

**RESUMO DOS COMENTÁRIOS À CONSULTA PÚBLICA  
SOBRE HARMONIZAÇÃO DA METODOLOGIA DE  
CÁLCULO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES**

Outubro de 2010



ÍNDICE

<b>1</b>	<b>ENQUADRAMENTO .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>BREVE SÍNTESE DO DOCUMENTO DE CONSULTA PÚBLICA SOBRE A HARMONIZAÇÃO DA METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES .....</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>LISTA DAS ENTIDADES QUE APRESENTARAM COMENTÁRIOS À CONSULTA PÚBLICA .....</b>	<b>5</b>
<b>4</b>	<b>ANÁLISE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS .....</b>	<b>7</b>



## 1 ENQUADRAMENTO

A 8 de Março de 2007, foi assinado, em Lisboa, pelo Ministro da Indústria, Turismo e Comércio de Espanha e pelo Ministro da Economia e Inovação de Portugal o “Plano de Compatibilização Regulatória do sector energético entre Espanha e Portugal”.

No enquadramento do referido Plano a CNE e a ERSE acordaram o seguinte plano de trabalho inicial com os principais aspectos que se considera necessário analisar:

- *Análise dos sistemas tarifários de Portugal e Espanha*

Numa primeira fase, acorda-se levar a cabo a análise dos esquemas de preços aplicáveis em cada país aos clientes que se mantêm no mercado regulado e aos clientes do mercado livre.

- *Descrição das metodologias para o estabelecimento das tarifas em Portugal e Espanha*

Numa segunda fase, considera-se necessária uma descrição detalhada das metodologias disponíveis em ambos os países para o estabelecimento de tarifas de acesso, com o objectivo de identificar os pontos fortes e fracos de cada uma.

- *Proposta conjunta de metodologia para o estabelecimento das tarifas de acesso*

Uma vez analisada a situação de partida de cada país e as metodologias disponíveis, será desenvolvida, com base numa prévia consulta pública, uma proposta conjunta de metodologia para o estabelecimento de tarifas a nível ibérico.

- *Plano de convergência*

Após analisar o impacto da solução proposta sobre os diferentes conjuntos de consumidores, será necessário estabelecer um plano de convergência desde a situação de partida em cada um dos países.



## **2 BREVE SÍNTESE DO DOCUMENTO DE CONSULTA PÚBLICA SOBRE A HARMONIZAÇÃO DA METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES**

A 25 de Setembro de 2008, a ERSE e a CNE publicaram na sua página de internet um documento de consulta pública para receber dos agentes de mercado, sujeitos intervenientes no sistema eléctrico e outras entidades interessadas, em Espanha e Portugal, a sua opinião sobre o Plano de Compatibilização Regulatória no âmbito do MIBEL.

Neste documento de discussão apresentam-se e discutem-se regras de boas práticas a serem seguidas no processo de aprovação e definição das tarifas de acesso, tendo em vista a sua harmonização.

Os temas propostos para discussão no documento agrupam-se da seguinte forma:

- i. Aprovação tanto das metodologias de cálculo, como das tarifas de acesso às redes, com especial ênfase nos processos de discussão e publicação;
- ii. Actividades reguladas no acesso às redes, onde se discute qual o âmbito das actividades de acesso e quais as tarifas que lhe estão associadas, descrevendo-se a situação actual em Espanha e Portugal;
- iii. Tarifas aderentes aos custos e aditividade tarifária;
- iv. Tratamento dos custos de interesse económico geral no sistema tarifário;
- v. Relação que deve existir entre as tarifas de acesso às redes e as tarifas do comercializador de último recurso;
- vi. Transparência no âmbito da formulação e aplicação das tarifas de acesso, tema fundamental no processo de criação de um mercado eficiente;
- vii. Um conjunto de outros aspectos importantes, tais como integração do MIBEL no mercado único europeu de energia eléctrica e custos de gestão da procura de consumidores no mercado.

As questões levantadas, embora numerosas, não esgotam o universo de temas abrangidos no âmbito da determinação das tarifas de acesso, pelo que ERSE e a CNE possibilitaram aos interessados a inclusão de outros assuntos na discussão pública sobre a harmonização das tarifas de acesso.



### **3 LISTA DAS ENTIDADES QUE APRESENTARAM COMENTÁRIOS À CONSULTA PÚBLICA**

A consulta pública foi concluída a 31 de Outubro de 2008 e nela participaram nove entidades:

- IBERDROLA
- ENDESA
- GAS NATURAL SDG
- E.ON ESPAÑA
- EDP
- A. Leite Garcia
- UNESA
- NERA
- Um agente que solicitou confidencialidade



#### **4 ANÁLISE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS**

Os participantes manifestaram a sua satisfação pela consulta pública sobre a harmonização das metodologias das tarifas de acesso, uma vez que constitui um passo importante para aumentar a transparência da regulação. A publicação dos resultados da referida consulta pública permite aos agentes conhecer as diferentes opiniões existentes e/ou comprovar como a decisão adoptada pelo regulador se ajusta, em maior ou menor medida, aos argumentos expostos na consulta, ou conhecer as razões do regulador para rejeitar os ditos argumentos.

Em relação às tarifas de acesso, os participantes mostraram o seu acordo quanto à metodologia de cálculo destas tarifas se devem basear em princípios objectivos e transparentes, concordando que as tarifas de acesso devem permitir a recuperação da totalidade dos custos regulados e transmitir aos consumidores os sinais de preço que permitam tomar as decisões de investimento e consumo mais correctas. A maioria dos participantes concorda também que, embora a retribuição das actividades reguladas e os conceitos de custos a recuperar sejam distintos nos dois países, a metodologia de imputação dos custos às tarifas de acesso deve ser similar.

Em relação às tarifas de último recurso (TUR), a maioria dos agentes considera ainda que as TUR devem cumprir o princípio da aditividade, ou seja, devem resultar da soma da tarifa de acesso, dos custos de energia, dos custos comerciais e outros, e que as TUR não devem interferir com o mercado, evitando-se uma concorrência desleal com as opções de venda que os comercializadores no mercado livre podem oferecer aos seus clientes.

**1. A discussão pública das regras de cálculo das tarifas de acesso deve: (i) ser aberta a todos, (ii) apenas dirigida aos principais agentes ou representantes de agentes do sector, ou (iii) apenas destinada ao Conselho Tarifário/ Consultivo?**

A participação de entidades reguladoras independentes no processo de governação obriga naturalmente à existência de novas formas de legitimação. Assim, da legitimação dos governantes e políticas através de processos eleitorais acrescenta-se a legitimação das regras, procedimentos e medidas através de processos de consulta pública.

A aprovação das tarifas de acesso às redes, habitualmente com periodicidade anual, deve ser precedida da aprovação da metodologia de cálculo das tarifas, que é importante que seja debatida pelos principais agentes económicos interessados através da realização de amplas consultas públicas. Importa clarificar que esta consulta apenas é efectuada quando a metodologia de cálculo sofre alterações, devendo coincidir com o início de um período de regulação (que normalmente tem uma duração entre 3 e 5 anos), não devendo ser confundida com o processo anual de fixação de tarifas.

O espectro e a forma das discussões públicas a efectuar podem variar consideravelmente:

- podem ser consultados apenas os agentes principais do sector: empresas reguladas, associações de consumidores e reguladores da concorrência;
- podem ser abertas a todos os interessados, utilizando nomeadamente a Internet;
- podem ser apenas destinadas ao Conselho Tarifário/Consultivo de cada entidade reguladora

**Comentários recebidos na fase de consulta pública**

A maioria das entidades (EDP, Endesa, Iberdrola, Unesa, A. Leite Garcia e Nera) estão a favor de uma consulta pública aberta a todos. Não obstante, alguns assinalam a conveniência de que, em casos de complexidade técnica, a discussão pública seja dirigida aos principais agentes do sector (E.ON e Gas Natural) ou ser canalizada através do Conselho Tarifário/Consultivo (Iberdrola).

**2. Quais os prazos que devem estar associados às consultas públicas no âmbito das regras de cálculo das tarifas de acesso?**

Os procedimentos das consultas públicas devem incluir a definição do tempo dado aos agentes para se pronunciarem sobre os temas em discussão. Este prazo pode afectar a qualidade e quantidade das respostas mas também pode ter efeitos na agilidade do processo regulamentar.

