



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

**PLANO DE COMPATIBILIZAÇÃO REGULATÓRIA NO
ÂMBITO DO MIBEL
HARMONIZAÇÃO DA METODOLOGIA DE CÁLCULO
DAS
TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES**

Setembro 2008

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	APROVAÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO	3
2.1	Publicação antecipada das metodologias de cálculo das tarifas e procedimentos de consulta pública.....	5
2.2	Processo de determinação e aprovação das tarifas	6
2.3	Representatividade do Conselho Tarifário/Consultivo	7
2.4	Cooperação entre a ERSE e a CNE nos processos de decisão tarifária	8
3	CONSIDERAÇÕES SOBRE OS CUSTOS DE ACESSO ÀS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO	9
3.1	Separação de actividades	9
3.2	Remuneração das actividades reguladas.....	10
4	CUSTOS DE ACESSO ÀS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO	13
4.1	Custos das actividades reguladas	13
4.1.1	Custos de transporte	13
4.1.2	Custos de Distribuição	15
4.1.3	Custo de comercialização de redes de distribuição.....	17
4.1.4	Custo de operação do sistema.....	18
4.1.5	Garantia de Potência/Pagamentos de capacidade.....	18
4.2	Custos relacionados com decisões de política energética e ambiental e custos de interesse económico Geral.....	19
4.3	Défice de proveitos de exercícios anteriores	20
4.4	Custos derivados de ajustamentos tarifários	23
5	TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM VIGOR EM ESPANHA E EM PORTUGAL	25
5.1	Tarifas de Acesso às Redes aplicadas em Espanha	25
5.1.1	Afectação dos custos de redes	27
5.1.2	Afectação do custo de gestão comercial	27
5.1.3	Afectação dos custos permanente e dos custos de diversificação e segurança de abastecimento	27
5.1.4	Afectação dos custos afundados	28
5.1.5	Desenho tarifário	28
5.2	Tarifas de Acesso às Redes aplicadas em Portugal.....	29
5.2.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	32
5.2.2	Tarifa de uso da rede de transporte	33
5.2.3	Tarifas de uso das redes de distribuição	34
5.2.4	Tarifas de Comercialização de redes.....	36
6	TARIFAS QUE REFLECTEM CUSTOS	39
6.1	Princípios gerais para o estabelecimento das tarifas de acesso às redes	39
6.2	Mecanismos de afectação de custos a tarifas: fundamentos teóricos	40

6.3	Variáveis de facturação adequadas à recuperação dos custos regulados do acesso.....	44
6.3.1	Variáveis de facturação adequadas à recuperação dos custos das redes	44
6.3.2	Variáveis de facturação adequadas à recuperação dos custos de comercialização de redes.....	46
6.3.3	Variáveis de facturação adequadas à recuperação dos custos do gestor do sistema.....	47
6.3.4	Variáveis de facturação adequadas à recuperação dos custos de garantia de potência	47
6.3.5	Variáveis de facturação adequadas à recuperação de custos de política energética, ambiental e de interesse económico geral.....	48
6.4	Períodos tarifários	50
6.5	Opções tarifárias	52
6.6	Período transitório.....	53
7	TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO	55
7.1	O papel das tarifas dos comercializadores de último recurso	55
7.2	Metodologia de cálculo das tarifas do Comercializador de Último Recurso	56
7.3	Interacção entre as tarifas de acesso e as tarifas dos comercializadores de último recurso	57
7.4	Obrigações de serviço público	58
8	TRANSPARÊNCIA.....	59
9	OUTROS ASPECTOS.....	61
9.1	Tarifas de Acesso de Gás Natural.....	61
9.2	O MIBEL e o mercado único europeu.....	61
9.3	Incentivos à promoção da eficiência energética do lado do consumo	62
9.4	Custo de gestão da procura de consumidores no mercado.....	63
9.5	Custos de gestão do sistema	63

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 5-1 - Tarifas de acesso às redes em Espanha	26
Figura 6-1 - Comparação entre a solução de concorrência perfeita e a solução monopolista.....	42
Figura 6-2 - Afectação eficiente em monopólio natural.....	43

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 4-1 – Instalações de transporte	14
Quadro 4-2 – Sistemas remuneratórios aplicados às instalações de transporte em Espanha e Portugal	14
Quadro 4-3 – Remuneração da actividade de Distribuição em Espanha e Portugal	16
Quadro 4-4 – Remuneração da actividade de Comercialização de Redes de Distribuição em Espanha e Portugal	17
Quadro 4-5 – Défice das actividades reguladas em Espanha e Portugal	22
Quadro 5-1 - Preços a pagar pelo uso de redes pelos clientes em AT	30
Quadro 5-2 - Preços a pagar pelo uso de redes pelos clientes em BTE	30
Quadro 5-3 - Preços a pagar pelo uso de redes pelos clientes em BTN Bi-horária $\leq 20,7\text{kVA}$ e $>2,3\text{kVA}$	31

1 INTRODUÇÃO

O presente documento pretende orientar a discussão sobre a harmonização das metodologias de cálculo das tarifas de acesso no MIBEL no âmbito do plano de compatibilização regulatória entre Portugal e Espanha, tarefa atribuída à ERSE e à CNE na sequência do acordo estabelecido entre os Governos de Espanha e de Portugal para aprofundamento do mercado Ibérico, a 8 de Março de 2007.

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 a discussão estão agrupados da seguinte forma: (i) aprovação quer das metodologias de cálculo, quer das tarifas de acesso às redes, com especial enfoque 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 em 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 ultimo recurso, (vi) transparência no âmbito da formulação e aplicação das tarifas de acesso, assunto fundamental no processo de construção de um mercado eficiente e, por fim, (vii) são tratados um conjunto de outros tópicos importantes, como a integração do MIBEL no mercado único europeu de energia eléctrica e os custos de gestão da procura de consumidores no mercado.

Um documento desta natureza resulta sempre de um compromisso entre dois objectivos, por um lado, ser breve e conciso, de forma a não tomar demasiado tempo ao leitor familiarizado com estes temas, e permitir-lhe elaborar comentários igualmente breves e precisos e, por outro lado, ser auto-explicativo de forma a permitir ao leitor menos conhecedor dos assuntos aqui tratados uma suficiente compreensão do contexto em que surgem as perguntas formuladas, facilitando assim a sua resposta. O resultado é, inevitavelmente, um texto demasiado longo para o especialista e demasiado breve para o leitor comum. Ao primeiro sugerimos que percorra apenas as perguntas, evidenciadas no texto; ao segundo sugere-se desde já a consulta de outras publicações da ERSE e da CNE, assim como de estudos solicitados pelos reguladores a institutos universitários ibéricos, todos eles disponíveis para consulta nas respectivas páginas da Internet (www.erse.pt e www.cne.es).

As questões aqui levantadas, embora numerosas, não esgotam o universo de temas abrangidos no âmbito da determinação das tarifas de acesso. A ERSE e a CNE estão naturalmente abertas à inclusão de outros assuntos na discussão pública sobre a harmonização das tarifas de acesso, agradecendo-se antecipadamente todas as contribuições.

Solicita-se que os comentários sejam remetidos à ERSE ou à CNE até ao dia 31 de Outubro de 2008 através dos seguintes endereços electrónicos, tarifas@erse.pt e tarifas@cne.es. Serão divulgados os

PLANO DE COMPATIBILIZAÇÃO REGULATÓRIA NO ÂMBITO DO MIBEL
HARMONIZAÇÃO DA METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

comentários recebidos neste processo de consulta pública, salvo se o contrário for expressamente indicado.

2 APROVAÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO

A regulação¹ de um cada vez maior número de sectores estratégicos por entidades administrativas independentes do governo central tem sido um modelo cada vez mais adoptado nas sociedades modernas.

Estes sectores estratégicos apresentam, em parte, características de monopólios naturais verificando-se subaditividade da função custos e, portanto, ganhos de escala, ou seja, com o aumento da procura os custos unitários de prestação do serviço reduzem-se.

Estes sectores estratégicos situam-se nomeadamente nas áreas da electricidade, gás natural, água, telecomunicações, distribuição postal, caminhos-de-ferro, auto-estradas, entre outras. A mesma situação verifica-se noutras áreas, como é o caso da saúde ou dos seguros, em que, em resultado das suas características particulares, o comprador encontra-se em situações extremamente frágeis podendo ser alvo de comportamentos monopolistas que justificam a necessidade de regulação. Importa ainda indicar outras áreas fundamentais para o desenvolvimento das sociedades modernas, como seja o sistema financeiro ou o mercado de valores mobiliários, que estão sujeitos a regulação de modo a maximizar a sua eficiência, robustez e confiança do mercado.

No velho modelo de governação o Estado tinha interesses nestes sectores sendo simultaneamente proprietário e regulador. Este Estado proprietário e regulador tem recentemente assumido um papel mais distante em que dispensa a propriedade e entrega a regulação a entidades independentes, deixando para si a definição dos princípios gerais de funcionamento e de organização dos vários sectores a cumprir por todos os agentes. No fundo, de um Estado que define as regras aplicáveis aos vários serviços e que simultaneamente os gere e executa, passa-se para um Estado que ilumina os vários agentes com princípios de actuação. Esta fonte de iluminação e orientação tem que ser sistematicamente compreendida e apreendida pela regulação, a quem cabe estabelecer as regras e regulamentação aplicáveis assim como verificar a sua aplicação e, pelas empresas que as têm que cumprir.

Este novo modelo de governação tem-se implantado por várias razões. Desde logo, por dificuldades de financiamento do Estado, associadas às conhecidas dificuldades orçamentais e aos sucessivos défices públicos, que forçam o Estado a privatizar alguns dos sectores referidos. Esta situação permite que o

¹ “Em sentido lato, a regulação económica consiste na imposição de regras emitidas pelos poderes políticos, incluindo sanções, com a finalidade específica de modificar o comportamento dos agentes económicos no sector privado. A regulação é utilizada em domínios muito diversos e recorre a numerosos instrumentos entre os quais o controlo dos preços, da produção ou da taxa de rentabilidade (lucros, margens ou comissões), a publicação de informações, as normas, os limiares de tomada de participação. Diferentes razões têm sido avançadas a favor da regulação económica. Uma delas é limitar o poder de mercado e aumentar a eficiência ou evitar a duplicação de infra-estruturas de produção em caso de monopólio natural. Outra razão é proteger os consumidores e assegurar certo nível de qualidade, assim como o respeito de certas normas de comportamento, nomeadamente em matéria de deontologia para algumas profissões liberais como os médicos ou os advogados. A regulação pode, também, ser adoptada para impedir a concorrência e proteger os fornecedores de bens e serviços (...)”.

Estado se concentre nas actividades e funções fundamentais para o cumprimento da sua missão, como as associadas à distribuição de riqueza, às questões sociais e às de segurança e defesa, entre outras.

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. O recurso sistemático a processos de consulta pública no âmbito da aprovação das decisões da regulação legitima a sua actuação e existência. De igual modo são criados conselhos consultivos onde estão representados os vários agentes interessados nas decisões da regulação, como as associações de defesa dos interesses dos consumidores, as empresas do sector, associações empresarias, governo, entre outras, devendo estes conselhos emitir parecer sobre as propostas da regulação.

Este novo processo de governação obriga a ter consumidores e cidadãos informados e participantes conscientes do seu dever de exercício de cidadania. Tal exige um grande esforço da regulação no domínio da transparência, divulgando informação caracterizadora sobre os sectores a regular, submetendo propostas de regulamentação acompanhadas por documentos justificativos e de análise de impactes, por forma a permitir a participação de todos os agentes interessados em igualdade de circunstâncias.

A regulação independente enquadra-se nas melhores práticas de governação na medida em que contribui para a modernização do processo de governação por permitir, entre outras situações, (i) o envolvimento de todos os agentes interessados no processo de decisão (concepção e aprovação das regras e medidas), (ii) a criação de condições de mercado que permitam a tomada de decisões de forma descentralizada e óptima, envolvendo o maior número de agentes na gestão e controlo dos processos, permitindo otimizar a afectação de recursos e (iii) a obtenção de condições mais vantajosas em termos de tarifas e preços eficientes contribuindo para o bem-estar dos consumidores e competitividade das empresas que actuam no mercado global.

Este é um aspecto importante a harmonizar no âmbito do estabelecimento de tarifas de acesso no MIBEL. Só uma entidade reguladora independente dá garantias do cálculo de tarifas eficientes, justas, estáveis e transparentes, prática estabelecida como desejável pela directiva do mercado único de electricidade.

O cumprimento das melhores práticas internacionais na defesa dos consumidores e na promoção da concorrência incluem um conjunto de procedimentos associados ao processo de aprovação das tarifas, nomeadamente das tarifas de acesso às redes, que a seguir se apresentam.

2.1 PUBLICAÇÃO ANTECIPADA DAS METODOLOGIAS DE CÁLCULO DAS TARIFAS E PROCEDIMENTOS DE CONSULTA PÚBLICA

Um dos aspectos mais importantes prende-se com a necessidade de definir e publicar antecipadamente a metodologia de cálculo das tarifas. O processo de escolha da metodologia deve também ser transparente e permitir que os agentes se pronunciem sobre o mesmo.

A publicação das regras de cálculo das tarifas pode conter os princípios orientadores dos cálculos ou explicitar as fórmulas de cálculo de cada tarifa com maior detalhe, neste caso as entidades reguladoras estabelecem com maior rigor a possibilidade de os vários agentes económicos interessados poderem replicar e antever o cálculo das tarifas.

A aprovação das tarifas de acesso às redes, habitualmente com periodicidade anual, deve ser precedida da aprovação da metodologia de cálculo das tarifas. Nesta metodologia de cálculo das tarifas estabelecem-se o tipo de custos aceitáveis para o cálculo das tarifas, o tipo de regulação aplicável a cada actividade regulada, as variáveis de facturação de cada tarifa, a estrutura tarifária, ou seja, a relação entre os preços de cada tarifa, a forma como se passa dos custos para os preços a aplicar, bem como todos os procedimentos de consulta pública e calendários a cumprir no processo de aprovação das tarifas. No processo anual de aprovação das tarifas a metodologia de cálculo e os respectivos procedimentos aprovados ex-ante devem ser seguidos criteriosamente.

É importante que as metodologias a utilizar no cálculo das tarifas, bem como as diferentes regras associadas à aplicação das tarifas que constituem o acesso às redes sejam debatidas 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.

Esta discussão tem a virtude de possibilitar a análise de diferentes pontos de vista, em alguns casos antagónicos e, por essa via, possibilitar às entidades reguladoras efectuar um processo de arbitragem esclarecida na defesa dos melhores interesses do sector como um todo.

As discussões públicas também permitem que os agentes detectem falhas, erros ou omissões nas regras propostas a discussão o que melhora a sua qualidade final e a sua aplicação posterior.

As opiniões discordantes em relação às regras que são propostas também possibilitam que a entidade reguladora contra argumente e se esforce por explicar, ainda melhor, a bondade das regras que propõe para o cálculo das tarifas. Este exercício de aprofundamento das justificações em resposta aos comentários dos agentes permite solidificar o racional por detrás das regras e criar um edifício regulamentar mais coerente.

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

- podem ser consultas apenas aos 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/Consultivo² de cada entidade reguladora.

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?

