

# Mercado Ibérico de Electricidade

Comentários ao documento de discussão

Manuel A. Matos

J. Peças Lopes

J. Tomé Saraiva

J. Pereira da Silva

M<sup>a</sup> T. Ponce de Leão

Janeiro 2002

## índice

<b>1.</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
<b>2.</b>	<b>CRITÉRIOS PARA A ELABORAÇÃO DO MODELO DE ORGANIZAÇÃO DO MERCADO IBÉRICO .....</b>	<b>1</b>
<b>3.</b>	<b>ASPECTOS ESTRUTURAIS DO SECTOR .....</b>	<b>2</b>
3.1.	SEPARAÇÃO DAS ACTIVIDADES REGULADAS E NÃO REGULADAS .....	2
3.2.	CONCENTRAÇÃO EMPRESARIAL NO SECTOR ELÉCTRICO .....	2
3.3.	PAGAMENTOS AOS PRODUTORES DE ENERGIA ELÉCTRICA .....	3
3.4.	PRODUTORES A PARTIR DE FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS E CO-GERADORES .....	3
<b>4.</b>	<b>ENTIDADES INTERVENIENTES NO MERCADO IBÉRICO.....</b>	<b>4</b>
<b>5.</b>	<b>ORGANIZAÇÃO DO MERCADO GROSSISTA .....</b>	<b>5</b>
5.1.	MODALIDADES DE RELACIONAMENTO COMERCIAL .....	5
5.2.	MERCADO DE SERVIÇOS DE SISTEMA.....	6
5.3.	GARANTIA DE ABASTECIMENTO E INTERRUPTIBILIDADE .....	8
5.4.	MERCADOS DE DERIVADOS FINANCEIROS.....	8
<b>6.</b>	<b>MERCADO RETALHISTA.....</b>	<b>8</b>
6.1.	A OBRIGAÇÃO DE ABASTECIMENTO .....	8
<b>7.</b>	<b>OPERAÇÃO DO SISTEMA .....</b>	<b>9</b>
7.1.	RELACIONAMENTO ENTRE OPERADORES DE SISTEMA.....	9
7.2.	RESOLUÇÃO DE CONGESTIONAMENTOS NAS REDES .....	9
7.3.	PERDAS DE ENERGIA ELÉCTRICA .....	10
<b>8.</b>	<b>OUTRAS QUESTÕES .....</b>	<b>10</b>
8.1.	TARIFAS DE USO DAS REDES .....	10
8.5.	SITUAÇÃO DOS ARQUIPÉLAGOS AUTÓNOMOS DE PORTUGAL E ESPANHA .....	10

---

## 1. Introdução

O presente texto reúne um conjunto de comentários ao documento de discussão lançado pela ERSE e pela CNE sobre o Mercado Ibérico de Electricidade. Os autores, professores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto e investigadores do INESC Porto, querem começar por felicitar a ERSE pela (já habitual) elevada qualidade do documento de discussão que, de forma compacta mas bastante completa, apresenta as principais opções e questões associadas ao estabelecimento do Mercado Ibérico de Electricidade. Naturalmente, as felicitações são extensivas à CNE.

Tornar-se-ia difícil, no tempo limitado de que se dispôs (por razões que se compreendem, dado o apertado calendário imposto às duas autoridades de regulação), apresentar comentários substanciais sobre todas as questões explicitamente levantadas (cerca de 160). Optou-se, por conseguinte, por seleccionar aquelas que pareceram mais importantes numa primeira leitura, debatê-las entre os autores na medida do possível e organizar em seguida as conclusões no texto que aqui se apresenta. Por outro lado, dada a natureza da consulta pública, procurou-se dar respostas relativamente directas às questões levantadas, seguindo a estrutura do documento de discussão. Assim, para facilidade de referência, organizou-se este texto de forma que as suas secções coincidissem com as do documento de discussão (embora nem todas as subsecções estejam sejam contempladas), mantendo-se inclusivamente os respectivos títulos.