**Comentários recebidos na fase de consulta pública**

Um grande número de participantes (EDP, Gas Natural e A. Leite Garcia) consideram adequado o prazo de um mês para este tipo de consultas públicas. Não obstante, outros participantes (E. ON, Iberdrola e Unesa) propõem prazos superiores (2 meses) e, inclusivamente, variáveis em função do tema da consulta pública. Por último, um participante assinala que seria desejável que a consulta pública fosse precedida de pré-aviso e dentro de um calendário pré-definido (Nera) e outro que fosse precedida de estudos adequados à discussão da matéria a colocar em consulta pública (A. Leite Garcia).

**3. Que tipo de informação deve acompanhar a proposta de tarifas de acesso a submeter ao Conselho Tarifário/Consultivo?**

O processo de cálculo e aprovação das tarifas deve obedecer às melhores práticas no sentido de promover a transparência, a clareza e a eficiência no processo de regulação. Desde logo, no processo de cálculo e aprovação das tarifas deve ser aplicada a metodologia de cálculo das tarifas, bem como os procedimentos aprovados ex-ante. Por outro lado, é fundamental que os dados e pressupostos utilizados no cálculo tarifário sejam públicos e conhecidos. As opções tomadas pela entidade reguladora que tenham impacte no cálculo das tarifas devem também ser publicadas e convenientemente justificadas.

Antes da aprovação final das tarifas todos estes aspectos devem ser submetidos para apreciação do Conselho Tarifário/Consultivo das entidades reguladoras.

**Comentários recebidos na fase de consulta pública**

Com carácter geral os participantes (EDP, Endesa, E.ON, Gas Natural, Iberdrola, Unesa e Nera) na consulta são da opinião que a proposta de tarifas deve ser acompanhada, para além da metodologia de cálculo, por toda a informação (dados, hipótese de cálculo, previsões de variáveis de facturação, custos por actividades, etc.) necessária para valorizar as decisões do regulador.

Unicamente um participante (A. Leite Garcia) expõe que a informação que deve acompanhar a proposta dependerá das funções atribuídas ao Conselho Tarifário/Consultivo, cabendo aos próprios pronunciar-se sobre a informação que considerem necessária.

**4. Qual o prazo que deve ser dado ao Conselho Tarifário/Consultivo para se pronunciar sobre a mesma?**

Para que se verifique um envolvimento efectivo dos agentes consultados é fundamental que seja dado ao Conselho Tarifário/Consultivo tempo suficiente para se pronunciar sobre a proposta de tarifas, considerando-se que um mês permite que os membros deste Conselho analisem, discutam entre si a proposta e emitam um parecer aprofundado.

**Comentários recebidos na fase de consulta pública**

A maioria dos participantes considera que um mês é o prazo adequado.

- Um mês (Nera, Iberdrola, Gas Natural, EDP, Unesa e E.ON).
- O adequado a uma resposta justificada sobre a consulta correspondente (ENDESA).
- O prazo deveria ser negociado com os Conselhos (A. Leite Garcia).

**5. A proposta submetida ao conselho deve ser tornada pública previamente?**

As opções tomadas pela entidade reguladora que tenham impacto no cálculo das tarifas devem ser publicadas e convenientemente justificadas. Antes da aprovação final das tarifas, todos estes aspectos devem ser submetidos para apreciação do Conselho Tarifário/Consultivo das entidades reguladoras.

**Comentários recebidos na fase de consulta pública**

Não há acordo entre os participantes em relação à publicação prévia da proposta submetida ao Conselho:

- A proposta deve ser tornada pública previamente a ser submetida ao Conselho (Nera e Gas Natural).
- A proposta deve ser divulgada junto dos principais agentes do sector (E.ON e Endesa).
- A proposta deve ser tornada pública posteriormente à apreciação do Conselho (Iberdrola, EDP, A. Leite Garcia e Unesa).

**6. Qual a periodicidade com que devem ser fixadas as tarifas de acesso?**

As tarifas de acesso devem ter alguma estabilidade, pelo que se considera que estas devem ser revistas com uma periodicidade anual.

**Comentários recebidos na fase de consulta pública**

Enquanto que a maioria dos participantes (Nera, A. Leite Garcia, Endesa, E.ON, Gas Natural, Iberdrola e Unesa) propõem uma revisão de periodicidade anual, alguns (Iberdrola, Endesa, E.ON, Unesa, A. Leite Garcia e Nera) apontam para a necessidade de revisões com periodicidade inferior em caso de existência de défice tarifário. Por último, um agente propõe revisão trimestral e simultânea em Espanha e Portugal (EDP).

**7. Tendo em conta a harmonização de tarifas de acesso no MIBEL qual deve ser a composição do Conselho Tarifário/Consultivo?**

A composição do Conselho Tarifário/Consultivo pode incluir empresas reguladas e associações de consumidores, representantes dos municípios, das regiões, das autoridades de defesa do consumidor e de concorrência, dos governos ou das empresas do sector que não são objecto de regulação tarifária, como os comercializadores de mercado.

**Comentários recebidos na fase de consulta pública**

A grande maioria dos participantes consideram que no Conselho Tarifário/Consultivo devem estar representados todos os agentes e participantes no sector (E.ON, Unesa, EDP, A. Leite Garcia e Gas Natural).

Em relação ao anterior, alguns participantes declaram estar de acordo com a composição do Conselho Consultivo em Espanha (Endesa, E.ON, e Iberdrola e Unesa). Não obstante, no caso particular das tarifas de acesso, um participante declara não considerar necessária a participação das CC.AA (Gas Natural).

Um participante considera que a composição do Conselho deve depender das funções que lhe sejam designadas. No caso de aprovação da proposta tarifária, deveria ser composto por pessoal qualificado, de forma a que seja possível evitar que na tomada de decisões predominem interesses empresariais ou políticos (Nera).

**8. Quais as formas de cooperação mais adequadas entre a ERSE e a CNE no que diz respeito aos processos de decisão que afectem as tarifas de acesso?**

No âmbito da harmonização das metodologias de cálculo no MIBEL faz todo o sentido promover a cooperação entre os reguladores no que diz respeito aos processos de estabelecimento de tarifas e de determinação de regras de cálculo tarifário. As entidades reguladoras dos dois países devem partilhar toda a informação relevante no âmbito do estabelecimento de tarifas. As consultas públicas sobre regulamentação que afecte o estabelecimento ou a aplicação de tarifas de acesso também podem ser estendidas a agentes económicos dos dois países.

**Comentários recebidos na fase de consulta pública**

Não há consenso. Enquanto que alguns participantes são da opinião que se deve partilhar toda a informação relevante para o estabelecimento de tarifas e inclusivamente, na medida do possível, dispor de uma metodologia de cálculo comum a ambos os países (Endesa, E.ON e Unesa), outro participante (Iberdrola) manifesta que as propostas podem ser independentes mas que se deveria contemplar o mesmo padrão nos dois países no referente à periodicidade das actualizações, publicação dos resultados, intercâmbio da informação relevante, e um terceiro expõe que não tem sentido que os reguladores compartilhem uma informação que não está disponível ao público e que não seja necessária para o desenvolvimento das suas funções (Nera).

Noutro aspecto, alguns participantes manifestam que o Conselho de Reguladores do MIBEL é a entidade adequada para impulsionar a harmonização e a cooperação entre os reguladores nos processos de estabelecimento de tarifas e determinação das regras de cálculo tarifário (Gas Natural e EDP). Por último, um participante é da opinião que à cooperação tem que ser associado um calendário com metas a cumprir, assegurando a convergência para objectivos orientados por políticas europeias (A. Leite Garcia).

**9. Qual a avaliação da situação actual no que se refere à separação de actividades em Portugal e em Espanha? Que melhorias podem ser efectuadas?**

Em Espanha, a Lei 54/1997 do sector eléctrico, modificada pela Lei 17/2007, estabelece a separação jurídica das actividades reguladas (transporte e distribuição) e das não reguladas (comercialização e produção), estabelecendo as condições de prestação das ditas actividades no caso de um grupo empresarial realizar actividades incompatíveis entre si. Além disso, estabelece a separação contabilística e funcional entre as funções de transporte de electricidade e de gestão da rede de transporte.

Em Portugal, o Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, estabelece as bases e os princípios de organização e funcionamento do sistema eléctrico nacional. Em particular, estabelece que o transporte e a distribuição são exercidos mediante a atribuição de concessões de serviço público. A actividade de transporte está jurídica e patrimonialmente separada das outras actividades realizadas no sistema eléctrico. A distribuição está juridicamente separada das outras actividades.

