



COMENTÁRIOS AO ANÚNCIO DE REGULAÇÃO DO SECTOR
DO GÁS NATURAL APRESENTADO POR ERSE

Resumen

15 de Março de 2004

RESUMEN

El presente documento resume los comentarios de IBERDROLA como respuesta al anuncio de propuesta realizado por ERSE sobre la regulación del sector del gas natural en Portugal. En él se desarrollan las cuestiones que, a nuestro entender, constituyen la base del esquema de organización de un mercado gasista liberalizado y abierto a la competencia en las actividades de aprovisionamiento y comercialización.

Muchos de los comentarios propuestos están encaminados a fomentar un funcionamiento eficiente del sector en un modelo sostenible de largo plazo, que pueda servir de referencia para el desarrollo futuro de la regulación y de la estructura de la industria del gas en Portugal. Ello no es óbice para que el énfasis se ponga en cuestiones de corto plazo que garanticen una adecuada transición hacia un mercado competitivo.

Las condiciones de suministro y transporte se deben analizar para un mercado gasista integrado de la Península Ibérica. En primer lugar, por razones geográficas, una vez que el mercado portugués se liberalice es previsible una integración natural de las transacciones en los mercados de gas y electricidad de la Península Ibérica. Además, la puesta en marcha del mercado ibérico de electricidad aconseja que haya una integración similar de los mercados gasistas español y portugués.

CRITERIOS DE ORGANIZACIÓN DEL SECTOR

El esquema de organización del sector que se propone pretende alcanzar los objetivos de libre competencia, eficiencia, transparencia y seguridad del suministro, en el largo plazo, suponiendo la existencia de una estructura de mercado equilibrada donde todos los consumidores puedan elegir libremente su suministrador de gas natural.

El objetivo de eficiencia se alcanzaría para las actividades competitivas (aprovisionamiento y comercialización), a través de la propia competencia entre los agentes, introduciendo las restricciones mínimas a los sistemas de transacción. Para las actividades reguladas (operación del sistema de transporte, actividades de transporte y distribución), la eficiencia se conseguiría mediante una regulación que ofrezca garantías de recuperación de los costes prudentemente incurridos, dé incentivos a los agentes para el desarrollo de las infraestructuras necesarias y para la reducción de costes y proporcione señales eficientes a los usuarios.

El esquema de organización que se propone se concreta en las siguientes medidas.

- La actividad de aprovisionamiento de gas sería realizada libremente por comercializadores o usuarios, previa obtención de una autorización administrativa.

- Los comercializadores serían libres de comprar y vender gas fuera o dentro de la frontera mediante los mecanismos contractuales que libremente acuerden o en los mercados organizados que estos agentes puedan constituir. Para fomentar la liquidez de los intercambios es aconsejable que se dé la mayor flexibilidad en cuanto a lugares y mecanismos de entrega y no restringir la participación de ningún operador en la Península Ibérica.
- La implementación de un acceso transparente y no-discriminatorio requiere una separación adecuada para el Operador del Sistema de Transporte (OST) que debería mantener una independencia de gestión efectiva de todas las actividades no relacionadas con el transporte y, en particular, de las competitivas. Los transportistas no deberían desempeñar ninguna actividad de aprovisionamiento y/o venta de gas, aún cuando fuera destinada solo al mercado regulado.
- De forma consistente con la Directiva 55/2003/CE, el acceso de terceros a las infraestructuras de transporte y distribución debería estar regulado en base a peajes y condiciones de acceso reguladas. Entre ellas cabe destacar los criterios y procedimientos de solicitud, asignación y contratación formal de la capacidad.
- Las actividades reguladas serían retribuidas mediante un sistema de incentivos basados en costes, que se podría instrumentalizar en fórmulas de price o revenue cap para cada empresa en periodos regulatorios de 4 ó 5 años. Entre estos periodos, la retribución variaría en función de variables exógenas, p. ej., crecimiento de la demanda o IPC, junto con un factor X que refleje las previsibles ganancias de eficiencia. Inicialmente, debido a los importantes planes de desarrollo de las redes de distribución, se propone que se utilicen factores de ajuste en la fórmula retributiva que garanticen que la remuneración se base en el coste real prudentemente incurrido.
- Por lo que respecta a la seguridad de suministro, el establecimiento de requisitos mínimos de almacenamiento estratégico debería limitarse a la cobertura de las necesidades del mercado a tarifa. En el mercado libre, los consumidores deberían ser capaces de gestionar la seguridad de su suministro a través de sus suministradores.
- La existencia de reglas transparentes y eficientes de asignación de la capacidad de transporte es fundamental para que se optimice el uso de las infraestructuras de transporte. Se proponen los siguientes criterios:
 - La solicitud de reserva de capacidad se haría según impresos elaborados por el regulador. Debería definirse por ley el procedimiento para disciplinar denegaciones de acceso, incluyendo una definición clara y exhaustiva de las razones permitidas.
 - La capacidad se reservaría de acuerdo con el principio *first come-first served*. En casos de congestión, la capacidad se asignaría utilizando subastas de precio. En ningún caso se permitiría que los titulares de las instalaciones de

transporte recibieran ingresos de las subastas por encima de sus costes reconocidos.

- Es conveniente que el OST vigile el uso de la capacidad, en coordinación con los operadores de las instalaciones. En casos de infrautilización continuada que pueda ser causa de denegación de acceso a otros sujetos en el sistema, el OST tendría la facultad de decidir la reducción de la capacidad reservada en su parte no utilizada.
- La reserva de capacidad en los puntos de entrada debería ir asociada a los agentes (comercializadores y consumidores cualificados) que soliciten la reserva de capacidad. Con el fin de facilitar el cambio de suministrador y por tanto el desarrollo de la competencia, la reserva de capacidad en los puntos de salida de la red de transporte iría asociada al cliente.
- El sistema de peajes de acceso a las infraestructuras debería reflejar los costes subyacentes de cada empresa (es decir, criterio zonal), proporcionar incentivos al uso eficiente y no penalizar la entrada de nuevos agentes. En particular los peajes deberían ser consistentes con el cálculo del coste de acceso incluido en las tarifas finales. Además, deberían evitar el pancaking de peajes para usuarios que realicen intercambios entre España y Portugal e incluir un concepto destinado para la gasificación de nuevas zonas.
- Si la competencia y la regulación aseguran que los usuarios pueden obtener gas a precios transparentes, no discriminatorios y basados en costes, no se considera necesario establecer tarifas integrales reguladas.

LA TRANSICIÓN HACIA UN MERCADO COMPETITIVO

Las medidas descritas en las secciones anteriores suponen la existencia de un sector del gas desarrollado y de una estructura de mercado equilibrada donde todos los consumidores pueden elegir libremente su suministrador de gas. Sin embargo, la estructura existente del sector en Portugal está muy concentrada y la implementación de algunas medidas en el corto plazo podría reforzar esa posición dominante. Es por tanto aconsejable establecer un periodo de transición con medidas adecuadas para favorecer el desarrollo de una estructura de mercado cada vez más competitiva.

- **Apertura del mercado.** La apertura inicial del mercado gasista portugués está prevista a partir del 1 de Julio de 2004, cuando las tres grandes centrales eléctricas de gas (Tapada de Outeiro, Carregado y Termoeléctrica do Rbatejo), que consumen casi el 60% de los aprovisionamientos nacionales, adquirirán el derecho a elegir su suministrador. Aún siendo elevado el tamaño del mercado abierto en términos de volumen, el desarrollo efectivo de la competencia requiere que un número mayor de clientes sea elegible. Además, hay que considerar que con la puesta en funcionamiento del MIBEL, los clientes pueden optar a un mercado Ibérico de

electricidad, pero no de gas. Se recomienda por tanto que la apertura del segmento industrial se realice cuanto antes, anticipando los requisitos mínimos previstos por la legislación europea para Portugal.

- **Límites a la concentración.** La experiencia de otros mercados liberalizados (por ejemplo España e Italia) indica que el establecimiento de límites a la concentración horizontal puede ser una medida temporal muy útil para incentivar a los operadores establecidos a ceder o buscar destinos alternativos para su gas, reduciendo su posición dominante. Se propone establecer cuotas máximas de mercado de inyección anual de gas en el sistema gasista portugués y de comercialización a usuarios finales. Los límites deberán ser suficientemente bajos para conseguir una estructura de mercado más acorde con mercados en competencia (p. ej. no superiores a 50-60%).
- **Programa de cesión de gas.** El recurso a un programa de cesión de gas podría ser apropiado en Portugal puesto que los nuevos entrantes dependen exclusivamente del suministro de GNL, mientras Transgás tiene copado el suministro de gas argelino canalizado. Preferiblemente, la cesión de gas debería realizarse con gas canalizado para favorecer la entrada de comercializadores que, inicialmente, tendrían pocos clientes y carecerían del volumen necesario para importar volúmenes de GNL con la suficiente flexibilidad. La cesión de gas se realizaría al precio de los contratos garantizando que sus titulares obtengan el coste de los mismos (incluidos costes administrativos) y evitando que obtengan rentas.
- **Re-asignación de la capacidad existente.** En Portugal existe el riesgo que la capacidad de entrada por gasoducto permanezca concentrada en las manos de EDP/Galp, para el mercado portugués, y Gas Natural, para el mercado español. En consecuencia, los nuevos entrantes solo tendrían la opción de traer su propio gas a través de infraestructuras de regasificación. Se recomienda, por tanto, que la normativa ATR contemple una re-asignación de la capacidad existente, que respete los contratos existentes pero que a la vez libere capacidad para nuevos entrantes.
- **Tarifas.** Mientras no se liberalice el mercado, las tarifas integrales se calcularían como la suma de las distintas componentes del coste de suministro (coste de los peajes aplicables a cada tipo de consumidor y coste del gas). En particular, el coste del gas a tarifa debería realizarse mediante un mecanismo que asegure su neutralidad con respecto a todos los operadores. Las tarifas deberían ser únicas por empresa suministradora y categoría de clientes, para evitar discriminaciones injustificadas y distorsiones de la competencia.

A medida que los clientes sean declarados elegibles, es importante proporcionar a los mismos incentivos para que acudan al mercado libre. A este fin se propone: 1) la desaparición gradual de las tarifas integrales, primero para el segmento de clientes industriales y después para los domésticos, y 2) el mantenimiento de precios de último recurso para los pequeños consumidores.

El papel de las distribuidoras en la transición

Durante el periodo transitorio es previsible que existan consumidores cautivos. En este contexto se propone que: 1) las distribuidoras se queden con la obligación de realizar el suministro a estos consumidores, incluyendo los clientes conectados a la red de transporte, y 2) las distribuidoras puedan adquirir todo o parte del gas para el mercado regulado en condiciones competitivas. El precio del gas así establecido se trataría como un pass-through en la tarifa integral final aplicada a los consumidores cautivos.

Por otra parte, las distribuidoras deberán tener un papel fundamental en el desarrollo de la incipiente red de distribución nacional. Por este motivo, se propone que de forma transitoria todas las distribuidoras incorporen en el cálculo de sus peajes para cada periodo regulatorio un coste para el desarrollo de la red, de tal forma que los clientes de las zonas más desarrolladas contribuyan al desarrollo de las zonas menos gasificadas.



**COMENTÁRIOS AO ANÚNCIO DE REGULAÇÃO DO SECTOR
DO GÁS NATURAL APRESENTADO POR ERSE**

ÍNDICE

1.	INTRODUÇÃO	3
2.	CRITÉRIOS PARA A ELABORAÇÃO DO MODELO DE ORGANIZAÇÃO DO SECTOR DO GÁS EM PORTUGAL	5
2.1.	Princípios básicos	5
2.2.	Lições do sector gasista espanhol	8
3.	PROPOSTA DE MODELO PARA O SECTOR DO GÁS EM PORTUGAL	11
3.1.	Separação de actividades	11
3.2.	As actividades reguladas	13
3.3.	As actividades competitivas	20
3.4.	A transição para um mercado competitivo	21
4.	COMENTARIOS AL APARTADO DEL DOCUMENTO ERSE “CONCORRÊNCIA E REGULAÇÃO”	26
4.1.	Actividades competitivas	26
4.2.	Actividades reguladas	30
4.3.	Regasificación, almacenamiento y transporte	33
4.4.	Distribución	34
4.5.	Operación del sistema	34
5.	COMENTARIOS AL APARTADO DEL DOCUMENTO ERSE “ACCESO E DESENVOLVIMENTO DAS INFRA-ESTRUTURAS”	37
5.1.	Planificación	39
6.	COMENTARIOS AL APARTADO DEL DOCUMENTO ERSE “RELACIONAMENTO COMERCIAL”	42
6.1.	Importación de gas natural	42
6.2.	Productores de electricidad	43
6.3.	Distribuidores	44
6.4.	Clientes	45
7.	COMENTARIOS AL APARTADO DEL DOCUMENTO ERSE “QUALIDADE DE SERVIÇO”	54
7.1.	Calidad técnica	54
7.2.	Calidad del servicio comercial	57
8.	COMETARIOS AL APARTADO DEL DOCUMENTO ERSE “TARIFAS”	60
8.1.	Tarifas reguladas de acceso a las infraestructuras	60
8.2.	Aspectos conceptuales de las tarifas reguladas	61
8.3.	Análisis integrado del sistema tarifario	65
9.	COMENTARIOS AL APARTADO DEL DOCUMENTO ERSE “INFORMAÇÃO”	67
9.1.	Para la regulación	67
9.2.	Para los clientes	67
9.3.	Participación de los consumidores	69
10.	COMENTARIOS AL APARTADO DEL DOCUMENTO ERSE “RESOLUÇÃO DE CONFLITOS”	71

1. INTRODUÇÃO

O presente documento expõe os comentários de Iberdrola como resposta ao anúncio de proposta realizado pelo regulador português sobre a regulação do sector do gás natural em Portugal com data de Janeiro de 2004. O período estabelecido para a recepção de respostas tem como data limite 15 de Março.

Iberdrola deseja agradecer à ERSE a oportunidade de contribuir com o seu ponto de vista através de um documento de discussão como o apresentado. A reorganização e regulação do sector do gás não podem ser objeto de decisões unilaterais que não tenham sido analisadas e debatidas com os agentes. Com isso reduz-se a incerteza regulatória e confiamos que as respostas ao documento de ERSE sejam objecto de um adequado debate, de acordo com os melhores princípios de regulação. Iberdrola põe-se à disposição da ERSE para comentários adicionais e desenvolvimentos dos temas apresentados neste documento.

Na Proposta de Regulação abordam-se muitos temas relacionados com a organização, o funcionamento e a regulação do sector do gás. Consideramos que muitas das questões de pormenor apresentadas desenvolver-se-ão a partir de um corpo normativo básico em Portugal de transposição da Directiva Europeia 2003/55/CE sobre normas comuns para o mercado interior do gás natural. Em consequência, neste documento desenvolvem-se as questões que, em nosso entender, constituem a base do esquema de organização de um mercado gasista liberalizado e aberto à concorrência nas actividades de abastecimento e comercialização.

Para além disso, todas as considerações que constam neste documento partem do princípio que deveria existir uma coerência nos sistemas de funcionamento dos sectores gasistas em Espanha e Portugal com o objetivo de garantir condições homogéneas de desenvolvimento da actividade entre ambos países. Desta maneira poder-se-á fomentar um mercado ibérico gasista aberto, competitivo e eficiente. Especial menção merecem questões relacionadas com o grau de abertura de ambos mercados, o acesso às fontes de abastecimento de gás, o acesso às instalações gasistas (incluídas as interconexões), a coordenação na operação de ambos sistemas de transporte e as metodologias de taxação.

Também é importante assinalar que muitos comentários se baseiam na experiência da liberalização do mercado gasista espanhol, onde se manifestaram uma série de problemas que seria desejável evitar desde um primeiro momento na abertura e regulação do mercado gasista português. Com isto não se pretende argumentar que a regulação de ambos mercados deva ser idêntica, mas que a adopção de um esquema de organização para o sector do gás em Portugal deveria estar em consonância com os objetivos e modelos de longo prazo que se pretendam implementar.

Neste sentido, muitos dos comentários propostos neste documento estão encaminhados a fomentar um funcionamento eficiente do sector num modelo sustentado de longo prazo, que possa servir de referência para o desenvolvimento futuro da regulação e da estrutura da

indústria do gás em Portugal. Isto não é óbice para que a ênfase se ponha em questões de curto prazo que garantam uma adequada transição para um mercado competitivo.

O presente documento está estruturado como segue. A secção 2 discute alguns critérios para a organização do sector do gás e algumas lições e soluções observadas noutros mercados gasistas (sobretudo em Espanha) que é preciso evitar. A secção 3 apresenta uma visão de organização do sector do gás que conduziria a uma maior eficiência e a menores custos de abastecimento. As secções posteriores respondem às questões levantadas por ERSE no contexto do modelo proposto e algumas das respostas seriam diferentes no caso em que o modelo de organização do sector adoptado em Portugal fosse diferente ao proposto neste documento.

2. CRITÉRIOS PARA A ELABORAÇÃO DO MODELO DE ORGANIZAÇÃO DO SECTOR DO GÁS EM PORTUGAL

2.1. Princípios básicos

No seu documento de consulta, a ERSE apresenta o objetivo de *“preparar a liberalização do sector do gás natural e fomentar a concorrência, de forma que se melhore a eficiência das actividades sujeitas à sua regulação”*. Do mesmo modo, a necessidade de transpôr o ordenamento jurídico nacional, a Directiva 2003/55/CE apresenta o objetivo de *“criar desde já um quadro flexível que permita concretizar no futuro a elegibilidade dos clientes, com mudanças regulatórias mínimas”*. Os objetivos que se perseguem são os de *“protecção dos consumidores, não discriminação e transparência, eficiência através do projecto tarifário, condições de concorrência em condições de igualdade entre empresas, equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas, cumprimento das obrigações de serviço público, e condições eficientes no aprovisionamento de gás natural”*. Estes princípios, geralmente aceites pelas agências regulatórias, necessitam concretizar-se num esquema de funcionamento sustentado.

