

## Introdução

A Transgás e a GDP Distribuição, que corporizam, na actualidade, todas as actividades da "cadeia de valor" da indústria do Gás natural, representando, respectivamente, as suas vertentes Transporte e Distribuição, vêm apresentar a sua resposta à proposta de regulação do Sector, agora submetida pela ERSE a Consulta Pública.

Escusado seria dizer que o fazem animadas do seu melhor espírito de colaboração como, aliás, tem sido seu timbre no relacionamento com todas as entidades que superintendem no Sector, a ERSE, naturalmente, incluída.

Ver-se-á, ao longo deste documento, que embora não exista propriamente uma posição de "sistemático antagonismo" perante os princípios e mecanismos de regulação preconizados pela ERSE - os quais, na sua essência, terão de ser sempre considerados respeitáveis por serem fruto de um esforço sério de introdução de novas regras de disciplina da actividade deste subsector energético - as Empresas respondentes não se coíbem de "exercer o contraditório" discutindo até às últimas consequências, sempre que for caso disso, aqueles aspectos das normas ou sistemas que lhes pareçam deslocados, prejudiciais ou por algum modo susceptíveis de porem em risco a economia não apenas das actividades que exercem, mas da própria indústria que representam.

Fazem-no em nome e para salvaguarda do equilíbrio da exploração das múltiplas actividades a que se dedicam, directamente ou através das suas participadas, mas têm o elementar cuidado de não tentar erguer nenhum muro protector de "velhos privilégios" (algo improvável numa indústria ainda emergente e sujeita a tão grande esforço de investimento desde a sua génese, há escassos 9 anos...) o que não seria minimamente aceitável. Resista-se, pois, à tentação de lobrigar meras manifestações de "egoísmo empresarial" onde o que exista, de facto, é a defesa intransigente das melhores soluções para uma indústria que se aceita aberta e regulada mas, também, sólida e pujante a bem dos portugueses e de Portugal.

Nesta ocasião histórica a postura das Concessionárias da Importação, Transporte e Fornecimento de Gás Natural em Alta Pressão e da Distribuição de Gás Natural, integradas no Grupo Galp Energia, não pode ser senão séria, cooperante e construtiva.

Esta será, também a sua atitude futura no relacionamento, que se espera "saudável", com a Entidade Reguladora.

Alguém disse com toda a propriedade, e nós concordamos, que «o processo de regulação é um processo de diálogo e dialético».

Pois bem, não se duvide de que, pela nossa parte, tencionamos levá-lo à prática sem desfalecimentos.

Em benefício de uma maior clareza desta exposição procuraremos ater-nos aos aspectos dos diversos Regulamentos que nos pareceram verdadeiramente fundamentais. Poderemos, por isso, não ter sido suficientemente exaustivos sem que daí decorra a aceitação pura e simples das matérias de detalhe que não tenha sido possível abordar no escasso período de tempo que nos foi concedido para esse efeito.

A presente resposta está estruturada em duas partes: Uma primeira, mais breve, em que se faz um brevíssimo apontamento acerca da génese desta indústria e da introdução do Gás Natural no País e em que se chama a atenção da ERSE para aqueles aspectos gerais que, na óptica das Empresas abrangidas pela regulação, não podem deixar de ser tomados na devida consideração sob pena de se cometer o grave erro de aplicar medidas que, por irrealistas, acarretem consequências nefastas para uma actividade económica que se pretende saudável; A segunda parte é inteiramente dedicada a uma análise detalhada dos diversos Regulamentos sob Consulta Pública, nos seus aspectos essenciais, e à apresentação de sugestões de alteração do respectivo conteúdo nas matérias em que tal pareceu recomendável.

Fazemos notar, por último, que esta resposta por não levar em consideração o texto final do novo normativo a introduzir pelo Decreto Lei de desenvolvimento do Decreto Lei nº30/2006, não implica que a falta de comentários a propósito de aspectos não conformes àquele diploma, signifique a concordância dos respondentes.

## **Parte I - A génese da indústria do Gás Natural em Portugal, elementos relevantes da sua evolução desde 1997 e aspectos fundamentais que devem ser tomados em consideração na regulamentação do Sector**

### **1 - A introdução do Gás Natural e alguns aspectos marcantes da evolução do Sector ao longo de 9 anos de actividade.**

A ERSE produziu um excelente e exaustivo documento sobre este assunto ("Caracterização do Sector do Gás Natural em Portugal; Percurso do Gás Natural) o que, por si só, torna dispensável, nesta sede, uma descrição minuciosa das circunstâncias em que nasceu o chamado Projecto de Introdução do Gás Natural no nosso País.

Nada obsta, no entanto, a que se aproveite esta oportunidade para chamar a atenção relativamente a alguns aspectos que reputamos fundamentais para uma melhor compreensão quanto ao esforço que foi exigido às empresas Concessionárias, as verdadeiras protagonistas desta ainda breve história de sucesso e que, por isso mesmo, não podem deixar de ver as suas expectativas minimamente asseguradas num momento de radical viragem nas condições de exercício da sua indústria.

Esta breve memória daquilo que foram os primeiros passos desta indústria obrigam-nos a referir um aspecto que, apesar da sua importância fundamental, raramente é referido como um dos factores do sucesso alcançado neste Sector.

Tem a ver com a escassez, para não dizer total e completa ausência, de Recursos Humanos Especializados capazes de assegurarem o desenvolvimento da nascente indústria do Gás Natural e com o projecto levado a cabo pela GDP, em articulação com o Instituto de Emprego e Formação Profissional e com as Instaladoras de Gás (GPL e Gás de Cidade) mais representativas, com vista à identificação, captação, formação e contratação de jovens desempregados para assegurarem a mão-de-obra especializada indispensável à construção de redes de gás, interiores e exteriores, e à conversão de equipamentos de queima para o gás natural. Esta iniciativa permitiu "injectar" num sector dramaticamente carente mais de 800 profissionais de norte a sul do País e, para que se tenha ideia da sua relevância, é preciso recordar que durante a operação de Mudança do Gás, na cidade de Lisboa, ao longo de dois anos, estiveram envolvidos, diariamente, mais de 500 técnicos.

Este é bem o exemplo de como os agentes do Sector não se limitaram a cumprir as suas obrigações mínimas ousando, pelo contrário, ir muito além das expectativas das próprias autoridades na busca de soluções para as ameaças e obstáculos que foram encontrando no seu caminho.

Vejamos, agora, alguns dos aspectos mais relevantes da actividade desenvolvida pelos outros agentes desta indústria do lado das empresas concessionárias.

Na vertente Alta Pressão a Transgás viu-lhe atribuída, por decisão do Governo, a Concessão da Importação, Transporte e Fornecimento de Gás natural e ainda a Construção das respectivas infra-estruturas.

A legislação expressamente aprovada para o Sector e o Contrato de Concessão celebrado com o Estado assegurava à Transgás, por um período de 35 anos, um quadro legal e contratual muito estável, sem dúvida o mais ajustado a uma Empresa que acabava de aceitar a enorme responsabilidade de ser um dos principais vectores do sucesso do ambicioso Projecto do Gás Natural.

Trabalhando autenticamente “a partir do nada” a Empresa chamou a si a contratação, em regime de “Take or Pay”, de grandes volumes de Gás Natural na Argélia e, mais tarde, na Nigéria com vista à satisfação das necessidades do mercado.

Ora, em 2003, ao completar 10 anos de existência, a Transgás tinha assegurado a construção de mais de 1.200 km de Gasodutos de Alta Pressão, mais de 200 km de gasodutos de Média Pressão, cerca de 70 Estações de Regulação e Medida e o Terminal de GNL de Sines, para além de ter construído quase uma dezena de Unidades Autónomas de Gás com o intuito de levar esta forma de energia a pontos distantes do gasoduto principal e que, de outra forma, não poderiam ser abastecidos. Tudo isto em território nacional.

Esta performance, que equivale à antecipação, em larga escala, dos “compromissos mínimos” assumidos perante o Concedente, supôs um enorme esforço de investimento e, em boa verdade, não teria sido possível sem um quadro de actuação estável, consolidado e previsível.

Logo no início do Projecto, mas no estrangeiro, a Transgás estabeleceu um conjunto de parcerias que conduziram a que o nosso País passasse a dispor de infra-estruturas capazes de assegurar o abastecimento por terra a partir da Argélia e com travessias do Marrocos, estreito de Gibraltar e uma grande extensão de território espanhol.

Nestes últimos anos a Transgás intensificou, ainda, o esforço de dotação do País com infra-estruturas susceptíveis de reforçar a sua autonomia em caso de interrupção do abastecimento a partir das suas fontes tradicionais. Nesse sentido colocou em operação duas cavernas destinadas ao armazenamento subterrâneo de gás natural, no Carricho, e tem mais duas unidades em vias de conclusão.

Com a entrada do gás natural no País, em Dezembro de 1996, iniciou-se o esforço de comercialização desta nova forma de energia o que, não obstante as suas reconhecidas vantagens competitivas, não foi tarefa isenta de obstáculos e dificuldades de diversa natureza pois tinha de competir e tentar desalojar produtos mais baratos e muito enraizados nos hábitos de consumo das grandes unidades industriais, como o “fuel-óleo” pesado. Isto numa altura em que nem as preocupações ambientais, nem a fiscalização pelas autoridades se faziam, ainda, sentir de forma notória.

Decorrida menos de uma década a Transgás pode, sem ponta de exagero, orgulhar-se de sempre ter assegurado em tempo útil o abastecimento dos clientes electro-produtores preparados para o consumo desta forma de energia, de todas as Concessionárias de Distribuição Regional (em condições tantas vezes difíceis face aos ónus associados à distância e escasso interesse económico do mercado) e da esmagadora maioria das indústrias que consomem mais de 2 milhões de m<sup>3</sup> de GN por ano.

Em tão curto espaço de tempo os volumes fornecidos subiram de 96 milhões de m<sup>3</sup> em 1997 para os 4.200 milhões no final de 2005, antecipando em mais de cinco anos o cumprimento das metas estabelecidas apenas para 2010.

Superando as melhores expectativas iniciais a introdução do gás natural tinha reduzido substancialmente a dependência em relação ao petróleo e tinha diversificado as fontes de energia primária atingindo, muito antes do previsto, uma quota de 11% do consumo global.

Não obstante tão grande taxa de crescimento em tão curto espaço de tempo, no momento em que se inicia a abertura do mercado e a regulação das suas actividades esta Empresa opera ainda num mercado emergente de acordo com os critérios da UE.

Na vertente Baixa Pressão, embora noutra escala, o esforço desenvolvido quer pelas Concessionárias da Distribuição Regional (Lisboagás, Lusitaniagás, Portgás – hoje maioritariamente detida pela EDP – Setgás, Beiragás e Tagusgás), quer pelas Licenciadas Locais (Duriensegás, Dianagás e Medigás) não foi menor.

Três das quatro primeiras Concessões para a Distribuição Regional (a excepção foi a Lisboagás, à altura GDP, por razões sobejamente conhecidas) foram atribuídas na sequência de Concursos Públicos Internacionais muito exigentes e visavam criar, tal como sucedera com a Transgás, um quadro normativo claro e previsível para o exercício da sua actividade durante, pelo menos, 35 anos. Este quadro era de molde a permitir às novas Concessionárias abalançarem-se à realização dos vultuosos investimentos a que estavam obrigadas para satisfação dos compromissos mínimos previstos nos Contratos de Concessão e, naturalmente, para assegurarem o respectivo serviço público.

Arrostando com dificuldades de toda a ordem - decorrentes do facto de a construção das suas infra-estruturas ocorrer essencialmente em terrenos da alçada das Autarquias e nos “cascos urbanos” das áreas das concessões – estas empresas construíram mais de 8.700 km de redes, intensificaram a renovação da rede de gás de Lisboa e asseguraram o abastecimento de mais de 900.000 fogos pulverizando as melhores perspectivas iniciais quanto ao “build up” deste mercado.

No plano comercial e sem embargo das vantagens comparativas que o gás natural oferece aos consumidores há que salientar o enorme esforço exigido às Concessionárias e Licenciadas pela competição com outras formas de energia, o GPL em particular. É sabido que alguns operadores moveram guerras sem quartel à penetração do gás natural numa tentativa desesperada de manterem as suas posições no mercado o que exigiu, da parte das empresas participadas da Galp Energia, muito trabalho e, sobretudo, um grande esforço financeiro para ajustar a sua oferta comercial às exigências dos clientes e desse modo assegurar as melhores taxas de captação de novos consumidores.

O caso da Lisboagás, por ter implicado um complexo e oneroso processo de mudança do Gás de Cidade para o Gás Natural, abrangendo cerca de 220.000 fogos, também não pode deixar de ser mencionado.

Para levar aquela operação a cabo - a única no seu género em Portugal - esta Empresa viu-se obrigada a desenvolver um enorme esforço logístico e financeiro no curto espaço de 30 meses, arcando com a totalidade dos custos incorridos, incluindo aqueles que noutros países sempre foram da responsabilidade dos consumidores.

Assim, a par de um ambicioso programa de renovação das redes exteriores, na cidade de Lisboa, a Concessionária chamou a si grande parte dos custos com as intervenções nos fogos. É o caso dos encargos decorrentes da realização de inspecções extraordinárias a todos os fogos intervencionados e, ainda, da reparação de mais de 60.000 fugas e da substituição gratuita de mais de 80.000 aparelhos de gás (fogões e esquentadores) a maioria dos quais, note-se, por não estarem dotados de dispositivo de segurança obrigatório por lei.