Em ambos os países, foi estabelecido que não é obrigatória a separação das actividades para as empresas distribuidoras com menos de 100 000 clientes, aplicando a excepção prevista na Directiva 2003/54/CE.

O objectivo da separação das actividades e, em particular, das actividades reguladas prestadas através de infra-estruturas de rede, é garantir a neutralidade do serviço regulado como um meio para vencer a concentração vertical dos sectores, a fim de evitar discriminações, subsídios cruzados e possíveis violações ao princípio da livre concorrência.

**Comentários recebidos na fase de consulta pública**

A maioria dos participantes (EDP, Endesa, Iberdrola, Gas Natural, Unesa, A. Leite Garcia e Nera) consideram que a separação de actividades, tanto em Espanha como em Portugal, é adequada. Não obstante, três participantes (Iberdrola, E.ON e Unesa) assinalaram a necessidade de que se garanta a independência do operador do sistema no âmbito do MIBEL.

#### 10. Qual a avaliação geral sobre a remuneração das actividades reguladas?

A remuneração reconhecida às actividades reguladas deve ter em conta critérios objectivos, transparentes e não discriminatórios. Considera-se que a remuneração das actividades reguladas deve garantir a recuperação dos custos incorridos, incentivando a redução de perdas e a manutenção de níveis de qualidade de serviço adequados. Do mesmo modo, considera-se que seja assegurada uma rentabilidade adequada dos investimentos realizados em ambos os países.

#### Comentários recebidos na fase de consulta pública

Alguns participantes assinalaram a necessidade de que a metodologia de imputação de custos às tarifas de acesso seja similar em Espanha e Portugal.

- Avaliação negativa da remuneração da actividade de distribuição, tanto em Espanha como em Portugal, pois não têm em conta os custos incorridos (NERA).
- Existe um problema de défice tarifário que incide directamente na remuneração das actividades reguladas e proporciona um sinal ineficiente aos consumidores. Em consequência, é necessária uma separação do sinal de preço de acordo com a sua natureza e o pagamento dos clientes, evitando ineficiências na imputação dos custos e subsidias cruzadas entre clientes (ENDESA).
- A remuneração por incentivos é adequada (Iberdrola) e, mesmo que os sistemas de remuneração sejam diferentes nos dois países, a metodologia de imputação de custos às tarifas de acesso deve ser similar em ambos os países (Iberdrola e Unesa).
- Não é possível avaliar a adequação da remuneração do transporte e distribuição, no caso espanhol, dada a sua recente introdução, mas em qualquer caso, é necessário equiparar a remuneração recebida com as obrigações adquiridas (Gas Natural).
- A remuneração da actividade de Transporte vigente em Espanha (regulação por incentivos) é adequada uma vez que se adapta às práticas habituais de regulação e aos níveis de rentabilidade de actividades similares na União Europeia. O mesmo não se passa com a actividade de Distribuição, já que não há clareza na realização dos investimentos, nem há coincidência entre o investimento e o reconhecimento dos custos incorridos (E.ON España).
- Deveria existir um relatório especializado, público e submetido à apreciação da secção especializada do parlamento, prestando contas e comparando as nossas práticas e procedimentos com os adoptados noutros sectores e noutros países (A. Leite Garcia).
- As metodologias regulatórias a utilizar para determinação da remuneração das actividades reguladas, e em especial para o cálculo das tarifas de acesso, devem identificar a totalidade dos custos a recuperar e activos a remunerar e ser consistentes e replicáveis (EDP).

**11. Avalie os distintos aspectos descritos neste capítulo, indicando propostas detalhadas de melhoria.**

No documento apresentado a consulta pública é feita uma breve descrição dos custos de acesso às redes de transporte e distribuição considerados em Espanha e em Portugal e solicita-se aos agentes que façam uma avaliação geral dos mesmos.

**Comentários recebidos na fase de consulta pública**

Em relação à retribuição de actividades reguladas existe um certo consenso entre os agentes que responderam à consulta pública no sentido em que a remuneração das actividades reguladas se deve basear em critérios objectivos e transparentes. Um agente assinala que a remuneração dos investimentos deve ter sempre subjacente a aplicação de uma taxa em linha com o custo médio de capital (WACC) a todos os activos fixos líquidos de amortização, incluindo o fundo de maneio, acrescida de uma margem para cobrir os riscos intrínsecos às actividades da empresa (EDP). Não obstante, os participantes sublinham a necessidade de rever os seguintes aspectos:

- Transporte: necessidade de harmonizar em ambos os países o que se considera como activos de transporte, considerando-se a retribuição por incentivos o mecanismo mais adequado (Gas Natural).
- Distribuição: necessidade de rever a retribuição da actividade de distribuição e incorporar na mesma o custo do planeamento e gestão de energia (Gas Natural, Endesa, E.ON e Unesa).
- Gestão comercial de redes: necessidade de estabelecer uma retribuição por este conceito que tenha em conta os custos dos serviços de contratação, leitura, facturação, atenção ao cliente e demais custos necessários para levar a cabo esta actividade (Gas Natural, Endesa, E.ON. e Unesa).
- Pagamentos por capacidade: os agentes entendem que a retribuição por este conceito (incentivo ao investimento e incentivo á disponibilidade) deve ser similar em Espanha e Portugal e deve ainda estar orientada a estabelecer um índice de cobertura do consumo em ponta (Gas Natural, Endesa, Iberdrola, E.On e Unesa).
- Operação do sistema: Regulação por incentivos com um adequado sistema de penalizações/bonificações que minimize o número, duração das contingências do sistema, redução da energia sujeita a congestionamentos e custos de gestão técnica associados (Gas Natural).

Em relação aos custos a considerar no cálculo de tarifas de acesso existe acordo entre os agentes em que os custos de acesso devem incorporar necessariamente os custos de redes, gestão comercial de redes, pagamentos por capacidade, operação do sistema e regulador nacional (ERSE/CNE).

Não obstante, alguns participantes assinalam que não se devem considerar no cálculo das tarifas de acesso aqueles custos que não resultem ao fornecimento eléctrico, uma vez que são custos derivados de decisões de política energética, de meio ambiente, industrial e inclusivamente, em alguns casos, sociais (Iberdrola, Endesa, E.ON e Unesa).

Por outro lado, há um participante (Gas Natural) que consideraria adequada a externalização de algum custo unicamente no caso do objectivo ser a liberalização do mercado e a introdução de concorrência em todos os segmentos de consumidores.

No que diz respeito à metodologia de afectação dos custos às tarifas, existe consenso entre os participantes em relação a que o cálculo das tarifas de acesso se deve basear em princípios de objectividade, transparência, suficiência e aditividade (Gas Natural, Endesa, Iberdrola, E.ON, EDP e Unesa).

Relativamente à atribuição de cada componente de custos existe um certo consenso entre os participantes (Gas Natural, Endesa, E.ON e Unesa) em relação a afectar os custos de rede em função do modelo de rede, fazendo com que cada consumidor suporte o custo do nível de tensão a que está ligado e o custo de níveis de tensão superiores, o custo derivado dos pagamentos por capacidade em função da potência em ponta, o custo da operação do sistema e das

entidades reguladoras como percentagem fixa e o resto dos custos segundo Ramsey (Nera).

Por último, os participantes (Endesa e Iberdrola) sublinham a necessidade de alterar os impostos que sobrecarregam o consumo de electricidade. Em particular, propõem-se para Espanha eliminar o Imposto sobre a Electricidade e estabelecer um IVA reduzido. Por último, um participante menciona a necessidade de dispensar do pagamento da taxa de fazendas locais aos consumidores ou, pelo menos, incluí-lo como custo de acesso no cálculo das TUR (Iberdrola).

**12. Que variáveis considera mais adequadas na facturação do uso das redes?**

A escolha e definição das variáveis de facturação e das suas regras de medição, aplicáveis a cada componente tarifário, deve permitir reflectir o respectivo custo, originado por cada cliente. As variáveis de facturação aplicáveis devem ter em consideração a tecnologia disponível em equipamentos de medida, bem como a simplicidade de facturação adequada à dimensão dos clientes, evitando custos de leitura e facturação superiores às economias que podem induzir.

Considera-se que as variáveis de facturação adequadas para a recuperação dos custos das redes são a potência, a energia activa e a energia reactiva.