As condições de fornecimento e transporte deveriam se analisar para um mercado gasista integrado da Península Ibérica. Em primeiro lugar, por razões geográficas, uma vez que o mercado português se liberalize é previsível uma integração natural das transacções nos mercados de gás e electricidade da Península Ibérica. Além disso, o arranque do mercado ibérico de electricidade aconselha que haja uma integração similar dos mercados gasistas espanhol e português.

2.1.1. Livre concorrência

O funcionamento de mercados competitivos exige que não existam distorsões nem à possibilidade de organizar transacções maioristas e minoristas nem à entrada de potenciais competidores no sector. A passagem de uma situação de monopólio como a actual a uma de concorrência entre comercializadores exige que não existam condições estruturais ou regulatórias favoráveis a nenhum operador. A experiência em Espanha, Itália e Grã Bretanha demonstra que a garantia de acesso à matéria prima, o acesso às infraestructuras e aos clientes não deveria dar-se por descontado e requer que não existam condições privilegiadas para nenhum operador no acesso a estes factores. No curto prazo, a experiência internacional sugere que a consecução de uma concorrência efectiva no longo prazo pode requerer, enquanto perdure um elevado grau de concentração no sector gasista, a adopção de medidas transitórias estruturais que limitem activamente a concentração vertical e horizontal no sector.

2.1.2. Transparência

Tanto todas as actividades reguladas como todos os aspectos regulados das actividades competitivas deveriam desenvolver-se em condições transparentes. Isso afecta, particularmente, ao acesso às infraestructuras (sobretudo no que repeita à justificação de

possíveis denegações de acesso) e à operação do sistema de transporte (especialmente no referente à definição e aplicação dos critérios de designação e denegação da capacidade e às regras de funcionamento do mercado de desbalanços e de gestão das situações de emergência).

A transparência deveria aplicar-se também à própria actividade do regulador que, como tem vindo a fazer a ERSE até hoje, materializa-se através de metodologias de fixação e revisão das tarifas finais e dos pagamentos de acesso às infraestruturas que sejam claras, objetivas e predizíveis.

2.1.3. Não-discriminação

O objetivo principal do princípio de não-discriminação é o de evitar que os titulares de monopólios naturais de transporte e distribuição possam aproveitar a sua posição para conceder condições de acesso ou de preço mais favoráveis a empresas afiliadas ou a usuários com os quais têm uma relação especial. O instrumento mais eficaz para impedir a discriminação injustificada consiste em eliminar os incentivos a que se produzam mediante a separação entre actividades em concorrência e actividades reguladas e, em especial, da operação do sistema de transporte.

2.1.4. Eficiência

A eficiência deveria alcançar-se no uso e operação do sistema gasista e através de mecanismos eficientes de mercado para todas as actividades gasistas. Desta forma podem alcançar-se preços para os consumidores finais que reflitam custos e não rendimentos de monopólio. O modelo proposto pretende conseguir o objetivo de eficiência nos seus diferentes aspectos da seguinte forma:

- Para as actividades competitivas (aprovisionamento e comercialização), a eficiência alcançar-se-á através da própria concorrência entre os agentes, introduzindo as restrições mínimas aos sistemas de transacção.
- Para as actividades reguladas (operação do sistema de transporte, actividades de transporte¹ e distribuição), a eficiência conseguir-se-á mediante uma regulação que ofereça garantias de recuperação dos custos prudentemente incorridos, de incentivos aos agentes para o desenvolvimento das infraestruturas necessárias e para a redução de custos, proporcione sinais eficientes aos usuários e, além disso, permita aos consumidores dividir os lucros de eficiência.

¹ O transporte inclui as actividades de transporte, regasificación, armazenamento subterrâneo e armazenamento de GNL.

2.1.5. Suficiência recaudatória

Para assegurar que as empresas gasistas tenham os incentivos adequados para desenvolver e operar as infraestruturas de transporte e distribuição, é preciso que o sistema de retribuição garanta a recuperação dos custos totais incorridos de forma razoável e prudente durante a vida útil das infraestruturas.

A recuperação de custos deveria compatibilizar-se com o desenvolvimento e o tecido da rede em Portugal. Como mercado emergente de gás na União Europeia, Portugal enfrenta-se com o desafio de desenvolver a rede em zonas de menor e mais disperso consumo. Ainda que a longo prazo o princípio de eficiência requiera preços que discriminem em função de características da rede e do consumo que impliquem custos diferentes, a curto prazo é preciso garantir que o desenvolvimento do sector não discrimine nenhum subconjunto de consumidores devido à sua localização em zonas de rede desenvolvidas ou em desenvolvimento.

Para tal efeito no sistema tarifário deveria contemplar-se uma sobretaxa específica destinada a cobrir os custos das empresas distribuidoras devidos à expansão das suas redes.

2.1.6. Segurança do fornecimento

O custo de garantir um grau de cobertura adequado da procura deveria realizar-se ao mínimo custo possível para o sistema gasista e este custo deveria dividir-se entre todos os usuários que se beneficiam da segurança trazida. Para isso é necessária uma planificação e remuneração adequada das instalações de transporte e de distribuição necessárias para abastecer a procura, ao mesmo tempo que se fomenta o uso e a gestão eficientes do sistema. Além disso é preciso comparar os custos de medidas alternativas (armazenagem estratégica, diversificação, interrompibilidade, gestão da procura e requisitos de qualidade) encaminhadas a garantir a adequada qualidade e continuidade do fornecimento.

2.1.7. Necessidade de um período transitório

O esquema de organização do sector que se propõe neste documento pretende alcançar os objetivos apontados no longo prazo, supondo a existência de uma estrutura de mercado equilibrada onde todos os consumidores possam escolher livremente o seu fornecedor de gás natural. No entanto, a estrutura existente do sector está muito concentrada na EDP/Galp e a implementação de algumas medidas no curto prazo poderia reforçar essa posição dominante.

Para evitar este efeito, e para possibilitar a consecução dos objetivos no processo de transição de uma estrutura monopolizada a uma estrutura competitiva da indústria, considera-se necessário o estabelecimento de um período transitório com medidas estruturais e regulatórias encaminhadas a assegurar que a passagem da situação existente ao modelo de longo prazo se realize no contexto de uma estrutura de mercado

equilibrada e não suponha um impacto inassumível para alguns dos agentes (especialmente os consumidores domésticos).

As medidas transitórias que se propõem consistem em: 1) o estabelecimento de limites à concentração no mercado, 2) a definição de um programa de cessão temporal de gás para fomentar a entrada rápida de novos comercializadores em condições de competir com os existentes, 3) a reatribuição da capacidade de entrada para evitar que o acesso às infraestruturas de entrada ao sistema gasista português não desvie a concorrência a favor de nenhum operador, e 4) o estabelecimento de medidas adequadas para proteger os pequenos consumidores até à abertura total do mercado.

2.2. Lições do sector gasista espanhol

Esta secção detalha os que, em nosso entender, são os principais acertos da liberalização do sector do gás em Espanha, assim como alguns problemas que se apresentaram no sector gasista espanhol e que atrasaram o impacto da liberalização. A descrição que vem a seguir é relevante por dois motivos. Em primeiro lugar, é desejável que a regulação do gás em Portugal esteja harmonizada com a regulação do sector do gás em Espanha em todos aqueles aspectos relevantes para que as empresas participantes no MIBEL possam competir em igualdade de condições. Em segundo lugar, a liberalização do sector do gás em Espanha pode servir de experiência e exemplo para o delineamento do sector do gás em Portugal.

O quadro regulador estabelecido pela Lei de Hidrocarburos de 1998 não teve nenhum impacto imediato até as medidas reguladoras e estruturais do Real Decreto Lei 6/2000 e dos seus desenvolvimentos posteriores, em particular o RD 949/2001 sobre condições de acesso e sistema económico integrado do sistema gasista e o seu desenvolvimento no RD 1434/2002. Entre estas cabe destacar:

- A aceleração do processo de abertura do mercado, pelo qual todos os consumidores podem escolher o seu fornecedor em 2003;
- O anúncio da segregação de ENAGAS de Gás Natural SDG;
- O limite de 70% à quantidade de gás que um só grupo empresarial pode introduzir anualmente no mercado;
- O programa de cessão do gás natural canalizado de Argélia;
- O estabelecimento de um sistema económico integrado para o conjunto de actividades gasistas internamente consistente que deu lugar a um quadro tarifário que, em linhas gerais, favoreceu a concorrência. As tarifas em vigor não fazem enviesar a concorrência posto que existe uma estrutura paralela entre tarifas finais

e pagamentos de acesso e o nível implícito na tarifa do custo de acesso é o estabelecido, para cada tipo de consumidor, nos pagamentos de acesso;² e

- As condições de acesso e os procedimentos de contratação do acesso favorecem a concorrência e um uso racional da capacidade disponível.

Até estas medidas terem entrado em vigor, a abertura do mercado e o acesso de terceiros às infraestructuras foram puramente nominais. No entanto, o impacto destas medidas foi muito positivo. Segundo a CNE, em Setembro de 2003, a quota de mercado de Gás Natural no mercado de consumidores que optaram por abandonar a tarifa (que representava 69% do total) tinha diminuído até 56,9%.³

Até à data, o problema comum a todos os segmentos da cadeia do gás em Espanha foi a opacidade nos mecanismos de formação de preços, na gestão dos fluxos de gás e no uso e desenvolvimento das infraestructuras. Em grande parte isto deve-se a que todos estes aspectos foram tradicionalmente geridos dentro de uma mesma empresa verticalmente integrada e a regulação esteve ausente ou foi inapropriada. A seguir à venda de 65% de ENAGAS todavia se deve assegurar que, sob o novo accionariado, ENAGAS realmente opere como um gestor independente da rede. Para tal efeito previu-se uma redução ainda maior da sua participação em ENAGAS a 5% antes de 1 de Janeiro de 2007.⁴

No que respeita ao quadro regulador vigente o problema fundamental radicou num acesso às redes e num mecanismo de operação do sistema pouco transparente e fortemente influído pela integração vertical do principal comercializador em actividades de transporte. A normativa para definir a atribuição da capacidade de transporte, os procedimentos de programação e nomeação, os mecanismos de ajuste dos desbalanços à disposição dos usuários e os instrumentos disponíveis do operador do sistema para gerir balanços, restrições e situações de emergência ainda está incompleta, é ineficiente (sobretudo no que respeita à gestão de desbalanços) e pouco transparente.

Além disso, apesar de que o quadro tarifário assegura a consistência entre o custo do acesso estabelecido nos pagamentos de acesso e o custo do acesso implícito nas tarifas finais, existem uma série de imperfeições na determinação das tarifas que poderiam afectar o desenvolvimento da concorrência em comercialização. Especificamente, o mecanismo de determinação do custo do gás incluído na tarifa foi opaco e serviu os interesses comerciais do comercializador dominante. Além disso, os novos entrantes só puderam utilizar capacidade de entrada através de unidades de regasificação e estão a ser penalizados

² Com a importante excepção das tarifas interrompíveis, posto que não existem pagamentos de acesso interrompíveis até à data. Isto implica que os usuários acolhidos a tarifas interrompíveis podem não encontrar ofertas atractivas por parte dos comercializadores, ao pagar um pagamento de acesso implícito mais baixo na tarifa.

³ Boletín Mensual de Estadísticas de Gas Natural. CNE. Enero 2004.

⁴ Ley 62/2003, de 30 de Dezembro, de medidas fiscais, administrativas e de ordem social.

pelos maiores custos e menor flexibilidade que o uso de ditas unidades de produção comportam.

Estes problemas não se deveriam repetir na abertura do mercado português posto que isso determinaria uma ralentização do processo de introdução de concorrência, com o risco de incrementar os custos de uso para os usuários finais.

3. PROPOSTA DE MODELO PARA O SECTOR DO GÁS EM PORTUGAL

As medidas propostas que se seguem aplicam os princípios básicos descritos na secção anterior para alcançar, a longo prazo, um sector eficiente e competitivo onde a liberdade de escolha de fornecedor seja efectiva para todos os consumidores. A curto prazo as medidas específicas que, com carácter transitório, consideramos necessárias introduzir para que dito modelo possa efectivamente alcançar-se especificam-se na secção 3.4.

3.1. Separação de actividades

A implementação de um modelo transparente e não-discriminatório, que proporcione aos operadores incentivos claros para a operação e o desenvolvimento eficientes das infraestruturas, requer uma separação adequada entre actividades reguladas e competitivas. O grau de separação exigido seguidamente é consistente com a importância das funções atribuídas às empresas reguladas e com os potenciais conflitos de interesses que podem surgir entre actividades.

3.1.1. Critérios de separação e funções do Operador do Sistema de Transporte

O Operador do Sistema de Transporte (OST), de acordo com a Directiva 55/2003/CE, assume a responsabilidade de desenvolver e operar as infraestruturas do sistema gasista de forma segura, fiável e eficaz. Requer-se portanto uma independência de gestão efectiva de todas as actividades não relacionadas com o transporte e, em particular, das competitivas. Este requisito obtem ainda mais importância no contexto do MIBEL, posto que um OST com interesses comerciais poderia deturpar de forma importante o funcionamento deste mercado.

Em Portugal existem na actualidade empresas legalmente diferentes para a gestão do transporte, da armazenagem e da regasificação. Ainda que não se exclua à priori a possibilidade de que se definam vários OST independentemente da propriedade das instalações, a criação de um único OST permite a centralização dos processos de planificação, programação e operação de todas as infraestruturas e pode ser mais eficiente que a coordenação entre diferentes operadores.

Para implementar a independência efectiva do OST de forma eficaz propõe-se:

- A separação proprietária da empresa (ou de cada empresa) que opere como OST através da imposição de limites à participação accionarial tanto por parte de empresas gasistas isoladas que realizem actividades competitivas, como do conjunto das empresas energéticas. Preferivelmente o OST deveria cotizar em bolsa e assim submeter-se à supervisão dos mercados de capitais.
- O OST deveria adoptar todas aquelas medidas necessárias para garantir a gestão independente do sistema em prática e ditas medidas deveriam ser públicas.

- O OST não poderá empreender actividades de distribuição, o que poria em perigo a sua neutralidade na operação do sistema.
- O OST poderá em princípio realizar outras actividades reguladas de transporte com uma adequada separação contável. Durante o processo de abertura do mercado vigilar-se-á por parte das autoridades de defesa da concorrência a existência de comportamentos discriminatórios.
- Considera-se apropriada uma planificação vinculante da rede de transporte onde o processo de análise dos investimentos prioritários esteja submetido a um debate público. As instalações da rede de transporte que, desta maneira, se aprovam, deveriam construir-se de acordo com um concurso público competitivo. Em casos de urgência justificada, é recomendável que a atribuição da empresa responsável de construir as instalações se realize de forma directa.

Em aras dos crescentes intercâmbios comerciais no MIBEL e da conveniência de fomentar uma maior integração dos mercados de gás, parece recomendável que os OST de Espanha e Portugal coordenem o funcionamento dos seus respectivos sistemas gasistas. Em particular:

- A planificação de cada sistema deveria realizar-se tendo em conta os efeitos potenciais de cada nova infraestructura sobre a existência e o uso das interconexões.
- Para garantir um sistema de acesso eficiente e não discriminatório, é preciso fomentar a simulação coordenada da viabilidade das operações e a gestão comum de desbalanços.

3.1.2. Critérios de separação para transporte

Os transportistas que não façam função de OST não terão obrigação de separar a propriedade do transporte de outras actividades competitivas. De forma consistente com a Directiva 55/2003/CE deveria exigir-se que:

- As empresas gasistas separem juridicamente as actividades reguladas de transporte de outras actividades competitivas (aprovisionamento e comercialização), sobretudo para evitar subvenções cruzadas e operações descriminatórias.
- Os transportistas empreendam outras actividades de transporte (regasificação, armazenamento subterrâneo) ou outras actividades reguladas mantendo a adequada separação contável.

3.1.3. Critérios de separação para distribuição

As companhias de distribuição serão responsáveis pelo desenvolvimento e gestão das infraestructuras de distribuição, coordenando a sua actividade com o OST. Neste contexto não parece necessário exigir que os distribuidores levem a cabo uma separação de propriedade para garantir a sua actuação não discriminatória. A separação legal de

actividades competitivas e a obrigação de manter contas separadas para distintas actividades reguladas pareceriam suficientes.

Tendo em conta as características de Portugal como mercado emergente, para as empresas que desenvolvam a rede de distribuição em Portugal, recorda-se a necessidade de ter em conta as exenções previstas na Directiva 55/2003/CE na aplicação das medidas encaminhadas a garantir a independência efectiva destas empresas.

3.2. As actividades reguladas

3.2.1. Princípios de regulação

Contemplam-se três tipos básicos de regulação para os que se definem os princípios básicos de organização:

Regulação da entrada à indústria

Os requisitos de entrada tanto em actividades reguladas como competitivas deveriam ser mínimos e orientar-se unicamente a garantir o cumprimento de estándares técnicos, medioambientais e de segurança. Os concursos e as autorizações necessárias deveriam basear-se em normas objetivas, transparentes e não discriminatórias.

Regulação do acesso às infraestructuras de transporte e distribuição

De forma consistente com a Directiva 55/2003/CE, o acesso de terceiros às infraestructuras de transporte e distribuição será regulado com base em tarifas e outras condições de acesso estabelecidas ex-ante pelo regulador. Entre elas cabe destacar os critérios e procedimentos de solicitude, atribuição e contractação formal da capacidade.

Além disso é importante sublinhar que as condições de acesso regulado deveriam aplicar-se a todas as infraestructuras de transporte em Portugal, incluindo os gasoductos Campo Maior-Braga e Braga-Tuy pelos quais transita gás destinado a Espanha. As condições de acesso a estes gasoductos têm sido tradicionalmente negociadas entre as sociedades proprietárias (participadas por Transgas e Enagas) e as empresas de abastecimento dominantes (Transgas e Gas Natural). No novo mercado liberalizado, estes gasoductos, que constituem parte integrante do sistema gasista português, deveriam abrir-se também ao acesso regulado de terceiros.

Um Código de Rede, acordado previamente entre os agentes, sujeito a revisão periódica e aprovado pelo regulador, definirá os termos e condições detalhadas dos serviços de transporte, regasificação, distribuição e armazenamento. Além disso, dito Código deveria especificar o conjunto de normas de operação técnica do sistema e as condições sob as quais se pode denegar o acesso, que deveriam ser consistentes com as limitações impostas às actividades do OST, dos transportistas e dos distribuidores e com as regras estabelecidas pela planificação para a expansão da capacidade.