As vicissitudes acima descritas servem para ilustrar a ideia, nem sempre pacificamente aceite por todos, de que as Concessionárias do Gás Natural, seja na Alta, seja na Baixa Pressão, não só não operaram em regime de monopólio natural, por existirem formas de energia alternativas, como tiveram e têm de se haver com competidores que disputam os mesmos segmentos de mercado palmo a palmo - e que bastas vezes não olham a meios para atingir os seus fins a coberto de uma notória ausência de fiscalização das suas actividades - como, finalmente, tiveram de deitar ombros a empreendimentos de grande envergadura (v.g. Mudança do Gás) para poderem prestar o serviço público a que estavam vinculadas.

Servem, também, para sustentar, de forma muito clara e frontal, uma veemente recomendação à ERSE para que não hesite em olhar para a história dos factos e em atender ao esforço realizado pelas Concessionárias e pelas Licenciadas para crescerem e / ou para conservarem os seus clientes.

Na nossa óptica a ERSE deverá ter em conta que o esforço de crescimento das Distribuidoras foi feito numa perspectiva de longo prazo e que, por isso, muitos dos investimentos foram antecipados atendendo ao facto de os prazos das Concessões serem suficientemente alargados para assegurarem a respectiva rentabilidade.

## **2 - A regulação do subsector do Gás Natural e a necessidade de, paralelamente, atender aos direitos e expectativas juridicamente tuteladas das Concessionárias.**

Em lugar de contratos estáveis e de longo prazo, as actuais Concessionárias do Gás Natural estão confrontadas com a cessação abrupta do anterior quadro legal e contratual, com a negociação de novos contratos, com a abertura do mercado sem esgotar os prazos de derrogação consentidos pela EU e com a regulação em nome do livre acesso de terceiros e da transparência dos mercados.

Trata-se de elementos associados ao cumprimento de directivas comunitárias transpostas para o direito português e, nessa óptica, não nos merecem qualquer tipo de discussão.

Não significa isso que estejamos dispostos a aceitar de bom grado aquela singularidade tão típica de Portugal e dos portugueses que teimam em querer fazer em menos tempo (dir-se-ia com menos cuidado) aquilo que outros começaram antes e nem sequer acabaram ainda (vide os casos de França, ou da Alemanha).

Já basta às actuais Concessionárias que não exista nenhum outro caso, na UE a 15, em que a abertura do mercado do GN tenha ocorrido antes de um período de

maturação de, pelo menos, 4 décadas e que aquilo que se está a por em prática, entre nós, já constitua, por isso, uma verdadeira singularidade.

O que parece recomendável, agora, é que se tenha essa circunstância em conta e que, tomando na devida consideração - e na justa medida - todo aquele esforço desenvolvido pelas Concessionárias num quadro legal e contratual que se supunha válido para muitos mais anos, se resista à tentação de fragilizar a economia daquelas Empresas ainda que em nome de valores tão meritórios como a abertura dos mercados e a livre concorrência.

Fazê-lo, no caso e nas circunstâncias vertentes, seria não só uma grave injustiça como abrir espaço para a discussão do tema das compensações a pagar às empresas envolvidas o que, a suceder, não seria propriamente uma boa notícia para os consumidores domésticos de gás natural, para a competitividade da indústria e para o desenvolvimento do Sector.

A ERSE não pode olhar para o Sector do Gás Natural sob a mesma perspectiva que utiliza na análise e tratamento do sector da Electricidade. Enquanto a incumbente da Electricidade tinha um quase monopólio ao nível da legislação aplicável e da forma de energia que proporcionava aos diversos segmentos de mercado, no subsector do Gás Natural tem existido um monopólio ao nível do produto e da sua distribuição aos consumidores mas estes sempre dispuseram de produtos alternativos aptos à satisfação das suas necessidades.

Como se sabe o crescimento das vendas de gás natural foi sendo conseguido, ao longo dos anos, à custa da "deslocação" de clientes das empresas que concorriam, com outras formas de energia, desde o butano e propano canalizado até ao GPL em granel e fuel-óleo, nos mesmos espaços geográficos de actuação.

Foi possível, mediante um grande esforço de comunicação e acções de venda "porta a porta", vencer a desconfiança dos diversos mercados e atingir elevadas taxas de crescimento.

Isto apesar de os consumos específicos, no segmento doméstico, não serem, na esmagadora maioria dos casos, minimamente aliciantes. Tenha-se em atenção que neste particular Portugal perde para a totalidade dos países da EU a 15 e que as diferenças são sempre maiores do que do singelo para o dobro.

Esta circunstância prende-se não apenas com a amenidade do clima mas com os hábitos de consumo de gás os quais fazem com que, na prática, o seu uso se restrinja à confecção de alimentos e à higiene.

Não obstante, os preços praticados no segmento doméstico estão em linha com os valores observados na EU a 15.

Quanto ao sector industrial, no segmento dos grandes clientes, apesar de todas as limitações conhecidas, os preços estão abaixo da média, no mesmo espaço económico, o que não pode deixar de ser relevado.

Supomos que a ERSE não deixará de ficar sensibilizada quanto a estes aspectos e de agir em conformidade.

Outro aspecto a reter na concepção e aplicação do futuro sistema de regulação prende-se com a idade das infra-estruturas de rede, com o momento a partir do qual estas passarão a exigir trabalhos de manutenção e / ou renovação e com as cautelas a adoptar na remuneração das actividades das Concessionárias.

Vejamos porquê.

Se a regulação se iniciasse numa fase em que as redes já estivessem a receber cuidados de manutenção e renovação típicas de infra-estruturas com 15 a 20 anos de vida o Regulador não teria qualquer pejo - nem para tanto lhe faltariam os elementos de análise bastantes - em exigir maiores níveis de eficiência como forma de baixar os custos a transferir para os clientes finais. Esse seria o seu papel.

Sucedem que no caso português, pelas razões de todos conhecidas, agir sem levar em linha de conta a "juventude" das redes e a circunstância de os actuais custos de manutenção não reflectirem, nem de perto nem de longe, aquilo que será normal que venha a acontecer dentro de 5 a 10 anos, seria um grave e primário erro de apreciação.

A ERSE não o cometerá certamente!

Acresce que o enquadramento regulatório em vigor até agora, promove de facto a eficiência das empresas, ao não permitir que estas transfiram os seus custos para os clientes. As empresas são portanto incentivadas a atingir elevados níveis de eficiência operacional. O que não parece aceitável é que se imponha a estas empresas a mesma "receita" de aumentos de níveis de eficiência e corte de custos utilizada no sector eléctrico. Na nossa opinião os ganhos de eficiência do sector terão de resultar sobretudo do crescimento do mercado e do conseqüente aumento de escala.

Estamos, na Galp Energia, totalmente disponíveis para colaborar com a ERSE na identificação daqueles aspectos que devam ser melhorados na regulamentação agora submetida a Consulta Pública pois, sem embargo do mérito das equipas envolvidas na sua preparação, a análise cuidada a que procedemos revelou a existência de uma importante margem para esse efeito.

Entendemos, antes do mais, que os Regulamentos podem e devem ser simplificados e que a carga administrativa que a sua aplicação pressupõe dever ser fortemente aligeirada em benefício de todas as entidades envolvidas e também da indústria do Gás Natural.

Por outro lado, não obstante reconhecermos que de uma clara diferenciação entre a regulamentação dos subsectores Gás Natural e Electricidade, em tudo aquilo que objectivamente não é comum aos dois sectores.

Existem muitas e variadas especificidades, num caso e no outro, que não devem ser menosprezadas e que impedem, pura e simplesmente, a adopção de normas e procedimentos comuns.

### **3 - ASPECTOS FUNDAMENTAIS**

#### **3.1 - O valor das empresas**

Um dos aspectos mais importantes que a nova regulamentação para o sector do gás natural deve salvaguardar é o valor das empresas do sector, assegurando que as suas legítimas expectativas, nos termos dos respectivos Contratos de Concessão e Licenças, são devidamente acauteladas. Caso tal não suceda será inevitável o recurso a Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC's).

Esta preocupação de salvaguarda dos direitos estabelecidos nos actuais Contratos de Concessão não está, na nossa opinião, reflectida na actual proposta de

regulamentação, sendo absolutamente essencial que estes sejam considerados aquando da definição dos parâmetros aplicáveis a cada empresa. Não podemos deixar de referir o IPO que a Galp Energia irá realizar nos próximos meses, o que vem reforçar esta preocupação.

Embora um dos parâmetros fundamentais não seja conhecido – taxa de remuneração do activo - e sem ele seja difícil avaliar até que ponto o valor das empresas é mantido, não podemos deixar de expressar algumas considerações sobre a metodologia proposta:

#### 1. Activo a remunerar

Os activos a remunerar, líquidos de subsídios e amortizações deverão ser reavaliados, ao contrário da proposta agora apresentada que considera que deverão ser a custo histórico.

#### 2. Activo líquido e taxa de remuneração

A metodologia de remuneração do activo líquido tem como consequência que a rentabilidade dos investimentos em causa avaliada no final do período é substancialmente inferior à taxa de remuneração anunciada. Se consideramos um investimento a 40 anos e uma taxa de remuneração sobre o activo líquido de 8%, verificamos que a rentabilidade do investimento é de apenas 6,4%. Para que a rentabilidade dos investimentos seja equivalente à taxa de remuneração do activo é indispensável que os proveitos sejam actualizados considerando cerca de 70% da inflação.

#### 3. Alisamento tarifário

A metodologia de alisamento tarifário proposta parece-nos muito interessante, em particular porque introduz justiça no balanço entre os custos suportados pelos clientes actuais e futuros. Consideramos, no entanto, que a manutenção de um custo unitário nominal constante para o futuro não cumpre totalmente o objectivo proposto pela ERSE. Para tal deverá ser considerado um custo unitário constante em termos reais. Esta consideração vem reforçar a proposta de actualizar parcialmente os proveitos, tal como referido no número anterior, já que isso aproximaria os custos unitários em termos reais ao longo da vida do projecto.

### **3.2 - Forma de regulação das actividades de comercialização de último recurso**

A metodologia agora proposta é inadequada para este tipo de actividade, já que ao permitir a recuperação de custos e uma dada remuneração sobre um activo fixo inexistente terá como consequência que esta será uma actividade de lucro zero.

Ora, a actividade de comercialização de último recurso é uma actividade exigente – basta atender aos Regulamentos de Qualidade de Serviço (RQS) e de Relações Comerciais (RRC) para se verificar que esta não é isenta de riscos – com riscos de cobrança, de quantidades, penalidades, entre outros. Envolve ainda bastante capital circulante, que aparentemente não é remunerado, estando também sujeita a toda uma série de obrigações que resultam do seu estatuto de serviço público.

Como serão consideradas as dívidas incobráveis? Não parece claro que os encargos daí decorrentes venham a ser reconhecidos como custos aceites (o que significaria que seriam pagos pelos outros clientes...). Por outro lado, não sendo aceites como custos, os comercializadores de último recurso irão enfrentar prejuízos todos os anos, agravados pelas suas obrigações de fornecimento e pelos longos prazos estabelecidos para interrupção em caso de falta de pagamento.



Esta metodologia tem também uma consequência bastante negativa ao nível da concorrência uma vez que ao deixar implícita uma margem zero (se não negativa) para a comercialização de último recurso, está a condicionar-se a margem disponível para o mercado livre, não nos parecendo que com estas margens outros comercializadores possam vir a estar interessados em operar em Portugal.

Finalmente, devemos realçar que o papel dos comercializadores de último recurso será fundamental para o desenvolvimento do sector nos próximos anos, esperando-se que a médio prazo essa função seja totalmente assumida pelos comercializadores livres. Incentivar os comercializadores de último recurso a aumentar as suas vendas e a sua carteira de clientes são sem dúvida aspectos essenciais a considerar na regulação desta actividade.

Perante isto, sugerimos a utilização de uma metodologia bastante diferente para a remuneração da actividade de comercialização, através da aplicação de uma margem equivalente a uma percentagem do preço de venda aos clientes finais.

Trata-se de uma metodologia simples, que dá à empresa de comercialização os incentivos certos, forçando-a a continuar a desenvolver o mercado, a gerir os riscos inerentes a esta actividade sem custos para os outros clientes, a procurar ganhos de eficiência, etc.

Ao definir uma margem adequada para os comercializadores de último recurso, também o mercado livre será mais atractivo, podendo então aspirar-se ao aparecimento de concorrência no mercado nacional.

### **3.3 - Preços fixos anuais**

Nos regulamentos propõe-se que os preços a praticar a todo o mercado regulado de gás natural sejam revistos anualmente.

Em relação aos pequenos clientes (consumo inferior a 10.000 m<sup>3</sup>), estamos de acordo com a proposta apresentada, muito embora achemos que deve ser complementada com a possibilidade de uma revisão adicional extraordinária, caso a evolução do preço de aquisição de gás natural no mercado internacional seja tal que provoque uma alteração do preço de venda final superior a determinada percentagem – sugerimos 2 a 3%.

Parece-nos que esta metodologia simplifica as facturas, ao evitar os acertos de preços ao longo do ano, e, como tal, acrescenta valor aos nossos clientes.

No entanto, em relação ao resto do mercado não se vislumbram vantagens na proposta agora apresentada, porquanto:

- a) Não passa para o mercado os sinais certos, situação tanto mais grave quanto actualmente se vive numa situação de forte instabilidade nos mercados internacionais com oscilações anuais a atingirem níveis elevadíssimos e totalmente imprevisíveis;
- b) As energias alternativas ao gás natural têm preço livre, oscilando de acordo com o mercado internacional – ao introduzir um preço anual estaremos a causar uma distorção no mercado que hoje não existe;
- c) Em Espanha, as tarifas publicadas, que constituem também a referência para o mercado livre, são trimestrais. No nosso caso ao considerar uma periodicidade diferente estar-se-á a colocar a indústria nacional numa situação de risco face à concorrência espanhola;
- d) Ao transferir os acertos para anos seguintes estar-se-ão também a transmitir as dívidas ou os excessos de proveitos acumulados de alguns clientes para outros pelo que os mais atentos e elegíveis podem sempre

optar por ir para o mercado livre em situações de redução de preços e regressar em situações de aumentos de preços. Em ambos os casos os clientes que se mantiverem no mercado regulado são sempre os prejudicados.