Antes, no entanto, de passar aos comentários específicos, os autores gostariam de defender algumas ideias genéricas, às quais dão bastante importância:

- é importante que fique definido um modelo consistente para o futuro Mercado Ibérico de Electricidade, com as opções básicas estabelecidas e divulgadas, de forma a que seja possível colocá-lo em funcionamento com um mínimo de problemas e sem excessivos custos de transição;
- é de toda a conveniência o estabelecimento de um período transitório para adaptações e ajustes, durante o qual também se poderão estabelecer, de forma progressiva, os aspectos complementares que concorrem para o aumento da liquidez e redução de risco dos participantes;
- o tratamento da questão dos actuais PRE, em particular os que recorrem a fontes renováveis) tem sempre que ter em conta o delicado equilíbrio da sua actividade, muito dependente de uma remuneração adequada da sua produção (e, em alguns casos de serviços de sistema), não podendo correr-se o risco de provocar a retracção deste segmento produtivo;
- em todas as situações, não pode ser esquecido que o objectivo primário é o fornecimento de energia eléctrica aos consumidores;
- deve ser tanto quanto possível consagrado o princípio do *interlocutor único*, ou seja um consumidor (a qualquer nível) deverá ter que dialogar apenas com uma entidade responsável pelos seus fornecimentos.

## 2. Critérios para a elaboração do modelo de organização do mercado ibérico

Considera-se que, globalmente, os critérios apresentados no documento de discussão para a elaboração do modelo de organização do MIBEL são correctos, sendo de realçar

o reconhecimento de que o processo de harmonização pode ser gradual, permitindo separar os aspectos fundamentais para o arranque, de aspectos mais específicos a serem desenvolvidas a partir de 2003. Assim, ao longo do presente texto, serão feitas referências aos aspectos que se entende poderem vir a ser desenvolvidos na sequência da experiência adquirida após o período inicial de funcionamento.

### 3. Aspectos estruturais do sector

#### 3.1. Separação das actividades reguladas e não reguladas

O estado actual de separação de actividades desenvolvidas pelas empresas (separação contabilística das diversas actividades) permite, entre outros aspectos, realizar a regulação de uma forma mais adequada e eliminar a subsídição cruzada. Importa salientar que a separação completa das actividades desenvolvidas em regime de monopólio (transporte, distribuição e operação do sistema) e das actividades desenvolvidas em regime de concorrência (produção e comercialização) poderá igualmente ser encarada. Neste âmbito, considera-se que a separação accionária das actividades de distribuição e de comercialização não será prioritária. Chama-se aliás a atenção para o facto de, em outros países (por exemplo, em Inglaterra e Gales), esta separação se ter dado de uma forma gradual e, mesmo assim, num segundo momento do processo de reestruturação do sector. Em qualquer caso, para aumentar a pressão do mercado sobre a área do retalho, considera-se desejável prever desde já a figura do comercializador. A nível da produção, há uma tendência clara a nível internacional para separar de forma completa as actividades de produção daquelas relacionadas com a comercialização, como forma de potenciar a reestruturação do sector e eliminar de um modo definitivo práticas menos transparentes ou de favorecimento de relacionamento entre empresas.

#### 3.2. Concentração empresarial no sector eléctrico

Na sequência dos comentários realizados no ponto anterior, considera-se mais urgente a criação de diversificação a nível da procura. Com efeito, é a nível da comercialização que a situação é mais preocupante, dado que actualmente do lado português são cativos cerca de 97,5% dos consumos. Uma maior diversificação pode ser conseguida com a criação já referida da figura do comercializador e, num segundo momento, com a eventual separação completa das actividades de distribuição em relação às de comercialização, actualmente integradas nas empresas distribuidoras. A criação do comercializador não levantará problemas especialmente complicados a nível tarifário do lado português, uma vez que a regulamentação actual já inclui tarifas de comercialização, associadas à actividade de distribuição e comercialização no SEP.

Repare-se que, do lado português, existem centrais a ciclo combinado que não são propriedade da CPPE e centrais de co-geração, nomeadamente as de potência elevada, que poderiam contribuir para aumentar a liquidez e diversidade da lado da produção. As centrais a ciclo combinado referidas estão ligadas actualmente ao SEP por contratos de vinculação. Então, a sua desvinculação, por meio da atribuição de subsídios adequados durante um período de transição, poderia ser encarada como um custo ocioso a suportar para assegurar uma menor concentração na actividade de produção.