Regulação de preços.

A regulação dos preços para a utilização das infraestruturas deveria realizar-se segundo critérios de eficiência e recuperação de custos que ofereçam incentivos a construir nova capacidade sempre que isso seja eficiente para o sistema no seu conjunto.

O marco regulatório deveria ser estável e predizível, e ao mesmo tempo deveria empregar fontes de dados e metodologias objetivas que permitam determinar quais são os citados custos reais. A regulação pode complementar este ponto de vista ao outorgar incentivos económicos de curto prazo para melhorar a eficiência preservando níveis de qualidade aceitáveis.

3.2.2. Operação do sistema

Como princípio geral, é importante que o Código de Rede se redacte com a máxima precisão, reduzindo ao mínimo a discricionalidade do OST. Além disso, têm que ser consistentes com os objetivos gerais de eficiência e segurança do abastecimento e respeitar os seguintes princípios básicos:

- **Acesso aberto.** Não têm que existir obstáculos injustificados à contractação dos serviços de transporte que cada usuário deseja. Isso requer a descrição detalhada e a regulação de todos os serviços oferecidos, para permitir que os usuários possam escolher o que melhor se ajusta às suas necessidades e assim poder tomar decisões de consumo eficientes, que ao mesmo tempo optimizam o uso da capacidade de transporte existente. Pelo menos deveriam oferecer-se serviços de reserva firme e reserva interrompível, balanceo, linepack e overrun.

Além disso, os procedimentos para gerir desbalanços deveriam reflectir a realidade física e estar especificados com clareza de maneira que se facilita a medida de ditos custos e a sua imputação aos causantes dos mesmos. Para tal efeito, os mecanismos de desbalanço deveria basear-se em mecanismos de mercado.

- **Não discriminação.** A não-discriminação não se garante completamente mediante a separação da operação do sistema e do transporte das restantes actividades. O OST ou um transportista pode favorecer indevidamente outras empresas distribuidoras ou comercializadoras, não necessariamente empresas afiliadas, com as que tenha interesses comuns ou acordos estratégicos. Portanto o princípio de não-discriminação deveria estar presente em todas as normas que regulam o acesso e a operação da rede.
- **Flexibilidade no uso da rede.** A procura de gás está sujeita a variações que podem causar déficits ou excessos na capacidade inicialmente reservada pelos usuários. Além disso, é previsível que no futuro a necessidade de ajustes frequentes na procura de gás aumente, devido a que as novas CCGTs terão que reajustar as suas posições no mercado eléctrico intra-diário e será necessário dotar estes usuários de medidas adicionais de flexibilidade. Para proporcionar a máxima

flexibilidade deveria permitir-se a existência de mercados secundários de gás e capacidade de transporte.

- **Disponibilidade de informação.** Toda a informação relevante sobre a capacidade disponível deve estar à disposição de todos os usuários e operadores das infraestruturas. Propõe-se que a difusão de informação se realize mediante um boletim electrónico de acesso público.
- **Mecanismos para a resolução de conflitos.** Têm que existir procedimentos objetivos, transparentes e rápidos para resolver os conflitos que possam surgir em relação com as decisões tomadas pelo OST e os titulares das instalações de transporte e distribuição, em particular com respeito ao acesso às infraestruturas e às actuações do OST para balancear o sistema e gerir restrições de capacidade.

3.2.3. Actividades de transporte, regasificação e armazenamento subterrâneo

Os transportistas são as pessoas jurídicas titulares de instalações de transporte, regasificação de GNL e/ou armazenamento. A sua função consiste exclusivamente em levar a cabo a operação e manutenção das suas instalações, com base nas directivas do OST e em coordenação com os outros operadores e usuários do sistema. A sua organização terá que respeitar as normas de separação especificadas na Secção 3.1.2.

É importante sublinhar que os transportistas não deveriam desempenhar nenhuma actividade de aprovisionamento e/ou venda de gás, mesmo quando esta for destinada só ao mercado regulado, posto que poria em perigo a neutralidade da gestão de redes abertas ao acesso de terceiros.

3.2.4. Existências mínimas de armazenamento

Pelo que respeita ao estabelecimento de requisitos mínimos de armazenamento, é preciso que se definam claramente as necessidades de cobertura da procura (por exemplo de forma consistente com os critérios utilizados na planificação das infraestruturas de transporte).

Com base nestes critérios estabelecer-se-á o nível de armazenamento estratégico requerido para o mercado a tarifa, destinado a resolver potenciais situações de emergência. Por isso é aconselhável que ditos critérios se estabeleçam conjuntamente e em coordenação com os operadores de transporte em Portugal e em Espanha.

Os consumidores do mercado livre serão capazes de gerir a sua segurança de abastecimento através dos seus fornecedores. Por isso não se considera necessário estabelecer obrigações de existências mínimas para este mercado.

3.2.5. Regras de atribuição da capacidade de transporte

A existência de regras transparentes e eficientes de atribuição da capacidade de transporte é fundamental para que se optimize o uso das infraestruturas de transporte. Propõem-se os seguintes critérios que terão que incluir-se no Código de Rede:

- **Transparência.** Criar-se-á um boletim de informação electrónico aberto a todos os usuários e operadores para garantir a máxima transparência informativa sobre a capacidade disponível nas diferentes infraestruturas do sistema, incluindo especialmente pormenores de data e de quantidade.
- **Procedimento formal de solicitude e contratação da capacidade.** Os agentes interessados terão que solicitar a reserva de capacidade mediante uma petição formal segundo impressos elaborados pelo regulador. Estabelecer-se-ão por lei regras claras sobre os tempos de apresentação e de procedimentos aplicáveis em casos de solicitude incompleta (o procedimento existente em Espanha segundo o Real Decreto 949/2001 e o Real Decreto 1434/2002 parece adequado). Da mesma forma, definir-se-á por lei o procedimento transparente e não-discriminatório para disciplinar possíveis denegações de acesso, incluindo uma definição clara e exhaustiva das razões permitidas. Em particular, os casos de denegação relacionados com contratos take-or-pay deveriam resolver-se em conformidade com a Directiva 55/2003/CE. Os agentes interessados solicitarão ao OST uma petição formal de acesso a todas as infraestruturas.
- **Atribuição eficiente da capacidade.** Em condições normais, a capacidade reservar-se-á de acordo com o princípio *first come-first served*. Em casos de congestão, a capacidade atribuir-se-á aos usuários que mais a valorizem utilizando o mecanismo do leilão de preço. Fixar-se-ão critérios objetivos e transparentes para definir os níveis relativos de procura e oferta de capacidade que ocasionem situações de congestão e à aplicação do mecanismo de leilão. Em nenhum caso se permitirá que os titulares das instalações de transporte recebam receitas dos leilões mais elevadas que as permitidas pela regulação.
- **Eficiência no uso da capacidade.** Atribui-se ao OST a responsabilidade de vigiar sobre a utilização da capacidade, em coordenação com os operadores das instalações. Em casos de infra-utilização continuada que possa ser causa de denegação de acesso a outros sujeitos no sistema, o OST poderá decidir a redução da capacidade reservada na sua parte não-utilizada (com perda da fiança correspondente) e a sua re-atribuição no mercado (ver o mecanismo descrito na Seção 3.4.4 para a re-atribuição da capacidade existente).
- **Associação da capacidade.** A reserva de capacidade nos pontos de entrada irá associada aos agentes (comercializadores e consumidores qualificados) que solicitem a reserva de capacidade. Com o fim de facilitar a mudança de fornecedor e portanto o desenvolvimento da concorrência, a reserva de capacidade nos pontos de saída da rede de transporte irá associada ao cliente.
- **Duração dos contratos de reserva de capacidade.** No modelo competitivo de longo prazo não se prevêem em princípio restrições à duração dos contratos de reserva de

capacidade, posto que usuários e comercializadores têm a facultade de intercambiar a capacidade contratada num mercado secundário. Por outro lado, se este tipo de mercado demora em desenvolver-se, é oportuno que os operadores reservem uma parte da capacidade nas suas infraestructuras para contratos a curto prazo (com duração inferior ou igual a um ano), como medida para fomentar a entrada de novos comercializadores.

3.2.6. Actividade de distribuição

No modelo de longo prazo as empresas distribuidoras serão responsáveis por desenvolver, manter e operar as suas redes, em coordenação com o OST e respeitando as normas de separação descritas na Secção 3.1.3.

As distribuidoras não terão em princípio obrigações de fornecimento ao mercado regulado posto que se prevê a desapareção da tarifa regulada, ainda que na fase de transição possam ter esta obrigação (ver Secção 3.4.6)

Pelas suas características de monopólio natural, pode justificar-se que as distribuidoras operem sob o marco legal de concessões com direitos exclusivos de operação em determinadas áreas geográficas.

Devido a que o gás natural pode ser substituído por combustíveis alternativos (derivados do petróleo), não parece razoável que se estabeleçam obrigações de serviço universal para as concessionárias⁵. No entanto, como parte do seu contrato de concessão, terão as seguintes obrigações de serviço público:

- Proceder à expansão da sua rede de distribuição tendo em conta previsões razoáveis de incremento da procura, sempre que seja economicamente viável.
- Observar as obrigações impostas com o fim de garantir a segurança do sistema e para fazer frente a situações de emergência
- Manter a rede segundo os parâmetros técnicos e de qualidade estabelecidos por lei e fazer frente às penalizações previstas em caso de não cumprimento com ditos parâmetros
- Observar a normativa existente sobre as interrupções programadas e acidentais e também sobre a possibilidade de interromper os clientes por falta de pagamento.
- Observar a obrigação de fornecimento a quem estiver ligado à rede assim como a todo aquele que o solicite na zona de concessão e corra a cargo do custo da acometida

⁵ A legislação europeia introduz estas obrigações só para as distribuidoras de electricidade, não para as de gás.

- Observar a obrigação de permitir a ligação ao que o solicite. O custo da acometida correrá a cargo do cliente que terá direito a pedir ofertas ao distribuidor ou a realizar a obra por conta própria.
- Realizar as ligações solicitadas quando as condições económicas e de factibilidade técnicas sejam satisfeitas. As tarifas de ligação serão reguladas e diferenciadas segundo critérios de custos objetivos e transparentes (por exemplo a longitude da acometida). Em particular, para clientes pequenos a redes de menos 4 bar, a acometida correrá a cargo do distribuidor a um preço regulado.

Em conformidade com a Directiva 55/2003/CE cada uma das obrigações anteriores deveria ser comunicada à Comissão Europeia, definida de forma clara, transparente (por exemplo especificando-a no contrato de concessão), não-discriminatória (por exemplo, utilizando concursos competitivos) e verificável por parte da Comissão Europeia.

3.2.7. Remuneração das actividades reguladas

Propõe-se a adopção de uma metodologia de retribuição das actividades reguladas denominada *regulação por incentivos baseada em custos (RIBC)*.

Este sistema pode instrumentalizar-se, por exemplo, através de fórmulas de *price cap* ou de *revenue cap* que se aplicam de forma individualizada a cada empresa. Estas enfrentam-se a um perfil de receitas predeterminado durante cada período regulatório (normalmente 4 ou 5 anos), que obedece a regras e factores de ajuste fixados pelo regulador. Neste contexto, para maximizar os seus lucros, a empresa tem incentivos a reduzir os seus custos, revelando desta maneira os seus custos eficientes ao longo do tempo. No fim de cada período regulatório o regulador torna a rever a base de custos realmente incorridos pela empresa e determina um novo perfil de receitas para o seguinte período regulatório.

Os custos reconhecidos consistem, em geral, numa adequada retribuição dos capitais investidos, a amortização dos activos e o reconhecimento dos custos operativos. Dito perfil de receitas estabelece-se definindo uma fórmula retributiva indiciada a variáveis exógenas inductoras de custos e não controláveis pelas empresas (p.ex. o crescimento da procura, IPC) com um ajuste que reflecta as melhoras de eficiência previsíveis para uma empresa típica (factor X). Além disso, é necessário que a fórmula retributiva inclua mecanismos de incentivos à qualidade, para garantir níveis aceitáveis de segurança e fiabilidade das redes.

É importante sublinhar que a implementação da RIBC exige a definição de *contas regulatórias* que facilitem a comparação entre partidas de custos de diferentes empresas. Desta forma pode-se: (1) definir correctamente a base inicial de custos operativos e de investimento e (2) calcular os coeficientes das variáveis inductoras de custos.

Na actualidade em Portugal existem exigências significativas de novo investimento para completar o tecido das redes de distribuição e é importante que o sistema de remuneração não desincentive estes investimentos. Em particular, a aproximação dos custos de novos investimentos mediante factores indutores de custo baseados em dados históricos poderia

não ser adequada. Dadas as circunstâncias, seria preferível utilizar, pelo menos inicialmente, até que o mercado seja mais maduro, factores de ajuste na fórmula retributiva que garantam que a remuneração dos custos se baseie no custo real devido aos planos de expansão da rede acometidos (sempre que ditos custos se considerem prudentemente incorridos).

3.2.8. Determinação de pagamentos de acesso

Tendo em conta o futuro desenvolvimento de um mercado ibérico de electricidade e gás, no longo prazo apresentam-se, para Espanha e Portugal, dois sistemas de pagamentos de acesso às infraestructuras de transporte, que obedeçam às seguintes regras comuns⁶:

- Reflectir os custos subjacentes, quer dizer as receitas reconhecidas pelo regulador.
- Proporcionar na medida possível incentivos a comportamentos eficientes por parte de usuários e operadores.
- Não penalizar a entrada de novos agentes.
- Ser consistentes com o cálculo do custo de acesso nas tarifas finais.
- Maximizar a utilização das infraestructuras.
- Ser transparentes e permitir a máxima flexibilidade de uso possível: fixar-se-ão pagamentos desagregados por cada serviço oferecido

Em particular, pelo que respeita aos pagamentos de transporte deveriam seguir-se as regras seguintes:

- A opção de um pagamento de acesso conjunto de transporte e armazenamento operativo (*linepack*) deveria ofertar-se obrigatoriamente enquanto resulta preferível para pequenos comercializadores ou pequenos consumidores qualificados.
- Permitir a possibilidade de negociar condições de transporte interrompíveis sómente em presença de adequadas penalizações para os operadores que reflectam o dano ocasionado aos usuários. Na ausência de ditas penalizações seria oportuno estabelecer pagamentos de acesso interrompíveis regulados.
- Evitar o *pancaking* de pagamentos de acesso para usuários que realizem intercambios entre os dois países.

Para evitar o *pancaking* as tarifas transfronteiras deveriam calcular-se de forma tal que não se deturpem os fluxos comerciais que existiriam em presença de um único sistema de pagamentos de acesso para toda a Península Ibérica.

⁶ A definição de um sistema de pagamentos de acesso único para a Península Ibérica parece de difícil implementação, posto que requeriria a definição de um mesmo sistema de remuneração dos activos subjacentes.

Além disso tendo em conta os lucros em termos de segurança do sistema e diversificação dos fornecimentos que traga a unidade de produção de regasificação de Sines parece oportuno considerar o conjunto das instalações de transporte e regasificação conjuntamente na altura de determinar um único pagamento de transporte-regasificação aplicável a todos os usuários do sistema.

3.2.9. Tarifas reguladas

Em mercados de gás suficientemente desenvolvidos, onde a concorrência e a regulação asseguram que os usuários podem obter gás a preços transparentes, não discriminatórios e, sobretudo, baseados em custos, não é necessário estabelecer tarifas integrais reguladas. Em fases de desenvolvimento inicial dos mercados, como é o caso de Portugal, estas tarifas podem justificar-se como uma forma de protecção transitória dos usuários, mas apenas se se fixam de forma eficiente. Para tal fim propõe-se o seguinte:

- As tarifas integrais calcular-se-ão como a soma das diferentes componentes de custo de fornecimento (custo dos pagamentos de acesso aplicáveis a cada tipo de consumidor e custo do gás). Em particular, a inclusão do custo do gás destinado a tarifa realizar-se-á mediante um mecanismo que assegure a sua neutralidade respeito a todos os operadores.
- As tarifas serão únicas por categorias de clientes, para evitar discriminações injustificadas e distorções da competência.
- As tarifas integrais desaparecerão de forma gradual: primeiro para os consumidores industriais e depois para consumidores domésticos (ver a Secção 3.4.6).

Para dotar da adequada protecção aos consumidores pequenos, inclusivamente depois da abertura total do mercado, manter-se-á uma tarifa de último recurso e um fornecedor por defeito para aqueles consumidores que não encontrem fornecedor (ver a Secção 3.4.6).

3.3. As actividades competitivas

3.3.1. Aprovisionamento

A actividade de aprovisionamento de gás consiste, no caso de Portugal, essencialmente na importação de gás natural. Será realizada livremente por comercializadores ou usuários, sem mais nenhuma restrição senão a obtenção de uma autorização administrativa.

3.3.2. Comercialização

Os comercializadores serão livres de comprar e vender gás nos mercados primários ou secundários de gás. Não obstante, o exercício da actividade de comercialização estará sujeito a uma autorização administrativa baseada em requisitos de solidez económico-financeira.

3.3.3. Mercado maiorista de gás (*hub*)

A contratação de gás natural realizar-se-á mediante os mecanismos contractuais que livremente acordem comercializadores e usuários ou nos mercados organizados que estes agentes possam constituir. Em particular, a criação de um *hub* em Portugal deveria resultar de forma espontânea, para fazer frente a umas procuras concretas dos agentes de mercado. A liquidez de um *hub* requer um volume mínimo de mercado. Para alcançar dito mínimo é aconselhável não restringir a participação de nenhum operador na Península Ibérica.

Por outro lado, existem medidas regulatórias pro-competitivas que podem favorecer este tipo de desenvolvimento, como por exemplo programas de cessão de gás, independência e neutralidade completa dos operadores das infraestructuras do *hub*, condições flexíveis de reserva de capacidade nos sistemas de transporte, utilização eficiente da capacidade e acesso aberto a instalações de armazenamento.