Consideremos o seguinte exemplo: a um ano de forte aumento de preços (como o actual...) segue-se um ano de inesperada queda de preços. Neste segundo ano, ao somar ao erro da previsão do próprio ano a dívida acumulada no ano anterior, o preço final estará completamente desajustado face ao mercado; os grandes clientes irão rapidamente passar para o mercado livre, ficando a comercializadora de último recurso com uma dívida que terá de ser suportada pelo restante mercado (mas não necessariamente os clientes que geraram a dívida), cujo preço terá de se manter elevado por alguns anos.

Simulando a aplicação do sistema de preços fixos anualmente para o ano de 2005, a dívida acumulada, a ser suportada no ano seguinte ascenderia a cerca de 120 milhões de Euros, o que representaria um acréscimo de 3 cts/m<sup>3</sup> no preço do gás;

- e) Este mercado está habituado a esta periodicidade e os clientes não têm expressado insatisfação sobre esta matéria;
- f) Finalmente, não vemos necessidade de importar para o sector do gás natural um problema com o qual o sector eléctrico se vem debatendo.

Assim, propomos que para todos os clientes acima de 10.000 m<sup>3</sup> se deva manter uma periodicidade de revisão de preços trimestral, em função do preço de aquisição do gás natural.

### **3.4 - Incentivos à expansão do sistema**

Um dos maiores desafios do actual processo de regulação é sem dúvida encontrar uma forma de continuar a incentivar o desenvolvimento do sistema de gás natural de um modo eficiente, permitindo servir um cada vez maior número de clientes sem que tal resulte num maior custo de utilização para os restantes. A dificuldade em atingir este objectivo está aliás na origem da possibilidade de derrogação do processo de liberalização permitido nas Directivas Comunitárias.

O crescimento das empresas é particularmente relevante, já que parte importante do seu valor actual vem das suas perspectivas futuras e portanto assegurar que continuam reunidas todas as condições para continuar o seu desenvolvimento é absolutamente essencial.

Não podemos deixar de considerar que os mecanismos regulatórios agora apresentados não cumprirão este objectivo.

Em primeiro lugar porque o gás natural não é um monopólio, pois, quer os clientes finais, nos vários segmentos de mercado, quer os promotores imobiliários e urbanizadores têm alternativas. Ao propor um mecanismo virtualmente igual ao vigente no sector eléctrico, este sim um verdadeiro monopólio, para um sector de forte concorrência com outras formas de energia como é o sector do gás natural é expectável que o desenvolvimento do sector não ocorra como esperado. No sector do gás natural, as empresas, regra geral, têm de conquistar os seus clientes, lutando contra uma concorrência aguerrida e contra a resistência à mudança dos clientes. O desenvolvimento das redes faz-se de acordo com o sucesso comercial que se vai obtendo, por forma a assegurar uma elevada utilização das mesmas desde a sua construção. Aguardar que os clientes peçam orçamentos para serem ligados à rede não deverá conduzir a um grande sucesso comercial, mas sim à estagnação do sector.

A filosofia proposta pela ERSE consiste em, por um lado, as empresas de distribuição elaborarem os seus planos de expansão de redes, que são divulgados e, após aprovação, executados, e por outro lado, as empresas comercializadoras realizarem esforços comerciais na captação de clientes.

Para as empresas de distribuição o negócio passa a ser muito simples: construir redes de acordo com os planos e orçamentos.

No entanto, os clientes abastecidos por essas redes serão necessariamente poucos, já que a margem de comercialização de gás natural será sempre relativamente pequena e um cliente, uma vez captado, será sempre livre de escolher outro fornecedor. A capacidade dos comercializadores de fazerem face aos combustíveis alternativos ou promoverem a saturação das redes existentes é assim muito diminuta. A consequência da construção de redes com poucas quantidades e clientes associados é o aumento dos custos de utilização para todos os clientes.

O benefício induzido pelo crescimento das vendas faz-se sentir sobretudo ao nível do operador de infra-estruturas, devido ao forte efeito de escala das actividades de transporte, distribuição e armazenamento/regaseificação GNL.

Assim, o novo sistema regulatório tem de ser tal que permita ao operador da rede de distribuição desenvolver uma actividade comercial, não no sentido de compra e venda de gás natural, mas no sentido da captação de novos clientes para o gás natural, concorrendo com as outras formas de energia.

Deverá ser a distribuidora a negociar com urbanizadores a ligação das suas urbanizações à rede de gás natural, cujos clientes futuros serão livres de escolher qual o seu fornecedor. Os investimentos realizados pelas distribuidoras nesta actividade deverão ser remunerados na tarifa de distribuição, embora com um sistema de incentivos que assegure que os pagamentos em causa não se traduzam em custos unitários adicionais para o sistema.

De igual forma deverá ser a distribuidora a continuar a promover activamente a saturação da sua rede, quer vertical quer horizontal, suportando parte dos custos de infra estruturação dos clientes. A informação sobre a expansão da rede deve ser devidamente publicitada junto de todos os comercializadores livres, por forma a que estes possam, a partir daí, desenvolver a sua actividade comercial nessas zonas.

Perante o exposto, parece-nos que a remuneração da actividade de distribuição proposta no Regulamento Tarifário, deverá ser alterada no sentido de introduzir os incentivos certos ao desenvolvimento desta actividade, medida sobretudo pelo acréscimo de vendas e aumento do número de clientes conseguido.

Uma solução simples e eficaz, consiste em:

- i. aplicar a metodologia proposta para cálculo dos proveitos permitidos para o primeiro ano;
- ii. com base nestes proveitos determinar as tarifas de uso das redes de distribuição para o mesmo ano;
- iii. A partir daí essas tarifas seriam actualizadas com a inflação (IPC-x).

Esta metodologia parece-nos ser mais adequada para promover a continuação do desenvolvimento do sector da distribuição de gás natural, já que assegura às empresas uma previsibilidade sobre os seus proveitos, incentiva-as a continuar os esforços no sentido de aumentar as suas vendas ao mesmo tempo que garante que os custos de utilização das infra-estruturas não aumentam em caso de más decisões de investimento.

### **3.5 - Princípios de diferenciação tarifária**

Os regulamentos em análise propõem a utilização da pressão de abastecimento e da periodicidade de leitura como factores diferenciadores para efeitos de tarifas.

Não podemos deixar de expressar o nosso desacordo com esta proposta por várias razões.

O facto de um cliente dispor de leitura diária ou não, não representa nenhum factor diferenciador em termos de custos; na prática significa apenas que era cliente da Transgás e não de uma distribuidora.

A fronteira dos 2 Mm<sup>3</sup>/ano teve uma razão histórica e provocou uma importante diferença de preços ao redor do consumo de 2 Mm<sup>3</sup>/ano. Parece-nos que no novo enquadramento regulatório deverão estar reunidas todas as condições para acabar com esta fronteira, passando a haver uma "continuidade" tarifária nesta fronteira de consumos.

O facto de um cliente dispor da possibilidade de leitura diária deverá ser apenas utilizada para determinar a sua capacidade utilizada de uma forma mais precisa que para os restantes clientes.

A utilização da pressão como factor diferenciador representa um grande risco e parece algo injusta: foram os operadores que escolheram a melhor forma de abastecimento a todos os seus clientes, a mais económica tecnicamente possível, e não nos parece razoável que grandes clientes abastecidos a baixa pressão sejam agora penalizados por isso. Sobretudo porque é mais económico abastecer um grande cliente a baixa pressão do que a média pressão.

Esta escolha obrigará necessariamente a adoptar situações de excepção a longo prazo – veja-se o caso da Marinha Grande onde alguns grandes clientes são abastecidos em baixa pressão.

Sem duvida que o factor mais importante na determinação do custo unitário de abastecimento a um cliente é o volume anual consumido, que é aliás o factor diferenciador actualmente utilizado por todas as empresas do sector em Portugal.

Parece-nos muito importante manter esta situação, criando uma tarifa de distribuição com um número razoável de escalões, com valores diferentes em função do volume, assegurando desta forma uma harmonia na transição do anterior sistema tarifário para o novo.

### **3.6 - Processo de Reserva de Capacidade**

A solução proposta quanto à realização de leilões de capacidade parece-nos inadequada tendo em atenção o bom funcionamento do sistema nacional de abastecimento de gás natural, pois este será tanto mais eficiente quanto maior for a responsabilização dos agentes de mercado contratantes.

Com efeito, a alocação de quantidades por leilão, tal como prevista, poderá dar lugar a reservas de capacidade meramente especulativas sem verdadeira responsabilização dos referidos agentes.

Assim, afigura-se-nos essencial introduzir a exigência da contratação prévia, contrariamente ao previsto na actual proposta regulamentar, a qual ficaria de acordo com as melhores práticas internacionais do sector.

## Parte II - ANÁLISE NA ESPECIALIDADE

Abrangendo esta análise as propostas de quatro regulamentos distintos, optou-se por desenvolver separadamente a respectiva análise na especialidade. Assim, identificam-se seguidamente as propostas de alteração e os comentários ao articulado dos vários regulamentos em análise:

- **REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO (RQS)**

### Artigo 3º - Definições

#### i) Problema identificado

O período proposto para o “Ano gás” causa dificuldades às empresas, na medida em que no mês de Julho ainda não estão elaborados os respectivos planos e orçamentos para os anos seguintes o que torna difícil a apresentação à ERSE de previsões sobre consumos e investimentos.

#### Solução proposta

A definição de Ano Gás apresentada, período entre Julho e Junho, não tem precedente em nenhum outro mercado de gás natural a nível europeu e, sobretudo, a nível ibérico, não trazendo benefícios para a organização do sector e obrigando as empresas a suportar uma carga administrativa adicional na preparação e apresentação dos resultados do ano civil por um lado, e na apresentação dos resultados para o ano gás, por outro. Sugere-se por isso a manutenção do ano civil.

#### ii) Problema identificado

A definição de “dispositivo de corte geral ao edifício” não é compatível com o que se estabelece na Portaria 163-A/90, de 28 de Fevereiro, que inclui o referido acessório como parte das instalações de gás dos imóveis.

#### Solução proposta

Alterar a definição de “dispositivo de corte geral” para “...válvula de corte geral colocada à entrada da instalação de gás natural e que faz parte integrante da instalação de gás do imóvel.”

#### iii) Problema identificado

A definição de “poder calorífico superior” não contempla a condensação da água existente nos produtos da combustão

#### Solução proposta

Alterar a definição de “poder calorífico superior” para “... quantidade de calor produzida na combustão completa de uma unidade de massa ou de volume do gás combustível, considerando que os produtos de combustão cedem o seu calor até atingirem a temperatura inicial dos reagentes e a água formada na combustão ter voltado ao estado líquido. É preciso também definir qual a temperatura inicial e final a considerar, para o que propomos se utilize 15°C que é a actualmente em vigor nos vários contratos de aquisição e fornecimento de GN em vigor em Portugal.

### Artigo 8º – Definição de interrupção

#### i) Problema identificado

O artigo 7º, no seu ponto 2, identifica as seis razões que podem dar origem a interrupções de fornecimento, sendo as duas últimas da responsabilidade do cliente (facto imputável ao cliente e acordo com o cliente).

O ponto 2 do artigo 8º define os instantes em que tem início a interrupção do fornecimento a um cliente, estabelecendo a alínea c) "... Instante em que o operador da rede corta o fornecimento ao cliente, por actuação na válvula de corte." Esta actuação por parte do operador de rede tem lugar, normalmente, nos casos de interrupção por facto imputável ao cliente ou por acordo com o cliente.

O ponto 4 do mesmo artigo (8º) estabelece que "... sempre que estejam reunidas por parte do operador da rede as condições técnicas necessárias ao restabelecimento do fornecimento, mas este não possa ser efectuado por facto não imputável ao operador da rede, a interrupção é dada como finda para cálculo dos indicadores definidos neste regulamento." O estipulado neste ponto aplica-se, no nosso entender, às interrupções que não sejam da responsabilidade do cliente. No entanto, o ponto nada refere sobre as interrupções que sejam da responsabilidade do cliente e que, no nosso entender, também não devem entrar para o cálculo dos indicadores definidos neste regulamento.

#### Solução proposta

Incorporar no artigo 8º um ponto que indique que as interrupções que sejam da responsabilidade do cliente não entram para o cálculo dos indicadores definidos neste regulamento.

#### ii) Problema identificado

O ponto 6 do artigo 8º define um prazo máximo de três horas, após comunicação do cliente, para que o operador da rede se desloque e coloque em serviço a respectiva instalação. Trata-se da recuperação de ausentes. O período de três horas é aceitável caso a operação de reposição do serviço interrompido esteja em fase de conclusão. Caso tal não aconteça, dependendo do factor de simultaneidade das chamadas, pode não ser possível o cumprimento do prazo proposto sem comprometer a eficiência da operação no seu todo.

#### Solução proposta

Incorporar no ponto 6 do artigo 8º a indicação de "... caso a reposição do serviço esteja regularizada."

### **Artigo 9º – Classes de interrupções**

#### Problema identificado

As definições de classes de interrupções propostas são difíceis de associar às causas que estão na sua génese. Pensamos que a relação "causa efeito" deve ser evidente numa situação deste tipo.