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. Importa conceder prazos adequados aos agentes nos processos de consulta, por forma a assegurar uma discussão completa e profunda.

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

2.2 PROCESSO DE DETERMINAÇÃO E APROVAÇÃO DAS TARIFAS

O processo de cálculo e aprovação das tarifas também 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 também 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.

² Em Portugal existem dois conselhos, o conselho tarifário, que se pronuncia sobre questões relacionadas com tarifas, e o conselho consultivo, que se pronuncia sobre outras questões da regulação económica. Em Espanha existe apenas um conselho, designado por conselho consultivo, que emite parecer sobre todas as questões de regulação.

Este processo pode ser implementado de várias formas, no entanto, o fundamental é que o Conselho Tarifário/Consultivo tenha informação e meios suficientes para poder analisar convenientemente a proposta da entidade reguladora.

Por forma a 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.

Da mesma forma deve ser dada à entidade reguladora o prazo adequado para proceder a eventuais alterações de acordo com o parecer do Conselho Tarifário/Consultivo, considerando-se que um mês é adequado.

Para que as empresas reguladas possam proceder à aplicação dos novos preços logo a partir do momento em que estes entram em vigor é também importante que estes sejam publicados com alguma antecedência.

As tarifas de acesso devem ter alguma estabilidade, pelo que se considera que estas devem ser revistas com uma periodicidade anual. Acresce que nas actividades relacionadas com o acesso às redes, os eventuais desvios anuais entre os valores esperados no momento do cálculo das tarifas e os valores verificados à posteriori são reduzidos. Estes desvios, reconhecidos nas tarifas de anos seguintes, ao serem de dimensão reduzida não induzem volatilidade nas tarifas e, por conseguinte, não distorcem os sinais preço a fornecer em cada ano.

3. Que tipo de informação deve acompanhar a proposta de tarifas de acesso a submeter ao Conselho Tarifário/Consultivo?
4. Qual o prazo que deve ser dado ao Conselho Tarifário/Consultivo para se pronunciar sobre a mesma?
5. A proposta submetida ao conselho deve ser tornada pública previamente?
6. Qual a periodicidade com que devem ser fixadas as tarifas de acesso?

2.3 REPRESENTATIVIDADE DO CONSELHO TARIFÁRIO/CONSULTIVO

Com vista a uma boa regulação o envolvimento do Conselho Tarifário/Consultivo é fundamental, pois neste órgão das entidades reguladoras estão representados os diferentes agentes do sector.

No âmbito do estabelecimento das tarifas de acesso este órgão é importante não só na emissão de parecer em relação aos preços e tarifas a publicar mas também no âmbito das discussões públicas das regras e metodologias de cálculo e aplicação das tarifas de acesso.

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.

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

2.4 COOPERAÇÃO ENTRE A ERSE E A CNE NOS PROCESSOS DE DECISÃO TARIFÁRIA

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.

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?

3 CONSIDERAÇÕES SOBRE OS CUSTOS DE ACESSO ÀS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

3.1 SEPARAÇÃO DE ACTIVIDADES

A Directiva 2003/54/CE indica que para a concorrência funcionar correctamente é necessário um acesso à rede não discriminatório, transparente e com preços razoáveis, o que impõe que as redes de transporte e distribuição sejam geridas por entidades juridicamente independentes. Assim, a Directiva incide na separação das actividades, como ferramenta para garantir condições idênticas e não discriminatórias e para reduzir o risco de aparecimento de posições dominantes no sector.

Neste sentido, a Directiva dá especial ênfase à separação das empresas verticalmente integradas, ou seja, uma empresa ou grupo de empresas que realizam, pelo menos, uma actividade de rede e uma actividade de mercado.

Os objectivos citados já se encontram transpostos para a legislação nacional de cada um dos países.

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.

Recorda-se que o objectivo da separação das actividades e, em particular, das actividades reguladas prestadas através de infraestruturas de rede, é garantir a neutralidade do serviço regulado como um meio para vencer a concentração vertical dos sectores, a fim de evitar discriminações, subsidiação cruzadas e possíveis violações ao princípio da livre concorrência.

Consequentemente, esta separação revela-se como um dos elementos fundamentais que deve permitir o funcionamento do MIBEL, permitindo aos agentes de ambos os países aceder em condições de igualdade às redes de transporte e de distribuição de energia eléctrica.

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?

3.2 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.

Os custos a recuperar mediante a aplicação de tarifas de acesso em ambos os sistemas podem agrupar-se nas seguintes categorias.

Em primeiro lugar, distinguem-se os custos relacionados com as actividades reguladas, isto é, o custo das redes de transporte e distribuição, nos quais se incluem os custos das infraestruturas eléctricas e os custos da gestão da rede de transporte e de distribuição, o custo da gestão técnica do sistema e os custos com mecanismos de garantia de potência.

Em segundo lugar, consideram-se os custos relacionados com decisões de política energética e ambiental, nos quais há a destacar os incentivos aos produtores em regime especial, os incentivos para a promoção da eficiência energética no lado do consumo e os custos com a produção de energia eléctrica em instalações nucleares no caso espanhol e de interesse geral.

Em terceiro lugar, estão os custos derivados de decisões de interesse económico geral, entre os quais se encontram os custos correspondentes às instituições, os custos derivados de políticas sociais, assim como, outros custos relacionados com a prestação de serviços específica de cada país (por exemplo, o pagamento à Autoridade da Concorrência, custo não considerado no sistema espanhol).

Por último, há que contemplar uma categoria que reconheça as diferenças entre os proveitos e os custos resultantes de desvios nas previsões das variáveis utilizadas no cálculo de proveitos e custos, bem como a insuficiência de proveitos por limitação do aumento das tarifas e preços regulados.

É de assinalar que, embora a maioria dos custos incorridos seja similar em ambos os países, as particularidades tornam difícil a harmonização nos sistemas remunerativos de ambos os países.

PLANO DE COMPATIBILIZAÇÃO REGULATÓRIA NO ÂMBITO DO MIBEL
HARMONIZAÇÃO DA METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Consequentemente, considera-se que a remuneração das actividades reguladas pode ser um processo independente do procedimento de fixação de tarifas de acesso em ambos os países, sempre e quando se respeitem os princípios da transparência, objectividade e não discriminação na altura de estabelecer a remuneração das actividades reguladas. Quer isto dizer que, embora os sistemas remuneratórios possam ser diferentes, a remuneração das actividades reguladas e a metodologia de imputação às tarifas de acesso devem ser similares em ambos os países.

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

4 CUSTOS DE ACESSO ÀS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

Seguidamente é feita uma breve descrição dos custos de acesso às redes de transporte e distribuição considerados em Espanha e em Portugal.

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

4.1 CUSTOS DAS ACTIVIDADES REGULADAS

4.1.1 CUSTOS DE TRANSPORTE

O esquema remuneratório da actividade de transporte, que se aplique em ambos os países, deve reconhecer os investimentos efectivamente realizados pelas empresas de transporte, assim como os custos operacionais e uma adequada retribuição financeira, de forma a que se incentive a eficiência técnica e económica das instalações, mediante o estabelecimento de objectivos facilmente auditáveis pelo regulador, comuns em ambos os países.

Em Espanha a rede de transporte engloba dois tipos de instalações, a rede de transporte primária e a rede de transporte secundária.

A rede de transporte primária é constituída pelas linhas, subestações, transformadores com tensões superiores a 280 kV, pelas interligações internacionais e pelas interligações entre os sistemas insulares e extrapeninsulares.

A rede de transporte secundária é constituída pelas linhas, subestações, transformadores com tensões superiores a 220 kV, não incluídas anteriormente, e por aquelas com tensão inferior a 220 kV, que desempenhem funções de transporte.

Por seu lado, a rede de transporte de Portugal engloba todas as linhas e subestações que se encontram ligadas a uma tensão superior a 110kV (redes de muito alta tensão) (veja-se Quadro 4-1).

PLANO DE COMPATIBILIZAÇÃO REGULATÓRIA NO ÂMBITO DO MIBEL
HARMONIZAÇÃO DA METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Quadro 4-1 – Instalações de transporte

Tipo Instalação	Portugal	Espanha
Linhas de alta tensão	Linhas de tensão superior a 110 kV (150 kV, 220 kV e 400 kV)	Linhas de tensão superior a 220 kV (220 kV e 400 kV) e linhas de tensão inferiores a 220kV que desempenhem funções de transporte
Interligações	Linhas de conexão entre as redes de muito alta tensão e redes internacionais	Interligações internacionais
		Interligações com os sistemas eléctricos insulares e extrapeninsulares

Além das diferenças que existem entre as instalações de transporte, existem diferenças entre os sistemas remuneratórios aplicados a essas instalações em ambos os países. No Quadro 4-2 são comparados, sucintamente, os esquemas remuneratórios de Espanha e Portugal.

Quadro 4-2 – Sistemas remuneratórios aplicados às instalações de transporte em Espanha e Portugal

Conceito	Portugal	Espanha		
		Instalações anteriores a 1997	Instalações com entrada em funcionamento entre 1998 e 2000	Instalações posteriores a 2008
Sistema remuneratório utilizado	Regulação por taxa de remuneração	IPC - X / revenue cap		
Método de determinação do valor dos investimentos	Valores aceites em base anual, de acordo com a proposta do operador de redes	Bolsa de remuneração	Custos padrão aplicados às características físicas das instalações	
Custos de Operação e Manutenção	Valores aceites em base anual, de acordo com a proposta do operador de redes	Incluídos na bolsa de remuneração	Custos padrão aplicados às características físicas das instalações	
Incentivos	Incentivo ao desempenho ambiental	Incentivo à disponibilidade		
Taxa de remuneração	Por período regulatório (2007: 7%)	Incluída na bolsa de remuneração	Taxa dos títulos de dívida pública a 10 anos + 1,5% (2007: 5,12%)	Taxa dos títulos de dívida pública a 10 anos no momento de aceitação do investimento + 3,75%
Atualização anual	Aplicação anual da fórmula de remuneração	IPC-X	IPC-Y	Aplicação anual da fórmula de remuneração

Fonte: CNE e ERSE

O sistema remuneratório português reconhece os custos incorridos pela empresa concessionária, assim como a retribuição resultante da aplicação aos activos líquidos médios do ano de uma taxa de remuneração que se mantém fixa durante o período de regulação (7%).

Prevêem-se ainda, ajustamentos anuais que têm em conta as variações da procura de energia eléctrica e dos custos operacionais entre os valores previstos e verificados, incluindo ainda um incentivo à promoção do desempenho ambiental, sendo reflectido nas tarifas com diferimento de dois anos.

Importa referir que a ERSE submeteu a consulta pública uma proposta de alteração ao modelo de regulação da actividade de transporte, que contempla um modelo de regulação misto. Relativamente aos custos de exploração consideram-se as seguintes propostas: (i) custos de manutenção calculados com base em custos de referência; (ii) *price cap* dos restantes custos de exploração.

Encontra-se também em discussão a forma de cálculo da base de activos a remunerar, por custos aceites ou por custos de referência, assim como a introdução de incentivos à realização dos

investimentos e à manutenção de activos em fim de vida útil, mas que se encontram em condições para continuar em exploração.

Por último, em relação ao incentivo à promoção do desempenho ambiental, propõe-se a sua aceitação *a priori*.

Em Espanha aplicam-se três sistemas remuneratórios diferentes: o primeiro aplicado às instalações em com funcionamento anterior a 1997, o segundo aplicado às instalações que entraram em funcionamento entre 1998 e 2008, e o terceiro aplicado às instalações que entrarem em funcionamento após essa data.

As instalações que entraram em funcionamento antes de 1997 são remuneradas em conjunto dentro de uma bolsa que se actualiza anualmente com IPC – X.

As instalações que entraram em funcionamento a partir de 1 de Janeiro de 1998 remuneram-se individualmente. A remuneração de cada uma destas instalações inclui três conceitos: (i) remuneração do investimento, calculada aplicando os valores padrão estabelecidos na legislação vigente segundo as características técnicas das instalações; (ii) remuneração financeira, calculada aplicando a taxa de remuneração ao valor de investimento de cada instalação e (iii) custos de operação e manutenção, calculados aplicando os valores padrão estabelecidos na legislação vigente às características técnicas das instalações.

As diferenças entre os sistemas de remuneração aplicados às instalações com entrada em funcionamento no período 1998-2007 e as instalações com entrada em funcionamento a partir de 2008, centram-se na taxa de remuneração da actividade, na valorização dos activos e no procedimento de actualização anual da remuneração. Além disso, o sistema de remuneração aplicado a partir de 1 de Janeiro de 2008 às instalações de transporte de electricidade é similar ao procedimento existente para o transporte de gás natural.

Além destas remunerações, as empresas de transporte recebem uma remuneração (bonificação ou penalização) como incentivo global para a disponibilidade e uma remuneração destinada à redução do impacto socio-ambiental da construção das infra-estruturas de transporte.

4.1.2 CUSTOS DE DISTRIBUIÇÃO

A remuneração da actividade de Distribuição deverá ter em conta os custos de investimento e operacionais, a energia distribuída, o modelo que caracterize as zonas de distribuição e os incentivos correspondentes à qualidade do serviço e à redução de perdas.

No caso de Espanha, a remuneração de referência de cada empresa de distribuição inclui três conceitos: (i) a remuneração do investimento, que inclui a amortização do imobilizado e a remuneração do investimento calculada de acordo com o custo médio ponderado da actividade de distribuição; (ii) os

PLANO DE COMPATIBILIZAÇÃO REGULATÓRIA NO ÂMBITO DO MIBEL
HARMONIZAÇÃO DA METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

custos de investimento, operação e manutenção das redes, que se estabelecem em função da tipologia das redes de cada distribuidor e da sua utilização, e (iii) outros custos necessários para desenvolver a actividade de distribuição.

A remuneração anual de cada empresa de distribuição durante o período de regulação, inclui a actualização anual do nível de remuneração de referência, um incentivo à qualidade de serviço, um incentivo pelo cumprimento do objectivo de redução das perdas, assim como uma remuneração em função do aumento da actividade de distribuição registada no ano anterior, calculada utilizando um modelo de rede de referência incremental.

Em Portugal a actividade de Distribuição é remunerada por preço máximo com uma evolução indexada à taxa de inflação, subtraída dos ganhos de escala e eficiência. São também incluídos os incentivos ao desempenho ambiental, às reduções de perdas e melhoria da qualidade do serviço.

No início de cada período de regulação, de três anos, estabelecem-se tanto a remuneração inicial como os objectivos de eficiência a obter durante aquele período.

A separação da actividade de Comercialização de Redes da actividade de Distribuição, embora meramente contabilística, é uma realidade que existe apenas em Portugal e só para o sector eléctrico, Assim, no processo de revisão regulamentar que se encontra em curso a ERSE decidiu incorporar a actividade de Comercialização de Redes na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, entrando esta regulamentação em vigor em 2009.

No Quadro 4-3 resumem-se as principais características da remuneração da Distribuição em Espanha e em Portugal.