Entre os mercados secundários a curto prazo, contempla-se a criação e funcionamento regulado por lei de um mercado ao qual os agentes teriam a obrigação de acudir para a gestão dos seus desbalanços de gás.

Uma vez contratado o gás, já seja nos mercados primários ou secundários, cada agente indicará ao OST, com a periodicidade que se estime oportuna, as quantidades de gás que prevê introduzir ou retirar do sistema (programações e nominações) com anterioridade ao dia de gás. Dadas as nominações dos agentes, o OST procederá à simulação e, se for o caso, confirmação, da viabilidade das operações que os agentes queiram realizar. No dia de gás, o OST coordenará os planos dos agentes para assegurar o balanço do sistema e procederá à gestão dos possíveis desbalanços e restrições de transporte. Com posterioridade ao dia de gás, realizar-se-á a liquidação das operações realizadas em função das medidas efectuadas.

3.4. A transição para um mercado competitivo

A visão descrita nas secções anteriores supõe a existência de um sector do gás desenvolvido e de uma estrutura de mercado equilibrada onde todos os consumidores possam escolher livremente o seu fornecedor de gás. No entanto, estas condições não se dão na actualidade em Portugal e são necessárias medidas que assegurem que a consecução do objetivo de longo prazo não se ponha em perigo devido às condições de partida. Para tal efeito é aconselhável ter em conta que:

- São necessários investimentos importantes para estender o tecido das redes de transporte e distribuição.
- Com base na Directiva 55/2003/CE, Portugal é considerado mercado emergente e as obrigações de abrir o mercado à concorrência só se aplicariam a partir de 1 de Janeiro de 2008.

Portanto é necessário estabelecer um período de transição com medidas adequadas para favorecer o desenvolvimento das redes e proteger os usuários finais, ao mesmo tempo que se introduz uma estrutura de mercado cada vez mais competitiva.

3.4.1. Abertura do mercado

A abertura inicial do mercado gasista português está prevista a partir de 1 de Julho de 2004, quando as três grandes centrais eléctricas de gás (Tapada do Outeiro, Carregado e Termoelétrica do Ribatejo), que consomem quase 60% dos fornecimentos nacionais, adquiriram o direito a escolher o seu fornecedor.

Apesar de ser elevado o tamanho do mercado aberto em termos de volume, o desenvolvimento efectivo da concorrência requer que um número maior de clientes seja elegível. Recomenda-se portanto que:

- A abertura do segmento dos consumidores industriais se realize quanto antes, antecipando os requisitos mínimos previstos pela legislação europeia para Portugal.
- A liberalização do segmento dos consumidores domésticos se realize com a adequada preparação e de forma consistente com a Directiva 55/2003/CE, tendo em conta a necessidade de proteger a grande maioria destes consumidores, que por inércia, falta de meios ou falta de informação, não têm incentivos para escolher o seu fornecedor.
- Se apliquem as devidas condições de reciprocidade, permitindo às comercializadoras portuguesas entrar nos segmentos do mercado espanhol que são similares por tamanho e tipologia de consumo aos liberalizados em Portugal.

3.4.2. Limites à concentração

A experiência de outros mercados liberalizados (por exemplo Espanha e Itália) indica que o estabelecimento de limites à concentração horizontal pode ser uma medida temporal muito útil para incentivar os operadores estabelecidos a ceder ou a buscar destinos alternativos para o seu gás, reduzindo a sua posição dominante. Como substituto de medidas estruturais de maior alcance, propõe-se que a aplicação destes limites se baseie nos seguintes critérios:

- Estabelecimento de quotas máximas de mercado como objetivos que os operadores deveriam alcançar no final do período transitório (durante este período as quotas de mercado virão reduzindo-se como resultado de pressões externas, por parte de reguladores e competidores, e de decisões voluntárias das empresas).
- Fixação de uma quota de mercado máxima de injeção anual de gás no sistema gasista português (a quota teria que aplicar-se tanto no mercado primário como no secundário).
- Fixação de uma quota de mercado máxima de comercialização a usuários finais. Os limites deveriam ser suficientemente baixos para conseguir uma estrutura de mercado

mais de acordo com mercados em concorrência (por exemplo, não superiores a 50-60%).

- A definição apropriada do mercado relevante tem que relacionar-se com a existência de interconexões desenvolvidas e de possibilidades de entrada reais por parte de todos os operadores aos dois mercados nacionais da Península Ibérica.

3.4.3. Programa de cessão de gás

Um programa temporal de cessão de gás tem como objetivo fomentar a competência quando existem condições de acesso ao gás difíceis para novos entrantes. O recurso a este instrumento poderia ser apropriado em Portugal posto que os novos entrantes dependem exclusivamente do fornecimento de GNL, enquanto a Transgás tiver copado o fornecimento de gás argelino canalizado.

Em qualquer caso, deveria-se verificar:

- Em que medida o gás cedido é objeto de contratos de venda bilaterais entre a Transgás e uns poucos grandes clientes (i.e. geradores eléctricos).
- Se existem cláusulas que especificam a fonte do gás em ditos contratos de venda.

Preferivelmente a cessão de gás deveria realizar-se com gás canalizado para assim favorecer a nova entrada de comercializadores que poderiam ter um número restringido de clientes e carecer portanto do volume necessário para importar volumes de GNL com a suficiente flexibilidade. Só a importação de gás canalizado permite a flexibilidade operativa necessária para competir com operadores instalados com uma grande base de clientes.

A cessão de gás realizaria-se ao preço dos contratos garantindo que os titulares dos contratos obtenham o custo dos mesmos (incluídos custos administrativos) mas evitando que obtenham rendimentos dos mesmos.

3.4.4. Re-atribuição da capacidade existente

A disponibilidade de capacidade nas infraestructuras de entrada é a chave para assegurar um direito de acesso efectivo e que não discrimine entre operadores estabelecidos e novos entrantes. Em particular, em Portugal existe o risco que a capacidade de entrada por gasoducto permaneça concentrada nas mãos da EDP/Galp, para o mercado português, e Gas Natural, para o mercado espanhol. Em consequência, os novos entrantes só teriam a opção de trazer o seu próprio gás através de infraestructuras de regasificação.

Recomenda-se portanto que a introdução da normativa ATR se realize em paralelo a uma re-atribuição da capacidade existente, que respeite os contratos existentes mas que ao mesmo tempo libere capacidade para novos entrantes. Mais concretamente, dita re-atribuição consistiria nos seguintes passos:

- Definição clara e publicação da capacidade existente, contratada e não-contratada, em todas as infraestruturas de transporte, regasificação e armazenamento subterrâneo.
- Análise prévia sobre o uso da capacidade contratada, finalizada a estabelecer que capacidade se está efectivamente utilizando.
- Introdução da obrigação para as empresas com direitos de reserva de capacidade a ceder os mesmos limitadamente às porções de capacidade não utilizadas (pode-se prevêr uma cessão temporal destes direitos compativelmente com os compromissos comerciais existentes).
- Re-atribuição da capacidade não-utilizada segundo os critérios FIFO ou de leilão competitivo se se dão situações de congestão.
- A re-atribuição seria aberta tanto aos comercializadores (para o mercado livre), como aos distribuidores (como responsáveis do fornecimento a tarifa e que teriam, portanto, prioridade na atribuição).

Este processo deverá aplicar-se a todas as infraestruturas de transporte, incluindo os gasoductos Campo Maior-Braga e Braga-Tuy pelos quais transita gás destinado a Espanha.

3.4.5. Tarifas e pagamentos de acesso

No longo prazo parece desejável introduzir tarifas e pagamentos de acesso diferenciados, que tenham em conta o custo diferente das infraestruturas segundo factores de localização e fluxos de gás. Por outro lado, este planteamento poderia ser inadequado no curto prazo, especialmente tendo em conta que as necessidades de investimento em infraestruturas são elevadas.

O grau de desenvolvimento da rede de distribuição difere significativamente entre umas áreas e outras. As necessidades de investimento futuro são quantiosas em áreas de nova gasificação ou nas quais a gasificação é muito recente e o tecido da rede é limitado. Por isso, é aconselhável limitar o impacto económico destes investimentos para os usuários das áreas de desenvolvimento através da socialização dos custos de expansão da rede em novas áreas.

Nestas circunstâncias, considera-se apropriado que, durante o período transitório se estabeleçam:

- Uma sobretaxa nas tarifas e pagamentos de acesso destinado a financiar a gasificação de novas zonas.
- Pagamentos e tarifas finais por zona de distribuição que tenham o mínimo impacto possível sobre as decisões de consumo existentes e assegurem que todos os consumidores suportam, nalguma medida, os custos derivados da gasificação de novas áreas.

Para implementar este sistema, a princípios de cada período tarifário, levar-se-iam a cabo os cálculos necessários para determinar as quantias que as empresas em áreas desenvolvidas tragam às empresas em novas áreas de distribuição.

3.4.6. O papel das distribuidoras na transição

Durante o período transitório é previsível que existam **consumidores cautivos**. Neste contexto propõe-se que:

- As distribuidoras fiquem com a obrigação de realizar o fornecimento a estes consumidores, incluindo os clientes ligados à rede de transporte.
- As distribuidoras adquiram gás para o mercado regulado com base em concursos competitivos. O preço do gás assim estabelecido trataria-se como um *pass-through* na tarifa integral final aplicada aos consumidores cautivos.

Na altura em que **todos os consumidores sejam declarados elegíveis**, é importante proporcionar aos mesmos incentivos para que acudam ao mercado livre. Para este fim propõe-se o seguinte:

- Desaparição gradual das tarifas integrais, primeiro para o segmento de clientes industriais e depois para os domésticos.
- Manutenção de tarifas de último recurso para os pequenos consumidores que não encontrem fornecedor.

4. COMENTARIOS AL APARTADO DEL DOCUMENTO ERSE “CONCORRÊNCIA E REGULAÇÃO”

4.1. Actividades competitivas

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

En un mercado mayorista de gas se distinguen dos componentes fundamentales: el mercado primario, que incluye transacciones entre productores y comercializadores/consumidores cualificados, y el mercado secundario, que se refiere a transacciones entre comercializadores/consumidores cualificados. Las condiciones para el desarrollo de la competencia pueden ser distintas en los dos tipos de mercado y se analizan a continuación por separado.

El mercados primario

El mercado primario relevante para Portugal ha sido tradicionalmente dominado por un comprador (Transgás) y por un productor (Argelia), al cual se han añadido otras fuentes de gas (GNL de Nigeria y otros contratos spot). La ausencia de competencia con conexiones internacionales por gasoducto igualmente próximas, hace que los precios del gas argelino superen los costes subyacentes, y se conviertan en precios de referencia para otros suministradores. En este mercado la relación comprador-vendedor ha sido tradicionalmente caracterizada por contratos take-or-pay de largo plazo (20-30 años) con escasa flexibilidad y por la fijación de precios indexados al precio de combustibles alternativos (petróleo y sus derivados).

La dinámica de fijación de precios en los mercados competitivos de Estados Unidos y del Reino Unido, donde existen múltiples fuentes de suministro, ha sido históricamente distinta. Los precios han tendido a reflejar el balance entre demanda y oferta y los contratos se han caracterizado por una mayor flexibilidad, sobre todo en cuanto a su duración. Los procesos de liberalización en curso en muchos países de la UE sugieren que, a medida que la competencia entre fuentes de suministro alternativas se vaya extendiendo, el mecanismo de fijación de precios de gas debería tender hacia la competencia gas-gas y hacia una progresiva desaparición de la relación con los precios del petróleo, una mayor flexibilidad y la desaparición de cláusulas de restricción de destinos y ventas. Ya se han observado ejemplos de contratos de este tipo en Europa Continental, pero todavía la mayoría de los contratos sigue el patrón tradicional.

La evolución del mercado primario relevante para Portugal hacia un modelo de competencia gas-gas depende de la posibilidad de que exista acceso de terceros efectivo a múltiples fuentes de suministro y por tanto requiere:

- A. **Múltiples actores por el lado de la oferta.** La competencia entre suministradores (actualmente limitada a Argelia y al GNL de varias fuentes) se vería potenciada por el desarrollo de nuevas conexiones físicas con Europa. Estas requerirían la expansión de

la capacidad de transporte por gasoducto entre Portugal y España y entre España y Francia.

- B. **Múltiples actores por el lado de la demanda.** Transgás es el único actor que en la actualidad puede importar gas en Portugal y a partir de Julio de 2004 también los generadores eléctricos podrán hacerlo. Esta medida parece insuficiente para crear una multiplicidad de actores en el mercado mayorista: sería necesario extender la libertad de acceso también a los comercializadores y a los grandes clientes industriales, así como limitar activamente la concentración en la actividad de comercialización, para favorecer la entrada de nuevas empresas comercializadoras de gas natural.
- C. **La creación de un régimen de acceso abierto regulado con gestión independiente y tarifas publicadas para todas las infraestructuras** (transporte, regasificación y almacenamiento). La regulación incluiría la publicación de las capacidades disponibles para nueva contratación en las infraestructuras existentes y procedimientos de reserva que incentiven la utilización eficiente de la capacidad. Además es necesario que exista una adecuada consistencia entre la estructura y los niveles de los peajes de acceso y de las tarifas reguladas. De la misma manera, las condiciones de acceso deberían ser las mismas en el mercado a tarifa y en el mercado libre, de forma que no se limite el acceso de los clientes a nuevas fuentes de suministro.
- D. Implementación, si necesaria, de medidas temporales de **cesión de gas canalizado** de Argelia para fomentar el acceso de nuevos entrantes en una primera fase de desarrollo del mercado.

El mercado secundario

El desarrollo de un mercado secundario competitivo de gas en Portugal depende de la existencia de una multiplicidad de agentes que realicen libremente transacciones de compra y venta, sobre la base de iguales condiciones de acceso a las infraestructuras de transporte, regasificación y almacenamiento. Las condiciones B, C y D expuestas anteriormente son por tanto también relevantes para la competencia en el mercado secundario.

Dadas estas condiciones, la experiencia internacional en mercados energéticos liberalizados sugiere que los mercados secundarios se desarrollan inicialmente de forma espontánea como contratos bilaterales OTC (*over-the-counter*) y con el tiempo van surgiendo mercados organizados con precios visibles y contratos estandarizados de distinta duración, volumen, plazo y lugar de entrega. Actualmente el mercado liquidez no parece contra con la liquidez necesaria para que este mercado pueda funcionar.

A corto plazo, el mayor obstáculo a la disponibilidad de gas en Portugal está representado por la dificultad de ajustar las posiciones en el día de gas. Por ello, el desarrollo de mercados secundarios de gas en Portugal puede verse favorecido por la creación de un mercado de gas para la gestión de desbalances. La creación y el funcionamiento de este mercado se regularía por ley para limitar la discrecionalidad del operador del sistema en sus actuaciones referentes a la compraventa de gas para corregir situaciones de desbalance y/o gestionar restricciones de transporte. En la práctica, la coexistencia del mercado de

desbalances y de un mercado secundario de gas no regulado implicará en el tiempo una convergencia en sus precios, puesto que los precios del mercado secundario representarán el coste de oportunidad del gas utilizado en situaciones de desbalance.

Para dotar de la adecuada liquidez a este mercado, así como para asegurar una coordinación entre los desbalances de gas en los sistemas gasistas de la Península Ibérica, es aconsejable, en la medida de lo posible, fomentar un mercado ibérico para la gestión de desbalances de gas.

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

Las transacciones en los mercados primarios y secundarios se realizarán según los contratos que libremente acuerden comercializadores y usuarios o en los mercados organizados que estos agentes puedan crear. En un contexto competitivo no parece adecuado establecer restricciones sobre la duración de los contratos, puesto que esta debería reflejar las preferencias temporales de cada agente y su valoración de posibles cláusulas de renegociación.

Por otra parte, como medida para incentivar la entrada de nuevos comercializadores, podría ser apropiado reservar un cierto porcentaje de la capacidad de transporte existente a contratos de corto plazo (iguales o inferiores a 1 año).

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

En el contexto de un mercado primario liberalizado solo se deberían prohibir cláusulas contractuales que van en contra de la libre competencia, como las cláusulas de destino o de uso del gas. Las obligaciones *take-or-pay* no deberían ser prohibidas puesto que:

- Se trata de cláusulas muy radicadas en los mercados primarios internacionales y difícilmente un comprador puede comprar gas a largo plazo sin incurrir en las mismas.
- En el contexto de las Directivas 30/1998/CE y 55/2003/CE las cláusulas *take-or-pay* asumidas en contratos firmados posteriormente a dichas Directivas no pueden ser utilizadas para obtener derechos preferentes en el acceso de terceros.

Onde e como organizar um hub para o gás natural?

La creación de un *hub* o de un mercado mayorista es generalmente el resultado de la iniciativa privada de un grupo de agentes del sector energético que, sobre la base de condiciones de demanda y rentabilidad esperadas, desarrollan un instrumento para facilitar las transacciones comerciales en cierto contexto geográfico. En una fase inicial un *hub* puede ser simplemente un sistema de intermediación entre agentes de mercado. En cualquier caso, la creación de un *hub* (con servicios de *matching of nominations*, *title tracking*, *allocation* y *blending* u otros servicios más sofisticados de *title transfer*, *balancing*,

back-up/back-down y *parting/loaning*) depende de la existencia de cuatro condiciones principales:

- Desarrollo suficiente de las infraestructuras de transporte y/o regasificación y almacenamiento en el área designada. En particular, si el gas recibido es GNL procedente de contratos de largo plazo, la presencia de infraestructuras de almacenamiento es fundamental para que el operador del *hub* proporcione flexibilidad y garantías de suministro a los usuarios del *hub*.
- Diversificación y número suficientemente elevado de actores en el mercado.
- Un volumen mínimo de gas intercambiada en el hub (según el CEER este nivel estaría alrededor de 50 mcm/mes).
- Regulación pro-competitiva del acceso a las infraestructuras, en los términos descritos anteriormente.