#### Solução proposta

Propõem-se as seguintes definições para as classes de interrupções:

1. Interrupção programada do serviço – Interrupção por razões de serviço do operador da rede.
2. Interrupção não programada do serviço - Interrupção por avaria ou por outras causas que sejam da responsabilidade do operador da rede.
3. Interrupção acidental – Por causa fortuita ou de força maior
4. Interrupção imposta – Interrupção por razões de segurança ou razões de interesse público.
5. Fecho – Interrupção por facto imputável ao cliente, ou por acordo com o cliente.

## **Artigo 10º – Identificação das classes de interrupção consoante as causas**

### Problema identificado

O problema identificado tem a ver com as definições propostas no artigo anterior.

### Solução proposta

Reformular a tabela com base nas classes propostas anteriormente

| <b>Classe</b>                         | <b>Causa</b>  |
|---------------------------------------|---|
| Interrupção programada do serviço     | Razões de serviço                                       |
| Interrupção não programada do serviço | Outras causas onde se incluem as avarias                |
| Interrupção acidental                 | Caso fortuito ou de força maior                         |
| Interrupção imposta                   | Razões de segurança ou razões de interesse público.     |
| Fecho                                 | Facto imputável ao cliente, ou por acordo com o cliente |

## **Artigo 15º – Indicadores gerais para as Redes de Distribuição**

### i) Problema identificado

Por princípio, os operadores de redes nas suas actividades de rotina, incluindo as de manutenção, não cortam o gás aos seus clientes. As operações de manutenção programada são normalmente realizadas em carga, salvo as relacionadas com a renovação de redes na cidade de Lisboa. Neste último caso o tempo de corte aos clientes está perfeitamente controlado e é monitorizado especificamente.

Os indicadores actualmente monitorizados pelo sector, e apresentados à ERSE, permitem concluir claramente que os prazos de interrupção aos clientes não têm expressão e justificar a irrelevância do indicador em causa. (duração média das interrupções por cliente)

Os cortes de serviço advêm essencialmente de danos causados por terceiros, sendo de referir que mesmo estes raras vezes afectam um grande número de clientes, e que o seu significado estatístico é irrelevante.

No entanto, a recolha e tratamento deste tipo de informação, atendendo a que a reposição do serviço implica sempre uma visita a casa de cada cliente e um registo específico no sistema de gestão, implica uma carga administrativa, de ponta, importante, sem contrapartida efectiva.

### Solução proposta

Propõe-se que para o cálculo do indicador “duração média das interrupções por cliente” e “duração média das interrupções” sejam considerados apenas as interrupções por razões de serviço (programadas e não programadas). Deste modo, a ERSE poderá verificar a duração média das interrupções resultantes da renovação de redes em Lisboa, as únicas que, no nosso entender, têm expressão.

### ii) Problema identificado

Os clientes ligados às redes de distribuição, pertencentes essencialmente ao segmento doméstico, têm em geral consumos muito baixos. Por outro lado, o abastecimento aos clientes industriais ligados a estas redes é fundamental para a continuidade dos respectivos processos produtivos, o que se traduz numa necessidade de lhes ser assegurada a continuidade de serviço e,

consequentemente, numa necessidade de minimizar qualquer possível interrupção. Assim, salvo situações muito excepcionais que podem ser monitorizadas caso a caso, o valor da energia não fornecida devido a interrupções não é significativo, mas é muito difícil de estimar com precisão, na medida em que depende de uma série de factores entre os quais se destacam a hora do dia, o dia da semana e o mês, para além do número e tipologia de clientes afectados.

#### Solução proposta

Propõe-se a eliminação dos indicadores “Energia não fornecida” e “Tempo de interrupção equivalente”.

### **Artigo 18º – Indicadores individuais**

#### Problema identificado

De acordo com o que já foi exposto anteriormente, o registo no sistema de gestão de clientes do momento de ligação de cada cliente após uma interrupção de serviço que afecte um elevado número de clientes, obriga a um significativo esforço administrativo e de desenho do sistema informático de gestão de clientes, e consequentemente económico, que, no nosso entender, não é proporcional à importância da informação daí retirada, na medida em que os valores médios não têm expressão.

Por outro lado, é prática estabelecida no sector que, após a reposição do serviço, é entregue a cada cliente uma cópia do registo preenchido pelo técnico do operador de redes, onde consta a hora de reposição do serviço e a verificação da normalidade do funcionamento da instalação de gás. Deste modo, o cliente é sempre informado da interrupção e da hora de reposição do serviço.

#### Solução proposta

Eliminar a alínea e) do ponto 1 do artigo 18º.

Substituir o ponto 4 por outro que estabeleça a exigência aos operadores de redes de entregar aos clientes no momento da reposição do serviço, um registo que contenha a informação relativa à data e hora da ocorrência, à hora de reposição do serviço e à respectiva causa.

### **Artigo 19º – Indicadores individuais**

#### Problema identificado

Os pontos de mistura de gás natural de diferentes proveniências (com características diferentes) são instantâneos, variando ao longo das redes em função das entradas e saídas de gás. Não é, por isso, possível efectuar nesses pontos a medição das características do gás natural. O importante é efectuar as medições das características do gás em “pontos-chave” da rede de transporte que permitam a extrapolação dos valores medidos, de modo a determinar as características do gás nos diferentes pontos de entrega às redes de distribuição.

#### Solução proposta

Alterar a redacção do ponto 1 para a seguinte: “... nos pontos de entrada e em pontos de referência da rede de transporte.”

### **Artigo 21º – Metodologia de verificação das características do gás natural**

#### Problema identificado

A alínea d) do ponto 1 deste artigo estabelece que a medição das características do gás natural deve ser efectuada em pontos onde se realize a mistura de gases com



características diferentes. De acordo com o que foi dito anteriormente, os pontos de mistura são instantâneos e variam em função das entradas e saídas de gás.

Por outro lado, as redes de distribuição não estão dotadas de equipamentos de medição das características do gás, dado que estas são medidas na rede de transporte e que o custo dos equipamentos requeridos para o efeito é bastante elevado. Os operadores das redes de distribuição são informados pelo operador da rede de transporte das características médias diárias do gás natural entregue em cada ponto.

#### Solução proposta

Alterar a redacção da alínea d) do ponto 1 para a seguinte: "...Em pontos de referência da rede de transporte."

### **Artigo 27º – Cumprimento do dever de informação**

#### Problema identificado

A alínea i) do ponto 2 estabelece que os comercializadores devem prestar aos seus clientes informação relativa às "...Entidades competentes e regime de preços vigentes relativamente à segurança das instalações, reparações e inspecções obrigatórias." É competência da DGGE disponibilizar a lista actualizada das entidades instaladoras e/ou montadoras de gás, bem como das entidades inspectoras. Relativamente aos preços, as entidades antes referidas operam num mercado concorrencial e não cabe às comercializadoras de gás natural regular ou sequer conhecer os preços praticados pelas referidas entidades.

#### Solução proposta

Eliminar a alínea i) do ponto 2 deste artigo.

### **Artigo 28º – Divulgação de informação na Internet**

#### Problema identificado

A alínea f) do ponto 2 estabelece que os comercializadores devem disponibilizar na sua página de Internet informação sobre "...Entidades competentes relativamente à segurança das instalações, reparações e inspecções obrigatórias, bem como o regime de preços vigentes." Pelas razões acima expostas, é nosso entender que essa informação não é da competência nem do domínio das comercializadoras de gás natural.

#### Solução proposta

Eliminar a alínea f) do ponto 2 deste artigo.

### **Artigo 32º – Reclamações relativas a facturação ou cobrança**

#### Problema identificado

O ponto 1 deste artigo refere que no caso de ser apresentada por um cliente uma reclamação relativa a parte de uma factura, o prazo de pagamento correspondente à parte da factura em reclamação é suspenso. A aplicação deste princípio aos clientes do sector doméstico cria uma série de dificuldades a nível do sistema de gestão de clientes, com custos de gestão que superam com diferença os valores em reclamação.

#### Solução proposta

Aplicar o critério referido somente aos grandes clientes.

### **Artigo 36º – Indicadores e padrões gerais**

#### Problema identificado

A alínea g) do ponto 1 estabelece como indicador geral o tempo de resposta a situação de avaria na alimentação individual da instalação do cliente. A alimentação individual da instalação do cliente está constituída pelo ramal, que é parte integrante da rede e, como tal, qualquer falha que se possa verificar é tratada como uma situação de emergência.

#### Solução proposta

Eliminar a alínea g) do ponto 1

### **Artigo 43º – Tempos de resposta a situações de avaria na alimentação individual da instalação do cliente**

#### Problema identificado

De acordo com o que já foi acima referido, a alimentação individual da instalação do cliente está constituída pelo ramal, que é parte integrante da rede. Como tal, qualquer falha que se possa verificar é tratada como uma emergência, sujeita aos padrões estabelecidos para o efeito.

#### Solução proposta

Eliminar o artigo.

### **Artigo 44º – Tempo de resposta a pedidos de informação por escrito**

#### Problema identificado

O ponto 1 estabelece que as entidades devem dar resposta aos clientes num prazo máximo de 15 dias. No ponto 2 é admitido que esse prazo pode não ser suficiente, pelo que se sugere a incorporação na redacção do ponto 1 dessa possibilidade.

#### Solução proposta

Incorporar no final do ponto 1 o seguinte: "...15 dias úteis, sem prejuízo do disposto no número seguinte."

### **Artigo 46º – Activação de fornecimento**

#### Problema identificado

O ponto 3 considera as situações em que para efectuar a activação do fornecimento o operador da rede de distribuição necessita apenas de proceder a operações simples. Nada refere relativamente à necessidade do cliente dispor da documentação requerida por lei, o que deve acontecer para que a ligação possa ser efectuada.

#### Solução proposta

Agregar no final do ponto 3 a seguinte redacção: "... a abertura da válvula de corte, e o cliente dispõe de toda a documentação requerida pela lei."

### **Artigo 48º – Restabelecimento do fornecimento por facto imputável ao cliente**

#### Problema identificado

No ponto 2 deste artigo são estabelecidos prazos para a reposição do serviço após o pagamento das quantidades em dívida. Os prazos definidos nas alíneas b) e c) não permitem a verificação do cancelamento da dívida, na medida em que são inferiores aos prazos requeridos pelo sistema bancário para tornar efectivos os pagamentos.

#### Solução proposta

Alterar a redacção do ponto 2 para "...Ultrapassada a situação que deu origem à interrupção do fornecimento, e assegurada a boa cobrança de todos os pagamentos determinados legalmente, o operador da rede de distribuição deve repor o fornecimento de gás natural, nos seguintes prazos:"

### **Artigo 59º – Deveres para com os clientes com necessidades especiais**

#### Problema identificado

A alínea b) do ponto 1 estabelece que os comercializadores devem instalar e manter operacionais equipamentos que permitam a detecção e sinalização de fugas nas instalações dos clientes com limitações no domínio do olfacto. Atendendo a que as instalações de utilização são propriedade do cliente, é nosso entender que a responsabilidade pela aquisição, instalação e manutenção dos referidos equipamentos deve ser também do cliente. O comercializador deverá disponibilizá-los.

#### Solução proposta

Alterar a parte inicial do texto da alínea b) para "...Disponibilizar equipamentos que permitam..."

### **Artigo 65º – Recolha e registo de informação**

#### Problema identificado

O ponto 2 deste artigo estabelece a obrigatoriedade das entidades manterem disponível a informação sobre qualidade do serviço por um período de 10 anos. Este requisito conduz à necessidade de manter uma elevada quantidade de informação durante um longo período o que se traduz em custos significativos em sistemas de informação.

#### Solução proposta

Alterar o texto do ponto 2 e exigir a disponibilização da informação durante um período máximo de 5 anos.

## **Anexo I – Procedimentos de cálculo dos indicadores gerais e individuais de qualidade comercial**

### **II – A. Tempo de espera no atendimento presencial**

#### Problema identificado

Salvo em núcleos urbanos de elevada densidade populacional, os centros de atendimento presencial actualmente existentes não atendem um elevado número de clientes. Por essa razão, parece oportuno que o registo do tempo de espera no atendimento pessoal seja efectuado apenas nos centros com elevada densidade de clientes, nomeadamente os principais núcleos urbanos dotados de lojas do cidadão.

#### Solução proposta

Alterar a redacção do ponto 1 deste artigo, de modo a referir que a monitorização do tempo de espera no atendimento presencial será efectuado em núcleos que atendam a mais de 25.000 clientes e em todas as lojas do cidadão onde as entidades abrangidas por este indicador efectuem atendimento presencial.

### **II – G. Tempo de resposta a situação de avaria na alimentação individual da instalação do cliente.**

#### Problema identificado

O problema identificado na resposta a avaria na alimentação individual da instalação do cliente já foi anteriormente referido.

#### Solução proposta

Eliminar este indicador

### **II – H. Tempo de resposta a pedidos de informação por escrito**

#### Problema identificado

O ponto 1 estabelece que as entidades devem dar resposta aos clientes num prazo máximo de 15 dias. No ponto 2 é admitido que esse prazo pode não ser suficiente, pelo que se sugere a incorporação na redacção do ponto 1 dessa possibilidade.

#### Solução proposta

Incorporar no final do ponto 1 o seguinte: "...15 dias úteis, sem prejuízo do disposto no número seguinte."

As situações onde se aplique o ponto 2 não entrarão para o cálculo do indicador. A empresa deverá, no entanto, monitorizar e evidenciar o cumprimento do novo prazo proposto nestas situações.

### **III – I. Activação do fornecimento**

#### Problema identificado

No cálculo do indicador consideram-se as situações em que para efectuar a activação do fornecimento o operador da rede de distribuição necessita apenas de proceder a operações simples. Nada refere relativamente à necessidade do cliente dispor da documentação requerida por lei, o que deve acontecer para que a ligação possa ser efectuada.

#### Solução proposta

Agregar no final do ponto 1 a seguinte redacção: "... a abertura da válvula de corte para que se possa iniciar o fornecimento. O cliente deverá dispor de toda a documentação requerida pela lei."

