se ainda que a coexistência de tarifas de aditividade pura para os clientes do mercado liberalizado e de um período transitório (3 a 6 anos) pode levar, na prática, a que grandes segmentos de clientes fiquem inacessíveis aos comercializadores do mercado livre durante esse período, por muito competitiva que seja a oferta. Além do mais esta criação parece excepcionar o disposto no texto já conhecido do DL de desenvolvimento do DL 30/2006.

6.5.2. Período de fixação das tarifas

Uma última nota para manifestar desacordo com a perspectiva enunciada de fixação das tarifas dos CUR por um ano. Não só não se passam para os consumidores sinais sobre o real custo do gás que consomem, como se poderão acumular déficits tarifários enormes que teriam consequências muito gravosas no ano seguinte. Contrariamente ao que se passa na electricidade em que existe um *mix* de produção diversificado, com indexações não correlacionadas, no aprovisionamento de gás, ainda que com peso variável, o preço do petróleo e o valor do dólar norte-americano condicionam decisivamente o andamento dos preços. Acresce que, no gás natural e em particular nos segmentos industriais, o peso da *commodity* na tarifa final é bastante superior ao que acontece na tarifa eléctrica. Se, por mero exemplo, no mês 1 do ano gás se verificasse um aumento do preço do *Brent* de 60 para 80 dólares por barril, e tal aumento se mantivesse ao longo do ano gás sem ser adequadamente repercutido na tarifa, no ano gás seguinte os consumidores industriais perceberiam um aumento do preço do gás equivalente a uma subida do *Brent* de 60 para 100 dólares por barril, ou seja, algo como 50% de aumento da tarifa, ou se constituiria um défice

tarifário que atingiria potencialmente valores superiores à centena de milhão de euros.

Assim, propõe-se que se mantenha o actual esquema de revisão trimestral constante dos contratos de concessão actualmente em vigor.

6.5.3. Tarifas que reflectem custos

Mesmo que se concorde com o princípio em abstracto, existem vários problemas concretos:

- Não adianta dar sinais a um industrial quanto ao facto de o custo real em que ele faz incorrer o sistema ser superior ao que hoje paga, porque ele não pode mudar de sítio. Devia ter sido dito aquando da instalação da unidade (a exemplo do que, de alguma forma, sempre ocorreu na electricidade).
- Esta abordagem não leva em conta os custos de negociação nem o facto de a racionalidade da decisão ser afectada por diferentes condições de acesso a determinados recursos escassos como o crédito, por exemplo, dum família e dum distribuidora de Gás Natural. Este tema é abordado nos comentários ao Regulamento de Relações Comerciais.
- A referência às condições necessárias para o equilíbrio económico-financeiro das empresas é correcta, mas convém mais uma vez ressaltar a necessidade de considerar a totalidade dos direitos das empresas concessionárias, que não se restringem ao equilíbrio económico-financeiro, mas às legítimas expectativas, juridicamente tuteladas, geradas pelo nível de risco que assumiram.

6.5.4. Agentes, Actividades e Tarifas

Como comentário genérico, concorda-se com a identificação de actividades dos Agentes e do estabelecimento das respectivas tarifas. No entanto, e no intuito de simplificar para o cliente, é importante que cada actividade tenha apenas uma tarifa agregada, por actividade, independentemente de as suas componentes serem fixadas segundo os princípios enunciados.

6.5.5. Estrutura Geral das Tarifas

A proposta de criar para clientes com leitura diária ou mensal dois conceitos distintos de capacidade contratada e de capacidade em períodos de ponta complexifica excessivamente a estrutura sem que exista uma razão de base sustentável. O raciocínio pressupõe a existência de uma escassez de capacidade que não existe e ignora o facto da maioria das redes de MP e BP se encontrarem ligadas em anel.

Entende-se como positiva a alteração da unidade facturada de m³ para kWh.

6.6. Tarifas por Actividade

6.6.1. Tarifa de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural

Concorda-se com o proposto, no que toca às tarifas de armazenamento e regaseificação. No entanto, a estrutura global merece dois comentários:

- A simplificação do tratamento dado ao volume carregado em camiões cisterna constitui uma substancial subsidiação cruzada porque se é certo que os custos (de capital e operacionais), em valor absoluto, desta actividade, são reduzidos quando comparados com os do restante terminal, tal não se verifica em termos unitários. Como resultado

estariamos a promover esta forma de transporte em detrimento do gasoduto de alta pressão conjugado com redes de distribuição de MP. A criação de uma tarifa de carga de camião cisterna resolveria esta questão e permitiria ainda uma considerável simplificação deste conjunto de tarifas, uma vez que permitiria a absorção da actividade de recepção quer pela tarifa de regaseificação, quer pela de carga de camiões.

- O modelo proposto beneficia, em termos de custo de armazenagem, as utilizações *spot* (curiosamente, ao contrário do que acontece com o modelo proposto para o armazenamento subterrâneo), uma vez que paga igual custo de armazenamento um utilizador que descarregue um navio e o regaseifique ao longo de um ano ou outro que receba treze cargas e regaseifique de forma regular de modo a garantir a recepção do fluxo de navios. Como o primeiro causa ao sistema um impacto substancialmente diferente do segundo, o modelo tarifário deveria acautelar tal facto, como se faz, por exemplo, em Espanha numa modalidade a estudar, adaptada ao sistema Português.