A pesar de la conveniencia de crear un *hub* para fomentar la liquidez y la competencia en el mercado, en la actualidad ninguna de estas condiciones está plenamente satisfecha en el mercado de gas portugués. Incluso teniendo en cuenta la Península Ibérica en su conjunto, y dada la escasa capacidad de almacenamiento subterráneo en España y Portugal, es improbable que las condiciones para la creación de un *hub* se verifiquen en la Península Ibérica. El desarrollo de un *hub*, por ejemplo en el área del terminal de regasificación de Sines, requeriría, en primer lugar, desarrollos importantes en la liberalización del mercado y en la regulación del acceso a las infraestructuras. Además, deberían reforzarse las conexiones entre el terminal de Sines, el almacenamiento de Carriço y las conexiones por gasoducto con Argelia y España.

No obstante, la creación de un mercado de desbalances de corto plazo, favoreciendo una gestión coordinada de los desbalances en los sistemas gasistas de España y Portugal, y, con ello, fomentando la liquidez de dicho mercado, ayudaría significativamente en la creación de mecanismos de mercado que permitan los intercambios de volúmenes de gas en el corto plazo entre agentes.

Como minorar o impacte de eventuais custos ociosos?

La apertura del mercado gasista portugués puede ocasionar a las empresas titulares de contratos de aprovisionamiento con compromisos de compra garantizada (*take or pay*) dificultades económicas. Entendemos que el art. 27 de la Directiva 2003/55/CE establece el procedimiento a seguir en este caso. Por otra parte, la implementación de programas de cesión de gas derivados de estos contratos ayudará a garantizar un mercado para el gas contratado y por lo tanto contribuirá a asegurar un destino al gas para las empresas titulares de contratos con compromisos de compra garantizada.

Por otra parte es preciso asegurar que no existan rentas para los titulares de los contratos en caso de programas de cesión de gas. La lógica de estos programas es el facilitar el

acceso a volúmenes de gas para nuevos operadores, por lo que son aconsejables a la vez que existe una apertura del mercado lo más rápida posible (sobre todo del segmento industrial). La cesión de gas se realizaría al precio de los contratos, garantizando que los titulares de los contratos obtengan el coste de los mismos (incluido costes administrativos) pero evitando que obtengan rentas de los mismos. Para ello existen dos opciones:

- OPCION 1: Asignar el gas a través de una subasta de precio de manera que el precio medio obtenido por la empresa titular del contrato cedida sea igual al coste (incluidos costes administrativos). En este caso, los ofertantes adquirirían el gas a precios distintos. Esta alternativa fue la seguida en España para el programa de gas canalizado de Argelia entre los años 2001 y 2003.
- OPCION 2: la cesión de gas se realiza a un precio igual al coste medio de los contratos subyacentes, incluidos costes administrativos. En este caso todos los operadores que adquieren gas lo hacen al mismo precio, que, por definición, asegura que no existan rentas para el titular de los contratos. Esta alternativa fue la seguida en el Reino Unido, durante el periodo 1992-1996.

4.2. Actividades reguladas

Que duração deve ter o periodo de regulação?

De acuerdo con nuestro modelo de organización planteado en la sección 3.2 y suponiendo que el tipo de regulación elegido es una retribución por incentivos basada en costes (RIBC), la duración del periodo regulatorio debería resultar de un equilibrio entre la exigencia de proporcionar incentivos a la eficiencia y la necesidad de reflejar los costes reales de la empresa. Un periodo muy largo (Ej. 10 años) implica un riesgo de desajuste entre ingresos y costes que puede ser insostenible para usuarios y empresas reguladas. Por otra parte, un periodo corto (Ej. 1-2 años) no proporciona a las empresas el tiempo suficiente para rentabilizar los posibles ahorros de costes y por tanto no incentiva a realizarlos. La experiencia internacional sugiere que la duración del periodo regulatorio en países que han adoptado la RIBC es alrededor de 4-5 años.

Sin embargo, la duración del primer periodo regulatorio podría ser más corta, para reducir el impacto de posibles errores, pero suficientemente larga para permitir la creación de cuentas regulatorias y para recoger la información suficiente para establecer las tarifas del segundo periodo regulatorio.

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

No es necesario establecer un orden determinado entre los periodos regulatorios. Sin embargo, dados los elevados requerimientos de información tanto para ERSE como para

las empresas durante las revisiones tarifarias al final de cada periodo regulatorio, parece aconsejable no solapar los periodos gasista y eléctrico.

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

La definición de la base de activos remunerada debería ante todo basarse en los siguientes principios económicos:

- Se incluirán los costes de todos los activos cuya inversión se realizó de forma prudente (dada la información disponible en ese momento) y que no han sido todavía recuperados a través de las tarifas.
- Se incluirá asimismo el valor del capital circulante, cual coste de financiación, siempre que se considere condiciones prudentemente incurrido.
- Los costes anteriores se incluirán netos de cualquier subvención recibida.

En general, el cálculo del valor de la base de activos tomará como referencia la información patrimonial proporcionada por las cuentas regulatorias de cada empresa. Mientras dichas cuentas regulatorias se encuentren en fase de preparación, y en particular para el primer periodo regulatorio, debería utilizarse el criterio del inventario físico de los activos, cuyo objetivo es la reconstrucción del valor de adquisición de cada activo es la reconstrucción del valor de adquisición de cada activo reconocido. Este criterio podría ser viable en Portugal, dado el establecimiento muy reciente de sus infraestructuras gasistas.

Para periodos siguientes es aconsejable utilizar el valor basado en las cuentas regulatorias, dado que cabe esperar que dichas cuentas estén disponibles.

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

Es necesario tener en cuenta dos distintos aspectos de la asignación de activos: (1) la definición exacta de los componentes de cada actividad regulada (por ejemplo si la distribución debe incluir la lectura de los contadores); y (2) la asignación de costes fijos comunes a distintas actividades reguladas (por ejemplo una distribuidora puede utilizar las mismas oficinas para realizar funciones administrativas relacionadas con distribución y suministro a tarifa).

Para la definición de los componentes de cada actividad regulada es aconsejable tener en cuenta los siguientes criterios:

- Agrupar activos con factores inductores de costes comunes (por ejemplo, por lo que respecta a la separación de las actividades de suministro de las actividades de distribución).

- Identificar los activos asociados a aquellas actividades que puedan abrirse potencialmente a la competencia.

Para la asignación de costes fijos comunes se recomienda la aplicación de los siguientes criterios generales:

- Asignación de costes según el principio de causalidad y de costes evitables allí donde sea posible. En los casos más complejos se debería de aplicar técnicas más sofisticadas de *Activity Based Costing*.
- Reglas de asignación transparentes y objetivas.
- Continuidad en la aplicación de estas reglas en el tiempo.

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

Desde un punto de vista regulatorio la remuneración total de un activo debería corresponder a la inversión realizada en dicho activo por la empresa, incluyendo el coste del capital invertido. A la hora de establecer el mecanismo de remuneración del capital, es posible seguir distintas fórmulas retributivas. Lo relevante, desde el punto de vista regulatorio y financiero, es que dichas formulas aseguren, en términos de valor actual neto, la recuperación del capital invertido efectivamente por la empresa, independientemente del tratamiento contable.

Estos objetivos pueden alcanzarse de muchas maneras distintas. Sin embargo consideramos que es conveniente seguir algunos criterios generales en su aplicación:

- La amortización anual de un activo debería reflejar el rendimiento del capital prudentemente invertido en dicho activo durante su vida económica útil. Si la amortización se calculara sobre un periodo inferior a la vida económica el valor del activo se daría la situación de un activo que sigue de alta y está completamente amortizado (sin necesidad de reposiciones). Si la amortización se calculara sobre un periodo superior a la vida económica útil se daría la situación opuesta y la empresa podría correr el riesgo de no recuperar el capital invertido después de dar de baja el activo. Por lo tanto se recomienda la elección del criterio de la vida económica útil. El ritmo de amortización anual puede coincidir con la práctica contable vigente en Portugal para cada tipo de instalación.
- La tasa de retribución del capital debería fijarse consistentemente con la definición del esquema de amortización y la base de activos sobre la que se aplica dicho esquema. Así, si la base de activos se ha definido en términos actualizados por la inflación, la tasa de retribución del capital debería definirse en términos reales. Si la base de activos se define de forma que incluya los impuestos corporativos a pagar, la tasa de remuneración debería fijarse antes de impuestos. De la misma manera, el

esquema de amortización debería recuperar a lo largo de la vida útil regulatoria del activo el coste de la inversión no remunerado a través de la tasa de retribución. Diversas combinaciones son posibles (por ejemplo la tasa puede aplicarse sobre un valor bruto o sobre el valor neto de amortización acumulada) siempre que el total equivalga al coste total del capital invertido (incluido el coste de oportunidad del capital).

4.3. Regasificación, almacenamiento y transporte

Que modo de regulação deve ser aplicado a cada uma destas funções (de recepção e armazenamento de GNL)?

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

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

Que incentivos devem ser explicitamente atribuídos à gestão desta actividade?

De acuerdo con la estructura del sector y los principios de regulación expuestos en las secciones 2 y 3 de este documento, para las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento se propone un sistema de remuneración regulada de tipo Regulación por Incentivos Basada en Costes (RIBC). Para estas actividades el sistema se concretizaría en un revenue cap donde, con el fin de preservar la calidad y los incentivos a expandir la red, las nuevas inversiones se remunerarían en base a factores de costes endógenos, es decir en base a costes reconocidos para cada tipo de activos (coste/km/diámetro de gasoducto, coste de distintos componentes de las estaciones de compresión, etc.).

De acuerdo con este esquema. Las empresas se enfrentan a un perfil de ingresos predeterminado durante cada período regulatorio, que obedece a reglas y factores de ajustes fijados por el regulador. En este contexto, para maximizar sus beneficios, la empresa tiene incentivos a reducir sus costes, revelando de tal manera sus costes eficientes a lo largo del tiempo. Al final de cada periodo regulatorio ERSE vuelve a revisar la base de costes realmente incurridos por la empresa y determina un nuevo perfil de ingresos para el siguiente periodo regulatorio.

Los costes reconocidos consisten, en general, en una adecuada retribución de los capitales invertidos, la amortización de los activos y el reconocimiento de los costes operativos. Dicho perfil de ingresos se establece definiendo una fórmula retributiva indiciada a variables exógenas inductoras de costes y no controlables por las empresas (p.ej. el crecimiento de la demanda, IPC) con un ajuste que refleje las mejoras de eficiencia previsibles para una empresa típica (factor X). Además, es necesario que la fórmula retributiva incluya mecanismos de incentivos a la calidad, para garantizar niveles aceptables de seguridad y fiabilidad de las redes.

Es importante subrayar que la implementación de la RIBC exige la definición de *cuentas regulatorias* que faciliten la comparación entre partidas de costes de distintas empresas. De esta forma se puede: (1) definir correctamente la base inicial de costes operativos y de inversión y (2) calcular los coeficientes de las variables inductoras de costes.

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

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

En principio la actividad de transporte de gas mediante camiones cisternas no presenta las mismas características de economías de escala que justifican el monopolio natural de los gasoductos de transporte. Por lo tanto, la actividad de transporte a través de camiones cisterna puede realizarse de forma competitiva y no es preciso que se mantenga regulada ni que sea llevada a cabo por empresas transportistas de gas canalizado.

4.4. Distribución

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

Que incentivos devem ser explícitamente atribuídos à gestão desta actividade?

Para estas actividades el sistema de regulación por incentivos basado en costes se concretaría en un *price cap* donde, con el fin de preservar los incentivos a expandir la red, las nuevas inversiones se remunerarían en base a factores de costes exógenos (por ejemplo: demanda, kms de red, número de consumidores). Además, la fórmula de remuneración debería incluir un factor que incentive el mantenimiento de ciertos estándares de calidad.

En el caso de empresas de distribución en áreas en desarrollo, el establecimiento de factores de coste exógenos puede resultar inapropiado y se recomienda aplicar, hasta que el mallado de la red se haya completado, un término de ajuste anual para las nuevas inversiones, que deberían reconocerse en base a los costes incurridos. El regulador supervisará que los costes así incurridos sean prudentes para la expansión de la red.

4.5. Operación del sistema

Que modo de regulação melhor se adequa a esta actividade?

De acuerdo con lo expuesto anteriormente, también para la actividad de gestión del sistema se propone un esquema de remuneración regulada de tipo Regulación por Incentivos Basada en Costes (RIBC). El gestor del sistema tendrá derecho a la remuneración de sus costes incurridos de forma prudente y razonable en el ejercicio de su actividad. Un aparte de su retribución dependerá de los costes derivados de asegurar el balance del sistema, teniendo en cuenta el uso de los distintos mecanismos a su disposición para corregir desbalances, e incentivando la minimización de dichos costes.

Que entidades podem ofrecer servicios de sistema, designadamente adquiriendo gas natural para servicios de balanceamento?

Las principales fuentes de servicios de balance y flexibilidad que se configuran en el corto plazo son:

- El OTS, mediante la oferta de almacenamiento operativo y su actuación como operador de balance residual del sistema. En general, esta medida estará disponible para el gestor del sistema con anterioridad al día de gas o durante el mismo.
- El mercado de desbalances de corto plazo en el que pueden participar los usuarios y el OTS. Este mercado tiene como objetivo enfrentar, en el día de gas, al gestor del sistema al coste de oportunidad del gas reflejado en el en el valor del gas para los usuarios en ese momento. El gestor del sistema, así como cualquier otro usuario que quiera ofertar o demandar gas, podrá acudir al mercado de desbalances para inyectar o retirar gas del sistema, en función del precio del gas en dicho mercado.
- El operador de las infraestructuras de almacenamiento subterráneo.
- Los clientes con contratos de suministro interrumpible.

Además de estos servicios es preciso tener en cuenta la importancia que para los nuevos comercializadores tiene el almacenamiento virtual u operativo (linepack) tal y como se describe en el informe de la CEER "Third Party Access to storage and flexibility" presentado en el 7º Foro de Madrid. Los servicios de almacenamiento no ligados a almacén físico representan un empaquetamiento de productos (mezcla de diferentes mecanismos de flexibilidad) que, no sólo mejoran la operación del sistema en su conjunto, sino que es cómo mejor se pueden satisfacer las necesidades de los usuarios.

Es importante que el gestor del sistema tenga la obligación de ofrecer servicios de almacenamiento operativo conjuntamente con otros servicios. Si el almacenamiento operativo no se ofreciese, los usuarios harían un uso del sistema más ineficiente que el que realizaría el gestor del sistema. Ello es aún más relevante cuando la capacidad de almacenamiento subterráneo es limitada. Finalmente, el desfase entre el momento en el que se incurre en un desbalance y la medida exacta y definitiva del mismo (que puede ser de varios meses) sugiere que almacenamiento operativo ayuda a corregir desvíos y, por tanto, a incurrir en costes adicionales. Por este motivo, si no se ofrecen servicios de almacenamiento operativo conjuntamente con otros servicios, el operador dominante tendrá

una ventaja operativa debido a su volumen de consumo sobre los nuevos entrantes, puesto que estos últimos no podrán compensar fluctuaciones en el consumo de sus clientes de signo opuesto con la misma facilidad.

Como favorecer o apareamiento de agentes que ofrecen servicios de sistema?

La creación de un mercado de desbalances, regulado por ley, puede favorecer la aparición de agentes que ofrezcan servicios de balance en este mercado. Los costes de desbalance aplicables a los usuarios también deberían basarse en los precios del gas en este mercado. Sin embargo, para favorecer la eficiencia en este mercado es importante que dichos costes no se basen en cambios en el mercado secundario debido a actuaciones del gestor del sistema encaminadas exclusivamente a aliviar restricciones en puntos concretos de la red de transporte. Para ello, es aconsejable que el gestor del sistema mantenga una separación estricta entre aquellas actuaciones encaminadas a inyectar o retirar gas de puntos concretos de la red de aquellas otras encaminada a inyectar o retirar gas del sistema en su conjunto.

Además en el corto plazo y mientras exista un agente dominante en la oferta de gas en el mercado, es aconsejable que dicho agente tenga la obligación de ofertar el gas en el mercado. Para evitar una concentración excesiva de la oferta en este mercado es también conveniente avanzar hacia una creciente integración de los mercados de desbalances en la Península Ibérica, donde la gestión de los mismos pueda hacerse de manera coordinada entre los operadores de los sistemas de transporte, con la participación de agentes participantes en ambos mercados.

5. COMENTARIOS AL APARTADO DEL DOCUMENTO ERSE “ACCESO E DESENVOLVIMENTO DAS INFRA-ESTRUTURAS”

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

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

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

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

Que mecanismos de mercado aplicar na atribuição de capacidade?

Cómo instituir o criterio use it or lose it? Em que circunstâncias?

Es fundamental que, para todas las infraestructuras de transporte, distribución, almacenamiento y regasificación, la regulación del acceso garantice la utilización eficiente y en condiciones non-discriminatorias de dichas infraestructuras. De acuerdo con el esquema de organización del sector propuesto en la Sección 2.3, esta regulación debería incluir los siguientes aspectos:

- Un procedimiento formal de solicitud de la capacidad que especifique claramente los tiempos de presentación, los procedimientos aplicables en casos de solicitud incompleta. las reglas para disciplinar posibles denegaciones de acceso, incluyendo una definición clara y exhaustiva de las razones permitidas.
- Asignación de la capacidad de acuerdo con el principio *first come-first served*, que, conjuntamente al procedimiento formal de reserva implica un tratamiento no-discriminatorio de los usuarios. En casos de congestión, es eficiente que la capacidad se asigne a los usuarios que más la valoren utilizando el mecanismo de la subasta de precio. Se fijarán criterios objetivos y transparentes para definir los niveles relativos de demanda y oferta de capacidad que ocasionen situaciones de congestión y a la aplicación del mecanismo de subasta.
- Por ley se establecerán reglas en base a las cuales la infrutilización continuada que pueda ser causa de denegación de acceso a otros sujetos en el sistema permita al OST decidir la reducción de la capacidad reservada en su parte no-utilizada y su re-asignación en el mercado. Duración de los contratos de reserva de capacidad. En el modelo competitivo de largo plazo no se prevén en principio restricciones a la duración de los contratos de reserva de capacidad, puesto que usuarios y comercializadores tienen la facultad de intercambiar la capacidad contratada en un mercado secundario. Por otra parte, si este tipo de mercado tarda en desarrollarse, es oportuno que los

operadores reserven una parte de la capacidad en sus infraestructuras para contratos a corto plazo (con duración inferior o igual a un año), como medida para fomentar la entrada de nuevos comercializadores.