### **IV. – Tabela resumo dos indicadores e padrões gerais de qualidade geral**

#### i) Problema identificado

A percentagem em que o tempo de espera no atendimento telefónico é inferior a 60 segundos, estabelecida como padrão (85%), obriga a um reforço importante dos meios actualmente disponíveis, dimensionados para um padrão de 80%. É nosso entender que o incremento de custos originado com o reforço dos meios não é proporcional ao incremento da qualidade de serviço conseguida.

#### Solução proposta

Estabelecer o padrão em 80%

#### ii) Problema identificado

Definição de valor padrão para o tempo de assistência técnica na sequência de comunicação de avaria na alimentação individual da instalação do cliente

#### Solução proposta

Na medida em que se propõe a eliminação do indicador, também se propõe a eliminação do respectivo padrão.

### **Anexo II – Informação a enviar à ERSE pelas empresas**

#### Solução proposta

Este anexo deverá ser reformulado, de modo a incorporar as alterações propostas ao longo deste documento.

- **REGULAMENTO DAS RELAÇÕES COMERCIAIS (RRC)**

- **Artigos 57º e 58º - Comercializador de Último Recurso Grossista**

- Problema identificado

- Contratos de longo prazo em regime de "Take or Pay" celebrados em data anterior à publicação do Decreto-Lei nº 30/2006 de 15 de Fevereiro, estão considerados no comercializador de último recurso grossista

- Solução proposta

- Eliminar Artigos em causa, dado verificar-se não estarem os mesmos de acordo com o Decreto-Lei entretanto aprovado, no qual se estipula que os referidos Contratos se mantêm na titularidade da Transgás SA.

- **Artigo 58º - Compra e venda de gás natural no âmbito da gestão de contratos de longo prazo**

- Problema Identificado

- Obrigação de fornecimento com carácter prioritário aos centros electroprodutores

- Solução Proposta

- Eliminar Artigo em causa, dado que o mesmo vai contra o que está definido no contrato de concessão existente. Por outro lado, o sector eléctrico tem alternativas para produção de electricidade, contrariamente ao que se verifica no sector doméstico.

- **Artigo 59º - Venda de quantidades excedentárias dos contratos de *take or pay***

- Problema Identificado

- Vendas de quantidades excedentárias dos contratos de *take or pay* com partilha dos ganhos.

- Solução Proposta

- Eliminar o artigo em causa, por o mesmo não estar de acordo com o Decreto-Lei aprovado (ver também o comentário anterior relativamente aos artigos 57º e 58º).

- **Artigo 60º - Aquisição de gás natural no âmbito da comercialização de último recurso a grandes clientes**

- Problema Identificado

- A aquisição de quantidades adicionais de GN pelo comercializador de último recurso grossista, para fornecimento a grandes clientes através de mercados organizados, ou contratos bilaterais, está dependente da aprovação da ERSE.

- Solução Proposta

- Alterar parágrafos 1.b) e 2. deste Artigo de modo a que seja suficiente que o Comercializador de Último Recurso Grossista informe a ERSE das condições de aquisição, sem estar dependente da sua aprovação.

Existindo a obrigação de fornecimento, o processo de aquisição de quantidades adicionais de GN deverá ser célere e ao preço mais competitivo que for conseguido. Assim, a responsabilidade deverá ser do Comercializador de Último Recurso Grossista, com informação detalhada à ERSE, salvaguardando-se o risco de fornecimento do mercado de último recurso

### **Artigo 65º - Aquisição de gás natural**

#### Problema Identificado

A aquisição de quantidades adicionais de GN pelo Comercializador de Último Recurso Retalhista para fornecimento a clientes através de contratos bilaterais com outros comercializadores, ou mediante participação em mercados organizados, deverá ser submetida à ERSE para aprovação num prazo não superior a 30 dias

#### Solução Proposta

Alterar parágrafo 4. deste Artigo de modo a que o Comercializador de Último Recurso Retalhista informe a ERSE das condições de aquisição, sem estar dependente da sua aprovação.

Existindo a obrigação de fornecimento, o processo de aquisição de quantidades adicionais de GN deverá ser célere e ao preço mais competitivo que for conseguido. Assim, a responsabilidade deverá ser do Comercializador de Último Recurso Retalhista, com informação detalhada à ERSE, salvaguardando-se o risco de fornecimento do mercado de último recurso

### **Artigo 70º - Informação sobre preços**

#### Problema Identificado

Informação trimestral de preços efectivamente praticados nos meses anteriores, com desagregação detalhada.

#### Solução Proposta

Propõe-se que, em alternativa, sejam divulgados os preços médios efectivamente praticados por classes de clientes (conforme descrição do Artigo 7º), dado que, num regime de mercado livre, os agentes económicos agem de forma livre, sem qualquer intervenção de regulação. Tratando-se portanto de um mercado onde todas as acções económicas e acções individuais respeitantes à transferência de bens são "voluntárias", embora em cumprimento de contratos individuais e, porventura, sujeitos a confidencialidade.

### **Artigo 85º - Encargos com ramais de distribuição**

#### Problema Identificado

Os encargos com a construção dos ramais de distribuição de novas ligações têm em conta um comprimento máximo no apuramento dos encargos a suportar pelo cliente.

#### Solução Proposta

Propõe-se que seja salvaguardada a hipótese das partes (Requisitante e Operador de Rede) acordarem outra forma de repartição dos encargos de ligação, nomeadamente, dando a possibilidade do encargo total ser suportado pelo Operador de Rede, com posterior repercussão do custo na tarifa de uso da rede.

Considerando a forte concorrência de outras formas alternativas de energia, os clientes ainda não ligados que não possam suportar os encargos inerentes à ligação (em particular, redes para o segmento doméstico), poderão ficar limitados nas opções de abastecimento energético.

### **Artigo 94º - Ligação de instalações de grandes clientes**

#### Problema Identificado

Não está claramente identificado o critério a seguir pelo operador na negociação dos encargos de ligação às instalações de grandes clientes.

### Solução Proposta

Na medida em que estas novas ligações se traduzam numa manutenção ou redução dos custos de utilização da rede, deverá ser obrigação do operador suportar o respectivo encargo, o qual deverá ser incorporado na tarifa de uso das redes.

### **Artigo 107º - Fornecimento e instalação de equipamentos de medição**

#### Problema Identificado

O cliente pode instalar um segundo equipamento de medição, com características idênticas ou superiores ao equipamento fornecido para efeitos de dupla medição.

### Solução Proposta

Estando salvaguardadas toda a responsabilidade, qualidade e isenção inerentes à medição pelo Operador da Rede (vidé Artigo 110º e 111º), o requisito de uma medição dupla por parte de um cliente, deve configurar serem deste, todos os encargos envolvidos na boa implementação desta opção.

Assim, para além de dever ser regulamentado no "Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados" a publicar posteriormente, que o referido equipamento do cliente deverá estar sujeito ao mesmo nível de exigências (calibrações, rigor, telecontagem, etc.) do equipamento do Operador da Rede, deverá ainda ficar garantido que os encargos adicionais inerentes ao processo de dupla medição serão integralmente suportados pelo cliente.

### **Artigo 112º - Grandezas a medir ou a determinar para facturação do uso das redes**

#### Problema Identificado

As grandezas a medir ou a determinar para efeitos de aplicação das tarifas de acesso às redes: Capacidade Tomada, Capacidade Contratada e Capacidade em Períodos de Ponta, estão muito em linha com o estabelecido no RRC do sector eléctrico, tornando-se muito complexas para o sector do gás natural.

### Solução Proposta

A terminologia agora proposta é muito diferente da prática actual do sector do gás natural, pelo que as grandezas a medir deverão ser alteradas de forma a estarem de acordo com os conceitos de Capacidade existentes nos contratos de fornecimento actualmente em vigor e com os requisitos do processo de reserva e utilização das capacidades das infra estruturas (ver também comentários em conformidade ao RARII).

### **Artigos 131º e 132º - Pontos de entrada nas redes de distribuição abastecidas a partir de GNL**

#### Problema Identificado

Cabe ao Operador da Rede de Distribuição abastecida a partir de GNL efectuar a leitura dos equipamentos de medição no ponto de entrada na UAG.

### Solução Proposta

Não existindo aplicação, nas instalações em Portugal, nem em Espanha, de pontos de medição à entrada das UAG's, porquanto tal requisito, se aplicável, implicaria um encargo significativo para a infra-estrutura (implicando p. ex. a instalação de balança), considera-se que o estipulado deverá ser alterado por forma a que a leitura se faça, como na maioria das instalações actuais, à saída da UAG, ou, caso o modelo de negócio o permita, à saída do terminal de GNL (no enchimento do camião cisterna).



### **Artigo 144º - Leitura extraordinária dos equipamentos de medição**

#### Problema Identificado

A realização de uma leitura extraordinária, para clientes com consumo igual ou inferior a 10.000 m<sup>3</sup>, só é possível se durante 12 meses consecutivos o operador de rede não tiver acesso ao equipamento para efeitos de leitura, por facto imputável ao cliente.

#### Solução Proposta

Deverá ser eliminado o parágrafo 1 do Artigo em causa.

A obrigação dos clientes de conceder acesso aos equipamentos de medida, e as consequências previstas nos casos em que o acesso não seja possível, nomeadamente no que se refere a interrupções de fornecimento, deverá ser tratada de forma semelhante para todos os clientes, tal como previsto no paragrafo 2 deste mesmo Artigo. Para além disso, considera-se que a não acessibilidade ao local durante 12 meses poria em causa a realização de acertos, os quais deverão ser feitos até 6 meses, conforme previsto neste Regulamento no Artigo 200º e na Lei 23/96.

### **Artigo 157º - Princípios gerais da mudança de comercializador**

#### Problema Identificado

O cliente tem o direito de mudar de comercializador de gás natural até 4 vezes em cada período de 12 meses consecutivos, não podendo ser exigido o pagamento de qualquer encargo pela mudança.

#### Solução Proposta

i) Introdução de um parágrafo adicional neste Artigo, no qual se considere que o regresso do cliente ao Comercializador de Último Recurso deve obrigar à permanência do mesmo pelo período de um ano.

A opção pelo mercado de último recurso poderá levar a que o Comercializador de Último Recurso venha a adquirir GN e a reservar capacidade aos preços disponíveis em cada momento, e portanto, não deverá estar condicionada a que o mesmo processo possa ser subsequentemente posto em causa por uma inversão súbita da opção do cliente. Esta fragilidade do processo pode ser eliminada com a introdução de um período mínimo de permanência no mercado de último recurso (1 ano).

ii) Os custos com a mudança, não sendo por conta do Cliente, deverão ser por conta do novo Comercializador.

O processo de mudança de comercializador acarreta encargos, os quais no actual Regulamento são suportados pelo sistema regulado. Para evitar esta situação, parece-nos mais justo que esses encargos sejam suportados pelo novo comercializador.

### **Artigo 177º - Obrigação de fornecimento**

#### Problema Identificado

Nada é referido quanto à não obrigatoriedade de fornecimento quando não se encontra regularizado o pagamento de dívidas vencidas provenientes de contratos de fornecimento, celebrados entre o Comercializador de Último Recurso Grossista e o cliente, desde que essas dívidas não tenham sido contestadas judicialmente.

#### Solução Proposta

Deve ser alargada ao Comercializador de Último Recurso Grossista a protecção contra o risco de falta de pagamento, nos exactos moldes já previstos para os

Comercializadores de Último Recurso Retalhistas. Não havendo esta protecção e uma vez que o Comercializador de Último Recurso Grossista tem obrigatoriedade de fornecimento, fica o mesmo com grande exposição ao risco de crédito, com as consequentes implicações em termos de custos que irão onerar o sistema.

### **Artigo 181º - Duração do Contrato**

#### Problema Identificado

A duração dos contratos celebrados com clientes com consumo anual superior a 10.000 m<sup>3</sup> não deve ultrapassar os 3 anos.

#### Solução Proposta

Deverá ser alargada a duração dos contratos, de forma a possibilitar a comparticipação nas infra estruturas de ligação, mediante o eventual financiamento directo por parte de um comercializador, e ainda para salvaguardar a dependência de contratos de compra de GN de maior duração (para contratos de venda de GN a centros electroprodutores e/ou a grandes instalações de cogeração).

Estabelecer um prazo máximo seria cercear as opções dos agentes de mercado, deixando por satisfazer certos perfis de procura por parte dos clientes. Em actividades de concorrência, parece-nos que o princípio orientador deve ser o de livre acordo entre as partes, garantida que esteja a lei e, em particular, as regras da concorrência. Para além disso, no que concerne ao desenvolvimento do sistema, é importante que seja permitida a comparticipação do investimento, da qual decorrerão vantagens para outros eventuais clientes de menor consumo que venham a beneficiar da mesma infra-estrutura.

### **Artigo 185º - Meios e formas de prestação da caução**

#### Problema Identificado

A caução pode ser prestada em cheque.

#### Solução Proposta

Só deverá ser aceite o cheque quando visado ou após boa cobrança, para mitigar o risco de falta de provisão do cheque. No limite deverá excluir-se a possibilidade de pagamento da caução através deste meio.

### **Artigos 197º a 199º - Facturação dos encargos do termo fixo mensal, da capacidade e de energia**

#### Problema Identificado

Facturação com preços fixados por nível de pressão.

#### Solução Proposta

Deve ser aplicada a mesma tarifa, independente da pressão de abastecimento aos clientes, dado que a variação das tarifas por nível de pressão iria introduzir desequilíbrios entre consumidores que à partida deveriam estar sujeitos às mesmas condições de facturação. De facto, o desenvolvimento das redes de distribuição foi efectuado pelas empresas de distribuição numa lógica de racionalização de custos e de optimização da infra-estrutura, não parecendo justo que clientes abastecidos por baixa pressão, por decisão e/ou contingência do operador, venham a ser prejudicados por uma situação para a qual não tiveram opção de escolha.