Uma maior desagregação do lado da oferta poderia ocorrer num segundo momento, quer por imposição de limites à capacidade instalada, quer por diversificação de propriedade de novas centrais.

### 3.3. Pagamentos aos produtores de energia eléctrica

Os contratos a longo prazo (Contratos de Aquisição de Energia – CAE) constituem um mecanismo muito confortável de diminuição de risco, mas limitam o desenvolvimento de um verdadeiro mercado de energia eléctrica. A criação do MIBEL torna imperiosa a revisão dos CAE, mesmo que para tal, durante um período transitório, seja necessário suportar custos ociosos, designados em Espanha por “custos de transição para a concorrência”. O mecanismo espanhol prevê a existência de um sistema de subsídios decrescentes ao longo de 10 anos, isto é, que terminará em 2008. O processo de determinação do montante desses subsídios tem sido, com frequência, considerado pouco claro. Por outro lado, do lado português, a mudança de enquadramento legal não deverá frustrar as expectativas empresariais criadas aos detentores dos CAE. Assim, considera-se desejável renegociar os prazos de vigência dos CAE, recompensando os seus proprietários da diferença entre os rendimentos expectáveis durante o período de vida útil, supondo que os CAE continuavam em vigor, e os rendimentos expectáveis num sistema de mercado. Esta é a regra adequada, justa e transparente para abreviar o período de vigência dos CAE, ainda que ela possa ser diferente da adoptada em 1998 em Espanha e sem prejuízo da revisão eventual desta, tendo em vista obter uma desejável harmonização das compensações aos produtores dos dois países. Eventuais custos desta harmonização deveriam ser resolvidos de forma a não constituir entrave ao desenvolvimento do mercado ibérico.

Deve ainda ponderar-se que, nas situações onde os CAE realizaram, numa primeira fase, pagamentos relacionados com amortizações, podem verificar-se casos em que a situação de mercado acabe por ser mais favorável a alguns produtores. Dadas as características reservadas dos CAE, não é possível aos autores avaliar a pertinência deste aspecto, que terá que ser analisado caso a caso.

### 3.4. Produtores a partir de fontes de energia renováveis e co-geradores

O progressivo aumento da contribuição da PRE para a produção de electricidade em Espanha e Portugal exige, no quadro de um mercado Ibérico de Electricidade, a harmonização de mecanismos de remuneração da energia entregue à rede, bem como uma progressiva participação nos mecanismos de mercado. Assim, tendo em vista os incentivos vigentes, as expectativas criadas, e a desejável expansão da PRE, nomeadamente a que utiliza energias renováveis, propõe-se a utilização de uma filosofia de remuneração da energia produzida com base no preço marginal de mercado, por posto horário, acrescida de prémios ou subsídios de acordo com a tecnologia de conversão de energia utilizada. Numa segunda fase da instalação do mercado ibérico, poderia vir a ser contemplada a utilização de *certificados verdes* como meio de premiar a produção baseada em fontes renováveis, deslocando assim essa subsidiação para a sociedade que beneficia das vantagens ambientais.

#### 4. Entidades intervenientes no mercado Ibérico

Em relação ao grau de discriminação das ofertas dos produtores de energia eléctrica, consoante o seu tipo, considera-se que:

- Ao nível das **centrais térmicas**, devem ser apresentadas ofertas por central, e mesmo por grupo no caso de serem utilizadas tecnologias ou combustíveis muito diferentes;
- A nível das **centrais hidroeléctricas de albufeira**, devem ser apresentadas ofertas por central;
- A nível das **centrais hidreléctricas a fio de água**, integradas numa cascata e pertencentes a um mesmo proprietário, poderão ser apresentadas propostas agregadas para o conjunto das centrais.