La introducción del nuevo régimen ATR en Portugal debería estar acompañada por un análisis previo sobre la capacidad contratada en las infraestructuras existentes y el uso de dicha capacidad, con el objetivo de re-asignar la capacidad no-utilizada, si bien respetando los contratos existentes. De esta forma es posible que se libere capacidad para nuevos entrantes y para contratos de corto plazo.

Como medida para asegurar una adecuada coordinación de las reservas de capacidad entre distintos operadores y para evitar abusos en la solicitud de capacidad es conveniente introducir una obligación contractual de pago de la capacidad reservada durante el periodo de duración del contrato con un máximo determinado (por ejemplo, de un año). La aplicación de esta obligación no debería discriminar a nuevos comercializadores, que en una fase inicial de su actividad, puedan tener un uso creciente de su capacidad reservada debido a que las ventas en el mercado vaya variando a medida que contratan nuevos clientes. Por ello, es aconsejable que la obligación se aplique a un porcentaje determinado (por ejemplo el 70%) de capacidad no utilizada de forma continuada. Ello puede lograrse mediante el uso de indicadores tales como la proporción de capacidad de utilizada sobre la capacidad reservada. Es conveniente, además que este indicador se mida en periodos de varios meses consecutivos (por ejemplo, dos meses consecutivos) para evitar penalizar a comercializadores nuevos por cambios de corto plazo en su actividad debido a motivos comerciales.

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

Las denegaciones de acceso que pueden evitarse son las relacionadas con la falta de capacidad o de conexión. Es por tanto importante proporcionar incentivos a los operadores para que realicen previsiones de demanda y sobre la base de las mismas lleven a cabo expansiones eficientes de sus infraestructuras. Estos incentivos pueden proporcionarse mediante mecanismos de retribución adecuados de las nuevas inversiones (ver la sección 3.2.6 sobre remuneración de las actividades reguladas).

Previamente a la asignación de capacidad es prioritario que se ponga a disposición de todos los usuarios información sobre la capacidad disponible en la red, incluyendo datos históricos de uso de la misma. Ello permitirá que cualquier denegación de acceso pueda constatarse y verificarse en base a información pública, obligándose al operador que deniega el acceso a proporcionar una justificación de la denegación de forma transparente, inmediata y soportada por datos verificables.

Además, en el corto plazo, es aconsejable que la asignación inicial de capacidad se realice de acuerdo con un análisis de la capacidad utilizada, previamente a la aplicación de criterios *use it or lose it*. La experiencia en otros mercados liberalizados sugiere que, en ocasiones, los operadores instalados pueden preferir acaparar capacidad para limitar la entrada de nuevos operadores a pesar de la existencia de penalizaciones y criterios *use it or lose it*.

El procedimiento de liberación de la capacidad descrito en el párrafo anterior no será necesario en el largo plazo, una vez que se haya desarrollado un mercado secundario de capacidad en el que los usuarios puedan adquirir capacidad de otros usuarios dispuestos a cederla, reduciendo, de esta manera, el coste de no encontrar capacidad disponible directamente por parte del operador de las infraestructuras.

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

En situaciones de restricciones de capacidad el reparto debería llevarse a cabo utilizando mecanismos de subasta competitiva por punto de acceso a la red. No debería permitirse que el operador de las infraestructuras obtenga rentas derivadas de situaciones de congestión o de restricciones.

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

En primer lugar, hay que asegurar la independencia y neutralidad de los operadores que ofrecen estos servicios, y en particular que dichos operadores no realicen actividades de compra y venta de gas. En segundo lugar es necesaria la descripción detallada de todos los servicios ofrecidos y de las condiciones de acceso, de uso y de precio asociadas a cada uno de esos servicios. Ello sugiere la introducción de (1) tarifas desagregadas por cada servicio y (2) reglas de acceso detalladas mediante un Código de Red.

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

La creación de un mercado de desbalances de corto plazo, tal y como se ha descrito en la sección 4.5, puede proporcionar flexibilidad a comercializadores y usuarios. Otros instrumentos como la oferta de servicios de almacenamiento y de *linepack* permanecerán necesariamente regulados, por lo menos en el corto y medio plazo. Para fomentar la entrada de comercializadores nuevos que, inicialmente, tendrán pocos clientes, es conveniente que la oferta de transporte y servicios de *linepack* se haga conjuntamente.

5.1. Planificación

Como facilitar o desenvolvimento de novas infra-estruturas?

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

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

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

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

El diseño y la expansión de toda capacidad de transporte, regasificación, almacenamiento, incluyendo tanto los proyectos que aumentan la capacidad de entrada del sistema como los que incrementan la seguridad del suministro, debería realizarse en base a una planificación centralizada y vinculante propuesta por ERSE y aprobada por el Gobierno. Este proceso debería asegurar la máxima coordinación entre infraestructuras de transporte, regasificación y almacenamiento.

Dadas las características de las redes de distribución como monopolios naturales a nivel local, parece aconsejable que las redes de distribución se acojan a una planificación a nivel local, de acuerdo con planes de gasificación municipales o regionales, siempre que dichos planes sean económicamente viables.

Se recomienda que los planes de infraestructuras tengan carácter público, se realicen para un periodo temporal de 10 años y se revisen cada 4/5 años, coincidiendo con el periodo de vigencia de los peajes de acceso. Para orientar el diseño de las instalaciones los planes establecerán criterios de cobertura prudente de la demanda⁷, que estarán también sujetos a revisión periódica. Los objetivos de dichos planes serán la estimación de las necesidades de cobertura de demanda en el horizonte considerado y la identificación de los proyectos de infraestructuras necesarios para satisfacer esa demanda. Para ello se tendrán en cuenta los siguientes factores:

- Previsiones de demanda por sector y zona geográfica;
- Grado de utilización de las infraestructuras existentes;
- Coste y calidad de proyectos de infraestructuras alternativos;
- Precios de la capacidad de transporte en el mercado secundario;
- Situación de las conexiones internacionales; y
- El grado de competencia en el mercado *upstream* relevante para la Península Ibérica.

Además, la planificación debería considerar la convergencia creciente entre gas y electricidad y la integración entre los mercados energéticos de Portugal y España. Teniendo en cuenta el peso creciente de la demanda de gas en las nuevas CCGTs, se precisa un

⁷ Por ejemplo, en Inglaterra, el Gas Act de 1986 establece el criterio de que el sistema de transporte en su conjunto tiene que ser diseñado para satisfacer la demanda diaria equivalente al día más frío de los últimos veinte años.

desarrollo coordinado de las redes eléctricas y gasistas, que minimice el coste conjunto de estas infraestructuras.

La eficiencia en la construcción de nuevas infraestructuras se fomentará a través de dos instrumentos principales:

- Concursos competitivos, basados en normas objetivas, transparentes y no-discriminatorias.
- Remuneración de los costes reconocidos de transporte y distribución que tengan en cuenta costes eficientes de construcción.

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

La siguiente información debería como mínimo proporcionarse a todos los usuarios para que puedan tomar decisiones eficientes:

- Capacidad nominal de las infraestructuras;
- Capacidad máxima efectiva (en ausencia de restricciones técnicas esta sería igual a la capacidad nominal);
- Capacidad contratada (especificación de la duración del contrato);
- Capacidad disponible para nuevos contratos;
- Coeficientes de inyección y extracción para almacenamientos subterráneos;
- Datos históricos sobre uso de la capacidad y diferencias con respecto a las previsiones sobre dicho uso;
- Balance oferta-demanda distinguiendo entre segmentos de mercado;
- Indicación de cuellos de botella existentes, previstos o potenciales en las redes.

La información anterior debería proporcionarse durante un horizonte temporal de 5-10 años, con detalle mensual para los primeros 2-3 años y anual para los siguientes.

6. COMENTARIOS AL APARTADO DEL DOCUMENTO ERSE "RELACIONAMIENTO COMERCIAL"

6.1. Importación de gas natural

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

A pesar de que Portugal se caracteriza como un mercado emergente a efectos de la aplicación de la Directiva Europea de gas, dicha Directiva obliga a la separación de toda actividad comercial de la actividad de operador de transporte.

En este contexto, es necesario que la cesión de los contratos de importación de Transgás a una nueva entidad independiente incluya también el derecho de acceso a las infraestructuras de transporte en el extranjero. En otras palabras, Transgás se convierte en el OTS de Portugal y no tiene ninguna participación en gasoductos de transporte internacional fuera de Portugal.

Por otra parte, la nueva entidad debería firmar un contrato de acceso a las infraestructuras compartidas en el extranjero, en condiciones de igualdad con otros comercializadores y bajo la verificación periódica de su utilización por parte del OST. El contrato de acceso al tramo compartido en el extranjero estará regulado y abierto a terceros. En caso de congestión en dicho tramo la asignación de capacidad se realizaría de acuerdo con el sistema de subasta. De este modo sería de aplicación la normativa correspondiente que regule la asignación de capacidad.

La nueva entidad titular de contratos podrá vender gas a los distribuidores regionales bien en condiciones reguladas o en el contexto de un concurso competitivo.

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

La relación comercial de cualquier usuario de las instalaciones correspondientes al tramo compartido con el extranjero será la misma que es de aplicación a la nueva entidad detentora de los contratos de aprovisionamiento.

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

El acceso a las demás infraestructuras de regasificación y almacenamiento subterráneo estará regulado. En el contexto del proceso de reasignación de la capacidad descrito en la

sección 3.4.4, la nueva entidad de contratos de aprovisionamiento debería proceder a la petición formal de capacidad, sometiéndose a las condiciones existentes.

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

Para los clientes libres, a todos los efectos la nueva entidad actuará como una comercializadora, no teniendo ninguna ventaja con respecto a un nuevo entrante. Además, la capacidad de salida del sistema de distribución irá asociada al cliente.

Además la entidad detentora de los contratos de aprovisionamiento podrá participar en los concursos competitivos que se establezcan para el suministro del gas destinado al mercado a tarifa. Obsérvese que los contratos con cláusulas de compra garantizada (*take or pay*) no deberían tener preferencia alguna en dichos concursos competitivos, puesto que, en caso de dificultades económicas graves, pueden acogerse al procedimiento establecido en el artículo 27 de la Directiva 2003/55/CE.

6.2. Productores de electricidad

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

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

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

Para generadores eléctricos y otros consumidores elegibles la posibilidad de acceder a mercados del gas en la Unión Europea depende principalmente de la expansión de las conexiones de transporte físicas entre Portugal, España y el resto de Europa. Además, el acceso a mercados fuera de la Unión Europea depende actualmente de la capacidad de regasificación disponible en Sines.

La regulación de la elegibilidad y del acceso de los generadores eléctricos a las infraestructuras de gas debería basarse en los mismos principios generales que se aplican a todo usuario de dichas infraestructuras. Sin embargo, existen algunas áreas donde serían oportunas reglas específicas:

- Nominaciones y re-nominaciones (teniendo en cuenta que los generadores eléctricos operan en el MIBEL y pueden necesitar realizar un número mayor de re-nominaciones que otros agentes)

- Ante problemas en el suministro eléctrico, que es prioritario frente al suministro de gas, la demanda de gas empleado en centrales eléctricas debería tener tratamiento preferente en casos de emergencia. Esto implica que, a la hora de regular el consumo de clientes interrumpibles, las nominaciones/renominaciones de los generadores eléctricos deberían tener prioridad sobre cualquier otra.

6.3. Distribuidores

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

En un mercado liberalizado y caracterizado por una separación completa entre actividades de transporte y actividades de suministro, la relación comercial entre distribuidoras regionales y transportistas tiene que basarse exclusivamente en los siguientes tipos de contratos:

- Contrato de conexión a las infraestructuras del transportista.
- Contrato de utilización de dichas infraestructuras, incluyendo las cláusulas sobre calidad del gas.

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

Las distribuidoras y los transportistas tendrán que coordinar su actuación en el marco de la planificación y operación del sistema gasista, siguiendo las instrucciones del OTS. Los principales intercambios de información entre estas entidades deberían establecerse claramente en el Código de Red e incluirán, entre otros:

- La comunicación de programaciones y nominaciones por parte de las distribuidoras al OTS, respetando la frecuencia temporal prevista en el Código de Red
- La comunicación de los análisis de viabilidad de las operaciones por parte del OTS
- La petición del OTS a las distribuidoras de realizar modificaciones en programaciones y nominaciones en casos de inviabilidad de las operaciones planteadas.
- La coordinación sobre toda información relevante para garantizar el acceso, sobre todo aquella referida a la disponibilidad de capacidad de salida de la red de transporte hacia la red de distribución a la que se encuentra conectado el consumidor que ha solicitado el acceso.

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

Durante una primera fase del periodo transitorio es previsible que existan **consumidores cautivos**. En este contexto se propone que las distribuidoras de la zona se queden con la obligación de realizar el suministro a estos consumidores, incluyendo los clientes conectados a la red de transporte.

En el momento en que **todos los consumidores sean declarados elegibles**, se propone la desaparición gradual de las tarifas integrales, primero para el segmento de clientes industriales y después para los domésticos, y el mantenimiento de tarifas de último recurso por zonas para los consumidores que no encuentren suministrador. Se propone además que el regulador establezca un mecanismo de designación de suministradores por defecto por zonas, al que puedan acudir todos aquellos comercializadores interesados en suministrar en esa zona.

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

Las inversiones compartidas deberían remunerarse de acuerdo con las fórmulas de remuneración de cada actividad. Las empresas pueden pactar libremente los acuerdos de inversiones, poniéndolos en conocimiento del regulador, siempre que estén autorizadas a operar en calidad de transportista/distribuidor.

6.4. Clientes

6.4.1. Obligaciones de servicio público

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

Debido a que el gas natural puede ser reemplazado por combustibles alternativos (derivados del petróleo), no parece razonable que se establezcan obligaciones de servicio universal para las concesionarias⁸. Sin embargo, como parte de su contrato de concesión, tendrán las siguientes obligaciones de servicio público:

- Proceder a la expansión de su red de distribución teniendo en cuenta previsiones razonables de incremento de demanda, siempre que sea económicamente viable.
- Observar las obligaciones impuestas con el fin de garantizar la seguridad del sistema y para hacer frente a situaciones de emergencia

⁸ La legislación europea introduce estas obligaciones sólo para las distribuidoras de electricidad, no para las de gas.

- Mantener la red según los parámetros técnicos y de calidad establecidos por ley y hacer frente a las penalizaciones previstas en caso de no cumplimiento con dichos parámetros
- Observar la normativa existente sobre las interrupciones programadas y accidentales y asimismo sobre la posibilidad de interrumpir los clientes por falta de pago.
- Observar la obligación de suministro a quien esté conectado a la red así como a todo aquel que lo solicite en la zona de concesión y corra a cargo del coste de la acometida
- Observar la obligación de permitir la conexión al que lo solicite. El coste de la acometida correrá a cargo del cliente que tendrá derecho a pedir ofertas al distribuidor o a realizar la obra por cuenta propia.
- Realizar las conexiones solicitadas cuando las condiciones económicas y de factibilidad técnicas sean satisfechas. Las tarifas de conexión serán reguladas y diferenciadas según criterios de costes objetivos y transparentes (por ejemplo la longitud de la acometida). En particular, para clientes pequeños a redes de menos 4 bar, la acometida correrá a cargo del distribuidor a un precio regulado.

En conformidad con la Directiva 55/2003/CE cada una de las obligaciones anteriores debería ser comunicada a la Comisión Europea, definida de forma clara, transparente (por ejemplo especificada en el contrato de concesión), no-discriminatoria (por ejemplo, utilizando de concursos competitivos) y verificable por parte de la Comisión Europea.

6.4.2. Acometidas

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

Entendemos el concepto de acometida como toda canalización e instalación necesaria para un nuevo suministro a un único cliente o ampliación de uno existente comprendida entre la red de distribución o transporte y la llave de acometida que corta el paso del gas a las instalaciones receptoras del usuario. Esta definición distingue claramente las acometidas de los activos de distribución y transporte. Por tanto, su regulación debería también realizarse de forma separada. En particular, los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución no deberían incluir ningún cargo destinado a la recuperación de los derechos relacionados con la construcción y operación de acometidas.

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

Se recomienda que los derechos de acometida sean sujetos a regulación, especialmente para los consumidores más pequeños, en particular, para los consumidores conectados a redes con presión inferior a 4 bar, para los cuales se supone que siempre existe capacidad disponible en la red de distribución. Los valores regulados serán fijos y dependerán del caudal máximo y de la longitud de la acometida.

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

En caso de uso exclusivo el usuario tendrá que abonar por entero a la empresa que realice la acometida los derechos correspondientes. En caso de uso compartido, cuando por ejemplo una acometida existente se utiliza para nuevos suministros, parece razonable que el usuario existente de dicha acometida reciba la compensación económica adecuada. El nivel de esta compensación podrá ser preestablecido en un convenio con duración determinada entre la empresa y el usuario, firmado en el momento de la construcción de la acometida.

En el caso en que el distribuidor prevea un mayor uso futura de la acometida y, en virtud de dicha previsión, construya una acometida sobredimensionada, el coste del sobredimensionamiento correrá a cargo del propio distribuidor.

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

La remuneración de la actividad de distribución descrita en la sección 3.2.5 se realiza por empresa de acuerdo a factores inductores de coste tales como, por ejemplo, el incremento en la longitud de la red o el incremento del número de clientes. La necesidad de reforzar la red de distribución debido a la conexión de un cliente debería reflejarse en la fórmula retributiva de acuerdo con dichos factores.

Si, excepcionalmente, los clientes participaran en el coste d refuerzo de la red, dicha participación estará regulada y será puesta en conocimiento del regulador.

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

El contenido mínimo de los presupuestos relacionados con la construcción de nuevas acometidas debería estar regulado. Dichos presupuestos deberían indicar por lo menos el coste de cada instalación necesaria, el plazo de construcción, la validez del presupuesto, la fecha de comienzo del suministro, la longitud y el trazado de la acometida.

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

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

El solicitante de una nueva acometida debería tener el derecho de realizarla a su coste, pero tendrá que cederla a la empresa distribuidora o transportista, como condición necesaria para su operación.