**Comentários recebidos na fase de consulta pública**

Com carácter geral, todos os participantes concordam que as variáveis de facturação mais adequadas para recuperar o custo de redes são um termo de potência (a maior parte especifica potência contratada, se bem que alguns participantes especificam que a potência será contratada em função da potência máxima consumida), um termo de energia activa e um termo de energia reactiva. Adicionalmente, alguns participantes consideram outras variáveis de facturação como um termo por excesso de potência (Endesa), um termo por excesso de energia para clientes de baixa tensão (Endesa), um termo fixo por cliente (Iberdrola).

Finalmente, alguns participantes (Endesa e Iberdrola) apontam a necessidade de rever os períodos horários e a possibilidade de rever as estruturas tarifárias vigentes quando se disponha de equipamentos de medida horária (Endesa).

**13. Considera adequado aplicar termos de energia que reflectam os custos de capital necessários para evitar perdas actuais e futuras?**

Considerando que parte dos investimentos em redes são justificados para evitar perdas actuais e futuras, podem também ser considerados como variáveis de facturação termos de energia de valor próximo do valor das perdas evitadas, as quais dependem da energia consumida em cada período horário, quer pelos coeficientes de perdas, quer pelo preço de energia eléctrica, dependerem do período horário.

**Comentários recebidos na fase de consulta pública**

Em geral não há consenso entre os agentes em como considerar as perdas de rede. Uma parte dos participantes considera adequado incorporar o custo do investimento para reduzir as perdas e o valor da energia no termo de energia (Gas Natural, A. Leite Garcia e EDP). Outros participantes consideram que o termo de energia da tarifa de acesso não deve considerar as perdas, tanto por que se trata de um custo fixo independente da energia consumida (E.ON), tanto porque o custo do investimento necessário para reduzir as perdas é tido em consideração na retribuição da distribuição e, portanto, o valor das perdas deve ser imputado pelos comercializadores aos clientes na aquisição da energia (Endesa). Finalmente, um agente expõe que não tem sentido aplicar em tarifas actuais termos que reflectam perdas futuras (Nera).

**14. Considera adequado aplicar um termo de potência máxima para reflectir o custo dos troços periféricos? Qual o intervalo de período de tempo a considerar para essa potência máxima?**

O dimensionamento das redes de energia eléctrica é fundamentalmente condicionado pela potência máxima entregue aos consumidores, pelo que se considera que o principal indutor de custo é a potência de desenho das redes, que por sua vez depende da potência contratada pelos consumidores e da simultaneidade dos consumos no momento de procura máxima. Podem ser utilizados diversos conceitos de potência para a recuperação destes custos, nomeadamente a potência máxima, a potência em horas de ponta, a potência contratada ou uma combinação das mesmas.

**Comentários recebidos na fase de consulta pública**

Relativamente à consideração de um termo de *potência máxima* consumida pelos clientes na facturação do acesso, a maioria dos participantes (Gas Natural, Endesa, E.ON, EDP e Unesa) concordam que é adequado. Não obstante, não existe consenso relativamente aos custos que devem ser imputados no cálculo dos preços. Alguns participantes (E.ON e Unesa) consideram necessário ter em conta na facturação a potência máxima, independentemente dos custos. Um participante (Gas Natural) assinala a complexidade de diferenciar a fronteira entre os troços periféricos e centrais e apontam a potência contratada para o conjunto da rede por razões de simplicidade. Finalmente, outro participante (Nera) considera que não é adequado em encargo diferenciado por potência consumida, já que na realidade este é um encargo por consumo de energia em ponta.

Em relação ao *intervalo de tempo* que se considera para medir a potência máxima, praticamente a totalidade (Gas Natural, Endesa, E.ON, EDP, Unesa e A. Leite Garcia) assinalou que o intervalo de 15 minutos parece adequado, se bem que um participante indicou a necessidade de realizar estudos sobre este tema, tendo em conta os aspectos técnicos de eventuais sobrecargas dos equipamentos que constituem as redes e em coerência com a formação de preços nos mercados (normalmente 1 hora) (EDP).

**15. Considera adequado aplicar um termo de energia reactiva diferenciado por nível de tensão e por períodos horários?**

A energia reactiva deve ser produzida ou compensada pelas empresas eléctricas quando o equipamento eléctrico do cliente faz com que a corrente e a tensão não estejam em fase. As empresas eléctricas podem responder ao consumo ou produção de energia reactiva, alterando o funcionamento das centrais de produção (seguindo as instruções do Operador de Sistema) ou instalando equipamentos específicos próximo da procura. Os custos incorridos pelos produtores quando fornecem este serviço está incluído nos pagamentos que recebem do mercado e, portanto, não é necessário recuperar estes custos mediante a tarifa de acesso às redes. Isto significa, que apenas os custos incorridos nas redes de distribuição devem ser identificados para fixar o termo de energia reactiva nas tarifas de acesso.

**Comentários recebidos na fase de consulta pública**

Existe o consenso entre a totalidade dos participantes na necessidade de contar com um termo de energia reactiva diferenciado por nível de tensão e períodos horários. Alguns agentes apontam para a necessidade de verificar qual o limiar do  $\cos \varphi$  a partir do qual deve ser facturado o consumo de energia reactiva em excesso nos períodos de fora de vazio (EDP e Unesa), propondo a Unesa um limiar de  $\cos \varphi=0,95$ . Todavia não existe consenso quanto aos períodos em que a energia reactiva deve ser facturada, considerando alguns agentes que esta apenas deve ser facturada em períodos de ponta e de cheias (E.ON e Endesa).

Também, não existe consenso entre os agentes na metodologia de cálculo para determinar os preços da energia reactiva. Dois participantes indicam que o complemento por energia reactiva deve ser proporcional ao pagamento por período horário da tarifa de acesso (Endesa e E.ON).

Um participante expõe que o cálculo dos termos de energia reactiva em função dos custos evitados são muito baixos e não incentivam a compensação local pelo consumidor, pelo que em muitas ocasiões se opta por os majorar (EDP).

**16. Considera adequado estabelecer um termo fixo por cliente para a facturação dos custos de gestão comercial de redes?**

**17. Em caso contrário, quais as variáveis de facturação mais adequadas para recuperação dos custos de medição e serviços comerciais de redes?**

Com o objectivo de estabelecer uma alocação eficiente para a medição e serviços comerciais de redes, é fundamental recolher e processar informação sobre os encargos de comercialização discriminados por tipo de cliente e por função: leitura, processamento e tratamento da informação de medida, seu envio para todos os agentes do sector, facturação e cobrança dos serviços comerciais de redes.

**Comentários recebidos na fase de consulta pública**

Em relação a como atribuir o custo de gestão comercial de redes não há consenso entre os participantes. Alguns participantes (Gas Natural e Nera) consideram que o custo de gestão de redes poderia ser recuperado através de um termo fixo por cliente, sempre que este reflecta adequadamente os custos de comercialização dos diversos grupos de consumidores, sendo importante ressaltar que este termo oferece a possibilidade de recuperar uma parte dos custos não marginais sem distorcer os consumos (Nera). Outros (E.ON e Unesa) consideram que, dado o custo de gestão comercial de redes estar incorporado na retribuição da distribuição, parece ter sentido que este seja recuperado através das mesmas variáveis de facturação que o custo de redes (isto é, um termo de potência e um termo de energia). Finalmente, um participante (Endesa) indica que dado que o custo de gestão comercial de redes tem uma componente fixa e uma componente variável, parece razoável que a parte fixa e recupere através de um termo de potência (com o objectivo de não introduzir uma variável de facturação adicional) e a parte variável através do termo de energia da tarifa de acesso.

**18. Deverão os encargos de gestão do sistema ser recuperados através de termos de energia das tarifas de acesso às redes, assegurando-se a universalidade na sua afectação?**

Os custos do gestor de sistema devem ser recuperados através das tarifas de acesso às redes, com uma estrutura tarifária adequada, garantindo-se transparência na determinação e divulgação destes custos associados ao sistema electroprodutor como um todo, bem como, a universalidade na sua afectação.

**Comentários recebidos na fase de consulta pública**

Todos os participantes na consulta concordam com que os custos correspondentes ao gestor de sistema devem ser considerados como uma componente de custo no cálculo das tarifas de acesso. Não obstante, não há consenso entre os participantes na forma em que este custo deve ser recuperado nem em relação aos serviços a considerar na gestão técnica do sistema.

Uma parte dos participantes (Gas Natural, EDP e A. Leite Garcia) considera adequado que a recuperação dos custos da gestão técnica do sistema seja feita através do termo de energia das tarifas de acesso.