Quadro 4-3 – Remuneração da actividade de Distribuição em Espanha e Portugal

Conceito	Portugal	Espanha
Sistema remuneratório utilizado	Price-cap: IPC-X	Regulação por incentivos
Remuneração inicial	Baseado nos custos da empresa define-se um preço inicial e as metas de eficiência para cada um dos anos do período de regulação	Estabelecem-se custos de prestação do serviço baseados nas características das instalações e num modelo de rede de referência
Incentivos	Incentivo ao desempenho ambiental, à qualidade do serviço e à redução de perdas	Incentivos à qualidade do serviço, à redução de perdas e ao desenvolvimento de infraestruturas eficientes
Período de regulação	3 anos: 2006-2008	4 anos: 2008-2011
Factor de ajuste	Os proveitos são determinados a partir de um termo fixo e de um termo variável dependente da procura. Cada um destes termos é afectado de IPC-X, dependendo X do nível de tensão e do conceito de custo fixo e variável	A remuneração anual de cada empresa é função da actualização da remuneração do ano anterior por IPC-X. A essa remuneração soma-se o incentivo para perdas, o incentivo à qualidade de serviço e o incremento do custo da actividade resultante do incremento da procura registado no ano anterior, calculado utilizando um modelo de rede de referência

Fonte: CNE e ERSE

4.1.3 CUSTO DE COMERCIALIZAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Considera-se que a forma de remuneração dos custos de Comercialização de Redes deve remunerar os custos derivados dos serviços de contratação, leitura, facturação, cobranças e atendimento ao cliente e todos os custos em que se incorra para prestar esta actividade.

Em Espanha, até à entrada em vigor da tarifa de último recurso, os distribuidores recebem uma remuneração que inclui os custos em que incorrem pelo apoio ao cliente e pelo desenvolvimento do mercado, tais como, a contratação e atendimento ao cliente relacionados como os fornecimentos da tarifa de energia eléctrica e a facturação e cobrança dessas tarifas aos consumidores.

Assim que entre em funcionamento o sistema de tarifa de último recurso, as empresas de distribuição recebem a título de remuneração pela gestão comercial, uma remuneração que incluirá os custos de contratação e atendimento ao cliente, relacionados com o acesso e ligação dos consumidores às redes eléctrica e a leitura de contadores e equipamentos de medida, assim como os relativos ao planeamento das redes e à gestão da energia.

Em Portugal o custo da Comercialização de Redes inclui os custos de leitura, facturação e cobrança dos serviços associados ao uso das redes. A fórmula de remuneração da comercialização é mista. Por um lado, os activos fixos afectos a esta actividade se remuneram a uma taxa de remuneração fixada para o período regulatório e por outro lado, os custos próprios da actividade comercial (custos de leitura, contratação, facturação, gestão de cobranças e apoio ao cliente) são reconhecidos anualmente.

De acordo com o referido no ponto anterior, no processo de revisão regulamentar que se encontra em curso a ERSE decidiu incorporar a actividade de Comercialização de Redes na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, passando a mesma a estar sujeita ao modelo de regulação definido para a actividade de Distribuição, tal como sucede em Espanha.

Quadro 4-4 – Remuneração da actividade de Comercialização de Redes de Distribuição em Espanha e Portugal

Conceito	Portugal	Espanha
Sistema remuneratório utilizado	Taxa de retorno / custos reconhecidos	Regulação por incentivos
Remuneração	Activo fixo afecto à actividade de comercialização (taxa de remuneração)	Baseado nos custos necessários para o desempenho da actividade
	Custos de comercialização (custos reconhecidos)	
Período de regulação	3 anos: 2006-2008	Inclui-se como um componente da actividade de distribuição. Mesmo período de regulação e factor de ajustamento que essa actividade.
Factor de ajuste	Taxa de remuneração	

Fonte: CNE e ERSE

4.1.4 CUSTO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA

Considera-se que a remuneração da Operação do Sistema deve estar baseada numa metodologia de custos reconhecidos pelo desempenho da actividade, aos quais se devem adicionar os incentivos adequados ao comportamento eficiente na gestão dos serviços complementares, na eliminação de problemas técnicos, redução de perdas na rede de transporte, etc.

Em Espanha, a Lei 54/1997 estabelece no artigo 16º que se terão em consideração os custos permanentes de funcionamento do sistema reconhecidos ao operador do sistema, sem que exista uma fórmula remuneratória explícita.

Em Portugal, a remuneração do Operador do Sistema consiste em proporcionar uma remuneração à empresa regulada que permita cobrir os custos reconhecidos, incluindo uma rentabilidade pelos seus investimentos (7% em 2007).

4.1.5 GARANTIA DE POTÊNCIA/PAGAMENTOS DE CAPACIDADE

No Plano de Compatibilização Regulatória, assinado em 8 de Março em Lisboa pelo Ministro da Indústria, Turismo e Comércio de Espanha e pelo Ministro da Economia e Inovação de Portugal, solicitaram-se uma série de tarefas ao Conselho de Reguladores, entre as quais se encontra a harmonização dos mecanismos de garantia de potência no sistema ibérico.

Em cumprimento daquele mandato, foi enviada ao Conselho de Reguladores uma proposta sobre o mecanismo de garantia de fornecimento no sistema eléctrico. Em resumo, propõe-se um projecto de mecanismo de garantia baseado em dois elementos complementares. O primeiro elemento, destinado a garantir a fiabilidade, consta de dois componentes: um incentivo à disponibilidade para todos os produtores em regime ordinário e um incentivo ao investimento. O segundo elemento está destinado a assegurar uma margem de cobertura de capacidade instalada disponível sobre a procura no caso em que o mercado por si só e o mecanismo anterior não o proporcionem e consiste na possibilidade, por parte do regulador, em convocar um concurso quando se detectar que não há investimento suficiente no sistema.

É também proposto que os pagamentos correspondentes ao incentivo à disponibilidade sejam equivalentes para todos os consumidores do sistema ibérico, independentemente da zona onde se encontrem, o que facilita o processo de harmonização tarifária. Em relação aos pagamentos correspondentes ao incentivo ao investimento propõe-se que sejam diferentes para os consumidores de cada sistema, tendo em conta que as margens de cobertura da procura em cada país são actualmente distintas.

Em Espanha o custo da garantia de fornecimento é um custo regulado que se recupera através de preços regulados e liquidado pelo Operador do Sistema. O custo da garantia de fornecimento não está incorporado nos custos de acesso às redes de transporte e de distribuição de energia eléctrica. No entanto, a CNE remeteu ao Ministério da Indústria, Turismo e Comércio, a 14 de Abril, uma proposta sobre os mecanismos de financiamento dos pagamentos de capacidade. Nessa proposta propõe-se incorporar os custos derivados dos pagamentos de capacidade como uma componente de custo no cálculo das tarifas de acesso às redes.

Em Portugal, o custo com o mecanismo de garantia de potência é um custo regulado que é recuperado através da tarifa de Uso Global do Sistema.

4.2 CUSTOS RELACIONADOS COM DECISÕES DE POLÍTICA ENERGÉTICA E AMBIENTAL E CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL

De acordo com a Directiva 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho sobre as normas comunitárias para o mercado da electricidade, os Estados membros aplicarão as medidas necessárias para alcançar os objectivos de coesão económica e social, protecção do meio ambiente – que poderá incluir medidas de eficiência energética e gestão da procura e meios para combater as mudanças climáticas – e segurança do fornecimento.

O objectivo principal daqueles custos deve ser promover a gestão eficiente dos recursos energéticos, melhorando as condições ambientais e promovendo a transparência na utilização de energias renováveis.

Todavia, uma vez que se tratam de medidas de política energética, de política ambiental e inclusive de política social, os custos que se incluem nas tarifas de acesso às redes dependem quer das decisões adoptadas por cada governo, quer do estágio de regulação do sector em cada país, podendo incorporar-se conceitos de custo específicos nas tarifas de acesso de cada país.

Enumeram-se em seguida os custos que actualmente estão incluídos nesta categoria de custos em cada país, se bem que quer a sua inclusão, quer a consideração de novos custos desta natureza podem ser objecto de revisão no futuro em ambos os países.

Portugal

- Incentivos ao desenvolvimento da produção em regime especial
- Incentivos à promoção da eficiência energética do lado do consumo
- Sistema de prémios, por motivos de segurança de fornecimento, que permitam a entrada preferencial das instalações produtoras que utilizem fontes de energia primária renováveis

- Custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), que resultam da cessação antecipada dos anteriores contratos de aquisição de energia (CAE) que vinculavam os produtores em regime ordinário pertencentes ao Sistema Eléctrico de Serviço Público a entregar energia eléctrica à REN para satisfação dos consumos dos clientes dos comercializadores regulados e sobrecusto do agente comercial.
- Custos de funcionamento das instituições, nomeadamente, ERSE, Autoridade da Concorrência, OMIP e OMI Clear,
- Sobrecusto dos sistemas extrapeninsulares
- Défice de exercícios anteriores.

Espanha

- Incentivos ao desenvolvimento da produção em regime especial
- Incentivos à promoção da eficiência energética do lado do consumo
- Planos de financiamento excepcional para as sociedades titulares de instalações de produção de energia eléctrica que demonstrem dificuldades financeiras ao ponto de puderem pôr em causa o desenvolvimento normal das actividades da empresa
- Custos relacionados com a produção de energia eléctrica através de energia nuclear, como a moratória nuclear e a segunda parte do ciclo de combustível nuclear.
- Custos de funcionamento das instituições
- Compensação dos sistemas insulares e extrapeninsulares
- Défice de exercícios anteriores

4.3 DÉFICE DE PROVEITOS DE EXERCÍCIOS ANTERIORES

Sendo o exercício tarifário um exercício de previsões sujeito a erros, isto é, a diferenças entre os valores estimados e os reais, as tarifas devem integrar todos os custos que correspondam ao fornecimento de electricidade aos consumidores no mercado regulado. Por um lado, porque mediante os proveitos obtidos através das tarifas de acesso e das tarifas de venda a clientes finais devem recuperar-se todos os custos de fornecimento de electricidade. Por outro lado, porque todas as tarifas devem reflectir o custo de fornecimento de electricidade de cada grupo de clientes.

Não obstante, tanto em Espanha como em Portugal, têm existido défices de proveitos devido tanto a erros de previsão como a limites ao aumento das tarifas.

Em Espanha desde 2003 têm-se incorporado na tarifa eléctrica diferentes custos destinados a suportar os défices das actividades reguladas registados nos últimos anos e as revisões dos custos de produção extrapeninsular. Em particular, de acordo com o estabelecido na legislação vigente, os futuros exercícios tarifários devem incorporar, pelo menos, as seguintes naturezas de défice:

- Desajustes de proveitos das actividades reguladas gerados entre 1 de Janeiro de 2000 e 31 de Dezembro de 2002
- Revisões dos custos de produção extrapeninsular correspondente aos anos 2001 e 2002
- Défice de proveitos das actividades reguladas gerado entre 1 de Janeiro de 2005 e 31 de Dezembro de 2005
- Défice de proveitos das actividades reguladas gerado entre 1 de Janeiro de 2006 e 31 de Dezembro de 2006
- Revisão dos custos de produção insular e extrapeninsular entre 1 de Janeiro de 2003 e 31 de Dezembro de 2005
- Défice das actividades reguladas reconhecido ex-ante

No caso de Portugal, o Decreto-Lei 187/1995, de 27 de Julho, estabelecia um limite máximo, igual à taxa de inflação prevista, ao incremento das tarifas para os consumidores de electricidade ligados à rede de baixa tensão.

O Decreto-Lei 29/2006, de 15 de Fevereiro, pela transposição da Directiva 2003/54/CE, estabelece um novo marco regulatório do sistema eléctrico português e elimina o limite ao incremento das tarifas.

Não obstante, o Decreto-Lei 237-B/2006, de 18 de Dezembro, reconhece a insuficiência de proveitos para cobrir os custos regulados de 2006 e 2007 e estabelece o mecanismo de recuperação daquele défice a partir de 31 de Dezembro de 2007 por um período de 10 anos.

No sentido de atenuar os efeitos para os consumidores dos valores em défice, o Governo Português, através do Ministério da Economia e Inovação, decidiu afectar uma parte do valor a pagar pelos produtores resultante da transmissão dos direitos de utilização do domínio hídrico que estavam na REN à amortização integral do saldo do défice tarifário da REN à data de 31 de Dezembro de 2007, no valor de cerca de 466 milhões de euros, com reflexo nas tarifas de 2008.

Por outro lado, incorporam-se em ambos os países como custos de acesso os défices de receitas dos sistemas insulares e extrapeninsulares.

No caso de Espanha, os custos derivados das actividades para fornecimento de energia eléctrica que se desenvolvem em territórios insulares e extrapeninsulares que não podem ser suportados pelos proveitos obtidos nos correspondentes âmbitos territoriais, são financiados com recurso à tarifa eléctrica,

PLANO DE COMPATIBILIZAÇÃO REGULATÓRIA NO ÂMBITO DO MIBEL
HARMONIZAÇÃO DA METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

incluindo-se nas tarifas de acesso a revisão do custo de produção extrapeninsular correspondente ao período 2001-2005.

Em Portugal, desde 2003 os sobrecustos com o funcionamento das empresas reguladas nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira são incluídos nas tarifas de acesso, sendo suportadas por todos os consumidores. No entanto, os custos com a convergência tarifária relativas a 2006 e 2007 não puderam ser repercutidos nas tarifas daqueles anos devido à limitação a que as tarifas de venda a clientes finais estavam sujeitas. Com o propósito de restabelecer esta situação, o Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, determina que estes custos sejam recuperados pela tarifa de uso global do sistema a partir de 31 de Dezembro de 2007 num período de 10 anos.

No Quadro 4-5 resumem-se os défices tarifários de Espanha e Portugal, assim como o mecanismo de recuperação dos mesmos. À data de 31 de Dezembro de 2007 Portugal e Espanha apresentavam défices tarifários de 353 milhões de euros e de 8.427 milhões de euros³, respectivamente.

Quadro 4-5 – Déficit das actividades reguladas em Espanha e Portugal

País	Conceito	Anos	Valor em dívida a 31 Dezembro de 2007	Período de amortização		Taxas	Período de cálculo	Diferencial
			10 ³ EUR	Desde	Até			
Portugal	Défice tarifário resultante da limitação ao incremento das tarifas de BT	2006	129 204	31-12-2007	31-12-2017	Euribor a três meses	Último dia útil do mês de Junho do ano em que se fixam as tarifas	0,50%
		2007	49 039					
	Convergência tarifária entre o continente e as regiões autónomas da Madeira e Açores	2006	54 196					
		2007	121 087					
Espanha	Défice de actividades reguladas	2002	617 170	31-12-2002	31-12-2010	Euribor a três meses	Média diária do ano correspondente	0,00%
		2005	3 710 356	01-07-2006	31-12-2020	Euribor a três meses	Mês de Novembro	0,00%
		2006	Pendente de desenvolvimento					
	Revisão dos custos de produção extrapeninsular	Ex-ante	1 262 160	07-10-2007	07-10-2022	Euribor a três meses	Mês de Novembro	0,65%
		2001-2002	389 663	31-12-2002	31-12-2010	Euribor a três meses	Média anual	0,00%
2003-2005	498 164	01-01-2007	31-12-2021					

Fonte: CNE e ERSE

Considera-se que, de uma forma geral, a recuperação dos défices se deve imputar aos consumidores que incorreram no respectivo défice.