- **REGULAMENTO DE ACESSO ÀS REDES, ÀS INFRA-ESTRUTURAS E ÀS INTERLIGAÇÕES (RARI)**

### **Artigo 3º - Siglas e Definições**

#### Problema Identificado

A definição de armazenamento subterrâneo não está adaptada à existência de duas entidades concessionadas e a definição de Ano Gás estabelece um período de Julho a Junho e a definição de Distribuição inclui a actividade de transporte em alta pressão.

#### Solução Proposta

Considerando que irão existir dois concessionários de armazenamento subterrâneo, a definição de "Operador de Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural" deve ser alterada e adaptada no sentido de integrar o uso comum de infra-estruturas de superfície pelos dois concessionários.

Dever-se-á atender ao comentário sobre a definição de Ano Gás referido anteriormente (comentários ao RQS).

Na definição de "Distribuição" deverá ser eliminada a referência à "veiculação de gás natural através das redes de alta pressão" uma vez que esta é uma actividade da exclusiva competência do operador da rede de transporte.

### **Artigo 5º - Princípios Gerais**

#### Comentário

Refere-se na alínea h), a reciprocidade no uso das interligações, "com que o sistema eléctrico nacional se interliga" o que deve ser modificado para "com que o sector do gás natural se interliga".

### **Artigo 7º - Entidades Celebrantes dos Contratos de Uso das Infra-estruturas**

#### Problema Identificado

O nº2 deste artigo prevê o recurso a aditamentos aos contratos de acesso às redes, por rede de distribuição.

#### Solução Proposta

Ao contrário do sector eléctrico, onde existe um único distribuidor, no sector do gás natural existem vários operadores responsáveis por diferentes redes de distribuição com especificidades e características próprias.

Assim, consideramos que será mais simples e prático para o desenvolvimento do mercado a celebração de contratos separados entre os agentes de mercado e o operador da rede de transporte por um lado, e com os vários operadores das redes de distribuição, por outro, dada a diferenciação de processos e responsabilidades.

### **Artigo 8º - Condições a Integrar nos Contratos de Uso das Infra-estruturas**

#### i) Comentário

O nº2 deste artigo pode ser reescrito no sentido de tornar mais explícito que a contratação de uso das infra-estruturas para os clientes dos comercializadores é da responsabilidade destes últimos, de forma transparente para o cliente final.

#### ii) Comentário

No nº3, uma das condições a prever, que deverá constar das condições gerais dos contratos de uso das infra-estruturas, são as circunstâncias e a pedido de quem o operador pode suspender o serviço prestado.

iii) Comentário

No nº5 são referidos três regulamentos, nas alíneas d), e) e f), que não foram ainda apresentados para análise. Dada a relevância dos mesmos, sugere-se a sua disponibilização.

**Artigo 9º - Condições Gerais dos Contratos de Uso das Infra-estruturas**

i) Problema Identificado

No nº3, estabelece-se um prazo de 90 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento para a apresentação das condições gerais dos contratos de uso das redes por parte dos seus operadores. Por outro lado no nº5 do Artigo 8º, refere-se que estas "Condições Gerais" deverão observar o disposto em seis regulamentos, três dos quais (alíneas d) a f) do referido nº5) não foram ainda disponibilizados para análise.

i) Solução Proposta

Sugere-se que o texto do nº3 deste Artigo seja alterado para "...90 dias após a entrada em vigor da totalidade dos regulamentos previstos no nº5 do Artigo 8º".

ii) Problema Identificado

No nº4, refere-se que a ERSE poderá por sua iniciativa ou mediante proposta dos operadores proceder à alteração das condições gerais dos contratos de uso das infra-estruturas.

ii) Solução Proposta

Sugere-se que estas alterações devem produzir efeitos apenas nos contratos com início no Ano Gás seguinte

**Artigo 10º - Duração dos Contratos de Uso das Infra-estruturas**

Comentário

No nº1, define-se que o período de contratação deve ser de um ano. Sugere-se que os contratos iniciados no decurso de um ano gás sejam válidos até ao final desse mesmo ano gás, iniciando-se o seguinte, de forma automática, no período seguinte, de acordo com o definido neste Artigo.

**Artigo 11º - Cessação dos Contratos de Uso das Infra-estruturas**

Problema Identificado

Só se prevê, no nº1 deste Artigo, a cessação dos contratos de uso das infra-estruturas por acordo entre as partes e por caducidade.

Solução Proposta

Para além das causas de cessação estabelecidas, deverá ser prevista a possibilidade de cessação por iniciativa, devidamente justificada, de qualquer umas das partes intervenientes.

**Artigo 18º - Informação para Efeitos do Acesso às Infra-estruturas**

Problema Identificado

A publicação da descrição pormenorizada e da localização geográfica das infra-estruturas, como previsto na alínea a) do nº2, pode colocar problemas ao nível da segurança das infra-estruturas.

### Solução Proposta

Sugere-se a publicação de forma esquemática da descrição e da localização geográfica das infra-estruturas, sem que se permita a identificação detalhada dos diversos locais.

### Comentário

A informação exaustiva solicitada nas alíneas b) a e), não traz valor acrescentado ao processo de abertura de mercado ou de desenvolvimento das infra-estruturas, sobretudo no que respeita às redes de distribuição, uma vez que a capacidade actualmente existente permite assegurar os consumos actuais e previstos no futuro a médio prazo. Sugere-se que esta informação deva ser disponibilizada em zonas onde se perspetive a ocorrência de congestionamento físico ou apenas no caso de ser questionado, por parte dos operadores das redes, o abastecimento a algum cliente específico.

Relativamente ao estabelecido no nº3, entende-se que devem ser os agentes de mercado a identificar e informar os operadores das redes sobre as potenciais zonas de interesse de desenvolvimento futuro, assegurando-se desta forma que o crescimento das redes é promovido pelas necessidades de mercado e não o contrário.

## **Artigo 19º - Pontos Relevantes da RPGN**

### Comentário

Os pontos relevantes sugeridos na alínea d) do nº2 deste Artigo, não devem ser considerados para este efeito, uma vez que não condicionam, nem é previsível que venham a condicionar no médio prazo, a capacidade da infra-estrutura.

## **Artigo 20º - Ajustamento para Perdas e Auto-Consumos**

### Problema Identificado

Só estabelece a existência de perdas e auto-consumos (e de fugas, que deverão ser assumidas pelos operadores).

### Solução Proposta

Deve ser incorporado o conceito de ajustamento por efeito de "Diferenças de Medição" uma vez que estas são inevitáveis e inerentes ao processo de exploração das infra-estruturas, sendo reconhecidas nas normas internacionais aplicáveis aos procedimentos de medição.

## **Artigo 21º - Factores de Ajustamento para Perdas e Auto-consumos.**

### Problema Identificado

É considerado um factor de ajustamento idêntico para as actividades de injeção e extracção no armazenamento subterrâneo.

### Solução Proposta

Estabelecer um factor de ajustamento diferente para as actividades de injeção e extracção no armazenamento subterrâneo.

## **Artigos 22º a 27º - Quantidades Ajustadas para Perdas e Auto-consumos nas Infra-estruturas**

### Problema Identificado

O processo de cálculo das quantidades a disponibilizar pelos agentes de mercado para compensação de perdas e auto-consumos é complexo, cabendo a cada

comercializador assumir os valores de perdas e auto-consumos associados a cada infra-estrutura.

#### Solução Proposta

A lógica deve ser alterada de modo a associar as perdas e auto-consumos não só à localização do cliente, mas também à quantidade de gás veiculada por cada infra-estrutura, numa perspectiva descendente desde a fonte até ao cliente final considerando as fontes de cada comercializador como comuns.

Pelo que se disse, haverá valores de perdas e auto-consumos das infra-estruturas da RNTIAT que depois serão veiculados às redes de Média Pressão e Baixa Pressão para aplicação dos factores respectivos. Os custos globais por agente serão assim imputados aos clientes de forma agregada.

### **Artigo 28º - Projectos de Investimento e Relatórios de Execução do Orçamento**

#### Problema Identificado

O processo de aprovação de investimentos proposto neste Artigo pressupõe a existência de um mercado maduro e de um conjunto de infra-estruturas estabilizado, em que a necessidade de investimentos está substancialmente ligada à manutenção e reposição da infra-estrutura.

#### Solução Proposta

Estando o mercado do gás natural actual ainda em fase de crescimento e sendo necessário garantir a flexibilidade dos projectos de investimento por forma a permitir o acompanhamento do desenvolvimento comercial do mercado, particularmente no que se refere à ligação de grandes clientes, deve ser contemplada neste artigo a possibilidade de revisão ou alteração dos projectos de investimento (orçamento para o ano seguinte e projectos) no decorrer do Ano Gás.

#### Comentário

A informação a fornecer, prevista nos nºs 9 e 10 deste Artigo, deve ser, no caso das redes de distribuição, agregada por concelho, a fim de permitir uma maior flexibilidade no desenvolvimento dos projectos.

### **Artigo 29º - Realização de Investimentos nas Infra-estruturas**

#### Comentário

A Directiva 93/38/CEE, do Conselho de 14 de Julho, referida no nº1, foi alterada, estando actualmente em vigor a Directiva 2004/17/CE de 31 de Março.

#### Problema Identificado

A alínea b) do nº3 deste Artigo estabelece que todos os investimentos realizados com recurso prévio à qualificação de fornecedores ficam sujeitos à análise da ERSE, para efeitos de reconhecimento nas tarifas.

#### Solução Proposta

Entende-se que se os sistemas de qualificação e os processos de concurso respeitarem a legislação aplicável, nomeadamente a referida no nº1 do presente Artigo, devem ser automaticamente aceites pelo Regulador.

Acresce ainda que, a imposição que de certa forma é feita no nº3 ao recurso exclusivo a concursos públicos, conduzirá inevitavelmente a processos de contratação mais demorados, com prejuízo para a realização dos investimentos.

Assim, propõe-se que n° 3 seja alterado por forma a que fique estabelecido que os investimentos realizados são automaticamente aceites pela ERSE para efeitos de reconhecimento nas tarifas, independentemente do processo de execução, desde que de acordo com as regras comunitárias de contratação pública.

### **Artigo 32° - Determinação dos Valores da Capacidade das Infra-estruturas**

#### Comentário

O n°1 deve ter em conta os comentários efectuados aos Artigos 18° e 19° deste regulamento, relativamente aos pontos relevantes das redes de distribuição e à capacidade disponível nessas mesmas redes.

#### Problema Identificado

O n°3 prevê a actualização e divulgação dos valores das capacidades das infra-estruturas em cada mês, com detalhe semanal, e em cada semana, com detalhe diário.

#### Solução Proposta

Consideramos que, no caso das redes de distribuição, esta actualização deve ser feita apenas nos casos em que se antecipe a ocorrência de congestionamentos. Evita-se assim a preparação e publicação de informação excessiva sem que esta acrescente valor para os agentes de mercado.

### **Artigo 33° - Divulgação dos Valores da Capacidade das Infra-estruturas**

#### Comentário

Na alínea d) do n°1, sugerimos a eliminação de "redes de distribuição em BP" e a sua substituição por "redes onde se antecipe a ocorrência de congestionamentos".

### **Artigo 34° - Funcionamento e Utilização do SNGN**

#### Problema Identificado

Este Artigo não estabelece a necessidade de contratação prévia de uma reserva de capacidade.

#### Solução Proposta

A inexistência de uma contratação prévia de capacidade pode ter como consequência a sua programação e nomeação, nos termos do Artigo 37°, de forma pouco eficiente, como referido no comentário ao Artigo 37°. Sugere-se a inclusão de uma etapa relativa à contratação prévia de capacidade nas infra-estruturas do SNGN.

### **Artigo 36° - Capacidade das Infra-estruturas Associada aos Contratos de Aproveitamento de Gás Natural de longo prazo existentes**

#### Problema Identificado

Na alínea b) do n°1, onde se identificam os contratos de fornecimento de GNL, não está referido o contrato de fornecimento de GNL com origem na Nigéria, celebrado em Fevereiro de 2002, válido até 2025/6, também celebrado em data anterior à publicação do Decreto-Lei n°30/2006 de 15 de Fevereiro.

#### Solução Proposta

A salvaguarda dos contratos de aproveitamento de gás natural de longo prazo existentes, celebrados em data anterior à publicação do Decreto-Lei n°30/2006, de 15 de Fevereiro, ao considerar atribuída aos agentes de mercado a capacidade na RNTGN e no terminal de GNL utilizada no âmbito destes contratos, parece-nos uma medida acertada. O contrato acima referido, que está exactamente nas mesmas

condições que os restantes contratos de aprovisionamento abrangidos por este princípio, deve também ser salvaguardado.

### **Artigo 37º - Atribuição de Capacidade das Infra-estruturas**

#### Problema Identificado

Nos termos deste artigo a capacidade necessária nas infra-estruturas deverá ser solicitada pelos agentes de mercado nos processos de programação e nomeação, sem obrigação de reserva e pagamento prévio.

Todas as situações de programações ou nomeações que resultem em situações de congestionamento serão resolvidas pelo recurso a leilões.

#### Solução Proposta

De forma a responsabilizar os agentes de mercado no sentido de programarem e nomearem de forma eficiente e de acordo com as suas necessidades reais, sugere-se a introdução do princípio de contratação prévia de capacidade. Este princípio evitaria ainda a arbitragem entre o sistema espanhol e o sistema nacional, dado que os utilizadores das infra-estruturas espanholas poderiam programar e nomear capacidade no sistema nacional, induzindo situações de leilão desnecessárias.