Outros (Endesa e Iberdrola) participantes entendem que o custo do operador do sistema assim como todos aqueles custos da gestão técnica do sistema que não sejam atribuíveis a um consumidor concreto devem ser recuperados nas tarifas de acesso sem especificar com que critério, não obstante todos aqueles custos que podem ser imputados a um agente concreto não devem ser considerados na tarifa de acesso.

Finalmente, um terceiro grupo de participantes (E.ON, Unesa e Nera) considera que não é adequado recuperar este custo através de um termo de energia e propõem uma quota sobre o total da factura (E.ON e Unesa) ou uma atribuição de acordo com a metodologia de Ramsey (Nera).

**19. Considera que o custo associado à garantia de potência deve ser incorporado como mais um conceito de custo na tarifa de acesso?**

A garantia de potência permite incentivar o investimento em capacidade de produção e a disponibilidade da capacidade já instalada, de modo a satisfazer a procura nos períodos mais exigentes. As centrais que só coloquem energia nesses períodos têm um risco superior relativamente à recuperação dos seus encargos fixos. São os períodos de maior procura, onde com maior probabilidade se verificam situações de escassez de oferta, que justificam a atribuição de prémios de garantia de potência aos centros electroprodutores.

**Comentários recebidos na fase de consulta pública**

Praticamente a totalidade dos participantes (EDP, Endesa, E.ON, Iberdrola, Nera e Unesa) manifestaram a conveniência de incorporar o custo da garantia de potência como uma componente de custo na tarifa de acesso.

Unicamente um participante (Gas Natural) manifestou que dado se tratar de um custo regulado com preços regulados, é indiferente considerá-lo como custo de acesso ou como custo de energia (como sucede na actualidade no caso espanhol).

**20. Em caso afirmativo, deverá a tarifa de garantia de potência ser composta apenas por termos de energias de horas cheias e de horas de ponta ou potência em ponta?**

Os períodos tarifários de ponta e, em menor grau, de horas cheias, apresentam maior probabilidade de conter os períodos de maior consumo agregado em contraste com os períodos de vazio. O pagamento de garantia de potência deve assim incidir no consumo efectuado nestes períodos. Esta opção permite envolver a procura na gestão destes períodos de maior escassez através dos sinais preços fornecidos. Com efeito, os consumidores que transfiram consumos destes períodos para as horas de vazio contribuem para o aumento da margem de reserva e, portanto, para a redução destas situações de escassez, ficando assim dispensados do pagamento da garantia de potência. Em alternativa à utilização dos preços de energia em horas de maior procura, pode-se recuperar estes custos através da potência em horas de ponta.

**Comentários recebidos na fase de consulta pública**

Não existe consenso entre os participantes na forma de recuperar o custo da garantia de potência, se bem que parece claro que o sinal de preço deve dar-se nos períodos de maior consumo. Em concreto, receberam-se os seguintes comentários:

- O custo derivado do incentivo ao investimento deve ser recuperado através do termo de potência e o custo derivado do incentivo à disponibilidade das instalações através do termo de energia (EDP).
- Considera-se correcta a imputação da garantia de potência tanto em função da potência consumida em ponta como em função da energia, não obstante considera-se que o termo de energia proporciona um sinal mais eficiente aos consumidores (Endesa)
- Imputação da garantia de potência como custo afundado (Ramsey) (Gas Natural).
- O sistema de pagamentos por capacidade actualmente em vigor em Espanha é adequado (Unesa e E.ON).
- O custo dos incentivos ao investimento representa um custo de activos “distantes” ou “periféricos”, na terminologia utilizada pela ERSE, e a capacidade de geração considera-se um activo distante/periférico partilhado, que deve ser repartido segundo a probabilidade de ponta (custo de energia em ponta) (Nera).
- O custo da garantia deverá estar presente em todos os períodos em que a probabilidade de haver potência sobranete não seja nula nem desprezável. Condição que em Portugal se tem considerado verificada nas horas de ponta e nas horas cheias (A. Leite Garcia).
- A garantia de potência deve ser tida em consideração de forma conjunta a nível ibérico, tendo os incentivos para a construção de novas centrais de ser idênticos, tanto em quantidade como em estrutura (Iberdrola).

**21. Considera adequado estabelecer preços por garantia de potência nulos no período de vazio?**

**22. Que número de horas considera adequado estar isento do pagamento por garantia de potência?**

Os períodos tarifários de ponta e, em menor grau, de horas cheias, apresentam maior probabilidade de conter os períodos de maior consumo agregado em contraste com os períodos de vazio. O pagamento de garantia de potência deve assim incidir no consumo efectuado nestes períodos. Esta opção permite envolver a procura na gestão destes períodos de maior escassez através dos sinais preços fornecidos. Com efeito, os consumidores que transfiram consumos destes períodos para as horas de vazio contribuem para o aumento da margem de reserva e, portanto, para a redução destas situações de escassez, ficando assim dispensados do pagamento da garantia de potência. Em alternativa à utilização dos preços de energia em horas de maior procura, pode-se recuperar estes custos através da potência em horas de ponta.

**Comentários recebidos na fase de consulta pública**

Relativamente a estabelecer preços nulos no período de vazio, não há consenso entre os participantes. Alguns consideram adequado (Endesa, E.ON e Unesa), outros consideram que se deve ter preços positivos em todas as horas que a probabilidade de perda de carga não seja nula ou desprezível (A. Leite Garcia e Nera) o que poderia levar a que as horas de vazio não tivessem preços nulos e, por último, alguns são da opinião (EDP e Gas Natural) que dependerá dos critérios de atribuição. Em caso de atribuir o custo mediante um critério Ramsey ou em caso de considerar juntamente o incentivo ao investimento e o serviço de disponibilidade, as horas de vazio nunca terão preços nulos.

Relativamente ao número de horas isentas de pagamento por este conceito, unicamente um participante (Endesa) manifestou que o número de horas deverá corresponder ao das horas do período de vazio de cada tarifa.

**23. Como garantir que a inclusão de custos de interesse económico geral nas tarifas de acesso às redes não distorce a equidade do sistema tarifário e os sinais preço transmitidos pelas tarifas?**

**24. Qual a melhor forma de afectar estes custos de interesse económico geral em função da sua natureza?**

Os custos de interesse geral não têm um racional económico directamente ligado às variáveis de consumo. Assim, o racional de imputação destes custos deve passar por garantir que:

- são pagos equitativamente por todos os consumidores nas mesmas circunstâncias, independentemente do fornecedor;
- não distorcem os sinais tarifários nem alteram significativamente as decisões de consumo dos consumidores.

**Comentários recebidos na fase de consulta pública**

Com carácter geral, a maioria dos participantes assinalam que não se deveria considera no cálculo das tarifas de acesso aqueles custos que não resultam do fornecimento eléctrico, sendo que os custos derivados de decisões de política energética, de meio ambiente, industrial e inclusivamente, em alguns casos, sociais, deveriam ser financiados no âmbito dos Pressupostos Gerais do Estado de cada país (Gas Natural, Iberdrola, Nera, Endesa, E.ON, A. Leite Garcia e Unesa).

A maior parte dos participantes está de acordo que, caso não seja possível a externalização deste tipo de custos, o critério de atribuição mais adequado é atribuir os custos desta natureza mediante uma percentagem sobre a facturação do resto das componentes de custo, de forma a não distorcer o sinal de preços ao consumidor.

A percentagem a aplicar sobre a facturação poderia estabelecer-se de forma inversamente proporcional à elasticidade consumo-preço de cada conjunto de consumidores (Endesa, E.ON, Iberdrola, Unesa e Nera), poderia ser o mesmo para todos os consumidores (EDP) ou poderia ser uma combinação de ambos (Gas Natural).

**25. Qual será a capacidade de resposta dos vários grupos de consumidores à existência de preços de energia diferenciados no tempo, por períodos tarifários? E que tipo de respostas deverão ser potenciadas?**

Os períodos horários resultam da classificação das horas segundo os custos marginais, onde se verifica que existem intervalos homólogos onde os custos marginais são mais baixos, ditos períodos de vazio e intervalos onde os custos marginais são mais elevados, ditos períodos de ponta. As situações intermédias são designadas períodos de horas cheias. Ponderando os custos marginais de cada hora pelas energias respectivas, pode ser obtido um custo médio representativo que servirá de base para o cálculo do preço da energia de cada um destes intervalos homólogos de custos marginais próximos. Estes períodos com um mesmo preço de energia designam-se por períodos tarifários.