No caso da imputação dos défices aos consumidores não assegurar a recuperação do mesmo, ou quando não se possa determinar que consumidores provocaram o défice, entende-se que a recuperação dos défices deve realizar-se mediante a incorporação dos mesmos nos custos de acesso às redes de transporte e distribuição.

³ Considerou-se como valor previsional do défice das actividades reguladas do exercício de 2006, a 31 de Dezembro de 2007, 1 950 milhões de euros. Valor calculado pela CNE de acordo com o estabelecido na Ordem ITC/3315/2007.

4.4 CUSTOS DERIVADOS DE AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS

As tarifas de acesso devem calcular-se anualmente de acordo com as previsões, tanto dos custos regulados, como das principais variáveis de facturação.

As tarifas de acesso resultantes da aplicação de qualquer metodologia baseiam-se em previsões de variáveis, tais como, as potências contratadas, a distribuição da probabilidade de ponta nos diferentes níveis de tensão, a energia consumida, a composição da procura por níveis de tensão e o número de clientes, entre outras.

Isto supõe, seguindo o princípio de que as tarifas de acesso devem cobrir os custos correspondentes, que é necessário haver um procedimento de ajuste regulatório, no qual se analisem os valores reais das variáveis e se comparem e ajustem os valores que foram previstos no momento do cálculo das tarifas de acesso.

Considera-se que, dado que os valores das principais variáveis de aplicação de tarifas de acesso (número de clientes, consumos, potências contratadas, etc.) são conhecidos com fiabilidade ano e meio depois de serem aplicados, um período de ajustamento de dois anos é adequado.

De igual modo, o ajustamento dos custos incluídos em tarifas de acesso, função das variáveis básicas que os determinaram, deve ser repercutido ao fim dos dois anos.

Por outro lado, considera-se que o ajustamento deve realizar-se tendo em conta cada custo em separado. Cabe destacar que, segundo a metodologia proposta se assinala cada custo de forma separada, o que facilita o cálculo do ajustamento.

Em consequência, considera-se necessário estabelecer um procedimento de ajustamento dos proveitos com um desfasamento de dois anos, que permita rever quer as previsões de custos, quer as previsões de receitas proporcionadas pela aplicação das tarifas (que dependem das previsões de quantidades).

5 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM VIGOR EM ESPANHA E EM PORTUGAL

Neste capítulo apresentam-se as estruturas das tarifas de Acesso às Redes actualmente em vigor em Portugal e em Espanha. Estas metodologias encontram-se actualmente em revisão, podendo sofrer alterações no futuro.

5.1 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICADAS EM ESPANHA

O Real Decreto 871/2007 estabelece que a partir de 1 de Julho de 2008 a CNE enviará à Secretária Geral de Energia uma proposta de revisão das tarifas de energia eléctrica. Uma vez recebida a referida proposta, o governo estabelece as tarifas de acesso às redes aplicáveis a todos os consumidores de energia eléctrica pelo uso das infra-estruturas.

Os custos das actividades reguladas (transporte, distribuição e gestão comercial), assim como os custos regulados do acesso (custos de diversificação e segurança de abastecimento e custos permanentes), são recuperados através de tarifas de acesso, que se diferenciam por nível de tensão, BT (Baixa Tensão) e AT (Alta Tensão).

Na determinação das tarifas de acesso respeitam-se os seguintes princípios: (i) recuperação dos custos de acesso determinados regulamentarmente; (ii) afectação eficiente dos custos; (iii) tarifas máximas e únicas em todo o território nacional. De acordo com o Real Decreto 1164/2001, que define as tarifas de acesso às redes de transporte e distribuição de energia eléctrica em Espanha, aplicam-se critérios de afectação de custos transparentes, todavia, não é conhecida pelos agentes a metodologia de cálculo das várias tarifas de acesso.

A estrutura das tarifas de acesso contempla termos de potência, de energia e de energia reactiva. Os termos de potência e de energia podem apresentar diferenciação de acordo com 2, 3 ou 6 períodos tarifários, em função do mês, do dia da semana e das horas de consumo.

O termo de energia reactiva aplica-se a todos os períodos tarifários, com excepção do período de vazio (período 3 para as tarifas de acesso 3.0A e 3.1A e período 6 para as tarifas de acesso de 6 períodos) de todas as tarifas de acesso (excepto tarifa de acesso 2.0A), sempre que o $\cos \varphi$ seja inferior a 0,95. O preço do termo de energia reactiva apresenta diferenciação em função do $\cos \varphi$.

Na Figura 5-1 apresentam-se as tarifas de acesso às redes que existem em Espanha.

Figura 5-1 - Tarifas de acesso às redes em Espanha

	Término de potencia (€/kW contratado año)						Término de energia (€/kWh consumido)						Término energia reactiva (€/MVarh) (1)			
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	0,90 < cos φ ≤ 0,95	0,85 < cos φ ≤ 0,90	0,85 < cos φ ≤ 0,80	cos φ < 0,80
Baja tensión (< 1kV)																
2.0 A	X						X									
2.0 DHA	X						X	X								
3.0 A	X	X	X				X	X	X				X	X	X	X
Media tensión (1 < NT ≤ 36 kV)																
3.1 A	X	X	X				X	X	X				X	X	X	X
6.1	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Alta tensión (NT > 36 kV)																
6.2 (36 < Nivel Tensid	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
6.3 (72,5 < Nivel Tens	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
6.4 (NT > 145 kV)	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X

(1) O termo de energia reactiva aplica-se a todos os períodos horários, excepto no vazio.

A aplicação das tarifas e a sua facturação assentam no princípio da não discriminação pelo uso final dado à energia, estando as opções tarifárias disponíveis para todos os consumidores de determinado nível de tensão.

O artigo 17.º da Lei n.º 54/1997 determina que o governo estabelecerá a metodologia de cálculo das tarifas de acesso, não tendo, no entanto, até à data, sido publicada a referida metodologia.

No entanto, a CNE, a pedido do Secretário de Estado de *Economía, de la Energía y de la Pequeña y Mediana Empresa*, elaborou em 2001 uma metodologia para estabelecer tarifas de acesso às redes. Esta metodologia foi objecto de revisão e actualização no ano de 2005, dando cumprimento a um mandato do Governo para elaborar um estudo sobre os custos do sistema eléctrico espanhol imputáveis a cada tarifa. A metodologia proposta pela CNE, apesar de não ter sido utilizada para estabelecer os preços das tarifas de acesso em vigor, foi utilizada para avaliar as propostas sobre as tarifas de energia eléctrica remetidas pelo *Ministerio de Industria, Turismo y Comercio*. Importa assinalar que nos últimos anos se observou uma convergência entre tarifas publicadas pelo governo e tarifas que teriam resultado da aplicação da metodologia da CNE.

Em seguida, descreve-se brevemente a metodologia proposta pela CNE, cujo aspecto mais importante é a definição explícita de regras de afectação de custos, baseadas em variáveis de repartição facilmente conhecidas pelo regulador, a partir da informação disponibilizada pelas empresas de distribuição.

Os princípios gerais que regem a metodologia da CNE são os da recuperação dos custos, coerência entre as tarifas de Venda a Clientes Finais e as tarifas de Acesso, simplicidade, transparência e eficiência na afectação de custos entre fornecimentos distintos, de forma a que as tarifas de acesso reflectam os custos que os consumidores causam no sistema e, por outro lado, imputem os designados custos afundados de forma a provocar a menor distorção no consumo global.

No entanto, a metodologia desenvolvida pela CNE tem certas restrições de partida. Em particular, manteve-se quer a estrutura das tarifas de acesso vigentes, quer as variáveis de facturação

estabelecidas na norma vigente e os princípios que, de acordo com o estabelecido na Lei n.º 54/97, devem cumprir as tarifas de acesso, as quais devem ser máximas e únicas em todo o território nacional.

Estas restrições supõem que os pagamentos por uso da rede dependem do custo médio para o sistema da rede correspondente, eliminando outros métodos para afectar custos de redes a preços mais eficientes, como os esquemas de imputação nodal ou zonal.

5.1.1 AFECTAÇÃO DOS CUSTOS DE REDES

A afectação dos custos das redes de transporte e de distribuição entre os diferentes grupos tarifários é efectuada em função da potência de desenho de cada nível de tensão, que é dada pela potência de ponta nesse nível de tensão mais as potências de ponta nos níveis de tensão inferiores, ponderadas pelas correspondentes percentagens de energia provenientes, directa ou indirectamente, desse nível de tensão.

Imputam-se aos diferentes grupos tarifários os custos das redes de transporte e distribuição que utilizam. Portanto, o consumidor paga não só o custo que lhe corresponde da rede do nível de tensão a que está ligado, mas também o custo associado às redes de níveis de tensão superiores, na proporção em que a sua procura participa no desenho da respectiva rede. Para isso, afectam-se os custos das redes pelos diferentes níveis de tensão tarifários, de acordo com a informação do balanço energético, pelos níveis tarifários que as empresas fornecem.

Por outro lado, os preços resultantes devem reflectir os custos da rede, incentivando o seu uso em períodos horários de menor procura, em que a saturação das redes é menor, e desincentivar o uso das redes em períodos horários de maior procura do sistema, em que a probabilidade de saturação das redes é mais elevada. Neste sentido, uma vez que se afectam os custos de transporte e distribuição por grupos tarifários em função da potência de ponta, distribui-se o referido custo entre os distintos períodos horários de acordo com a potência contratada em cada período.

5.1.2 AFECTAÇÃO DO CUSTO DE GESTÃO COMERCIAL

Os custos de gestão comercial são recuperados através de um termo fixo por cliente, diferenciado entre os clientes de baixa e de alta tensão, em função de um factor de custos explícito.

5.1.3 AFECTAÇÃO DOS CUSTOS PERMANENTE E DOS CUSTOS DE DIVERSIFICAÇÃO E SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

Os custos permanentes e de diversificação e segurança de abastecimento, com excepção do prémio da produção em regime especial, são afectados com uma percentagem uniforme, proporcional à facturação do transporte e distribuição dos distintos grupos tarifários.

5.1.4 AFECTAÇÃO DOS CUSTOS AFUNDADOS

Os designados custos afundados afectam-se de forma a provocar a menor distorção possível no consumo global. Estes custos, que não são função de uma maior ou menor utilização das redes, nem ao perfil de consumo dos diferentes clientes, afectam-se de acordo com a regra de Ramsey, isto é, de forma inversamente proporcional à elasticidade da procura ao preço dos diferentes grupos tarifários. Excluem-se da referida afectação os custos permanentes e de diversificação e de segurança de abastecimento com afectação percentual, os quais se afectam aplicando uma percentagem uniforme sobre as tarifas de transporte e distribuição obtidas, por semelhança com a liquidação dos referidos custos. No entanto, obter-se-ia uma afectação mais eficiente destes custos com a diferenciação de percentagens do tipo Ramsey.

O principal problema da aplicação prática desta regra de afectação consiste na dificuldade de obter os valores das elasticidades da procura de electricidade ao preço para os diferentes grupos tarifários. Na proposta apresentada pela CNE utiliza-se como proxy para a elasticidade da procura o coeficiente de simultaneidade no período de ponta de cada grupo tarifário. Esta variável é um indicador de sensibilidade às variações dos preços dos diversos fornecimentos. Determinados os coeficientes de simultaneidade, aplicam-se as percentagens obtidas à facturação das tarifas de transporte e distribuição de cada grupo tarifário, sendo tanto mais elevadas quanto mais inelástico for o consumidor.

5.1.5 DESENHO TARIFÁRIO

De acordo com o referido, a metodologia proposta pela CNE, conta com uma série de restrições de partida. Em relação à estrutura das tarifas, depois de discutidas distintas alternativas de desenho tarifário no Conselho Consultivo de Electricidade e de analisados os diversos comentários recebidos de membros do Conselho, decidiu-se manter quer a estrutura das tarifas de acesso vigente, quer as variáveis de facturação estabelecidas na normativa vigente.

O critério utilizado foi repartir o custo das tarifas de transporte e distribuição entre o custo afecto ao próprio nível de tensão, repercutido no termo de potência, e os restantes custos associados a níveis de tensão superiores, repercutidos no termo de energia⁴. A ideia subjacente a este critério é a de que a imputação dos custos das redes por kW contratado em cada troço da rede, se vai alterando por efeito cumulativo dos correspondentes coeficientes de simultaneidade e, portanto, cada vez é menos directo o efeito sobre o custo das redes da contratação de cada kW adicional.

⁴ Exceptua-se a tarifa de acesso 6.4 (tensão superior a 145 kV), em que se recuperam 80% dos custos de transporte nos termos de potência e 20% nos termos de energia, se bem que tal proporção deveria estar vinculada à relação entre custos fixos e variáveis da rede de transporte.

A partir do desenho dos termos de potência e de energia da tarifa de transporte e distribuição, os custos afundados afectam-se entre ambos os termos - potência e energia -, como percentagens sobre a facturação das correspondentes tarifas de transporte e distribuição. No entanto, convém assinalar que estas percentagens são inversamente proporcionais ao nível de tensão e à diferenciação bloco-horária no caso dos custos afundados, assim como do sobrecusto do regime especial, dos CTC's e do défice tarifário, e é uma percentagem uniforme para o resto dos custos permanentes e de diversificação e de segurança de abastecimento.

Por fim, optou-se por aplicar uma diferenciação aos diferentes termos de potência e energia, por blocos horários, semelhante à vigente, com o objectivo de não produzir distorções nos sinais bloco-horários que proporcionam os termos de potência e energia das tarifas de acesso vigentes.

5.2 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICADAS EM PORTUGAL

As tarifas de acesso às redes são aplicadas a todos os consumidores de energia eléctrica pelo uso das infra-estruturas. Estas tarifas de acesso às redes são pagas, na situação geral, pelos comercializadores em representação dos seus clientes. Adicionalmente podem ser pagas directamente pelos clientes que sejam agentes de mercado (clientes que compram a energia directamente nos mercados e que se responsabilizam pela gestão dos seus desvios de programação).

Os proveitos das actividades reguladas do acesso são recuperados através de tarifas específicas, cada uma com estrutura tarifária própria e caracterizada por um determinado conjunto de variáveis de facturação. Os preços das tarifas em cada actividade são determinados tal que, por um lado, a sua estrutura seja aderente à estrutura dos custos marginais ou incrementais e, por outro, que os proveitos permitidos em cada actividade sejam recuperados. A aplicação das tarifas e a sua facturação assentam no princípio da não discriminação pelo uso final dado à energia, estando as opções tarifárias disponíveis para todos os consumidores.

O acesso às redes pago por todos os consumidores de energia eléctrica inclui as seguintes tarifas: Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso da Rede de Distribuição e Comercialização de Redes⁵.

A título de exemplo, do Quadro 5-1 ao Quadro 5-3 apresentam-se as variáveis de facturação aplicadas pelo acesso às redes aos clientes em Alta Tensão (AT), Baixa Tensão Especial (BTE) e Baixa Tensão Normal (BTN) com uma potência contratada inferior a 20,7 kVA e dois preços de energia activa diferenciados por período horário (Tarifa Bi-horária). Os preços apresentados encontram-se

⁵ De acordo com o referido no ponto 4, no processo de revisão regulamentar que se encontra em curso a ERSE decidiu incorporar a actividade de Comercialização de Redes na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, deixando de existir as tarifas de Comercialização de Redes a partir de 2009.