### **Artigo 38º - Programação nos pontos de entrada e de saída da RNTGN**

#### Comentário

Na alínea b) do nº2, sugere-se a substituição de “detalhe semanal” por “detalhe mensal”, para estar de acordo com as regras utilizadas pelos operadores internacionais de redes de gás.

### **Artigo 42º - Leilões de Capacidade**

#### Comentário

O nº4 deste Artigo estabelece que “os valores das licitações que resultem de leilões de atribuição de capacidade, no âmbito do processo de nomeação para o dia gás, só serão efectivamente pagos caso se verifique que subsiste a situação de congestionamento que originou o leilão.”

Não é explícito em que termos serão realizados os leilões ao nível das programações anuais, mensais e semanais, sempre que ocorram situações de congestionamento, nem de que forma é que, no caso de ocorrerem pagamentos, de que forma é que se evita a dupla tributação dos agentes de mercado, ao nível do processo de atribuição de capacidade.

### **Artigos 45º e 46º - Informação Geral Relativa às Infra-estruturas e à Capacidade das Infra-estruturas**

#### Comentário

Deverão ser tidos em conta os comentários efectuados aos Artigos 18º e 19º.



- **REGULAMENTO TARIFÁRIO (RT)**

**Capítulo IV – Proveitos das Actividades Reguladas**  
**Artigos 57º, 58º, 59º, 64º, 68º – Cálculo dos Custos de Capital**

Problema Identificado

A forma de cálculo do custo de capital não considera o estabelecido no Decreto-Lei, que diz que para efeitos de regulação o valor dos activos, à data de início das novas concessões ou licenças deve reflectir o correspondente valor do Balanço depois de reavaliados e líquidos de amortizações e subsídios a fundo perdido.

Não é claro que a determinação da taxa de remuneração de activos assegure a manutenção do equilíbrio económico-financeiro das actuais concessões e licenças.

Solução Proposta

Sugerimos a seguinte redacção para as definições de activos aceites para efeitos de regulação, constantes no RT:

“Os activos fixos líquidos de amortizações e participações, depois de reavaliados com base na inflação ocorrida durante o período de vida útil dos activos decorrida até à data de início da concessão ou licença, correspondem aos valores aceites para efeitos de regulação.”

Deverão ainda ser consideradas as propostas apresentadas no capítulo Aspectos Fundamentais, no que diz respeito ao valor das empresas e aos incentivos à expansão do sistema.

**Artigos 79º a 91º - Planos de Promoção**

Comentário

Os mecanismos previstos para a implementação dos planos de promoção de eficiência do consumo e de promoção ambiental tal como apresentados, levantam-nos algumas dúvidas sobre a eficácia dos mesmos.

**TERMINAL DE RECEPÇÃO; ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO**

**Artigos 56º, 57º, 58º, 59º e 95º - Estrutura Tarifária**

Problema Identificado

As actividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL estão associadas a Tarifas Reguladas a pagar pelo utilizador destas infra-estruturas e são imputadas/transferidas aos clientes finais indirectamente através da Tarifa de Energia.

Um dos aspectos essenciais do sistema tarifário aplicável a um terminal é a sua ligação à parte operacional. A gestão de uma infra-estrutura deste tipo, com a importância para o abastecimento do sistema nacional como é o caso do terminal de Sines, e com vários utilizadores, é seguramente o aspecto que, do ponto de vista operacional, representa o maior desafio decorrente da reorganização do sector. É aqui que irão ocorrer potenciais congestionamentos, não em termos de emissão, mas em termos de planeamento e recepção de navios.

Considera-se igualmente relevante, numa óptica económica/comercial a nível ibérico a manutenção de um sistema tarifário em linha com o sistema espanhol, por forma a não criar barreiras de acesso ou discriminação entre agentes num actual regime de mercado aberto.

### Solução Proposta

Concordamos na generalidade com a proposta de cálculo dos proveitos permitidos aplicados à actividade de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, considerando no entanto fundamental ressaltar alguns aspectos que embora de âmbito operacional têm implicação directa na tarifação desta actividade, e na gestão otimizada do sistema, nomeadamente:

**Perfil de recepção GNL** – É essencial ficar assegurado que, antes do início de cada ano gás, o gestor do Terminal tenha na sua posse os perfis de utilização (recepção/emissão/regaseificação) previstos por cada utilizador desta infraestrutura, e que estabeleça as regras e obrigações para o bom funcionamento da mesma, sem riscos de colapso (bloqueio à recepção, stocks virtuais, etc.)

Entenda-se como regras e obrigações, a definição de um planeamento anual que, com as devidas folgas, constitua um vínculo para os utilizadores, a criação de um sistema de incentivos para recepção de mais cargas, de mecanismos de controlo do armazenamento de GNL, e de procedimentos eficazes de obrigação de emissão de acordo com o perfil definido por cada utilizador.

Assim, sugere-se que seja adoptada uma tarifa variável de recepção que dependa do volume descarregado e que seja facturada em função das descargas efectuadas no mês.

A tarifação desta actividade nestes moldes, em vez de ser baseada nas quantidades emitidas, simplifica o processo tarifário e individualiza a sua remuneração.

**Gestão do Armazenamento** – É relevante propor a adopção de um sistema de incentivo à não utilização do sistema de armazenamento de GNL como um armazenamento efectivo, mas que assegure a todos os utilizadores a possibilidade de receberem as suas cargas de acordo com o respectivo planeamento.

Nomeadamente, deverá ser previsto um mecanismo que permita a utilização do armazenamento de forma a não provocar alterações no perfil geral de utilização do terminal, nem no perfil particular de cada utilizador. Por exemplo, com a definição de um critério de penalizações para situações que se desviem do perfil regular previamente definido.

Sugere-se assim, a seguinte estrutura tarifária:

**Termo Fixo** – relacionado com um período de Armazenamento operacional ou base, calculado anualmente, no início do ano gás, e que corresponda a um número de dias resultante do valor médio do perfil de utilização do terminal. Este termo fixo dependeria do volume de GNL recepcionado e armazenado, atribuindo a cada utilizador o direito ao já referido período de Armazenamento base.

**Termo Variável** – relacionado com um período de armazenamento de flexibilidade, calculado mensalmente e aplicável a cada dia de utilização do armazenamento para além do período base e ao volume armazenado em cada um desses dias.

**Gestão da capacidade contratada de emissão** – Considera-se fundamental que a capacidade contratada seja firme e que constitua uma capacidade reservada,

calculada com base nas quantidades anuais que o utilizador estima levantar (capacidade reservada = quantidade anual/8760 horas x (1+f), sendo o f um factor de flexibilidade calculado pelo gestor do sistema para cada ano), cuja disponibilidade é assegurada pelo operador do terminal.

A faixa de capacidade excedente, resultante do remanescente do perfil global de utilização do terminal para um determinado ano gás, deverá ser colocada à disposição dos vários utilizadores, devidamente arbitrado numa forma não discriminatória, pelo operador do terminal.

A tarifa aplicável a esta actividade, tarifa de regaseificação, resultaria da aplicação de um termo fixo de capacidade que corresponda a uma reserva de capacidade firme, como descrito anteriormente, e de um termo variável, que dependa do volume regaseificado e emitido na rede.

## **ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO**

### **Artigo 57º e 96º - Instalações de Superfície**

#### Problema Identificado

Repartição dos custos das instalações de superfície pelas vertentes de armazenamento estratégico e operacional, que deverão ter um tratamento específico, sobretudo considerando a existência de duas concessões que as partilham.

As instalações de superfície, nomeadamente no que diz respeito à capacidade de extracção, têm implícitas uma componente de segurança relacionada com o abastecimento do país, pelo que a sua utilização deve ser prioritariamente alocada à extracção das reservas de segurança, em caso de necessidade. Salienta-se que a concepção destas instalações assentou no princípio de que as mesmas deveriam permitir a substituição temporária do caudal de gás proveniente da Argélia, à data a principal fonte de abastecimento do país.

Desta forma, as comercializadoras que pretendam utilizar estas instalações para fins de movimentação das suas reservas operacionais, só o poderão fazer caso as mesmas não sejam necessárias para movimentação da reserva estratégica.

Uma correcta imputação dos custos das instalações de superfície, contribuirá para aumentar a competitividade das futuras cavernas do Carriço para fins operacionais, fomentando o seu desenvolvimento.

#### Solução Proposta

Sugere-se que os custos fixos associados a estas instalações sejam remunerados através da tarifa de armazenamento estratégico, pelas razões acima referidas, sendo os respectivos custos variáveis suportados pelas actividades de injeção e extracção. Adicionalmente, as actividades de injeção e extracção para fins operacionais poderiam ser sujeitas a uma tarifa variável suplementar, cujo valor unitário resultasse da divisão dos custos fixos das instalações de superfície pelo total de horas do ano. Estas receitas adicionais seriam abatidas à tarifa aplicável ao armazenamento subterrâneo no ano gás seguinte.

#### *Tarifa de armazenamento de segurança:*

Termo de Armazenamento: Reflecte os custos imputáveis ao armazenamento (na proporção do volume de gás previsto para efeitos da reserva de segurança) e às instalações de superfície.

Termo de Injecção e Extracção: Reflecte os custos variáveis imputáveis à injecção ou à extracção.

*Tarifa de armazenamento operacional:*

Termo de Armazenamento: Reflecte os custos imputáveis ao armazenamento (na proporção do volume de gás previsto para fins comerciais e operacionais).

Termo de Injecção e Extracção: Reflecte os custos variáveis imputáveis à injecção ou à extracção.

Termo Adicional: Deverá ser considerado o pagamento de um termo variável adicional que reflecta a parcela dos custos fixos das instalações de superfície na proporção das horas-ano afectas à movimentação das reservas não estratégicas.

**NOTA:** Dado que as instalações de superfície são propriedade apenas de um operador, terá que haver um acerto de contas no final de cada ano gás, relativamente aos proveitos obtidos com as mesmas.

## **REDE DE TRANSPORTE**

### **Artigo 64º - Transporte de GNL por Rodovia**

#### Comentário

A ERSE, no que respeita ao transporte de GNL por rodovia para abastecimento a UAGs, da qual dependam redes de distribuição e/ou clientes directos, optou pela inclusão dos custos associados a esta actividade na Tarifa de Transporte de Gás Natural. Entende-se que o objectivo será a gestão centralizada do planeamento de descargas, sendo que o serviço de transporte propriamente dito será exercido por entidades terceiras.

Esta opção parece-nos aceitável, apesar de ser uma evidente subsidiação cruzada, já que resulta na uniformização dos custos aplicados aos clientes, independentemente do tipo de abastecimento, no que respeita aos fornecimentos pelos e aos comercializadores de último recurso. Esta centralização da actividade de planeamento de descargas, contribuirá também para a garantia de uma gestão eficiente e não discriminatória do uso do sistema de transporte.

No que respeita ao mercado livre, deverão ser os clientes ou os seus fornecedores a assumir esta actividade à semelhança do que ocorre actualmente no modelo espanhol de organização do mercado.

### **Artigo 97º e 98º - Termo de Capacidade**

#### Problema Identificado

Prevê-se uma tarifa de uso com base na capacidade de saída da rede de Alta Pressão com dois termos de capacidade, um para reflectir o custo de interligação na saída e outro para remunerar o custo de transporte. O primeiro está associado ao volume diário máximo em 12 meses no ponto de entrega à rede de Média Pressão e o segundo ao volume diário médio dos dois meses de maior consumo. Em particular, este segundo parâmetro é um pouco estranho, já que não é de forma alguma um *driver* de custos do sistema.

A metodologia de cálculo das tarifas de transporte proposta pela ERSE é de difícil implementação quando se desconhece o histórico do fornecimento, não sinaliza o custo do uso efectivo da capacidade e não permite aos comercializadores a possibilidade de acomodar alterações da capacidade tomada por perda de clientes.

Finalmente, parece-nos que numa perspectiva ibérica o sistema português não se deve reger por princípios totalmente diferentes do sistema espanhol.

#### Solução Proposta

Propõe-se que o termo de capacidade de transporte seja indexado ao volume diário máximo reservado pelo utilizador para transporte na rede, sendo ajustável no tempo em função das alterações da carteira de clientes.

Propõe-se também a existência de uma reserva de capacidade de saída nos pontos de entrega da rede de Alta Pressão, incluindo a saída para o Armazenamento Subterrâneo, corrigida em cada mês de acordo com o volume diário máximo efectivamente entregue nessa saída em cada mês.

Salienta-se que o armazenamento subterrâneo só deve ser considerado para efeitos de apuramento de custos de capacidade de transporte, no que respeita à capacidade da rede de transporte efectivamente utilizada durante a injeção. A sua consideração como fornecimento da rede é sempre um elemento descongestionador pelo que não deve ser cobrado termo de capacidade de transporte.

Finalmente, deverá existir, como proposto pela ERSE, um termo variável indexado à energia entregue no período.

### **REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

#### **Artigos 14º, 21º, 22º e 101º – Diferenciação das tarifas**

##### Problema Identificado

A estrutura das tarifas proposta constitui uma radical alteração aos critérios actualmente utilizados, conduzindo a disrupções no mercado, pela descontinuidade que provoca nos preços, levando à aplicação das tarifas transitórias durante alguns anos.

As opções tarifárias propostas introduzem factores de diferenciação entre clientes por níveis de pressão e periodicidade de leitura, quando na realidade estes factores não justificam a distinção entre clientes.

A variação das tarifas por nível de pressão não tem por base um racional de afectação da estrutura de custos efectiva, visto que na realidade o custo por metro da rede de baixa pressão até é significativamente inferior ao do da rede de média pressão. O abastecimento a grandes clientes em baixa pressão, sempre que tecnicamente possível, gera ao sistema custos inferiores do que o seu abastecimento em média ou alta pressão.