**Comentários recebidos na fase de consulta pública**

Existe um certo consenso entre os participantes (EDP, Endesa, E.ON, Gas Natural, Iberdrola, Unesa e Nera) em que a capacidade de resposta dos consumidores depende fundamentalmente do peso da factura eléctrica no seu rendimento, do grau de sofisticação da tarifa e da informação do consumidor.

Adicionalmente, a maior parte dos participantes (Endesa, E.ON, Iberdrola, Unesa e Nera) assinalam que os clientes de baixa tensão apresentam escassa capacidade de resposta devido a, por um lado, a factura nem sempre reflectir os custos reais do fornecimento e, por outro lado, a tradicionalmente as suas tarifas integrais não apresentarem elevadas discriminações horárias.

Em qualquer caso, alguns participantes salientam a necessidade de incorporar sinais horários mais sofisticados para os consumidores de baixa tensão, segundo se vão difundido os contadores horários (Endesa e Gas Natural).

Finalmente, um participante (EDP) assinala que é fundamental realizar estudos com amostras significativas dos vários segmentos de consumidores.

**26. Qual a receptividade dos consumidores a opções tarifárias do tipo “preço em tempo real”?**

O progresso tecnológico nos sistemas de medida bem como a possibilidade de diversificar a oferta de serviços e de informação aos vários agentes provocou uma revolução ao nível das possibilidades de estabelecimento de preços. Num futuro próximo será efectivamente possível definir preços de retalho com o mesmo detalhe do mercado grossista, para todos os consumidores. Assim, a determinação do número de períodos tarifários no novo paradigma tecnológico não será limitado pelas possibilidades dos equipamentos de medida mas sim pela eficácia e transparência dos sinais preço a transmitir aos consumidores.

**Comentários recebidos na fase de consulta pública**

A maior parte dos participantes (Endesa, E.ON, Gas Natural, Iberdrola, Unesa e Nera) assinalam que a sensibilidade dos consumidores a opções tarifárias em tempo real depende fundamentalmente do tipo de consumidor. Com carácter geral, considera-se que os grandes consumidores são os que mostram maior receptividade relativamente a opções tarifárias baseadas em preços horários. Pelo contrário, considera-se que os consumidores domésticos são os que apresentam menor sensibilidade a este tipo de tarifas.

**27. Quantos períodos horários deverão ser considerados nas tarifas de acesso?**

O progresso tecnológico nos sistemas de medida bem como a possibilidade de diversificar a oferta de serviços e de informação aos vários agentes provocou uma revolução ao nível das possibilidades de estabelecimento de preços. Num futuro próximo será efectivamente possível definir preços de retalho com o mesmo detalhe do mercado grossista, para todos os consumidores. Assim, a determinação do número de períodos tarifários no novo paradigma tecnológico não será limitado pelas possibilidades dos equipamentos de medida mas sim pela eficácia e transparência dos sinais preço a transmitir aos consumidores. Por estas razões, a determinação dos períodos tarifários para estabelecimento de preços deve equacionar para cada segmento de clientes os vários objectivos da estrutura de preços a praticar.

Em particular, continuará a fazer sentido, como hoje, que diferentes opções sejam oferecidas aos consumidores permitindo que a eficácia dos sinais preço se maximize ao adequar a cada consumidor a complexidade da estrutura tarifária à sua predisposição ou capacidade de apreender esses sinais preço

**Comentários recebidos na fase de consulta pública**

A maior parte dos participantes (Endesa, E.ON, Iberdrola, Gas Natural e Unesa) é da opinião que o actual número de períodos é adequado já que se adapta com facilidade às necessidades dos clientes e possibilita um uso racional da energia, em caso de estes terem incentivos para tal.

Não obstante, alguns salientam a necessidade de introduzir alguma melhoria, como a modificação da discriminação horária de três períodos (em Espanha) ou a introdução de tarifas de três períodos para os clientes de baixa tensão, uma vez finalizado o plano de implementação de contadores horários (E.ON e Unesa).

Outro participante (Nera) defende que, no caso das tarifas de acesso, o agrupamento de horas em períodos e estações só se justifica no caso dos consumidores que não tenham contadores horários. Para os consumidores com contadores horários poderiam definir-se tarifas com preços diferenciados para cada hora dos dias úteis, sábados e feriados em cada mês do ano.

Finalmente, se bem que se considera conveniente manter, no médio prazo, a estrutura actual de períodos horários, salienta-se a necessidade de que no futuro estes agrupem horas com custos marginais similares (Gas Natural).

Os períodos horários a considerar devem ser os considerados pertinentes para o dimensionamento técnico das redes (A. Leite Garcia).

**28. Em que medida será desejável a determinação de períodos tarifários diferenciados por nível de tensão e entre as actividades de acesso às redes e de aquisição de energia eléctrica?**

A estrutura dos custos marginais ou incrementais é distinta em cada actividade da cadeia de valor do sistema eléctrico: produção, transporte ou distribuição. Os períodos tarifários que melhor permitem a aderência da estrutura dos preços à estrutura dos custos marginais deveriam ser definidos em cada actividade. Assim, os correspondentes períodos tarifários a aplicar aos clientes de cada nível de tensão resultariam da agregação dos períodos tarifários das várias tarifas por actividade a pagar por cada cliente.

**Comentários recebidos na fase de consulta pública**

Não existe uma opinião unânime entre os participantes. Uma parte dos participantes (E.ON e Unesa) são da opinião que a estrutura actual de períodos tarifários é suficiente e não é necessário diferenciar por nível de tensão. Outra parte dos participantes (Gas Natural e Iberdrola) entende que não se deveriam estabelecer períodos tarifários diferenciados nem sequer entre actividades de rede e custo da energia. No futuro, com a reforma do parque de contadores, poder-se-á planear a referida diferenciação, considerando períodos tarifários diferentes para diferentes níveis de tensão. Finalmente, alguns participantes (EDP e Nera) são da opinião que os períodos horários devem estabelecer-se tendo em conta horas de similar custo de rede. Outro participante (Endesa) defende que, à medida que aumenta a tensão, a tarifa de acesso deve oferecer mais discriminação e sazonalidade.

Não obstante, alguns participantes (A. Leite Garcia e Nera) assinalam a necessidade de evitar a diferenciação de períodos horários por actividade ou por nível de tensão, uma vez que implica um incremento no número de períodos necessários para a facturação de cada cliente, complica a aditividade tarifária e, ainda, porque os períodos se devem definir considerando o total dos custos e não os correspondentes a cada actividade em separado. Todavia, enquanto a aditividade tarifária não se verificar na prática e enquanto se aguarda a generalização de sistemas de contagem permitindo mais períodos tarifários, pode ser admissível adoptar períodos tarifários específicos de cada nível de tensão (A. Leite Garcia).

**29. O actual conjunto de opções tarifárias é adequado à transmissão de sinais económicos, relativos ao uso das redes, aos consumidores?**

A utilização de tarifas aditivas, em que a estrutura tarifária é desenhada por actividade e somada para obter a tarifa de acesso, conduz à existência de tarifas complexas, com todas as variáveis de facturação de cada uma das tarifas por actividade ou custo regulado. Estas tarifas complexas podem não ser adequadas a segmentos de consumidores que, por um lado, exijam sistemas tarifários mais simples e, por outro lado, tenham contadores instalados que inviabilizem a aplicação destas tarifas.

Assim, a procura de um compromisso entre clareza e complexidade conduz a tarifas de acesso simplificadas para alguns níveis de tensão ou tipos de fornecimento. As conversões de termos tarifários devem ser efectuadas tendo por base perfis de consumo, para que os pagamentos resultantes da aplicação destas opções tarifárias simplificadas coincidam com os pagamentos das tarifas de acesso detalhadas.

**Comentários recebidos na fase de consulta pública**

Alguns participantes (E.ON, Iberdrola e Unesa) consideram adequado o conjunto de opções tarifárias, sempre e quando se estabeleça uma metodologia de atribuição de custos transparente e que evite subsídios cruzados entre consumidores. Outro participante (Endesa) assinala a necessidade de rever, nas opções tarifárias em vigor, o calendário das tarifas de acesso de três períodos e os preços dos termos de energia reactiva.

Outro participante (EDP) refere que devam ser consideradas opções tarifárias dependentes da utilização, o que permitirá maior aderência das tarifas de acesso aos custos.