PLANO DE COMPATIBILIZAÇÃO REGULATÓRIA NO ÂMBITO DO MIBEL

HARMONIZAÇÃO DA METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

desagregados por cada uma das tarifas por actividade (Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso da Rede de Distribuição e Comercialização de Redes) e por variável de facturação (Termo fixo, Potência, Energia activa e Energia reactiva). Os preços da tarifa de acesso às redes em cada nível de tensão resultam do somatório, variável de facturação a variável de facturação, dos preços das tarifas por actividade convertidos para o nível de tensão de entrega da energia. Por exemplo, o preço da potência em horas de ponta da tarifa de acesso às redes em BTE é obtido pelo somatório dos preços da potência em horas de ponta das tarifas: Uso da Rede de Transporte em AT, Uso da Rede de Distribuição em AT, Uso da Rede de Distribuição em MT e Uso da Rede de Distribuição em BT.

Quadro 5-1 - Preços a pagar pelo uso de redes pelos clientes em AT

PREÇOS DA TARIFA DE ACESSO EM AT									
Tarifa	Termo Fixo (EUR/mês)	Potência (EUR/kW.mês)		Energia activa (EUR/kWh)				Energia reactiva (EUR/kvarh)	
		contratada	horas de ponta	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Fornecida	Recebida
Uso Global do Sistema	-	X	-	X	X	X	X	-	-
Uso da Rede de Transporte em AT	-	-	X	X	X	X	X	-	-
Uso da Rede de Distribuição em AT	-	X	X	X	X	X	X	X	X
Comercialização de Redes em AT	X	-	-	-	-	-	-	-	-
Tarifa de Acesso às Redes em AT	X	X	X	X	X	X	X	X	X

Quadro 5-2 - Preços a pagar pelo uso de redes pelos clientes em BTE

PREÇOS DA TARIFA DE ACESSO EM BTE									
Tarifa	Termo Fixo (EUR/mês)	Potência (EUR/kW.mês)		Energia activa (EUR/kWh)				Energia reactiva (EUR/kvarh)	
		contratada	horas de ponta	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Fornecida	Recebida
Uso Global do Sistema	-	X	-	X	X	X	X	-	-
Uso da Rede de Transporte em AT	-	-	X	X	X	X	X	-	-
Uso da Rede de Distribuição em AT	-	-	X	X	X	X	X	-	-
Uso da Rede de Distribuição em MT	-	-	X	X	X	X	X	-	-
Uso da Rede de Distribuição em BT	-	X	X	X	X	X	X	X	X
Comercialização de Redes em BT	X	-	-	-	-	-	-	-	-
Tarifa de Acesso às Redes em BTE	X	X	X	X	X	X	X	X	X

PLANO DE COMPATIBILIZAÇÃO REGULATÓRIA NO ÂMBITO DO MIBEL
HARMONIZAÇÃO DA METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Quadro 5-3 - Preços a pagar pelo uso de redes pelos clientes em BTN Bi-horária <=20,7kVA e >2,3kVA

PREÇOS DA TARIFA DE ACESSO EM BTN BI-HORÁRIA <20,7kVA									
Tarifa	Termo Fixo (EUR/mês)	Potência (EUR/kW.mês)		Energia activa (EUR/kWh)				Energia reactiva (EUR/kvarh)	
		contratada	horas de ponta	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Fornecida	Recebida
Uso Global do Sistema	-	X	-	X		X		-	-
Uso da Rede de Transporte em AT	-	-	-	X		X		-	-
Uso da Rede de Distribuição em AT	-	-	-	X		X		-	-
Uso da Rede de Distribuição em MT	-	-	-	X		X		-	-
Uso da Rede de Distribuição em BT	-	X	-	X		X		-	-
Comercialização de Redes em BT	X	-	-	-		-		-	-
Tarifa de Acesso às Redes em AT	X	X	-	X		X		-	-

Fica assim ilustrado o conceito de aditividade, princípio fundamental no cálculo das tarifas de acesso e das tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal. A garantia da inexistência de subsidiação cruzadas entre clientes nas tarifas de acesso, assim como nas tarifas do comercializador de último recurso, impõe que as tarifas sejam determinadas de forma aditiva. Para que cada cliente pague na medida dos custos que causa no sistema, torna-se necessário que a tarifa que lhe é aplicada seja composta pelas tarifas reguladas por actividade.

A aditividade só pode ser assegurada através da definição de uma tarifa para cada actividade regulada. Na medida em que as tarifas que compõem a soma sejam baseadas nos custos marginais, esta realidade permite evitar subsidiação cruzadas entre clientes, e quanto mais próximos dos custos marginais estiverem os preços das referidas tarifas, mais próximo se estará duma afectação eficiente de recursos promotora da maximização do bem estar social.

Esta metodologia de cálculo de tarifas possibilita o conhecimento detalhado dos vários componentes tarifários por actividade ou serviço. Assim, cada cliente pode saber exactamente quanto é que paga, por exemplo, pelo uso da rede de distribuição em AT, e em que termos de facturação é que esse valor é considerado. Poderá assim, ser dada a possibilidade de desagregação da factura do cliente, mediante sua solicitação, pelos vários componentes tarifários regulados aplicáveis, por preço médio e por termo tarifário. A transparência na formulação de tarifas, que é consequência da implementação de um sistema deste tipo, assume especial importância para os clientes sem experiência na escolha de fornecedor e em particular para os clientes com menos informação.

Quando o equipamento de medida do consumo não permita a aplicação directa das variáveis de facturação das tarifas por actividade então são calculados preços a aplicar às variáveis medidas, utilizando-se para o efeito perfis de consumo caracterizadores das várias opções tarifárias.

Em jeito de conclusão importa reforçar a ideia de que só a aditividade dos proveitos das actividades reguladas do acesso e das tarifas por actividade permite evitar subsidiação cruzadas entre actividades

reguladas e entre clientes, assumindo um papel importante na transparência, justiça e eficiência económica de um sistema tarifário.

5.2.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

A tarifa de Uso Global do Sistema permite recuperar os proveitos da actividade de gestão global do sistema que inclui a operação do sistema, os custos com a ERSE, as transferências para a Autoridade da Concorrência, os custos referentes aos mercados organizados, os custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, os custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo, o sobrecusto da produção a partir de energias renováveis e outros custos de política energética. A partir de Setembro de 2007 esta tarifa recupera também os custos para a manutenção do equilíbrio contratual. A partir de 2008 considera-se o défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários em BT de 2006 e de 2007. A tarifa prevê também a possibilidade de inclusão dos custos associados ao mecanismo de garantia de potência.

A tarifa de Uso Global do Sistema é composta por três parcelas, I, II e III.

A parcela I recupera os custos com a gestão do sistema, sendo composta por um termo de energia, discriminado em quatro períodos horários. A estrutura dos preços de energia deve reflectir a estrutura dos custos marginais de energia imputáveis aos serviços de sistema. Aos custos marginais de serviços de sistema aplica-se um escalamento aditivo, de forma a se obterem os proveitos permitidos para a parcela I. Em virtude de não se conhecerem os valores referentes aos custos marginais de serviços de sistema, os preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema reflectem na totalidade um escalamento aditivo. Como tal, estes preços não apresentam variação por período horário.

A parcela II é composta por preços de energia, discriminados em quatro períodos horários, e por um preço de potência contratada.

Os termos de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema recuperam os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral, adicionados dos sobrecustos da produção em regime especial (PRE) decorrentes dos prémios atribuídos a este tipo de produção. Os preços de energia activa em cada período horário são diferenciados por escalão de tensão (MAT, AT, MT, BTE, BTN > 2,3 kVA e BTN ≤ 2,3 kVA), fruto da metodologia de imputação do sobrecusto da PRE imposta pelo Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio.

O preço de potência contratada da parcela II reflecte, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 240/2004, os custos com os CMEC (Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual).

A parcela III é composta por preços de energia em horas de ponta e em horas cheias e permite recuperar os custos com a garantia de potência.

Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema são referidos à saída da rede nacional de transporte, sendo convertidos para os vários níveis de tensão e opções tarifárias tendo em conta os factores de ajustamento para perdas. Nas opções tarifárias que apresentam um número de períodos horários inferior ao desta tarifa, os preços de energia de diferentes períodos horários são agregados.

5.2.2 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

A tarifa de Uso da Rede de Transporte permite recuperar os proveitos da actividade de transporte de energia eléctrica que inclui o estabelecimento, operação e manutenção das redes de transporte.

Existe a tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT aplicável às entregas em MAT e a tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT aplicável às entregas dos restantes níveis de tensão. Ambas as tarifas são compostas por preços de potência contratada, de potência em horas de ponta, de energia activa por período horário e de energia reactiva.

Os preços de potência contratada visam recuperar os custos associados aos troços das redes próximos dos pontos de entrega, na medida em que o dimensionamento dos troços periféricos é condicionado pelo comportamento de um pequeno número de clientes, se não mesmo de um único cliente.

Os preços de potência em horas de ponta visam recuperar os custos dos troços mais centrais das redes. Com efeito, os troços mais centrais das redes são utilizados por um grande número de clientes e, devido à reduzida sincronização das ocorrências dos picos (anuais ou mensais) de 15 minutos de cada cliente, podemos admitir que o comportamento individual de um cliente apenas condiciona o dimensionamento destes troços mais centrais proporcionalmente à sua potência média num período de tempo mais alargado coincidente com a ponta agregada da rede e não através da sua potência de pico anual ou mesmo mensal.

Os preços de potência baseiam-se nos custos marginais de potência nas redes de transporte, que são calculados de acordo com a metodologia dos custos incrementais médios de longo prazo. Estes custos incrementais de capacidade são calculados através da divisão do valor actualizado do acréscimo dos encargos resultantes dos investimentos, dos custos de operação e manutenção, das amortizações e dos encargos financeiros, pelo valor actualizado do acréscimo da procura no mesmo período. Os custos incrementais médios da rede de transporte são calculados separadamente para os níveis de tensão de MAT e AT.

Os preços de potência são determinados por aplicação de um factor multiplicativo aos custos incrementais de potência da rede de transporte, preservando a estrutura dos custos incrementais. Este factor multiplicativo é determinado tal que as tarifas de Uso da Rede de Transporte aplicadas às quantidades previstas para determinado ano proporcionem os proveitos permitidos para esse mesmo ano.

Os preços dos termos de energia das tarifas de Uso da Rede de Transporte são obtidos multiplicando os preços marginais de energia considerados na tarifa de Energia, por período horário, pelos respectivos factores de ajustamento para perdas na rede de transporte.

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT são referidos à saída da rede nacional de transporte, sendo convertidos para os níveis de tensão de MT e BT, tendo em conta os factores de ajustamento para perdas.

Nos fornecimentos a clientes em AT, MT e BTE, a tarifa convertida é constituída unicamente por um preço de potência em horas de ponta, resultante da adição dos preços de potência contratada e potência em horas de ponta.

A potência contratada, à semelhança da energia reactiva, tem um carácter local por condicionar o dimensionamento dos troços de rede próximos do cliente. A potência em horas de ponta dos clientes influencia, a montante, o dimensionamento das redes de níveis de tensão superiores, tanto nos seus troços periféricos como nos seus troços comuns, justificando que os preços da potência em horas de ponta e da potência contratada da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT sejam aplicados a esta variável de facturação.

Nos fornecimentos aos clientes das opções tarifárias de BTN, os preços da potência em horas de ponta são convertidos em preços de energia activa de horas de ponta nas opções tarifárias com três períodos horários, de horas fora de vazio nas opções tarifárias com dois períodos horários e sem diferenciação horária nas restantes opções tarifárias.

5.2.3 TARIFAS DE USO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

As tarifas de Uso das Redes de Distribuição em AT e MT permitem recuperar os proveitos das actividades reguladas de distribuição de energia eléctrica em AT e MT que correspondem ao planeamento, estabelecimento, operação e manutenção das redes de distribuição por forma a veicular a energia eléctrica dos seus pontos de recepção até aos clientes finais.

De igual modo a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT permite recuperar os proveitos da actividade regulada de distribuição de energia eléctrica em BT e as rendas de concessão dos municípios.

Os custos relacionados com a promoção da qualidade do ambiente, no âmbito do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental, são recuperados nas tarifas de Uso das Redes de Distribuição em AT e MT e de Uso da Rede de Distribuição em BT.

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição são compostas por preços de potência contratada, de potência em horas de ponta, de energia activa por período horário e de energia reactiva.

Os preços de potência baseiam-se nos custos marginais de potência nas redes de distribuição de energia eléctrica, que são calculados de acordo com a metodologia dos custos incrementais médios de longo prazo. São calculados custos incrementais médios de potência contratada e de potência em horas de ponta da rede de distribuição para os níveis de tensão de AT, MT e BT.

Os preços de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT e de Uso da Rede de Distribuição em MT são determinados por aplicação de um factor multiplicativo comum aos custos incrementais de potência da rede de distribuição em AT e em MT, preservando a estrutura dos custos incrementais. Este factor multiplicativo é determinado de forma a que as tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT e MT, aplicadas às quantidades previstas para determinado ano, proporcionem os proveitos permitidos para a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT e MT nesse mesmo ano.

O factor multiplicativo a aplicar aos termos de potência da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT é determinado de forma a que as tarifas de Uso da Rede de Distribuição em BT, aplicadas às quantidades previstas para determinado ano, proporcionem os proveitos permitidos para a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT nesse mesmo ano.

Os preços dos termos de energia das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são obtidos multiplicando os coeficientes de ajustamento para perdas, por período horário publicados pela ERSE, pelos preços marginais de energia discriminados por período horo-sazonal, considerados na tarifa de Energia.

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição apresentam preços de energia reactiva de aplicação local aos clientes ligados directamente no nível de tensão da rede. Estes preços de energia reactiva coincidem com os preços de energia reactiva das tarifas de Venda a Clientes Finais.

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT

Na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT os preços são referidos à saída da rede de distribuição em AT, sendo convertidos para os níveis de tensão de MT e BT, tendo em conta os factores de ajustamento para perdas. A energia reactiva associada a esta tarifa só é facturada a clientes em AT.

Nos fornecimentos aos clientes em MT e em BTE a tarifa convertida é constituída unicamente por um preço de potência em horas de ponta, resultante da adição dos preços de potência contratada e de potência em horas de ponta.

Nos fornecimentos aos clientes das opções tarifárias de BTN, os preços da potência em horas de ponta são convertidos em preços de energia activa de horas de ponta nas opções tarifárias com três períodos horários, de horas fora de vazio nas opções tarifárias com dois períodos horários e sem diferenciação horária nas restantes opções tarifárias.

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT são referidos à saída da rede de distribuição em MT, sendo convertidos para BT tendo em conta os factores de ajustamento para perdas em BT. A energia reactiva associada a esta tarifa só é facturada a clientes de MT.

Nos fornecimentos em BTE, a tarifa convertida é constituída por um preço de potência em horas de ponta, resultante da adição dos preços de potência contratada e de potência em horas de ponta.

Nos fornecimentos aos clientes das opções tarifárias de BTN, os preços da potência em horas de ponta são convertidos em preços de energia activa de horas de ponta nas opções tarifárias com três períodos horários, de horas fora de vazio nas opções tarifárias com dois períodos horários e sem diferenciação horária nas restantes opções tarifárias.