A diferenciação por níveis de pressão introduzirá desequilíbrios entre consumidores que à partida deveriam estar sujeitos às mesmas condições de facturação. De facto, o desenvolvimento das redes de distribuição foi efectuado pelas empresas de distribuição numa lógica de racionalização de custos e de optimização da infra-estrutura, não parecendo justo que clientes abastecidos por baixa pressão, por decisão e/ou contingência do operador, venham a ser prejudicados por uma situação para a qual não tiveram opção de escolha.

Embora exista alguma tendência para os clientes ligados à rede de média pressão corresponderem aos de maior consumo anual, existem diversos e significativos exemplos em que por opção da Distribuidora tal não sucede.

Um exemplo flagrante ocorre na Marinha Grande onde grande parte das vidreiras se encontra ligadas à rede de baixa pressão.

Também a diferenciação por periodicidade de leitura, com a aplicação de preços directos aos clientes com leitura diária, introduziria factores, não justificáveis, de diferenciação entre clientes, já que as economias de escala associadas a clientes com consumos superiores deverão ser transpostas para estes, independentemente da periodicidade das leituras efectuadas.

A diferenciação por escalões de consumo é um critério que visa evitar a descontinuidade das tarifas, uma vez que faz convergir a estrutura tarifária com a actual. Finalmente, o grande *driver* de custos numa rede de distribuição está relacionado com o número de horas de utilização e justifica um forte efeito de escala nos custos de utilização das redes de distribuição: enquanto que um cliente doméstico tem tipicamente um consumo anual correspondente a cerca de 50 horas de consumo em caudal de ponta, um grande cliente tem um consumo anual entre 2 e 6 mil horas em caudal de ponta.

A adopção de tarifas baseadas apenas no volume anual de consumo promove a equidade de condições entre clientes, que nalguns casos competirão uns com os outros na sua actividade, e simplifica a formulação e fixação de tarifas.

#### Solução Proposta

A diferenciação das tarifas não deverá ser definida com base na periodicidade das leituras, nem no regime de pressão de entrega, mas apenas no volume anual de consumo. Assim devem ser definidas opções tarifárias apenas baseadas em escalões de consumo.

Os escalões de consumo devem ser definidos de forma a traduzir um forte efeito de escala, levando a uma diferenciação significativa entre as tarifas praticadas para os vários níveis de consumo anual, permitindo simultaneamente alguma continuidade face aos actuais tarifários.

Por outro lado, e com o intuito de simplificar a estrutura tarifária, os preços aplicáveis aos clientes com consumo anual inferior  $10.000 \text{ m}^3(\text{n})$  deverão ser apenas constituídos por dois termos. Um termo fixo mensal (euros/mês), que reflecta os custos administrativos, de leitura, de facturação e cobrança, os associados aos equipamentos de medição bem como os custos correspondentes a uma reserva de capacidade directamente relacionada com o escalão em que o cliente se situe. Um termo variável (euros/kWh) que reflecta os encargos proporcionais aos volumes de gás distribuídos pelas redes, incluindo um factor de ajustamento para perdas e autoconsumos.

Para os clientes com um consumo anual superior a  $10.000 \text{ m}^3(\text{n})$ , e com leitura diária, para além do termo variável e do termo fixo para cobrir os custos acima referidos, deverá existir um termo de reserva de capacidade (euros/kWh/d), contratada à *priori*, facturado de acordo com as quantidades máximas diárias efectivamente entregues em cada mês, semelhante ao actualmente praticado quer em Portugal, quer em Espanha. Mensalmente será comparado o máximo diário efectivamente consumido pelo cliente com a sua capacidade contratada. Caso este máximo esteja dentro de uma gama pré-definida em relação ao valor contratado, o cliente paga as quantidades efectivamente consumidas. Abaixo da gama, pagará uma percentagem do diferencial entre o consumido e o contratado. Acima da gama pagará o consumido acrescido de uma percentagem do consumido fora da gama.

Para os clientes com um consumo anual superior a  $10.000 \text{ m}^3(\text{n})$ , e que não tenham leitura diária, uma vez que não se dispõe de informação relativa ao perfil

de consumo real, deverá ser aplicada uma estrutura idêntica à anteriormente exposta, sendo reflectido no termo fixo, para além dos custos acima referidos, a reserva de capacidade em função do contador instalado, sendo esta a melhor aproximação disponível para a capacidade usada pelo cliente.

Este modelo simplifica a estrutura proposta pela ERSE, na medida em que substitui os preços de capacidade contratada e capacidade em períodos de ponta por um só termo.

### **Artigo 24º e 26º - Capacidade**

#### Problema Identificado

Os termos definidos para efeitos de opções tarifárias a aplicar a clientes finais: Capacidade Contratada e Capacidade em Períodos de Ponta, estão muito em linha com o estabelecido para o sector eléctrico, não se vislumbrando vantagens na sua aplicação ao sector do gás natural.

O sistema agora proposto pela ERSE pode ser simplificado aproximando-se da prática actual, quer em Portugal quer em Espanha.

#### Solução Proposta

Os termos definidos para efeitos de opções tarifárias a aplicar a clientes finais deverão ser alterados de forma a estarem de acordo com o conceito de Capacidade proposto nos comentários ao ponto anterior.

### **Artigo 68º - Proveitos da Actividade de Distribuição de Gás Natural**

#### Comentário

Para além do problema da valorização dos activos já referenciado, observamos que a forma de cálculo proposta conduzirá a significativas diferenças nos preços praticados pelas várias Distribuidoras, i.e. originará preços regionais. Esta é uma decisão com potencial impacto ao nível do desenvolvimento regional, sobre o qual não nos pronunciamos.

Como também já foi referido, a metodologia proposta não parece garantir o equilíbrio das concessões.

### **Artigo 121, nº6 – Informação a disponibilizar**

#### Comentário

As distribuidoras não podem disponibilizar a informação relativa ao GN extraído da rede de distribuição por ponto de entrega, por tipo de leitura e por nível de pressão.

### **COMERCIALIZAÇÃO**

#### **Artigos 3º, 6º, 8º, 10º, 15º, 28º, 29º, 69º, 70º, 72º, 92º, 124º, 125º, 126º, 130º - Actividades do comercializador de último recurso grossista**

#### Problema Identificado

Nos artigos mencionados está definida a actividade de compra e venda de gás natural dos Contratos de longo prazo em regime de "Take or Pay" celebrados em data anterior à publicação do Decreto-Lei nº 30/2006 de 15 de Fevereiro, como sendo exercida pelo comercializador de último recurso grossista.

### Solução Proposta

Adaptar estes artigos ao previsto no Decreto-Lei em vias de publicação, uma vez que os referidos Contratos se mantêm na titularidade da Transgás SA, e não do comercializador de último recurso grossista.

## **Artigos 69º e 70º - Contratos de Longo Prazo em regime de "Take or Pay"**

### Problema Identificado

Estes artigos prevêem que a gestão dos Contratos de longo prazo em regime de "Take or Pay" celebrados em data anterior à publicação do Decreto-Lei nº 30/2006 de 15 de Fevereiro é uma actividade exercida pelo comercializador de último recurso grossista, o que não está de acordo com o Decreto-Lei entretanto aprovado.

### Solução Proposta

Adaptar estes artigos para as condições de compra de gás natural do comercializador de último recurso grossista à Transgás,SA.

Em linha com o definido no Decreto-Lei entretanto aprovado, o preço de venda de gás natural da Transgás, SA ao comercializador de último recurso grossista deverá ser composto pelas seguintes parcelas:

- a) Custo médio de aquisição das quantidades contratadas resultante dos contratos de "Take or Pay" celebrados em data anterior à publicação do Decreto-Lei nº 30/2006 de 15 de Fevereiro, até ao limite de quantidades previsto nestes contratos;
- b) Tarifa de utilização do terminal de GNL, na parte imputada às quantidades vendidas pela Transgás SA ao comercializador de último recurso grossista;
- c) Tarifa de armazenamento de segurança, visto que este armazenamento é uma responsabilidade dos operadores que introduzam gás natural no mercado interno nacional, na parte imputada às quantidades vendidas pela Transgás SA ao comercializador de último recurso grossista;
- d) Tarifa associada ao serviço de gestão dos Contratos de longo prazo em regime de "Take or Pay" celebrados em data anterior à publicação do Decreto-Lei nº 30/2006 de 15 de Fevereiro, na parte imputada às quantidades vendidas pela Transgás SA ao comercializador de último recurso grossista, definida como uma percentagem do custo do gás natural.

As tarifas de utilização do armazenamento subterrâneo correspondentes a reservas operacionais ou comerciais, de utilização global do sistema, de utilização da rede de transporte e de utilização da rede de distribuição serão sempre da responsabilidade dos comercializadores de último recurso, na medida em que estes recorram a estes meios para garantir o fornecimento de gás natural aos seus clientes.

## **Artigos 74º e 78º - Remuneração da função de comercialização**

### Problema Identificado

A remuneração da função de comercialização de Gás Natural, quer para o comercializador de último recurso grossista quer para os comercializadores de último recurso retalhista levanta uma série de problemas já realçados no capítulo Aspectos Fundamentais.

Da análise da proposta de regulamento Tarifário, considera-se que a proposta de remunerar a função de comercialização com base no activo fixo da comercializadora, apenas permite recuperar os custos operacionais da actividade, uma vez que o activo em causa não tem expressão.



A função de comercialização de GN deverá estar intrinsecamente ligada à actividade de compra/venda de GN, devendo a remuneração desta actividade ser definida com base nas receitas previstas do ano.

#### Solução Proposta

Os proveitos da função de comercialização devem ser calculados aplicando uma percentagem às receitas previstas para o ano t (tarifa de Energia x quantidades previstas), adicionada de um montante fixo por cliente. Estes proveitos deverão permitir a cobertura dos custos de exploração e gerar uma margem adequada para esta actividade.

### **Artigo 93º e 94º - Fixação anual do cálculo da tarifa de energia**

#### Problema Identificado

A definição dos proveitos permitidos é estabelecida com base em custos aceites com ajustamentos anuais.

É igualmente referido no documento que os ajustamentos anuais serão desfasados de dois anos, e terão em conta a análise dos custos, dos proveitos e dos activos em exploração efectivamente ocorridos.

Este regulamento propõe que os preços a praticar a todo o mercado regulado de gás natural sejam revistos anualmente.

Este assunto foi anteriormente abordado no capítulo Aspectos Fundamentais.

#### Solução Proposta

Tal como discutido anteriormente, estamos de acordo com a filosofia agora proposta de tarifas de Energia anuais para os clientes com consumos inferiores a 10.000 m<sup>3</sup>, introduzindo no entanto a possibilidade de se efectuar um ajustamento adicional por ano, sempre que a variação do custo de aquisição do GN tenha um impacto superior a 3% no preço de venda final.

Para os restantes clientes (consumos superiores a 10.000m<sup>3</sup>), propõe-se a aplicação de uma metodologia de revisão trimestral resultante dos desvios dos encargos variáveis de aquisição de GN, calculados por diferença entre o valor previsto e o valor efectivamente ocorrido.

### **Artigos 102º - Tarifa de Comercialização**

#### Problema Identificado

A tarifa de comercialização é distribuída uniformemente por todos os clientes, independentemente dos seus consumos. Esta tarifa deve ser adaptada de acordo com os comentários aos artigos 74º e 78º.

É importante assegurar aos comercializadores as condições que proporcionam o incentivo ao desenvolvimento comercial do sector.

#### Solução Proposta

A tarifa de comercialização deverá ser composta por um termo fixo, em €/ cliente, e por um termo variável, em percentagem da tarifa de energia,



## COMENTÁRIOS FINAIS

Na sequência da análise que efectuámos à proposta de Regulamentos do sector gás natural apresentada pela ERSE, consideramos que, dada a diversidade e a complexidade das matérias contempladas, o processo de regulamentação em curso representa um enorme desafio para todos os agentes intervenientes no sector, em particular, para as empresas do grupo Galp Energia.

Por outro lado, verificando-se que o tempo disponível para a análise foi notoriamente reduzido e insuficiente, considera-se que os comentários e as propostas de alteração aos Regulamentos aqui expressos não esgotam o tema. Assim, considera-se que a presente análise deve necessariamente ser complementada e enriquecida com um trabalho subsequente, que se exige e requer, dada a relevância dos temas e o facto de um conjunto substancial das matérias contempladas na Regulamentação carecerem de uma análise particularmente detalhada e mais aprofundada.

Admitimos a dificuldade inerente à integração de alguns dos comentários e propostas de alteração aqui formuladas, e a possibilidade de os mesmos não estarem em sintonia total com os princípios que a ERSE gostaria de ver implementados. Por outro lado, o conhecimento prático e a experiência que detemos nas actividades de exploração das infra-estruturas e dos mercados, justificam as propostas de alteração aqui apresentadas. Reconhecemos também que poderão existir outras formas de resolver os problemas por nós identificados e desde já nos prontificamos a cooperar com a ERSE na procura das melhores soluções.

São assim estes os motivos que nos levam a enfatizar o nosso interesse particular e o empenho que colocamos na reavaliação e no desenvolvimento de toda a Regulamentação em preparação, sob coordenação da ERSE para que as soluções a encontrar possam vir a estar de acordo com a filosofia e as políticas que a ERSE persegue, salvaguardando o valor das nossas empresas e a continuação do desenvolvimento do projecto do gás natural em Portugal.

Simultaneamente, não se pode deixar de considerar a experiência das empresas, para a exequibilidade e a eficaz operacionalidade das metodologias definidas na gradual reorganização do funcionamento de todo o sector do gás natural, até uma abertura plena do mercado.

Lisboa, 24 de Julho de 2006.

O Presidente do Conselho de Administração,

---

(Eng.º)