Finalmente, um participante (Gas Natural) assinala que a estrutura de tarifas de acesso deve ser simples (uma única estrutura de tarifa binómia por nível de tensão e períodos horários), enquanto que outro (Nera) propõe tarifas horários para aqueles consumidores que disponham dos equipamentos de medida adequados, acrescentando que poderia ser útil oferecer a opção de tarifas do tipo “critical peak pricing” com períodos horários móveis de super ponta, ou do tipo “real time pricing”.

**30. O actual conjunto de opções tarifárias existente, quer em Espanha, quer em Portugal, responde correctamente às necessidades dos consumidores?**

A diferente estrutura de preços entre opções reflecte uma forma de adaptação de estruturas tarifárias simples a estruturas de custos marginais ou incrementais mais complexas, privilegiando-se a definição de tarifas aplicáveis a subsegmentos de clientes, nos quais as características de consumo comuns permitem uma simplificação da estrutura de preços sem comprometer a justiça destas tarifas.

**Comentários recebidos na fase de consulta pública**

A maioria dos participantes (Endesa, E.ON, Gas Natural, Iberdrola e Unesa) considera que as opções tarifárias disponíveis em Espanha são adequadas. Não obstante, alguns (Iberdrola e Gas Natural) assinalam a necessidade de rever os períodos horários e inclusivamente a estrutura de tarifas, quando se disponha de contadores horários, ou de modificar o actual calendário das tarifas de acesso 3.0A (baixa tensão com potência contratada superior a 15 kW) com a finalidade de criar um ciclo semanal (Endesa).

Um participante (Gas Natural) assinala a necessidade de uma maior discriminação em termos de classificação dos consumidores, especialmente no sector residencial, onde a fronteira entre cliente doméstico e PME não está muito definida.

Outro participante (EDP) aponta a diferença existente em Portugal entre as tarifas de venda a clientes finais e as tarifas de acesso e assinala que seria adequado introduzir opções tarifárias dependentes da utilização da potência do consumidor nas tarifas de acesso.

Por último, um participante indica que as tarifas não têm preços diferenciados para cada hora dos dias úteis, sábados e feriados em cada mês do ano, o que distorce os sinais de custo e limita tanto as opções dos consumidores como a capacidade dos comercializadores de oferecer tarifas ajustadas a cada consumidor (Nera).

**31. Que tipo de diferenciação do nível de serviço pode ser concebido em cada segmento de consumidores?**

As opções tarifárias podem também ser justificadas em situações em que exista uma diferenciação do serviço prestado. Esta diferenciação pode estar, por exemplo, ligada à possibilidade de interrupção de fornecimento do cliente relativamente a eventuais restrições de redes.

**Comentários recebidos na fase de consulta pública**

A maioria dos participantes na consulta entende que a diferenciação actual de serviço e a qualidade do produto é correcta, dado o alto nível de exigência requerido (Endesa, Iberdrola, Unesa e E.ON). Não obstante, alguns apontam que a diferenciação do nível de serviços para cada segmento de consumidores não deve ser utilizada para introduzir subsídios cruzados ou implícitas nas tarifas (Iberdrola) e outros (EDP e Gas Natural) propõem que os serviços de interruptibilidade ou de gestão do consumo se apliquem a todos os consumidores capazes de os providenciar.

**32. Como devem ser calculadas as tarifas dos comercializadores de último recurso?**

As tarifas do comercializador de último recurso devem ser calculadas por adição das tarifas de Acesso às Redes, aplicáveis a todos os comercializadores, com as tarifas de Comercialização e de Energia específicas do comercializador de último recurso. Estas duas últimas tarifas devem ser calculadas de forma a recuperarem os custos de comercialização do comercializador de último recurso e os custos de aquisição de energia no mercado grossista, para abastecimento dos seus clientes.

**Comentários recebidos na fase de consulta pública**

Praticamente a totalidade dos participantes (EDP, E.ON, Endesa, Gas Natural, Iberdrola e Unesa) expressa que a tarifa de último recurso (TUR) deve calcular-se de forma aditiva, incorporando o custo de acesso, o custo da energia e o custo de comercialização de último recurso. Assinalam ainda que as TUR devem ser suficientes e não interferir com a comercialização livre.

Relativamente à metodologia de cálculo do custo da energia, existe um certo consenso entre os participantes em relação a que um bom mecanismo para estabelecer o custo da energia é o estabelecimento de leilões, ou CESUR (EDP e E.ON) ou uma nova estrutura (leilões de produto base, ponta e cheias (Endesa) ou leilões de um produto *full requirement* (Iberdrola e Nera)). Em qualquer caso, os participantes parecem concordar com a necessidade de revisões trimestrais da componente da energia da TUR (EDP), ou mensal (Nera).

Em relação ao custo de comercialização de último recurso, os agentes apontam que deve ser calculado tendo em conta a totalidade dos custos em que incorrem.

Por último, um participante assinala que a tarifa regulada de comercialização, como tarifa de referência, pode ser um instrumento eficaz para impedir o abuso de poder de mercado por parte dos comercializadores (A. Leite Garcia).

**33. Qual deve ser o papel para o comercializador de último recurso (construção de preços, agente, possíveis restrições à comercialização de outros produtos, etc.)?**

O comercializador de último recurso tem obrigações de serviço universal, é o comercializador de refúgio para os clientes que não encontram outro comercializador no mercado, é o único comercializador que pode solicitar ao operador da rede de distribuição a interrupção de clientes que não tenham cumprido com as suas obrigações contratuais e é também o comercializador que tem a obrigação de fornecimento aos clientes com menor apetência para escolher o comercializador.

**Comentários recebidos na fase de consulta pública**

Existe um certo acordo entre os participantes em relação a que a comercialização de último recurso supõe a obrigação de fornecimento, a um preço regulado, aos consumidores com direito à TUR, pelo que não parece que seja de negar aos comercializadores com obrigação de fornecimento de último recurso a comercialização livre (Endesa, Gas Natural, Iberdrola, Nera e A. Leite Garcia), sempre que cumpram com a referida obrigação.

Uma parte dos participantes manifesta que o fornecimento de último recurso deve-se limitar a um número reduzido de consumidores (EDP, Iberdrola, Unesa e Nera).

**34. Quais as condições essenciais para assegurar a transparência e igualdade de tratamento entre comercializadores e operadores de redes, no âmbito do seu relacionamento e aplicação de tarifas de acesso às redes?**

**35. Como promover a informação dos consumidores dos comercializadores de último recurso relativamente ao pagamento das tarifas de acesso às redes, em igualdade de tratamento com os restantes comercializadores?**

**36. Que instrumentos deverão ser utilizados para garantir a transparência das facturas dos comercializadores de último recurso?**

Para assegurar a transparência na aplicação das tarifas de acesso às redes, os comercializadores de último recurso deverão relacionar-se com os operadores de rede do mesmo modo que os restantes comercializadores, sem discriminações de tratamento.

Para assegurar a não discriminação entre comercializadores, as tarifas do comercializador de último recurso devem ser calculadas por adição das tarifas de Acesso às Redes, aplicáveis a todos os comercializadores, com as tarifas de Comercialização e de Energia específicas do comercializador de último recurso.

A existência de diferentes estruturas tarifárias entre as tarifas de acesso às redes e as tarifas dos comercializadores de último recurso pode prejudicar a transparência do processo de fixação de tarifas reguladas de fornecimento, bem como a transparência da aplicação do princípio da atividade tarifária.

A transparência consegue-se quer através da publicação das metodologias de cálculo dos custos e preços regulados, dos procedimentos de contratação e regras de participação no mercado, quer através da garantia do acesso a todos agentes à mesma informação em condições de igualdade.

#### **Comentários recebidos na fase de consulta pública**

Um número importante de participantes (Iberdrola, Gas Natural, Unesa, A. Leite Garcia e E.ON) considera que, para assegurar a transparência e igualdade de tratamento, as condições aplicáveis aos CUR, na sua qualidade de fornecedores de último recurso, devem ser equiparáveis às que têm como comercializadores no mercado livre.

Dois participantes (Nera e Endesa) referem que as limitações existentes (separação jurídica, acesso à base de dados, etc.) parecem suficientes para assegurar a transparência e igualdade de tratamento.