Em relação aos PRE, a utilização de contratos bilaterais físicos, ou a obrigatoriedade de apresentar ofertas ao mercado *spot*, não é o tipo de relacionamento comercial mais adequado para este tipo de energias, nomeadamente para a produção eólica, dadas as penalizações por desvios que seguramente lhe seriam imputadas e que rapidamente tornariam impraticável atingir as metas de crescimento de produção eólica previstas. No entanto, será de prever algum mecanismo de previsão de quantidades disponíveis deste tipo de produção, para os horizontes temporais associados ao funcionamento do mercado, e que permita ao Operador de Mercado tê-las em conta no processo de obtenção do equilíbrio do mercado *spot*.

No que respeita à cogeração, parece adequado que, a partir de um limite a fixar, esta possa apresentar ofertas ao mercado *spot*, recebendo adicionalmente um prémio ou subsídio. Para os pequenos cogeradores, propõe-se um sistema semelhante ao das fontes renováveis, embora com um prémio de valor naturalmente diferente.

A actuação de agentes não instalados na Península Ibérica, nomeadamente do lado do fornecimento de energia eléctrica, não deverá merecer qualquer entrave especial para além das condições de reciprocidade a garantir pelo país de origem. Esta actuação do lado da oferta contribuirá para diversificar as fontes de energia eléctrica. Naturalmente, as ofertas deverão referir-se a preços líquidos de encargos com redes e sistemas exteriores à Península Ibérica, sendo exigível também a participação na regulação primária do sistema europeu.

O comercializador não deverá estar associado a nenhuma área geográfica. Isto significa que poderá actuar em toda a Península Ibérica e que poderá estabelecer contratos bilaterais físicos ou apresentar propostas de compra (comercializadores de retalho) ou venda (comercializadores grossistas) ao mercado *spot*. A comercialização corresponderá a uma actividade essencialmente não regulada, onde a existência de competição se encarregará de induzir uma eficiência acrescida. O comercializador terá capacidade legal para se relacionar contratualmente com os clientes finais, devendo ser criados mecanismos de transição, nomeadamente em relação à facturação da energia, que tornem mais simples e rápido o início desta actividade.

Do lado português, as condições de elegibilidade correspondem a clientes ligados a redes de MAT, AT e MT, não havendo qualquer restrição relacionada com o consumo ou potência instalada. Isto perfaz cerca de 18000 potenciais clientes elegíveis representando cerca de 50% do consumo. Por comparação com os actuais 214 clientes elegíveis e 50 clientes não vinculados esta evolução é muito significativa. Estes 18000 clientes constituiriam uma base adequada de trabalho para os comercializadores. Deste modo, parece mais avisado implementar de modo gradual esta abertura e deixar para um segundo momento, tal como aconteceu noutros países, o alargamento aos clientes BT.

## 5. Organização do mercado grossista

### 5.1. Modalidades de relacionamento comercial

Tendo em conta a grande concentração empresarial que se verifica e a existência de zonas geográficas de implantação de diversas empresas, parece desejável implementar uma estrutura de mercado muito flexível a nível das possibilidades de relacionamento entre produção e consumo. Acompanhando a tendência verificada a nível internacional, considera-se adequada a existência de um mercado *spot* – tipo *day-ahead market* – de tipo voluntário, complementado pela possibilidade de realização de Contratos Bilaterais Físicos, CBF. Na generalidade dos países onde esta modalidade está presente, uma parcela muito significativa da energia é transaccionada através de CBF, contribuindo para impor pressões acrescidas aos mercados *spot* e evitando de forma mais eficaz a adopção de posturas do tipo cartel. Repare-se aliás que em Inglaterra e Gales existia um Pool obrigatório complementado, por Contratos às Diferenças. Entretanto, acusações de actuação combinada entre empresas aliada, a uma concentração empresarial elevada (mas menor que a existente na Península Ibérica) fizeram com que esse sistema fosse reformado, no sentido dos CBF.

Deste ponto de vista, os CBF são um elemento fundamental em termos da criação de competição acrescida e de mitigar o risco e volatilidade de preço inerente aos mercados *spot*. Deste ponto de vista, é desejável que os CBF possam ser estabelecidos pelo número mais alargado possível de entidades. Entre estas contam-se produtores, comercializadores, empresas distribuidoras e clientes elegíveis. Enquanto não se proceder à separação legal das actividades de produção e de comercialização, poderão ir sendo estabelecidas restrições progressivas à possibilidade de estabelecimento de contratos verticais entre produção e comercialização, dentro da mesma empresa.