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT são referidos à saída da rede de distribuição em BT.

Os preços da potência em horas de ponta são convertidos em preços de energia activa nos períodos horários de fora de vazio, nas opções tarifárias com dois e três períodos horários, e sem diferenciação horária, nas restantes opções tarifárias.

5.2.4 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO DE REDES

As tarifas de Comercialização de Redes permitem recuperar os proveitos da actividade de comercialização de redes que inclui, nomeadamente, a contratação, a leitura, a facturação e a cobrança dos serviços associados ao uso de redes e outros serviços regulados, bem como os custos relativos à gestão do processo de mudança de fornecedor.

Existem três tarifas de Comercialização de Redes:

- Comercialização de Redes em MAT, AT e MT.
- Comercialização de Redes em BTE.
- Comercialização de Redes em BTN.

As tarifas de comercialização de redes são compostas por um termo tarifário fixo com preços definidos em euros por mês. Os preços de cada tarifa de Comercialização são calculadas, por forma a que o seu produto pelas quantidades previstas para determinado ano proporcione o montante de proveitos permitidos para esse ano.

PLANO DE COMPATIBILIZAÇÃO REGULATÓRIA NO ÂMBITO DO MIBEL
HARMONIZAÇÃO DA METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

De acordo com o referido no ponto 4, no processo de revisão regulamentar que se encontra em curso a ERSE decidiu incorporar a actividade de Comercialização de Redes na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, deixando de existir as tarifas de Comercialização de Redes a partir de 2009.

6 TARIFAS QUE REFLECTEM CUSTOS

No presente capítulo apresenta-se uma metodologia de cálculo que se considera adequada para a determinação de tarifas de Acesso às Redes e para a qual é desejável que as tarifas de Acesso em Espanha e em Portugal convirjam.

Poderão ser necessários períodos transitórios para a inclusão nos sistemas tarifários de cada país de metodologias plenamente compatíveis com os princípios expostos ao longo do presente capítulo.

6.1 PRINCÍPIOS GERAIS PARA O ESTABELECIMENTO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

O correcto funcionamento do mercado de electricidade exige a separação contabilística das actividades reguladas do acesso (transporte, distribuição, gestão comercial de redes, gestão do sistema e outras), de forma a identificarem-se de forma clara e transparente os custos a recuperar em cada actividade. Por outro lado, a cada actividade ou custo regulado de acesso deve estar associada uma tarifa ou componente tarifário com variáveis de facturação e estrutura de preços adequadas à recuperação dos custos da actividade em causa.

Posteriormente, podem agregar-se os componentes tarifários por simplicidade de aplicação da tarifa final, mas sempre respeitando o princípio da aditividade e transparência. No presente capítulo falar-se-á de forma indistinta de tarifa e componente tarifário.

Para além da recuperação dos proveitos das actividades reguladas, através das respectivas tarifas reguladas, o sistema tarifário deverá permitir a recuperação de outros custos regulados identificados no capítulo 4. Para o efeito, estes custos regulados poderão ser recuperados através de uma tarifa regulada específica ou ser considerados no cálculo dos proveitos de uma das actividades reguladas.

Assim, considera-se que os custos das actividades reguladas e os outros custos associados ao acesso às infra-estruturas de rede, apresentados no ponto 4, devem ser claramente identificados, assim como as variáveis de facturação e os correspondentes preços que permitem recuperar esses custos.

Considera-se fundamental que as tarifas sejam determinadas de forma aditiva, uma vez que é a única forma de garantir a inexistência de subsidiasões cruzadas entre actividades e consumidores. A aditividade de preços das tarifas reguladas apresenta a vantagem dos preços dos diferentes componentes e tarifas poderem ser agregados, reduzindo-se o número de tarifas a aplicar, mediante o estabelecimento e a publicação da metodologia de agregação de várias tarifas reguladas de forma a garantir a recuperação de todos os custos regulados e a inexistência de subsidiasões cruzadas entre actividades ou pagamentos regulados e entre clientes.

Em suma, considera-se que as tarifas de acesso de Espanha e de Portugal devem ser estabelecidas de acordo com os seguintes princípios:

- **Transparência e simplicidade** na divulgação e na definição dos custos do acesso, dos critérios de afectação dos mesmos, nas variáveis e hipóteses utilizadas, nos critérios de desenho tarifário e nas normas implícitas na metodologia tarifária proposta.
- **Objectividade e suficiência.** Este é o princípio fundamental que motiva a elaboração da metodologia tarifária. De facto, a metodologia proposta parte do estabelecimento de regras claras e objectivas de afectação de custos para estabelecer tarifas que garantam a recuperação dos custos.
- **Eficiência.** As tarifas de acesso devem reflectir os custos que os fornecimentos causam no sistema, fomentando-se a eficiência económica, sem ignorar a necessidade de assegurar o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas, a qualidade de serviço e a estabilidade na evolução das tarifas. Se as tarifas de acesso de algum grupo tarifário não reflectirem os correspondentes custos, a estrutura tarifária pode induzir a ineficiência -económica e em particular energética, possibilitar a existência de subsídios para os custos que não se imputaram a determinado grupo tarifário e levar à não recuperação dos custos de actividades reguladas.
- **Aditividade.** É a única forma de garantir a inexistência de subsidiação cruzadas entre actividades reguladas e entre clientes. A inexistência de subsidiação cruzadas entre actividades reguladas é assegurada pela separação quer de propriedade, quer jurídica, quer contabilística das várias actividades reguladas do sector eléctrico. A inexistência de subsidiação cruzadas entre clientes nas tarifas de acesso, assim como nas tarifas do comercializador de último recurso, impõe que as tarifas devam ser determinadas de forma aditiva a partir das várias tarifas por actividade. Desta forma garante-se que cada cliente paga em função dos custos que causa no sistema, sendo necessário que a tarifa que lhe é aplicada resulte da soma das diferentes tarifas reguladas para cada uma das actividades.
- **Estabilidade.** A metodologia utilizada deve proporcionar estabilidade regulatória, definindo regras que devem permanecer no tempo, que proporcionem aos diversos agentes do sistema sinais estáveis que lhes permitam planear a sua actividade a longo prazo.

6.2 MECANISMOS DE AFECTAÇÃO DE CUSTOS A TARIFAS: FUNDAMENTOS TEÓRICOS

A regra geral de determinação de preços eficientes estabelece que o preço de cada bem ou serviço deve ser igual ao seu custo marginal. Caso se verifique esta igualdade, cada consumidor paga efectivamente os custos associados ao bem ou serviço que adquiriu. Estes preços induzem uma afectação óptima de recursos e permitem atingir a máxima eficiência económica do sistema eléctrico.

Numa situação de mercado concorrencial, os custos marginais determinam o preço num ponto em que são iguais ou superiores ao custo médio. Assim sendo, as empresas obtêm a sua rentabilidade económica praticando os melhores preços possíveis. O óptimo social coincide com o óptimo económico no ponto onde se conjuga a minimização dos custos com a maximização do bem estar social, verificando-se uma igualdade entre custos médios, custos marginais e preços. Para que o óptimo seja atingido é necessário que o custo marginal em causa reflecta todos os custos sociais envolvidos no processo produtivo.

Por outro lado, não se pode ignorar que para as actividades de redes de electricidade, que apresentam características de monopólio natural, caracterizado pela subaditividade da função custos⁶, é mais eficiente do ponto de vista dos custos, que seja uma única empresa a proporcionar o referido serviço. Existe a necessidade de regular tais actividades para evitar que a empresa utiliza o seu poder de mercado fixando preços que não cumpram a eficiência na afectação de custos.

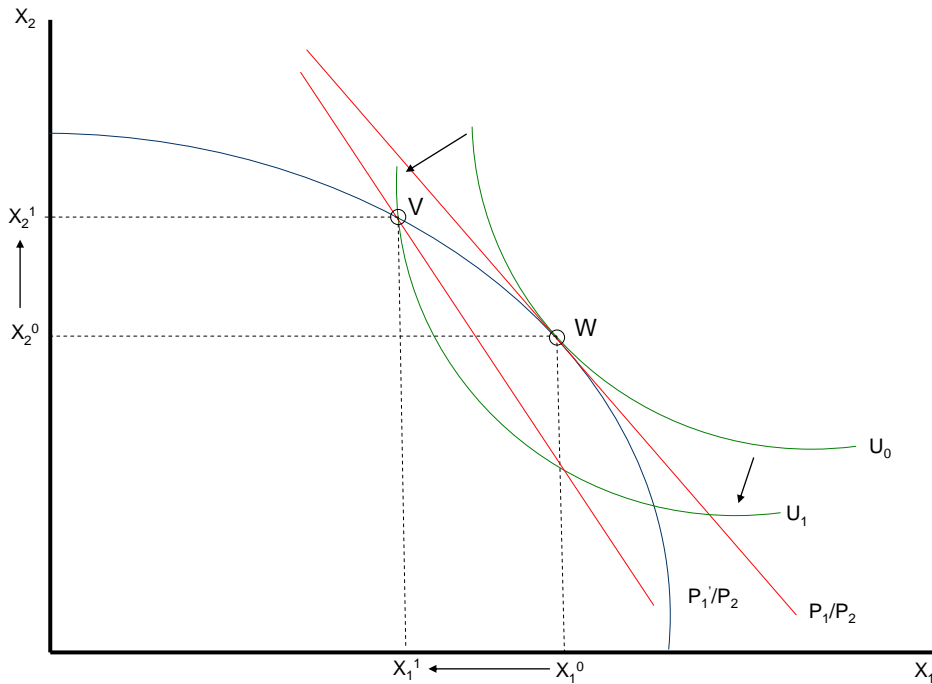
A subaditividade da função custos é uma barreira natural à entrada de empresas concorrentes no mercado, permitindo lucros extraordinários aos monopolistas. As redes de transporte e distribuição de energia eléctrica são monopólios naturais pelo que devem ser actividades reguladas.

No caso do monopólio não regulado, a empresa proporcionará, neste caso o serviço de rede, a um preço superior ao custo marginal e inclusive ao custo médio, gerando lucros extraordinários, um consumo inferior ao da situação de concorrência e uma afectação ineficiente.

Na Figura 6-1 ilustra-se as soluções de concorrência e monopolística, eficiente e ineficiente, respectivamente, para o caso de um consumidor e dois bens (x_1 e x_2). O equilíbrio competitivo é dado pela tangencia entre a fronteira de possibilidades de produção e a curva de indiferença do consumidor (ponto W). A solução monopolista estabelece um preço superior para o bem x_1 , originando um preço relativo p_1/p_2 superior a p_1/p_2 do equilíbrio competitivo e um novo equilíbrio (ponto V).

⁶ Um monopólio natural caracteriza-se pela subaditividade da função custo, que é condição necessária e suficiente para que um sector seja considerado monopólio natural. A função custo diz-se subaditiva quando o custo de produzir determinada quantidade por uma empresa é inferior ao custo de produzir a mesma quantidade por duas ou mais empresas.

Figura 6-1 - Comparação entre a solução de concorrência perfeita e a solução monopolista



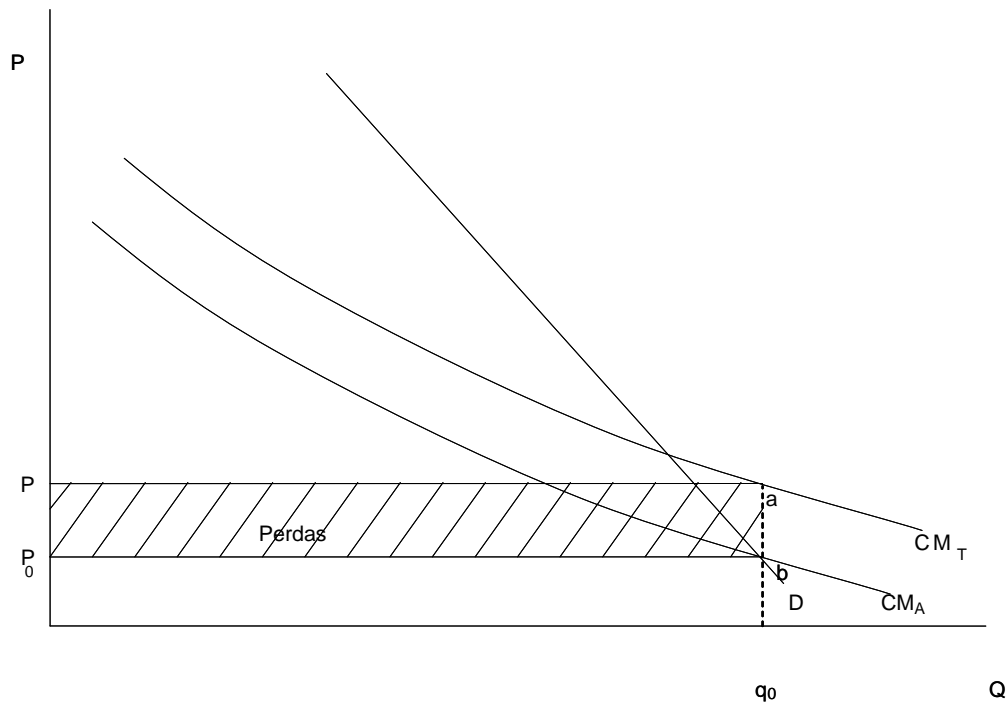
A economia ao situar-se no ponto V, sobre a curva de possibilidades de produção é eficiente da perspectiva da produção, mas não o é da perspectiva do consumo, uma vez que o consumidor preferirá o ponto W, que lhe permite obter uma utilidade superior, alcançável com os recursos disponíveis.

A regra de fixar preços que maximizem o bem estar social consiste em igualar o preço ao custo marginal, alcançando-se assim um ótimo de primeira ordem (*first best*).

No entanto, se a existência de monopólio natural se deve à subaditividade da função custos, os custos médios são decrescentes e superiores aos custos marginais, para as quantidades relevantes do bem ou serviço. Em consequência, neste caso, se o regulador fixa um preço igual ao custo marginal, a empresa regulada não recupera todos os custos em que incorre.

Como se observa na Figura 6-2, para o caso de um único produto, fixar o preço igual ao custo marginal, leva a que a empresa não recupere os custos dados pelo rectângulo *PoPab*.

Figura 6-2 - Afecção eficiente em monopólio natural



Portanto, no caso de fixar preços em actividades com características de monopólio natural, o regulador defronta-se com o *trade off* entre eficiência e a não recuperação de custos das empresas. O regulador procura resolver este problema maximizando a função de bem estar social, sujeita à restrição de recuperação de todos os custos da empresa regulada.

A análise dos custos do sector eléctrico é dificultada por algumas especificidades, nomeadamente: o custo marginal de produção varia de hora para hora, durante o mês e ao longo do ano; a cadeia de valor produção, transporte, distribuição e comercialização de energia eléctrica evidencia funções custo muito diferenciadas; existem externalidades importantes, nomeadamente de natureza ambiental; pode haver restrições de oferta, como tal é necessário calcular os preços sombra da energia não fornecida; a indivisibilidade dos investimentos pode fazer com que, em determinadas, situações os custos marginais de longo prazo não coincidam com os de curto prazo; a procura diária e horária é estocástica; existem factores exógenos que condicionam fortemente os custos de produção, principalmente os regimes hidrológicos e os preços dos combustíveis.