Al fin de garantizar la calidad de las acometidas realizadas por terceros, parece oportuno establecer en primer lugar la obligación por el solicitante de exhibir a la distribuidora o al transportista toda la documentación técnica necesaria y un certificado que acredite el cumplimiento de las condiciones de seguridad establecidas por ley.

No parece ni necesaria ni oportuna la constitución de garantías a este efecto.

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

Como se ha mencionado anteriormente, los derechos de acometida para consumidores pequeños deberían estar regulados. Por otra parte, parece razonable que estos puedan negociarse en el caso de consumidores grandes, conectados a redes con presión superior a 4 bares por ejemplo. En caso de que estos no se pongan de acuerdo, debería preverse un mecanismo de resolución de conflicto por el órgano competente en un plazo máximo establecido por ley (el plazo en España es de 20 días).

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

Esta posibilidad podría admitirse sobre la base de una cláusula contractual acordada entre el solicitante y la empresa que se encargue de la realización de la acometida y comunicada al regulador.

6.4.3. Contrato de suministro de gas natural

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

La información mínima de los contratos de suministro de gas natural a tarifa debería respetar las condiciones generales establecidas en el Art. 3 de la Directiva de Gas 55/2003/CE y las condiciones específicas establecidas para los consumidores domésticos en el Anexo A de dicha Directiva.

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

El contrato de suministro regulado debería establecer una duración y unos plazos de rescisión del contrato uniformes (por ejemplo, duración anual que se prórroga tácitamente por plazos iguales).

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

Es aconsejable que aun cuando sea posible dar de alta el suministro a través de Internet, se firme, en un plazo de tiempo preestablecido, el contrato por escrito.

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

Es aconsejable que, para que el alta del servicio sea efectiva, establecer que el pago del derecho de alta correspondiente se realice en un plazo máximo desde la firma del contrato por escrito o el alta del servicio a través de Internet.

6.4.4. Garantías contractuales

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

Consideramos oportuno basar esta decisión en la práctica comercial habitual en Portugal.

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

El importe de la garantía debería estar relacionado con los importes a cubrir. Si la facturación del consumo es bimensual, parece aconsejable que la garantía se corresponda con el coste correspondiente a la estimación del consumo por un periodo de 60 días.

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

La garantía debería ser devuelta al usuario tras un plazo en el que se pueda evaluar la solvencia del usuario.

6.4.5. Equipos de medida de gas natural

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

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

Todos los consumidores deberían tener en principio, la opción de poder adquirir e instalar su propio contador, con la condición de que dicho contador esté homologado por las normas técnicas existentes. En este caso parece lógico que el consumidor sea el responsable del mantenimiento del contador.

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

La actualización de los contadores debería producirse al final de la vida útil de los contadores existentes. En tanto en cuanto un contador se encuentre dentro del periodo de vida útil del mismo, éste no debería ser sustituido.

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

La obligatoriedad de equipos de telemedidas para grandes consumidores es apropiada. Por ejemplo, en España existe una obligación legal para los consumidores conectados a gasoductos cuya presión sea superior a 4 bares y cuyo consumo anual sea superior a 10 millones de kWh.

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

No parece necesario establecer una obligación superior al de una lectura anual.

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

Es aconsejable, para facilitar las liquidaciones, que la periodicidad de las lecturas sea lo más uniforme posible. Para ello debería permitirse a los clientes realizar sus propias lecturas y ponerlas en conocimiento del distribuidor a través de líneas telefónicas y de Internet.

6.4.6. Estimación de consumos y facturación

Devem as metodologías de estimativa de consumo ser objeto de opção pelo cliente? Debe a metodologia adoptada constar expressamente no contrato de fornecimento? Debe a mesma ser indicada na factura?

Las metodologías de estimación de consumos mediante la aplicación de perfiles deberían estar estandarizadas. Además, la lectura basada en estimaciones debería estar contemplada contractualmente e indicada en la factura cuando se aplique la estimación.

También debería indicarse cómo se ha realizado el pago de las diferencias entre lecturas estimadas y lecturas reales.

A periodicidade de facturação deve ser objecto de uniformização?

Si. Parece razonable que para consumidores a partir de un cierto nivel de consumo (por ejemplo, 100.00 kWh/año) que la periodicidad sea mensual, mientras que para clientes de menor consumo sea bimensual.

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

Consideramos apropiada la lista de contenidos informativos indicada en el Anexo A de la Directiva 55/2003/CE.

6.4.7. Pago de facturas

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

El plazo del pago para suministro a tarifa suele ser igual para todos los clientes (por ejemplo, 20 días naturales desde la emisión de la factura por parte de la distribuidora). En el mercado libre estas condiciones deberían quedar al libre acuerdo entre las partes.

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

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

El pago de intereses de mora es una medida posible, que puede aplicarse durante cierto periodo de tiempo antes de la suspensión del suministro (las distribuidoras deberían poder aplicar esta última medida solo después de haber requerido fehacientemente el pago durante un periodo de tiempo pre-establecido, sin que el mismo se hubiera hecho efectivo).

La suspensión del plazo de pago en caso de reclamación contra el distribuidor no debería ser automática, sino debería de depender de la causa de la reclamación (por ejemplo la suspensión sería justificada si el objeto de la reclamación fuera una interrupción del suministro pero no lo sería si se tratara de una reclamación relacionada con la facturación).

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

Será esta cuantía mínima o medio más adecuado para incentivar o pagamento atempado das facturas pelos clientes?

Que parámetros devem ser considerados para definir o valor da cuantía mínima?

Consideramos que debería ser posible aplicar una cuantía mínima correspondiente a gastos administrativos.

6.4.8. Interrupción del suministro

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

Las tres causas generales de interrupción mencionadas parecen adecuadas.

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

La interrupción del suministro debería estar sujeta a la autorización por parte de la autoridad competente, existiendo silencio positivo en caso de falta de respuesta.

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

Si.

6.4.9. Servicios regulados

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

Cualquier servicio de distribución debería ser público y estar sujetos a precio regulados y públicos. Además, deberían establecerse estándares comerciales de atención al cliente e introducir esquemas de incentivos para que las empresas cumplan con dichos estándares.

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

Estos comportamientos pueden evitarse poniendo a disposición del consumidor unos procedimientos de reclamación efectivos y estableciendo multas en casos de infracción.

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

Consideramos que este tipo de servicios debería estar regulado. En todo caso las distribuidoras parecen las entidades mejor posicionadas para proporcionar este tipo de información a los consumidores conectados a sus redes.

6.4.10. Unidades

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

La medición y facturación debería realizarse en coordinación con la efectuada por mercados gasistas del entorno de Portugal (por ejemplo España) y siguiendo las indicaciones de organizaciones europeas (por ejemplo EASEE-gas). De acuerdo con estos criterios parece aconsejable que la facturación y medición se realice en términos de euros/kWh.

7. COMENTARIOS AL APARTADO DEL DOCUMENTO ERSE “QUALIDADE DE SERVIÇO”

7.1. Calidad técnica

7.1.1. Indicadores de calidad del servicio

Que indicadores gerais e individuais de continuidade de serviço devem constar no Regulamento da Qualidade de Serviço?

A que mecanismo e metodologías devem obedecer o cálculo e a determinação dos indicadores?

Que características técnicas do gás natural devem ser consideradas no Regulamento da Qualidade de Serviço?

Es aconsejable la utilización del mayor número posible de indicadores de la fiabilidad de las infraestructuras de distribución y/o transporte. Si se utilizan sólo algunos entre los posibles indicadores, se introducen los siguientes riesgos:

- La calidad de servicio ofrecida por cada empresa puede no ser medida adecuadamente y pueden penalizarse o compensarse distintas empresas de forma discriminatoria.
- Las empresas tienen incentivos a mejorar los indicadores considerados (por ejemplo el número de interrupciones) y a ignorar otros igualmente importantes que no hayan sido incluidos (por ejemplo la duración de cada interrupción);

Además, como regla general, es recomendable la elección de dimensiones de calidad que los usuarios puedan valorar de forma directa, en lugar de indicadores intermedios no directamente observables (por ejemplo el grado de protección catódica de un gasoducto).

La experiencia internacional en la implementación de esquemas de regulación de calidad sugiere una tendencia a utilizar más de un indicador técnico. En particular, los indicadores técnicos más comunes y/o relevantes consisten en medidas de:

- Número de interrupciones no contractuales que se realizan durante un cierto periodo de tiempo, teniendo en cuenta, si es posible, el grado de preaviso proporcionado al usuario por la empresa (indicador general y/o específico)
- Duración media de las interrupciones no contractuales (indicador general y/o específico)
- Tiempo de respuesta a llamadas sobre fugas de gas (indicador general)
- Seguridad y salud laboral (indicador general)

Finalmente, es aconsejable verificar de antemano que la información necesaria para construir los indicadores elegidos está públicamente disponible y/o puede ser fácilmente obtenida de las empresas por el regulador.

7.1.2. Niveles de calidad del servicio

Para que indicadores devem ser estabelecidos padrões?

Que valores devem ser atribuidos a cada um dos padrões de qualidade de serviço técnica?

Devem os diferentes distribuidores garantir os mesmos padrões de qualidade de serviço? Que factores podem justificar o estabelecimento de padrões diferenciados?

Los esquemas de calidad pueden emplear mecanismos de incentivos, mediante los cuales las empresas reciben aumentos de ingresos por mejoras de calidad, y/o mediante la fijación de estándares mínimos de calidad. Esta opción es especialmente recomendable en relación con la seguridad de las instalaciones, para la que el coste de no mantener una calidad adecuada puede crecer exponencialmente. Por otra parte, en el caso de otros indicadores, para los cuales no se da esta característica, la aplicación de un mecanismo de incentivos financieros es más eficiente puesto que induce a la empresa a mejorar de forma continua sus activos y operaciones para conseguir niveles de calidad cada vez más altos (este enfoque sería adecuado, por ejemplo, para incentivar la reducción en el número y duración de las interrupciones del suministro por encima de ciertos estándares mínimos).

La asignación de valores a los estándares mínimos y/o la cuantificación de los mecanismos de incentivos requiere que el regulador realice un análisis coste-beneficio de cada indicador de calidad elegido, con objeto de determinar:

- Los valores de partida de cada indicador para cada empresa (este puede calcularse en base a datos históricos, estimaciones, negociaciones con las empresas, etc.) que deberían ser normalizados en base a medidas objetivas de la actividad de la empresa (por ejemplo el número de usuarios);
- Los niveles de calidad mínimos de cada indicador (en los casos en los que sea necesario garantizar dichos niveles);
- Los niveles de calidad de cada indicador que las empresas deberían alcanzar en el tiempo.

Este análisis debería realizarse para cada distribuidora y/o transportista. Los indicadores utilizados y los estándares mínimos serían los mismos para todas las empresas, mientras los niveles de calidad de partida y los niveles objetivos dependerían de la situación específica de cada empresa.

7.1.3. Evaluación y verificación de la calidad del servicio

Que mecanismos devem ser estabelecidos para avaliar a qualidade do serviço prestado?

Como efectuar la monitorização da qualidade do gás natural?

Que características devem ser monitorizadas na rede de transporte? E nas redes de distribuição?

Devem ser previstas auditorías?

Como debe ser realizada a divulgação dos resultados das auditorias, designadamente ao público?

Es aconsejable que la entidad reguladora o la administración sean los responsables de vigilar el cumplimiento de las normas de calidad, mediante la realización de inspecciones y la verificación de los equipos de medida de la calidad del gas.

Las características a monitorizar deberían coincidir con los indicadores técnicos y comerciales que se elijan y con los niveles de calidad del gas establecidos por ley.

En la medida en que las inspecciones y verificaciones sean realizadas directamente por el regulador o por la administración, no se considera necesaria la realización de auditorias.

7.1.4. Incumplimiento de requisitos de calidad

Que compensações devem estar associadas ao incumprimento dos padrões individuais de qualidade?

Que incentivos devem estar associados ao cumprimento dos padrões gerais de qualidade?

El cálculo de estos derechos los derechos de compensación para los consumidores en caso de incumplimiento de estándares específicos de calidad debería, en lo posible, tener en cuenta: (1) la valoración de la calidad por parte de los usuarios y (2) el coste que el mantenimiento de dicha calidad implica para cada empresa considerada.

Os valores das compensações e penalizações devem ser os mesmos para todos os distribuidores? A fixação das compensações deve variar de acordo como o estágio de desenvolvimento de cada distribuidor?

Todos los indicadores de calidad y los estándares mínimos relacionados con ellos deberían ser normalizados con medidas objetivas de la actividad de cada empresa (por ejemplo, el

número de clientes, el número de kms de red, etc.). De esta forma su aplicación podría ser homogénea y al mismo tiempo tener en cuenta las especificidades de cada empresa.

En la medida en la que las compensaciones dependan de la valoración de cada aspecto de calidad por parte de diversos grupos de usuarios, las compensaciones pueden variar por tipo de usuario.

7.2. Calidad del servicio comercial

7.2.1. Indicadores e padrões de qualidade comercial

Que indicadores gerais e individuais a estabelecer?

Os padrões associados aos indicadores devem ser diferenciados para os diferentes tipos de clientes?

El objetivo de los indicadores comerciales es medir la calidad del servicio comercial que las distribuidoras proporcionan a sus clientes. La experiencia internacional indica que existen numerosas opciones al respecto, incluyendo:

- Número de reclamaciones sobre facturación (indicador general)
- Grado de satisfacción de los clientes (indicador general)
- Número de reclamaciones sobre los servicios proporcionados (indicador general)
- Calidad y velocidad de respuesta a llamadas telefónicas, peticiones escritas u en otra forma de los usuarios (indicador que puede ser general y específico)

El establecimiento de estándares y/o mecanismos de incentivos diferenciados por distintas categorías de clientes es aconsejable para tener en cuenta sus distintas preferencias y el distinto coste de calidad que causan a las empresas.

7.2.2. Compensaciones

Qual a metodologia a seguir no cálculo do valor das compensações?

O valor das compensações a pagar aos clientes deve ser único para todos os tipos de clientes?

Es aconsejable que el cálculo de las compensaciones refleje en la medida posible: (1) la valoración de la calidad por parte de los usuarios y (2) el coste que el mantenimiento de dicha calidad implica para cada empresa considerada. Por tanto el valor de las compensaciones debería diferenciarse por clientes.

Sempre que existan responsabilidades para os clientes (ex. estar na súa residencia num determinado intervalo de tempo combinado com o distribuidor para a realización de um serviço) e se verifique o seu incumprimento, os distribuidores regionais devem exigir o pagamento de uma quantia ao cliente?

Por definición el cliente siempre tiene un incentivo a mantener compromisos con el distribuidor para que se realicen servicios que le benefician. El incumplimiento de estos compromisos afecta negativamente al cliente en primer lugar (puesto que no recibe el servicio acordado) y no parece apropiado que tenga que pagar además una compensación al distribuidor.

7.2.3. Atención comercial

Quais os meios de atendimento mínimos que devem ser assegurados pelos distribuidores regionais de gás natural?

O atendimento telefónico debe ser disponibilizado por todos os distribuidores regionais? Deve ser gratuito?

Quais os serviços a disponibilizar obrigatoriamente através da Internet?

Es aconsejable realizar un análisis previo de las preferencias de los consumidores y de los costes de los distribuidores antes de establecer este tipo de indicadores comerciales. En otros países, como en España, los distribuidores tienen una obligación de mantener “un sistema operativo que asegure la atención permanente y la resolución de incidencias, que con carácter de urgencia, puedan presentarse en las redes de distribución y en las instalaciones receptoras de los consumidores a tarifa”.

7.2.4. Clientes con necesidades especiales

Qual a definição de clientes com necessidades especiais que deve ser considerada?

Quais os serviços mínimos que os distribuidores regionais de gás natural devem assegurar aos diferentes tipos de clientes com necessidades especiais?

Se recomienda utilizar una definición consistente con el concepto de “minusvalías que impiden de forma permanente la lectura, la realización de llamadas y/o el desplazamiento hacia las oficinas de las distribuidoras”. Los servicios mínimos a garantizar deberían definirse sobre la base de acuerdos con las asociaciones de clientes afectados por estas minusvalías.

7.2.5. Evaluación del grado de satisfacción de los clientes

Os distribuidores devem estar obrigados à realização de inquéritos e estudos de imagen? Com que periodicidade? De que forma devem ser divulgados os respectivos resultados?

Las empresas distribuidoras deberían estar sujetas a una regulación por calidad del servicio que imponga costes por no satisfacer los objetivos de calidad establecidos regulatoriamente. La realización de estudios de imagen debería ser decisión de la empresa para gestionar libremente los aspectos de calidad de su servicio pero no deberían ser obligatorios.

Sin embargo, pensamos que es aconsejable que el regulador realice estos estudios con la colaboración de las distribuidoras y de los clientes. En este contexto el regulador se encargaría de diseñar un cuestionario para recoger información en el formato más objetivo posible (un ejemplo de este tipo de estudio a nivel europeo es el Eurobarometer que la Comisión Europea realiza con periodicidad anual).

8. COMETARIOS AL APARTADO DEL DOCUMENTO ERSE “TARIFAS”

8.1. Tarifas reguladas de acceso a las infraestructuras

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

El sistema de peajes de acceso a las infraestructuras de transporte debería obedecer a las siguientes reglas generales:

- Reflejar los costes subyacentes, es decir los ingresos reconocidos por el regulador.
- Proporcionar en la medida posible incentivos a comportamientos eficientes por parte de usuarios y operadores.
- No penalizar la entrada de nuevos agentes.
- Ser consistentes con el cálculo del coste de acceso en las tarifas finales.
- Maximizar la utilización de las infraestructuras.
- Ser transparentes y permitir la máxima flexibilidad de uso posible: se fijarán peajes desagregados por cada servicio ofertado.

Además, es conveniente que las autoridades reguladores de España y Portugal coordinen sus políticas en materia de peajes de acceso de manera que exista una coherencia entre los peajes de ambos países.