Adicionalmente, valerá a pena voltar a fazer aqui o comentário sobre a definição de capacidade contratada já antes feito no ponto sobre o Regulamento de Relações Comerciais: a capacidade contratada deverá ser um valor objectivo, independente das utilizações históricas verificadas. Este comentário é válido para a generalidade dos termos de capacidade contratada do regulamento tarifário.

6.6.2. Tarifa de Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural

O sistema parece adequado, embora nos pareça francamente exagerado o modo como pune os utilizadores que acedem ao sistema numa base *spot* (vide comentários no RRC).

6.6.3. Tarifa de Uso da rede de Transporte

Concorda-se com a utilização de uma tarifa tipo “selo postal”, pelo que traz de simplicidade, especialmente neste primeiro período regulatório.

Dois aspectos merecem reparo:

- Não parece fazer sentido, numa infra-estrutura ainda folgada como é a rede de transporte, utilizar um termo de capacidade de ponta para prevenir estrangulamentos que não se sabe bem quais são. Propõe-se, muito simplesmente, a sua eliminação.
- A definição das variáveis tarifárias no ponto de entrega e não, pelo menos em parte, na entrada do sistema, bem como o facto da entidade comercializadora ser um mero “repassador” das tarifas de transporte, faz com que as reservas de capacidade tenham que ser feitas pelos máximos das capacidades na saída, perdendo-se a possibilidade de incentivar os comercializadores a gerir a simultaneidade da sua carteira de clientes. Valeria a pena repensar este assunto e alocar uma parte do termo de capacidade às entradas do sistema.

6.6.4. Tarifa de Uso da rede de Distribuição

Pensamos que as tarifas de tipo selo postal zonal simplificam o sistema evitando uma complexa compensação. Já quanto à discriminação entre Média e Baixa pressão, apesar de concordarmos com o conceito não podemos deixar de alertar para a situação que poderá ser insustentável de clientes vizinhos e com consumos similares poderem vir a ter acesso ao gás em condições muito diferenciadas o que poderá pôr problemas de concorrência importantes e sem que os clientes nada possam fazer ou tivessem tido a possibilidade de prever esta situação. Uma solução passaria por considerar o sistema de Média e de Baixa pressão como um sistema único, já que foi assim concebido, permitindo a manutenção da competitividade do sistema como um todo. A não ser assim, poderemos ter um sistema de Baixa Pressão muito caro, impedindo o crescimento do

sistema. Alternativamente, e após análise do impacto, será de analisar a possibilidade de, à semelhança do caso espanhol, se determinar que para efeitos de tarifas a pagar, todos os clientes acima de determinado limiar se encontram ligados a média pressão.

A criação de um termo de capacidade contratada pode justificar-se, apesar de hoje não se anteverem problemas substanciais de congestionamento de redes.

Relativamente ao racional que preside à criação de uma capacidade em períodos de ponta parece desadequado da realidade nacional, não só pelo elevado grau de interligação das redes de MP e BP, como pela relativamente moderada dimensão das pontas de consumo, justificada por um consumo doméstico muito baixo consequência de um clima pouco extremo e hábitos de consumo ainda incipientes.

Quanto à metodologia de cálculo, parece-nos de difícil compreensão e introduz uma enorme complexidade para um sistema que se quer, e é, simples. Parece dar a entender que cada rede de BP teria um preço diferente, o que seria praticamente ingerível. Aliás, quando comparado com os restantes países europeus, isto resulta evidente, justamente para um segmento de clientes forçosamente menos sofisticado.

Assim, e considerando por um lado a desejável simplicidade do sistema tarifário e por outro a perspectiva de sub-utilização, essa sim antieconómica, do sistema não pensamos que ser de prever, para os primeiros períodos regulatórios, um sistema tão complexo.

6.6.5. Tarifas de Comercialização de Último Recurso

Tal como já referimos no ponto 6.4.6 do presente documento, estas tarifas devem acomodar uma margem para os prestadores dos serviços de comercialização de último recurso grossista e de comercialização de último recurso retalhista que por um lado permitisse uma justa

remuneração destas actividades e por outro lado, permitisse a entrada e operação de comercializadores no mercado livre.

6.6.6. Tarifas Transitórias

Como já foi referido a existência destas tarifas implica que todos os clientes que veriam o seu preço do gás agravado pela aplicação de tarifas aditivas ficam, na prática inacessíveis ao mercado livre onde estas tarifas são aplicadas desde logo. Ora, por muito barato que seja o aprovisionamento de dado comercializador, a sua vantagem face ao custo médio do gás que se destina ao mercado regulado não será suficiente para vencer o efeito de uma mudança de regime de pressão. Assim estes clientes refugiar-se-ão na tarifa, deixando esta de ser um último recurso para ser o primeiro, subvertendo-se o objectivo de todo este processo de abertura de mercado, adiando-a para o final do período transitório. Se o que se pretende é proteger as legítimas expectativas dos clientes, em particular dos Industriais de BP, dever-se-á considerar a possibilidade, já referida, de tratar as Redes de Baixa Pressão e de Média Pressão como um sistema único.