Mesmo tendo em conta estas dificuldades, os preços das variáveis de facturação de cada tarifa ou componente tarifário devem ser determinados por forma a apresentarem estrutura aderente à estrutura dos custos marginais ou incrementais, devendo ser previstos escalamentos que permitem assegurar os proveitos permitidos em cada actividade regulada e que garantem o equilíbrio económico-financeiro das empresas. Esta estrutura tarifária deve ser simples, permitindo transmitir sinais económicos aos consumidores. Por sua vez, os sinais económicos devem ser estáveis no tempo e coerentes entre si,

favorecendo a tomada de decisões de médio prazo pelos consumidores de energia eléctrica menos informados.

A aproximação das tarifas aos custos marginais é um importante princípio de regulação, mas não deve ser o único. A regulação deve também garantir os princípios da “igualdade de tratamento e oportunidades”, da “uniformidade tarifária” e do “equilíbrio económico-financeiro” das empresas do sector eléctrico. Estes princípios apontam por vezes para caminhos diferentes, sendo necessário encontrar um equilíbrio. Por outro lado, a procura da eficiência em termos dinâmicos pode limitar o interesse em manter tarifas estritamente ligadas aos custos marginais. Também a necessidade de estabilidade de parâmetros regulamentares ou níveis tarifários pode levar à introdução de períodos transitórios em que esta aderência só parcialmente seja procurada.

6.3 VARIÁVEIS DE FACTURAÇÃO ADEQUADAS À RECUPERAÇÃO DOS CUSTOS REGULADOS DO ACESSO

Nesta discussão não podem ser ignoradas as variáveis de facturação que integram actualmente os sistemas tarifários de Portugal e Espanha. Assim, a forma como os custos devem ser reflectidos nas tarifas depende das variáveis de facturação actualmente utilizadas nas várias tarifas reguladas aplicáveis aos clientes, cuja definição e escolha são fundamentais para a aplicação de forma coerente do sistema tarifário. 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.

Seguidamente discutem-se para cada actividade ou tipo de custos regulados as variáveis de facturação mais adequadas à sua afectação pelos vários consumidores. O objectivo que se pretende é que cada consumidor pague através da sua factura o custo que o seu fornecimento representa para o conjunto do sistema eléctrico. Isto implica analisar quais são as características relacionadas com cada um dos diversos custos de fornecimento para poder definir o critério de afectação e a variável de facturação.

6.3.1 VARIÁVEIS DE FACTURAÇÃO ADEQUADAS À RECUPERAÇÃO DOS CUSTOS DAS REDES

A afectação dos custos de activos de transporte e distribuição entre consumidores distintos deve realizar-se tendo em conta os custos que provocam nas redes de transporte e distribuição que utilizam para o seu fornecimento. Para isso afectam-se os custos das redes em função de um modelo da rede conforme os distintos níveis de tensão tarifários, por forma a que cada consumidor pague os custos das redes do nível de tensão a que se encontram ligados, mais os custos das redes de níveis de tensão superiores que o seu fornecimento causa no sistema.

Os preços resultantes devem reflectir os custos da rede, incentivando o seu uso em períodos horários de menor procura, em que a saturação das redes é menor, e desincentivando o uso das redes em períodos horários de maior procura do sistema, em que a probabilidade de saturação das redes é mais elevada.

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.

Com efeito, 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.

Por exemplo, os troços mais centrais das redes são utilizados por um grande número de clientes e, devido à reduzida sincronização das ocorrências dos picos (anuais ou mensais) de 15 minutos de cada cliente, podemos admitir que o comportamento individual de um cliente apenas condiciona o dimensionamento destes troços mais centrais proporcionalmente à sua energia ou potência média num período de tempo mais alargado. Os investimentos nos activos próximos dos pontos de entrega são condicionados pelo comportamento de um pequeno número de clientes, podendo considerar-se que o termo de facturação que melhor reflecte os custos destes activos é a potência contratada.

Adicionalmente, considerando que parte dos investimentos em redes são justificados para evitar perdas actuais e futuras, podem também ser considerados 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.

Por último, considera-se que a energia reactiva é uma variável a ter em conta na facturação pelo uso das redes. 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.

A compensação da energia nos períodos fora de vazio, permite uma redução de custos do sistema, quer por redução das perdas, quer por libertação de capacidade nos troços periféricos das redes. Em contrapartida, nos períodos de vazio pode ser desejável manter-se o perfil de tensão da rede em valores adequados. Tendo em conta que a energia reactiva induz custos de capacidade nos troços periféricos

das redes não evitados por compensação central efectuada pelo operador de rede, importa que a mesma seja compensada localmente e a sua facturação dependa do nível de tensão em que é efectuado o fornecimento. Em consequência, considera-se que a tarifa de uso das redes deve conter um termo de energia reactiva diferenciado por nível de tensão e por período horário.

Naturalmente, que as variáveis de facturação devem depender da informação de medida disponível pelo regulador, condicionada pelos equipamentos de medida e pelas variáveis de facturação tradicionalmente utilizadas em cada sistema tarifário.

12. Que variáveis considera mais adequadas na facturação do uso das redes?
13. Considera adequado aplicar termos de energia que reflectam os custos de capital necessários para evitar perdas actuais e futuras?
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
15. Considera adequado aplicar um termo de energia reactiva diferenciado por nível de tensão e por períodos horários?

6.3.2 VARIÁVEIS DE FACTURAÇÃO ADEQUADAS À RECUPERAÇÃO DOS CUSTOS DE COMERCIALIZAÇÃO 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.

Há igualmente que considerar quais são as variáveis de facturação mais adequadas à recuperação destes custos. Poder-se-á optar por uma estrutura binómia com um termo fixo e outro dependente do consumo por cliente por cada nível de tensão. Os dados recolhidos e os estudos a efectuar sobre a natureza dos custos de comercialização podem indicar qual a relação entre custos variáveis por cliente e custos variáveis por kWh a ser utilizada nas variáveis de facturação.

Por outro lado, a existência de tarifas binómicas mesmo quando os custos são fixos e não dependem da quantidade consumida, pode ser justificada pela necessidade de não exclusão do mercado dos consumidores mais pequenos, ou seja, por razões de equidade mais do que de eficiência.

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?

6.3.3 VARIÁVEIS DE FACTURAÇÃO ADEQUADAS À RECUPERAÇÃO DOS CUSTOS DO GESTOR DO SISTEMA

Tendo em conta a necessidade de assegurar a transparência dos processos de decisão do gestor do sistema, importa realçar a importância da separação funcional entre o gestor de sistema e o operador da rede de transporte proprietário da rede. A individualização dos custos associados a estas duas actividades, bem como a sua efectiva separação funcional, está na base da construção e harmonização do modelo do mercado aplicável aos serviços de sistema e à forma de imputar estes custos aos consumidores. 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.

Adicionalmente, nesta matéria não pode ser ignorado que a função de gestão do sistema, devido à sua natureza, apresenta características de bem público, uma vez que é indispensável para assegurar a segurança do sistema assumindo um papel estrutural no seu funcionamento. São estas características que justificam a regulação desta função, cujas actividades incluem nomeadamente as instalações de despacho central.

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?

6.3.4 VARIÁVEIS DE FACTURAÇÃO ADEQUADAS À RECUPERAÇÃO DOS CUSTOS DE GARANTIA DE POTÊNCIA

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. 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.

A estrutura destes preços de energia deve ter em conta, em cada período horário (horas de ponta e horas cheias), o diferencial entre o custo marginal de produção⁷ e o custo marginal de energia de curto prazo⁸.

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

6.3.5 VARIÁVEIS DE FACTURAÇÃO ADEQUADAS À RECUPERAÇÃO DE CUSTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, AMBIENTAL E DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL

Os custos de política energética, ambiental e de interesse económico geral são de natureza diversa e representam uma parcela cada vez mais importante dos custos totais recuperados pelas tarifas de energia eléctrica. Assim, a imputação destes custos aos consumidores deve ser analisada criteriosamente devendo-se procurar para cada caso o racional adequado para a escolha das variáveis de facturação (uma vez que estas são determinantes na definição da estrutura de pagamentos de cada custo pelos vários consumidores).

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:

⁷ Valor que permite, em termos médios e considerando o número de horas de funcionamento expectável para uma série de anos com diversas condições hidrológicas, eólicas e outro tipo de contingências, recuperar os custos fixos e variáveis da central marginal.

⁸ Custo variável da central marginal em cada instante.

- 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.

Em particular, pode analisar-se cada variável de facturação à luz dos critérios anteriores:

- A potência contratada apresenta uma elasticidade procura-preço reduzida o que permite atenuar o impacto nas características do consumo. No entanto esta variável apresenta problemas de equidade porquanto o seu peso na factura dos consumidores é bastante maior nos consumidores domésticos.
- A energia consumida é adequada à internalização de externalidades ambientais da produção cuja origem está exactamente no consumo e que por isso são uma função da energia consumida.
- O termo fixo por cliente é uma variável inadequada para imputar custos de interesse geral uma vez que pode excluir consumidores de acederem às redes. Os clientes que menos consomem são fortemente penalizados por agravamentos neste preço.
- A facturação destes custos através de uma percentagem da facturação garante equidade nos pagamentos uma vez que é exigido a cada consumidor um idêntico esforço. Esta solução pode ser assegurada através de tarifas com estrutura binómia ou seja com preços simultâneos de energia e de potência contratada, calculados de modo a preservar a estrutura de preços das tarifas por actividade no acesso às redes.
- Em contrapartida a facturação destes custos através da aplicação de escalamentos, aos preços das tarifas de acesso (líquidas destes custos), inversamente proporcionais à sua elasticidade procura-preço permite maximizar a eficiência económica minimizando as interferências nas opções de consumo dos clientes, embora seja um processo redutor em termos de equidade.

Como referido, cada tipo de custo pode ser sujeito a regras de imputação consentâneas com a sua natureza. Por exemplo, os custos relacionados com a subsidiação de tarifas direccionadas às regiões ultraperiféricas ou com o financiamento de custos ociosos do sector (como é o caso dos CMEC) podem ser facturados através de uma estrutura binómia, não distorcendo a estrutura dos restantes custos e tarifas. Deste modo, garante-se a máxima equidade nos pagamentos destes custos.

Em alternativa estes custos podem ser imputados segundo uma lógica inversa à elasticidade procura-preço de cada variável de facturação maximizando-se a eficiência económica mas prejudicando-se a equidade.

Outro tipo de custos, como os custos associados à internalização de impactes ambientais ou à diversificação das fontes energéticas e aproveitamento de recursos endógenos, estão principalmente

ligados ao consumo de energia, pelo que devem ser facturados nos preços de energia, sem distorcer a estrutura dos custos marginais de energia.

Para além das variáveis de facturação, a afectação destes custos aos vários segmentos de consumo, por exemplo por nível de tensão, deve também guiar-se por razões de equidade. Em particular, nos custos em que pode ser identificada uma relação causa-efeito, como acontece com os custos de internalização de impactes ambientais, a facturação dos mesmos deve ser imputada a todos os consumidores que contribuem para a sua existência.

Noutros casos, como os sobrecustos associados a consumidores com necessidades especiais ou a compensação tarifária entre regiões, pode ser encontrada uma relação que faça uma afectação diferenciada de custos pelos vários segmentos de consumidores, dado que estes custos têm origem essencialmente nos consumidores de níveis de tensão mais baixos ou mesmo apenas nos consumidores domésticos.

Apesar desta discussão e dada a natureza destes custos considera-se que cada país deve decidir que componentes de custo deve incluir nas tarifas de acesso e quais as variáveis de facturação mais adequadas para a sua recuperação, cumprindo sempre com os princípios gerais enunciados no ponto 6.1.

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?

6.4 PERÍODOS TARIFÁRIOS

Tal como já foi referido as tarifas e preços da energia eléctrica devem ter uma estrutura aderente à estrutura dos custos marginais de fornecimento de energia eléctrica.

Os custos marginais de fornecimento de energia eléctrica, principalmente os custos marginais de produção, apresentam tipicamente alguma instabilidade quanto à sua evolução temporal. Esta característica prejudica a apreensão dos sinais económicos pelos consumidores de menor dimensão.

Neste sentido, os períodos horários são uma forma de simplificação da estrutura tarifária que permite que os sinais preço sejam mais claros e induzam respostas adequadas por parte dos consumidores. Estes 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.

O estabelecimento de preços por períodos tarifários representa um equilíbrio entre a justiça do sistema tarifário (que deve imputar os custos do sistema a quem os provoca) e o fornecimento de sinais económicos para os consumidores.

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.

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?
26. Qual a receptividade dos consumidores a opções tarifárias do tipo “preço em tempo real”?
27. Quantos períodos horários deverão ser considerados nas tarifas de acesso?

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.

Nos níveis de tensão de Muito Alta Tensão, Alta Tensão e Média Tensão é justificável a aplicação de períodos tarifários semelhantes, fundamentalmente determinados pela actividade de fornecimento de energia eléctrica e por consequência condicionados pelos custos marginais de produção de energia. Com efeito, para estes níveis de tensão a estrutura dos preços de fornecimento de energia é dominante no preço final pago pelos clientes. Acresce que da produção até às redes de distribuição em MT, os diagramas de carga são muito semelhantes, e o efeito do custo das redes nos custos totais de fornecimento de energia quase se limita a acentuar as diferenças existentes ao nível da produção de energia devido a perdas por efeito de Joule.

Em contrapartida, em Baixa Tensão a definição dos períodos tarifários não deverá atender apenas aos custos marginais de energia da actividade de fornecimento de energia eléctrica. Estes custos são determinados em grande parte pelos valores máximos da carga nos troços comuns das redes de distribuição, os quais ocorrem, nas redes de BT, em momentos distintos da ponta do diagrama da produção no referencial de emissão. Os consumos domésticos, dominantes em BT, condicionam os diagramas de carga locais nas redes de distribuição. Os períodos tarifários a aplicar às tarifas em BT deverão incentivar os consumidores em BT a reduzir o consumo nas horas de ponta das redes de BT e não apenas atender às economias de combustível associadas aos custos de produção de energia eléctrica.

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?

6.5 OPÇÕES TARIFÁRIAS

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 consumo que, por um lado, exijam sistemas tarifários mais simples e, por outro lado, tenham contadores instalados que inviabilizem a aplicação destas tarifas.

Com efeito, não pode ser ignorado que para a maioria dos pequenos consumidores a capacidade de resposta perante sistemas tarifários mais complexos é limitada, podendo inclusive perder-se o objectivo dos sinais preço nas tarifas. Todavia, pode haver casos de consumidores que, por diversas razões, estejam receptivos a opções tarifárias complexas com maior diferenciação de preços ao longo do dia, da semana ou do ano.

Adicionalmente, não podem ser ignoradas as restrições que ainda se verificam ao nível dos equipamentos de contagem instalados, no que se refere à medição da energia em diferentes períodos tarifários ou ao registo das potências máximas.

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, por forma a que os pagamentos resultantes da aplicação destas opções tarifárias simplificadas coincidam com os pagamentos das tarifas de acesso detalhadas.

Um exemplo dessa diferenciação é a discriminação horária da contagem nos consumidores em Baixa Tensão (ao optarem, por exemplo, pela tarifa simples ou pela tarifa bi-horária, com um preço nocturno).