Específicamente, se considera apropiado establecer un peaje regulado para los siguientes servicios:

- Servicio de transporte y regasificación, incluyendo almacenamiento operativo. Es conveniente distinguir entre servicios de transporte en firme y servicios interrumpibles. Este peaje incluye el tramo compartido en el extranjero.
- Servicio de almacenamiento subterráneo.
- Servicio de recepción de GNL y almacenamiento de GNL.
- Servicio de distribución

En particular, por lo que respecta a los peajes de transporte y regasificación es importante resaltar las reglas siguientes:

- La opción de un peaje conjunto de transporte y almacenamiento operativo (*linepack*) debería ofertarse obligatoriamente en cuanto resulta preferible para pequeños comercializadores o pequeños consumidores cualificados.
- Se puede permitir la posibilidad de negociar condiciones de transporte interrumpibles sólo en presencia de adecuadas penalizaciones para los operadores que reflejen el daño ocasionado a los usuarios. En ausencia de dichas penalizaciones sería oportuno establecer peajes interrumpibles regulados.
- Es importante coordinación el establecimiento peajes en España y Portugal, dado el creciente uso esperado de las interconexiones y el aumento en los flujos comerciales entre ambos países, una vez que el mercado gasista portugués se haya liberalizado. Con ello se trata de evitar el *pancaking* de peajes para usuarios que realicen intercambios entre los dos países. Para evitar el *pancaking* las tarifas transfronterizas deberían calcularse de forma tal que no se distorsionen los flujos comerciales que existirían en presencia de un único sistema de peajes para toda la Península Ibérica.
- Además teniendo en cuenta los beneficios en términos de seguridad del sistema y diversificación de los aprovisionamiento que aporte la planta de regasificación de Sines parece oportuno considerar el conjunto de las instalaciones de transporte y regasificación conjuntamente a la hora de determinar un único peaje de transporte-regasificación aplicable a todos los usuarios del sistema. Para ello se propone determinar los beneficios que, en términos de seguridad de suministro y diversificación, aporta la planta de regasificación de Sines al sistema gasista portugués. Dicho importe equivaldría a los costes a soportar por todos los usuarios de la red de transporte y no sólo por los usuarios de las plantas de regasificación.
- La parte de los costes de recepción de buques en el terminal de GNL y el almacenamiento de GNL (excluyendo el almacenamiento operativo necesario para el proceso de vaporización) sería soportado por los usuarios de estos servicios.

8.2. Aspectos conceptuales de las tarifas reguladas

8.2.1. Tarifas no discriminatorias

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

Para evitar tratamientos discriminatorios de los clientes es conveniente que los peajes de acceso regulados sean fijos y dependan sólo de características de consumo de los clientes. Los peajes deberían estar diseñados en función del volumen de consumo, localización (o punto de la red utilizado) y presión de conexión.

Los términos y condiciones de prestación de todos los servicios deberían estar publicados con anterioridad a la fecha de inicio de los contratos de acceso y con precios público, regulados y aprobados con antelación por parte de ERSE.

8.2.2. Tarifas basadas en costes

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

Los peajes constarán, en general, de un término fijo, dedicado a la recuperación de los costes fijos asociados con la capacidad del sistema y de un término variable asociado con los costes variables de uso del sistema.

Los costes a los que se alude son costes incrementales ocasionados por el aumento previsible de la demanda en un horizonte temporal determinado (por ejemplo 3 o 5 años). Es aconsejable que dicho horizonte no sea demasiado corto puesto que muchas de las infraestructuras del sistema gasista se planifican con años de antelación por lo que, excepto en casos de congestión, el coste marginal de corto plazo es prácticamente nulo. Además, las decisiones de consumo están directamente relacionadas con decisiones sobre procesos productivos industriales o sustitución de combustibles, que generalmente se planifican también con cierta perspectiva de futuro. Todo ello determina que un énfasis demasiado de corto plazo pueda dar lugar a precios que no supongan señales económicas relevantes ni para los usuarios ni para los operadores que planifican la construcción de nuevas infraestructuras.

Así, los costes incrementales se cargarían sobre la demanda punta, en el caso de los costes incrementales asociados con la capacidad y sobre la demanda total, en el caso de coste incrementales asociado con el uso.

Para garantizar la recuperación de costes totales, es preciso asignar también los costes no incrementales. Ello debería realizarse de la manera más eficiente posible, es decir de forma que se distorsione lo menos posible las decisiones de consumo de los usuarios, asignando costes de acuerdo con la regla de la elasticidad inversa (precio de Ramsey).

8.2.3. Tipo de tarifas

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

Si se opta por una tarifa de tipo entrada/salida para la red de transporte, la tarifa debería contener un cargo diferenciado por punto de entrada en la red de transporte (incluyendo terminales de GNL y almacenamientos subterráneos). Por punto de salida de la red de transporte se fijarán tarifas de salida.

La matriz de tarifas entrada salida debería cumplir dos requisitos:

- Reflejar adecuadamente los flujos de gas en el sistema de transporte, descontando el coste de contraflujos.

- Evitar *pancaking* con tarifas en España de forma que no se penalicen los intercambios transfronterizos.

En el caso de que entre la entrada y la salida del sistema se utilice una instalación de almacenamiento, se sumará al coste total la entrada al almacenamiento subterráneo, pero no así la salida.

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

Las tarifas de distribución se determinan por categorías tarifarias en función de la presión conexión y del volumen de consumo. Las categorías tarifarias deberían definirse de manera que las características de consumo dentro de cada categoría sean aproximadamente las mismas y, por lo tanto el factor de carga medio del grupo tarifario sea una buena aproximación al factor de carga de los usuarios de dicho grupo.

De esta manera, la tarifa de distribución constará de (por lo menos) cuatro componentes:

- Un término fijo asociado a los costes de capacidad atribuidos al grupo tarifario en función de la presión de conexión y el factor de carga medio del grupo;
- Un término variable asociado con los costes variables debido al transporte de gas por redes de distribución, en el tramo de presión que corresponda;
- Un término fijo por consumidor asociado con los costes fijos por cliente.
- Un término variable asociado con los costes comerciales derivados de la actividad de suministro de gas a tarifa, para los consumidores que no han elegido suministrador. Este término desaparecerá cuando dejen de existir tarifas de suministro de gas.

En consideración de que Portugal es un mercado emergente de gas y de que la expansión y el mallado de la red de distribución es una prioridad, de acuerdo con lo expuesto en el apartado 3.4.5 de este documento, En estas circunstancias, se considera apropiado que, durante el periodo transitorio se establezcan:

- Un recargo en las tarifas y peajes de acceso destinado a financiar la gasificación de nuevas zonas.
- Peajes y tarifas finales por zona de distribución que tengan el mínimo impacto posible sobre las decisiones de consumo existentes y aseguren que todos los consumidores soportan, en alguna medida, los costes derivados de la gasificación de nuevas áreas.

Relativamente a recepção e armazenamento del GNL, que tipo de tarifa debe ser utilizada?

Consideramos que el diseño eficiente de estos peajes consiste en dos tipos de cargos:

- Un cargo asociado a la recepción de buques (atraque y descarga), que recuperaría costes no asociados a la capacidad de vaporización (los costes relativos a la vaporización del gas y su inyección en la red de transporte estarían incluidos en el peaje de transporte y regasificación). El factor inductor de coste en este caso estaría representado por el tiempo de atraque y descarga por lo que entendemos que el diseño eficiente es un cargo por buque descargado.
- Un cargo por almacenamiento de GNL, en exceso del necesario para las operaciones de vaporización. Este cargo puede consistir de dos términos, un término fijo asociado a la reserva de capacidad de almacenamiento en los tanques de GNL y un término variable asociado al uso del almacén.

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

La tarifa de almacenamiento subterráneo debería diferenciar los costes de inyección, extracción y almacenamiento propiamente dicho en la cavidad subterránea.

8.2.4. Variables de facturación

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

Los términos fijos asociados con la reserva de capacidad en las instalaciones de transporte, regasificación y distribución deberían facturarse en base al caudal máximo diario medido en el mes.

Es aconsejable que el esquema de facturación tenga en cuenta la relación entre el caudal máximo medido y el caudal contratado. Si el primero supera al segundo, se podrían aplicar costes adicionales por *capacity overrun*. Para favorecer la entrada de nuevos comercializadores con pocos clientes es aconsejable que se permita una cierta flexibilidad por un uso de la capacidad diferente de la contratada (por ejemplo, en España, para clientes de un cierto nivel de consumo y con teled medida el criterio de facturación viene dado por el caudal medido en el intervalo del 85% al 105% de la capacidad contratada).

En el caso de consumidores sin teled medida cuya medida no disponga de registro diario, se tomará como base de facturación el caudal diario contratado. Si el caudal medido excede al caudal diario contratado se tomará el primero en sustitución del caudal contratado durante un número predeterminado de meses sucesivos.

Por lo que respecta a los términos variables, éstos se facturarían en base a la energía mensual consumida y medida adecuadamente transformada en términos de energía (kWh).

Para el cargo de recepción en plantas de regasificación se especificará un cargo fijo por buque o descarga.

Para los peajes de almacenamiento de GNL o subterráneo los cargos se realizarán en base a la capacidad mensual de almacenamiento contratada en el tanque o cavidad subterránea. Por lo que respecta a los cargos por inyección o extracción en o de un almacenamiento subterráneo el criterio de facturación será el de la cantidad mensual inyectada o extraída del almacenamiento, teniendo en cuenta la diferencia entre el nivel de inyección o extracción medio del mes y el máximo volumen de gas extraído o inyectado durante el mes.

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

Consideramos que existen economías de escala importantes en la instalación y mantenimiento de contadores, así como en la lectura de los mismos, por los que estas actividades deberían estar reguladas y ser llevadas a cabo por la empresa distribuidora. Los costes asociados a estas actividades estarían incluidos dentro de sus costes reconocidos Y facturados a través de los términos fijos y variables.

En el caso e los coste de facturación y cobro, estos costes generalmente formarán parte de un cargo fijo por cliente que se facturará con el ritmo de facturación establecido (por ejemplo, mensualmente o bimensualmente).

8.3. Análisis integrado del sistema tarifario

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

De acuerdo con la estructura propuesta para el sector en la sección 3 de este documento, en fases de desarrollo inicial de los mercados, como es el caso de Portugal, estas tarifas pueden justificarse como una forma de protección transitoria de los usuarios, pero sólo si se fijan de forma eficiente. A tal fin se propone lo siguiente:

- Las tarifas integrales se calcularán como la suma de las distintas componentes del coste de suministro (coste de los peajes aplicables a cada tipo de consumidor y coste del gas).
- En particular, la inclusión de coste del gas destinado a tarifa se realizará mediante un mecanismo transparente que asegure su neutralidad con respecto a todos los operadores.

- Las tarifas serán únicas por categorías de clientes, para evitar discriminaciones injustificadas y distorsiones de la competencia.
- Las tarifas integrales desaparecerán de forma gradual: primero para los consumidores industriales y después para consumidores domésticos (ver la Sección 3.4.6).

9. COMENTARIOS AL APARTADO DEL DOCUMENTO ERSE “INFORMAÇÃO”

9.1. Para la regulación

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

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

Como deve ser organizada a informação a enviar à ERSE? Serà ventajoso estabelecer metodologías de uniformização?

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

Es aconsejable que las obligaciones de proporcionar información a ERSE por las empresas reguladas sean especificadas por ley con claridad y transparencia. Esta información, de carácter financiero y operativo, será aquella que ERSE necesite para llevar a cabo sus funciones regulatorias, también establecidas por ley.

Con el fin de simplificar el proceso de recogida de información, tanto por parte de ERSE como por parte de las empresas reguladas, se recomiendan los siguientes criterios básicos:

- Se establecería un cuestionario estándar con preguntas y/o tablas a rellenar por las empresas reguladas cada año (un cuestionario especial y más detallado se podría realizar durante las revisiones regulatorias).
- El formato de este cuestionario y los tiempos de respuesta se acordarían previamente con las empresas reguladas (esta práctica es habitual en Reino Unido).
- El formato sería homogéneo para empresas que operan en la misma actividad regulada (por ejemplo distribución).
- Para cada pregunta o tabla ERSE indicaría los objetivos regulatorios subyacentes.
- En principio, toda información comercial relacionada con clientes y proveedores individuales sería considerada como confidencial y no sería por tanto publicada. En cualquier caso, la definición exacta de la información a considerar como confidencial sería acordada previamente entre ERSE y las empresas reguladas.

9.2. Para los clientes

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

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

Que tipo de publicações devem ser asseguradas pela ERSE?

De que modo a regulamentação pode incentivar ou promover um melhor nível de informação dos consumidores? Cual debe ser o papel da ERSE nesta materia?

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

La actividad de comunicación con los consumidores es crucial para establecer una relación de confianza entre estos, el regulador y las empresas distribuidoras y suministradoras de gas. Por tanto, es aconsejable que se elijan los medios de comunicación con mayor difusión posible. En la práctica esto significa que la difusión de la información no debería limitarse a la página de Internet, sino que se deberían utilizar también folletos informativos a incluir en la factura del gas y anuncios en los medios de comunicación.

En este contexto, es importante que se establezca un régimen claro de responsabilidades para las empresas de distribución regional. Las obligaciones de las distribuidoras deberían ser consistentes con la legislación europea, y por tanto incluirán:

- Información sobre los derechos de suministro y conexión de los consumidores.
- Una descripción clara de los servicios y de los niveles de calidad proporcionados.
- Transparencia sobre precios y tarifas y sistema de cálculo de los mismos.
- Especificación clara de las principales cláusulas contractuales, entre las cuales cabe destacar la duración, renovación, posibilidad de rescisión del contrato por parte del consumidor y las compensaciones en caso de incumplimiento de la calidad contratada
- Mención en el contrato de suministro del procedimiento aplicable para reclamaciones y resolución de conflictos. En estos casos, según la práctica vigente en muchos países europeos, el consumidor se dirige en primer lugar a la empresa, y sólo si no está satisfecho de la respuesta recibida presenta su queja al organismo regulador.
- Oferta de formas de pago alternativas.

Por definición, el papel de comunicación del regulador es mucho más amplio y educativo que el de las empresas con respecto a los consumidores y por tanto es aconsejable que incluya (como mínimo) las siguientes publicaciones:

- Descripción detallada de las funciones, de la estructura organizativa y de las actividades realizadas por la entidad de regulación.
- Informes periódicos sobre la situación del mercado del gas.

- Documentos legales propuestos y/o emitidos por el propio regulador.
- Legislación primaria, secundaria e internacional relevante para el mercado del gas.
- Instrucciones detalladas para que los consumidores puedan presentar peticiones y reclamaciones al regulador.
- Iniciativas sobre temas específicos para los consumidores.

Como parte de la transposición de la Directiva 55/2003/CE, es previsible que la regulación del mercado del gas en Portugal establezca obligaciones legales de información de los consumidores sobre sus derechos, los contenidos de los contratos, etc. En este ámbito ERSE tendrá que vigilar que esta normativa se cumpla y podrá asimismo proporcionar información adicional a los consumidores sobre temas especialmente relevantes (por ejemplo: el programa de elegibilidad 2003 realizado en España por la CNE).

En su propio interés, parece aconsejable que los consumidores transmitan al distribuidor con celeridad toda la información requerida sobre casos de averías en sus instalaciones y sobre la necesidad de nuevas conexiones o de ampliación de las existentes. Parece lógico que los grandes consumidores se enfrenten a obligaciones de información más detallada, que incluyan también el patrón de su consumo.

9.3. Participación de los consumidores

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

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

El proceso de consulta tiene dos objetivos fundamentales: (1) introducir un mecanismo democrático en la toma de decisiones por parte del regulador y (2) mejorar la calidad de la regulación. En este contexto parece aconsejable y eficiente que el proceso de consulta sea suficientemente flexible para permitir a ERSE decidir, para cada regulación o decisión propuesta, la necesidad de recurrir a mecanismos de consulta pública. En estos casos se recomienda que, como regla general, se inviten a todas las partes potencialmente interesadas a presentar propuestas y/o comentarios, sin excluir ningún agente a priori. En otras palabras, los usuarios del sistema gasista deberían poder expresar su punto de vista en todos los procesos de consulta que ERSE decida llevar a cabo en materias que les afecten.

Se recomienda que los plazos máximos de respuesta para reclamaciones y peticiones de información sean fijados por ERSE teniendo en cuenta la opinión de distribuidoras y consumidores. En el ámbito europeo es habitual observar plazos en el rango de 15-30 días, dependiendo del tipo de petición o reclamación.

10. COMENTARIOS AL APARTADO DEL DOCUMENTO ERSE “RESOLUÇÃO DE CONFLITOS”

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

Un procedimiento de arbitraje voluntario, como alternativa a la resolución de conflictos por vía judicial, puede en principio organizarse de muchas formas alternativas, todas igualmente validas. Por tanto, se recomienda que la elección de las formas más adecuadas se realice teniendo en cuenta ante todo el contexto institucional portugués y en segundo lugar los principios establecidos por la Recomendación de la Comisión 98/257/CE sobre mecanismos de resolución extra-judicial (transparencia, independencia, legalidad, eficacia, accesibilidad a bajo coste para los consumidores, etc.).

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

La resolución de conflictos exclusivamente a través de procedimientos de mediación y conciliación puede no ser la forma más eficiente de resolver conflictos sobre el acceso y/o la operación de las infraestructuras gasistas. Este tipo de conflicto requiere generalmente una solución rápida, pública y legalmente vinculante, que podría no ser garantizada por el poder de mediación y conciliación que la ley portuguesa otorga a ERSE en la actualidad. Una mayor responsabilidad podría ser necesaria en línea con la Directiva 55/2003/CE: esta asigna a las entidades reguladoras nacionales un poder casi-judicial de resolución de conflictos, estableciendo además que sus decisiones sean públicas, tengan que tomarse en un plazo máximo de 2 meses y puedan recurrirse solo en vía judicial.

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

Como regulador del sector del gas, ERSE se configura como la entidad más experta y por tanto más competente para la resolución de conflictos relacionados con ámbitos gasistas muy específicos y técnicos (gestión del sistema, acceso a las infraestructuras) y que puedan surgir entre los distintos operadores de la industria y entre estos y los consumidores. Parece por tanto aconsejable que ERSE tenga una competencia exclusiva para resolver estos conflictos.

Por otra parte, aquellos conflictos que sean de naturaleza menos técnica podrían ser solucionados por otras vías alternativas, dejando la elección de la vía específica a los consumidores.