A maioria dos participantes assinala que a informação sobre as tarifas de acesso deve aparecer na factura do comercializador (Endesa, Gas Natural, A. Leite Garcia, EDP, Unesa e E.ON) e deve ser igual à que exista para consumidores no mercado liberalizado (Iberdrola, Gas Natural, Unesa, E.ON e A. Leite Garcia).

**37. Como deverão as tarifas dos comercializadores de último recurso acomodar as variações na estrutura de preços das tarifas de acesso às redes?**

As tarifas de acesso, não sendo directamente aplicáveis à generalidade dos clientes (que não participam directamente no mercado grossista), podem sofrer variações acentuadas na sua estrutura, quer devido a factores intrínsecos (como a actualização da estrutura de custos incrementais de redes) quer por razões exógenas (como alterações legislativas com impacte no valor dos sobrecustos incluídos na tarifa de acesso). As tarifas finais aplicadas pelos comercializadores podem atenuar estas alterações com o objectivo de estabilizar os sinais tarifários a transmitir aos seus clientes ou devido a compromissos comerciais assumidos perante esses clientes.

**Comentários recebidos na fase de consulta pública**

A grande maioria dos participantes considera que toda alteração na estrutura de preços na tarifa de acesso deve ser reflectida imediatamente na TUR, respeitando o princípio da aditividade, uma vez que a tarifa de acesso é uma componente da TUR (Nera, Endesa, Iberdrola, Gas Natural, A. Leite Garcia, EDP, Unesa e E.ON).

**38. Sobre que agentes devem recair as obrigações de serviço público e como deverá ser financiado o sobrecusto destas obrigações?**

Sobre os comercializadores de último recurso impendem diversas obrigações inerentes à prestação do serviço público e de protecção de consumidores com necessidades especiais. Estas obrigações podem consistir num sobrecusto da actividade face aos comercializadores que não suportem as mesmas obrigações.

A questão de como financiar estes sobrecustos relacionados com obrigações especiais de serviço público é também relevante, porquanto é desejável a separação do papel social do estado de um mercado em que todos os agentes participem em igualdade de circunstâncias e com as mesmas regras.

**Comentários recebidos na fase de consulta pública**

Alguns participantes consideram que o SUR não deve acarretar um custo adicional aos CUR (Endesa, Unesa, Iberdrola e E.ON) e que as obrigações de serviço público devem recair sobre as empresas distribuidoras e fornecedores de último recurso (Endesa) e estar separadas da actividade de mercado e ser assumidas pelo Estado (Unesa e E.ON). Um participante (Gas Natural) defende que as obrigações de fornecimento de último recurso devem recair sobre os agentes que manifestem regulamentarmente interesse numa prévia consulta aos interessados.

Três participantes (Nera, Iberdrola e EDP) consideram que as obrigações de serviço público deveriam ser financiadas pelos PGE (administrações locais ou regionais/via orçamental tributária) ou através das tarifas de acesso (Iberdrola), enquanto que outro participante (Gas Natural) propõe que o sobrecusto das obrigações que pressupõe o fornecimento de último recurso seja incorporado no custo de comercialização de último recurso.

**39. Como conciliar o princípio de um mercado único, o MIBEL, com o mecanismo CBT a nível Europeu? Deve o espaço ibérico ser tratado como um único mercado para efeitos do CBT?**

O mecanismo europeu de trânsitos internacionais de electricidade (CBT: Cross Border Trade Mechanism) estabelece formas de compensação de custos relacionados com a utilização das redes de transporte de electricidade em trânsitos internacionais.

Tendo em conta que o MIBEL representa um grau de integração de mercados superior ao grau global de integração a nível da União Europeia pode fazer sentido tratar o MIBEL como uma região no âmbito da aplicação do mecanismo de CBT.

**Comentários recebidos na fase de consulta pública**

Existe consenso entre os participantes sobre a não conveniência de considerar o espaço ibérico como um único mercado para efeitos do CBT, uma vez que se perderia o sinal de custo de cada país (Nera), não existe um TSO único a nível do MIBEL (Iberdrola, Gas Natural e Unesa) e o preço em ambas as zonas é distinto (market-splitting)(E.ON).

**40. Considera adequada a incorporação do custo por gestão da procura dos consumidores no mercado como um custo de acesso?**

**41. Que variável de facturação considera mais adequada para a facturação deste componente de custo?**

A necessidade de garantir o fornecimento de electricidade a consumidores, obriga a dispor de ferramentas que flexibilizem a operação do sistema e que permitam dar respostas rápidas e eficientes perante eventuais situações de emergência, de forma a que se minimize o impacto na segurança de abastecimento do sistema.

A possibilidade de reduzir a potência procurada daqueles consumidores que estejam dispostos a fazê-lo, apresenta-se como uma ferramenta para resolver os incidentes que podem resultar em falhas no fornecimento.

**Comentários recebidos na fase de consulta pública**

Os participantes consideram, por um lado, que a gestão do consumo se utiliza em substituição da capacidade de produção e, portanto, esta deve ser tratada de forma análoga aos incentivos ao investimento em capacidade de produção (Nera, Endesa, Iberdrola, Gas Natural, EDP, Unesa e E.ON). Por outro lado, considera-se que, uma vez que em ambos os casos os beneficiários são todos os consumidores do sistema, a sua inclusão como custo de acesso é adequada e devia ser imputada segundo a participação na ponta de cada cliente ou a probabilidade de perda de carga correspondente (Endesa).

Finalmente, a maioria dos participantes manifesta que as variáveis de facturação deveriam ser as mesmas que no caso da garantia de potência ou pagamentos por capacidade (Nera, Endesa, Iberdrola, Gas Natural, EDP, Unesa e E.ON).

**42. Deverão os encargos de gestão do sistema ser na sua totalidade imputados aos agentes de mercado que se desviam ou deverão ser-lhes apenas imputados os encargos de gestão do sistema relacionados com os custos variáveis de compensação de desvios?**

Os operadores de sistema têm que comprar todo um conjunto de serviços, essencialmente do lado da oferta de energia, que asseguram o controlo estável do sistema eléctrico, designados por serviços de sistema. O operador de sistema contrata estes serviços de sistema, designadamente reserva secundária e terciária, em ambiente de mercado, correspondendo este modelo a um monopólio

Os agentes ofertantes destes serviços são os produtores e eventualmente alguns consumidores com características interruptíveis. Os custos associados às capacidades de reserva necessárias no sistema são condicionados por factores que não dependem das características de um comercializador em particular, dependendo sim da procura agregada do sistema e do maior grupo que foi encontrado no mercado. Assim, poderá ser razoável imputá-los de forma indiferenciada aos agentes, ou seja, através da energia consumida em períodos temporais alargados por aplicação de uma tarifa de gestão do sistema. A imputação aos agentes em cada hora pode não ser a mais adequada na medida em que os custos em períodos de vazio - período em que a elasticidade da procura é maior - apresentam um valor unitário mais elevado do que nos períodos de ponta. O raciocínio anterior aplica-se quer entre períodos horários de vazio e fora de vazio, quer entre meses de menor e maior consumo - sazonalidade do consumo.

A não existência de desvios horários de cada agente não impede que haja necessidade de compensar desvios agregados dentro do período horário. Naturalmente que a existência de desvios dos agentes num mesmo sentido num período horário torna necessária a disponibilização de reserva e da correspondente compensação dos desvios agregados. Assim parece haver uma percentagem destes custos que poderá ser imputada aos desvios individuais dos vários agentes de mercado. A outra percentagem poderá ser imputada a todos os agentes independentemente dos seus desvios individuais, através da sua inclusão na nas tarifas de acesso às redes, à semelhança dos custos do gestor do sistema

**Comentários recebidos na fase de consulta pública**

Existem vários participantes (Nera, Iberdrola e EDP) que distinguem dois tipos de custo na gestão do sistema:

- Custos de energia: devem ser imputados aos consumidores que se desviam.
- Custos de banda (secundária): há que estimar a contribuição de cada consumidor para a variabilidade do consumo agregado.

Outros dois participantes (Unesa e E.ON) propõem que os custos de gestão do sistema sejam repartidos entre todos os agentes e por último, tanto a Unesa como a Endesa consideram que a repartição de custos de gestão do sistema em vigor em Espanha é adequada (Endesa).

Finalmente, um participante (Gás Natural) considera que os custos fixos de gestão do sistema (reserva de regulação secundária), bem como outros custos de gestão do sistema, tais como a energia necessária a regulação técnica do sistema (secundária, terciária e desvios) deve ser imputada apenas aos agentes que se desviam.