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.

Por último, importa recordar que as opções tarifárias das tarifas integrais ou de venda a clientes finais têm uma componente histórica associada. Em particular, a diferente estrutura de preços entre opções reflectia 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 permitiam uma simplificação da estrutura de preços sem comprometer a justiça destas tarifas.

Note-se que os princípios da aditividade e da não discriminação entre clientes devem estar sempre na base de qualquer concepção sobre opções tarifárias. Estas podem no entanto adquirir maior ou menor complexidade e traduzir diferentes níveis de serviço, consoante a escolha do consumidor.

29. O actual conjunto de opções tarifárias é adequado à transmissão de sinais económicos, relativos ao uso das redes, aos consumidores?
30. O actual conjunto de opções tarifárias existente, quer em Espanha, quer em Portugal, responde correctamente às necessidades dos consumidores?
31. Que tipo de diferenciação do nível de serviço pode ser concebido em cada segmento de consumidores?

6.6 PERÍODO TRANSITÓRIO

As tarifas de acesso que resultem finalmente da aplicação dos princípios metodológicos propostos terão que ser aplicadas também aos clientes das tarifas de último recurso, uma vez que uma parte destas corresponde a pagamentos de acesso e que se considera necessária a coerência entre ambas as estruturas de preços. A aplicação dos princípios metodológicos expostos pode ter associadas alterações

significativas nas tarifas de acesso actualmente em vigor. Este período transitório de adaptação pode também ser necessário para o comercializador de último recurso.

Deste modo, pode ser necessário que a adopção do exposto no presente documento requeira um período transitório, que permita uma adaptação do sistema tarifário de cada país. Em todo o caso, este período deve ser mínimo para a implementação das questões consideradas essenciais da metodologia, como a aditividade de custos, inexistência de subsidiações cruzadas entre tarifas, recuperação de custos, transparência, etc.

7 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Com a liberalização total do mercado retalhista de energia eléctrica apareceu o conceito de comercializador de último recurso, papel geralmente desempenhado pela anterior empresa incumbente. Mesmo que existam diferenças na forma de implementar esta figura, em geral o fornecimento de último recurso é levado a cabo por um comercializador designado pelo governo, ao qual se impõem obrigações adicionais como a de serviço universal ou a prática de preços máximos em certos segmentos de mercado.

Actualmente o comercializador de último recurso apresenta obrigações distintas dos restantes comercializadores que operam no mercado. 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.

Importa salientar que seria benéfico para o mercado a definição de um calendário harmonizado para a definição dos limiares de aplicação das tarifas de último recurso, assegurando-se que consumidores com características semelhantes tenham acesso às mesmas tarifas.

A existência de comercialização de último recurso obriga a que se definam regras claras quanto à metodologia de cálculo das tarifas de venda a clientes finais do comercializador de último recurso, para assegurar a não discriminação entre comercializadores.

Prevê-se que no futuro o comercializador de último de recurso detenha na sua carteira de clientes essencialmente clientes de BT, uma vez que este segmento de mercado é menos contestável.

7.1 O PAPEL DAS TARIFAS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

A generalidade dos consumidores transitou das anteriores empresas incumbentes para os recém criados comercializadores de último recurso, constituindo a principal base de angariação de clientes dos novos comercializadores. Assim, as tarifas dos comercializadores de último recurso transformaram-se na referência de preços do mercado liberalizado, no sentido em que a definição de preços em mercado livre para cada segmento de clientes só será eficaz ao conseguir melhorar a proposta dos comercializadores de último recurso.

Nestes termos, e assegurando-se a não discriminação dos comercializadores de último recurso face aos restantes comercializadores quer em termos de acesso ao mercado grossista quer em termos de

pagamento de tarifas de acesso às redes, as tarifas reguladas dos comercializadores de último recurso podem servir um propósito de regulação do mercado liberalizado fornecendo uma referência de preço e de nível de serviço.

A transparência fornecida pelas tarifas reguladas dos comercializadores de último recurso, em particular nos consumidores em BT, mesmo para os que mudaram de fornecedor, pode ser indutora de eficiência e proteger os consumidores menos sujeitos às vantagens do mercado liberalizado.

De facto, apesar de a liberalização ser total, parece que alguns segmentos de mercado não são contestáveis, na medida em que não permitem aos comercializadores margens comerciais atractivas, pelo menos na fase inicial do mercado, ou porque os consumidores têm falta de informação e reduzida apetência para a mudança. Nestes casos, as vantagens de um mercado liberalizado encontram uma barreira na falta de oferta e de concorrência.

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

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

7.2 METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS TARIFAS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Actualmente todos os consumidores são livres de escolher o fornecedor de electricidade. Paralelamente aos comercializadores de mercado, está prevista a existência de comercializadores de último recurso que aplicam aos seus clientes tarifas reguladas de fornecimento.

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. 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.

Os comercializadores de último recurso acedem ao mercado grossista através de várias formas de contratação, previstas no enquadramento legal da sua actividade. Em particular, estão previstos mecanismos de contratação no mercado a prazo, através de leilões trimestrais, entre outros. Estas formas de contratação devem ser transparentes e previsíveis para os agentes do mercado.

Os custos com a aquisição de energia devem ser previstos *ex-ante* e incorporados integralmente na tarifa regulada, bem como os custos de funcionamento dessa actividade. Estes custos devem incluir

custos de estrutura, custos administrativos, custos de participação nos mercados, custos de desvios, custos financeiros de instrumentos de cobertura de risco da actividade, entre outros.

Os custos relativos à actividade de comercialização a retalho, devem ser incorporados na tarifa regulada de fornecimento, incluindo os custos de infra-estrutura comercial ou os custos de facturação e cobrança.

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.

A estrutura das tarifas reguladas de fornecimento dos comercializadores de último recurso deve garantir a não discriminação entre consumidores. Para isso, deve ser aderente à estrutura das tarifas de acesso às redes, assegurando a não discriminação na parcela relativa ao acesso às redes. De igual modo, a estrutura tarifária das tarifas dos comercializadores de último recurso não deverá discriminar entre consumidores na parcela relativa ao aprovisionamento de energia eléctrica.

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 actividade tarifária.

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?

7.3 INTERACÇÃO ENTRE AS TARIFAS DE ACESSO E AS TARIFAS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

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. Do mesmo modo, e sem prejuízo da aplicação do princípio da aditividade tarifária às tarifas reguladas de fornecimento dos comercializadores de último recurso, poderão ser previstos mecanismos que atenuem eventuais impactes tarifários nos consumidores, resultantes de modificações na estrutura de preços das tarifas de acesso. Estes mecanismos não devem impedir a aplicação de tarifas aditivas embora possam permitir uma dinâmica flexível de convergência.

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

7.4 OBRIGAÇÕES DE SERVIÇO PÚBLICO

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.

Assim, é importante, por um lado, a clara identificação destas obrigações perante todos os consumidores e demais agentes do mercado, e por outro, a quantificação dos custos associados à satisfação deste tipo de serviço. Esta quantificação permitirá evidenciar o montante a subsidiar na actividade de comercialização de último recurso, permitindo a observação da restante actividade destes comercializadores em igualdade de condições com os comercializadores de mercado.

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.

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

8 TRANSPARÊNCIA

O Convénio internacional relativo à constituição de um mercado ibérico de energia eléctrica entre Espanha e Portugal, assinado em Santiago de Compostela a 1 de Outubro de 2004, considera na sua exposição de motivos que a integração dos sistemas eléctricos de Espanha e Portugal será benéfica para os consumidores dos dois países e que deverá permitir a todos os participantes aceder ao mercado em condições de igualdade, transparência e objectividade e com pleno respeito pelo direito comunitário aplicável.

Considera-se que a CNE e a ERSE têm um papel fundamental em garantir a todos os participantes o acesso ao mercado em condições não discriminatórias e que a ferramenta fundamental que dispõem para realizar este objectivo é a transparência. 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 os agentes à mesma informação em condições de igualdade.

No que concerne o estabelecimento de custos, considera-se que, durante um período transitório os modelos de remuneração das distintas actividades reguladas podem ser diferentes, todavia os critérios de valorização e revisão dos mesmos devem seguir os mesmos princípios.

Neste sentido considera-se necessário que quer a metodologia para determinar a remuneração das actividades reguladas, quer as variáveis que intervêm no cálculo da remuneração sejam públicas.

No que concerne o cálculo de tarifas, conforme referido ao longo do presente documento, considera-se fundamental que a metodologia de cálculo de tarifas seja publicada previamente à fixação dos preços. Assim, essa metodologia deve ser submetida a consulta pública com o objectivo de dar oportunidade a todos os agentes que intervêm no mercado ibérico de se pronunciarem sobre a mesma.

A metodologia para o cálculo de tarifas deve abranger, pelo menos, os seguintes aspectos:

- Princípios gerais.
- Procedimento de afectação de custos a tarifas.
- Procedimento de actualização das tarifas.
- Prazos de actualização e agentes que intervêm no processo.
- Período de revisão da metodologia.
- Procedimento de actualização de tarifas.

De igual modo a fixação de preços das tarifas e os pressupostos utilizados devem ser tornados públicos.

Relativamente aos procedimentos de contratação do acesso às redes e aos procedimentos de mudança de fornecedor, considera-se necessário que sejam públicos e o mais homogêneos possível nos dois países.

Considera-se que deve existir um mecanismo que permita aos consumidores, sobretudo aos mais vulneráveis, conhecer e valorizar adequadamente as ofertas que podem receber dos comercializadores. Este mecanismo deveria incluir no mínimo a criação de um portal no *website* da CNE e da ERSE, em que os comercializadores publicariam as suas ofertas, com carácter obrigatório para os consumidores de baixa tensão e com carácter facultativo para o resto dos consumidores, de forma que estas sejam comparáveis para os consumidores.

Adicionalmente, no referido portal poderia publicar-se, pelo menos transitoriamente, informação sobre os preços que resultariam da aplicação de uma tarifa aditiva, tendo em conta os preços de referência de energia de mercados distintos. O objectivo de carácter pedagógico seria orientar os consumidores nas suas decisões.

Por último, a transparência passa também pelo estabelecimento de uma metodologia de comparação de preços do acesso e de venda a clientes finais. A actual metodologia de comparação internacional de preços do Eurostat apresenta alguns problemas, pelo que importa, que no âmbito do MIBEL as entidades reguladoras estabeleçam uma metodologia comum que permita efectuar comparações de preços fiáveis entre Portugal e Espanha.

9 OUTROS ASPECTOS

9.1 TARIFAS DE ACESSO DE GÁS NATURAL

Os princípios gerais descritos neste documento, estando referidos às tarifas de acesso de energia eléctrica, devem também ser aplicados à estrutura tarifária do gás natural, por um princípio básico de simetria entre ambos os sectores. Neste sentido, convém recordar que os competidores de ambos os mercados tendem a ser os mesmos, mas com posicionamentos distintos em cada um dos sectores, pelo que qualquer enquadramento regulatório assimétrico num dos sectores pode produzir desequilíbrios relevantes no esquema competitivo de ambos, ao ser uma possível fonte de condicionamento de estratégias competitivas por parte das empresas de algum dos sectores.

Portanto, as assimetrias entre os sectores no tratamento de problemas equivalentes deverão ser devidamente justificadas.

9.2 O MIBEL E O MERCADO ÚNICO EUROPEU

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.

Este mecanismo visa afectar correctamente os custos relacionados com os trânsitos de electricidade e ao mesmo tempo favorecer o comércio transfronteiriço dentro dos países da União Europeia.

Nessa perspectiva os custos são afectados de acordo com as exportações líquidas de energia entre países, visando ressarcir os países que são mais frequentemente atravessados por fluxos internacionais que, conseqüentemente, têm que reforçar a sua capacidade nacional de transporte de energia eléctrica.

Os pagamentos e recebimentos no âmbito deste mecanismo são depois reflectidos nas tarifas de uso de rede de transporte, e por essa via nas tarifas de acesso, de cada um dos países.

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.

Esta escolha seria coerente com a assumpção de um mercado integrado a nível Ibérico num espaço Europeu mais alargado. A particularidade de Portugal apenas ter interligações com Espanha vem reforçar a exequibilidade desta ideia.

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?

9.3 INCENTIVOS À PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DO LADO DO CONSUMO

As tarifas de acesso podem incorporar custos derivados de planos destinados a promover o desenvolvimento e a eficiência energética no sector eléctrico e, indirectamente, garantir o fornecimento de energia, pela redução das importações energéticas, incrementar a competitividade dos sectores produtivos e contribuir para o cumprimento dos objectivos ambientais.

Em Espanha, o Governo aprovou, a 8 de Julho de 2005, o Plano de Acção 2005-2007 da “Estratégia de desenvolvimento e eficiência energética em Espanha 2004-2012”. Este plano estabelece que dos 356 720 milhares de euros propostos para 2007, 49.55%, isto é, 176 760 milhares de euros deverão ser recuperados pela tarifa eléctrica. De acordo com o plano, este último montante será destinado a determinadas acções que permitam maiores poupanças de electricidade nos sectores domésticos e terciário.

Em Portugal, o Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC), adoptado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 119/2004, de 31 de Julho (PNAC 2004), e mais recentemente o PNAC de 2006, aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 104/2006, de 23 de Agosto, quantifica o esforço nacional na redução das emissões de gases com efeito de estufa, integrando um vasto conjunto de políticas e medidas que incide sobre todos os sectores de actividade.

O PNAC atribui à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) responsabilidades concretas na definição de mecanismos que promovam a eficiência energética ao nível da procura tendo como objectivo principal a redução do consumo de energia eléctrica até 2010, face a um cenário de referência.

Adicionalmente, destaca-se a quarta linha de orientação da Estratégia Nacional para a Energia, aprovada através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro, que estabelece como medidas a adoptar, entre outras, “A promoção de políticas de eficiência energética por parte das empresas de oferta de electricidade” e “Financiar acções de promoção da eficiência energética”.

A ERSE tem procurado que a regulamentação do sector dinamize acções que contribuam para a promoção da eficiência energética nesta área. Em particular, no Regulamento Tarifário do sector eléctrico estabelece-se um mecanismo competitivo de promoção de acções de gestão da procura, designado por Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de energia eléctrica (PPEC).

Foram afectos ao PPEC em 2007 e em 2008 um valor anual de 10 milhões de euros, representando este um custo do acesso, uma vez que é recuperado através das tarifas de acesso às redes de energia eléctrica, nomeadamente, na tarifa de Uso Global do Sistema.

Recentemente, foi aprovada a Resolução do Conselho de Ministros n.º 80/2008, de 20 de Maio, que aprova o Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética (PNAEE), incorporando um amplo leque de programas e medidas considerados vitais para que Portugal atinja os objectivos estabelecidos pela Directiva da UE. O PNAEE estabelece uma meta de redução em 10% do consumo de energia até 2015.

9.4 CUSTO DE GESTÃO DA PROCURA DE CONSUMIDORES NO MERCADO

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.

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

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?

9.5 CUSTOS DE GESTÃO DO SISTEMA

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 monopsonio

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.

No que concerne a compensação de desvios agregados de produção-consumos desvios estão em parte relacionados com os desvios de energia de cada agente individualmente - produtores e comercializadores, que são contabilizados em base horária. 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

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?