Tal como foi referido anteriormente considera-se que a participação no mercado *spot* deverá ser voluntária. O mercado intradiário, na linha do já existente em Espanha, deverá ter a mesma característica, de modo a permitir, se tal for necessário, o ajuste do programa obtido no mercado diário, tendo em conta desvios identificados para esse período de 24 horas.

Deverão ser previstas ofertas contendo algum tipo de restrições (ofertas complexas) em relação a aspectos técnicos comuns em centrais térmicas, relativas a agrupamentos de centrais hídricas ou relativas a um número mínimo de intervalos de contratação abrangidos por uma dada proposta (acoplamentos temporais). As propostas devem ser consideradas firmes, por forma a ser possível encerrar o mercado obtendo um preço de

sistema e identificando em seguida restrições de rede que seja necessário analisar de forma adequada. Em todo o caso, chama-se a atenção para a vantagem de considerar a criação de mercados intradiários a activar no próprio dia, para considerar desvios entre os valores programados e os previstos, com um horizonte temporal mais curto.

Finalmente, o preço do mercado spot deve corresponder ao valor da oferta mais cara contratada, por ser a forma mais adequada de proporcionar ganhos em relação aos custos marginais de produção que compensem os custos fixos dos produtores.

## 5.2. Mercado de serviços de sistema

Designam-se por serviços de sistema o conjunto de produtos e serviços técnicos que garantem a operação do sistema eléctrico, com adequados níveis de segurança, estabilidade e qualidade de serviço. A literatura da especialidade contempla um número elevado de diferentes tipos de serviços de sistema, sendo os EUA o exemplo onde essa lista é mais extensa. Na perspectiva dos sistemas de Portugal e Espanha, os serviços de sistema mais importantes são os associados ao controlo de potência/frequência, controlo de tensão e potência reactiva e reposição de serviço.

Dada a existência de interligações com capacidade limitada, é desejável manter duas áreas de controlo na Península Ibérica (redes de Portugal e Espanha), com dois operadores de sistema e onde exista um operador de mercado. Em qualquer caso, deverá ser criado um mercado único de desequilíbrios que corresponderá ao mercado intradiário já referido. Partindo do princípio da adopção desse modelo, deverá ser seguida uma filosofia onde cada operador do sistema identifica as necessidades em serviços de sistema e realiza a sua gestão.

Este aspecto é tanto mais relevante quanto as necessidades de alguns serviços de sistema tem uma base regional. Por exemplo, não é com certeza suficiente a indicação e contratação de uma determinada quantidade de potência reactiva – a sua distribuição regional, neste caso por área de controlo, é também fundamental. Deste ponto de vista, é importante avaliar, em zonas a definir, qual a vantagem, por exemplo em termos da melhoria do perfil de tensão ou da redução de perdas, decorrente da produção localizada de potência reactiva. Estas indicações poderiam contribuir para valorizar de forma diferente os meios de produção de potência reactiva em função da zona em que estejam localizados.

Tendo em conta a conveniência em harmonizar as metodologias de operação do sistema e a necessidade em adoptar procedimentos simples, somos favoráveis à implementação de uma abordagem onde:

- A reserva primária constitua um serviço obrigatório, não remunerável, à semelhança do que ocorre actualmente;
- O fornecimento de reserva secundária deverá ser voluntária, sujeita a mecanismos de mercado. Após definido pelo operador de sistema (OS), para cada hora, o nível de reserva necessário, deve proceder-se à identificação dos provedores de serviço que conduzam à satisfação das necessidades de reserva a subir e a descer (utilizando eventualmente critérios definidos pela UCTE). A



remuneração deste serviço, deve, contudo, separar a remuneração da potência da remuneração da sua utilização, para a qual devem ser encontradas formas justas (por exemplo utilizando o valor da energia associada ao preço marginal da reserva terciária);

- O fornecimento de reserva terciária deve também ser sujeita a mecanismos de mercado, tendo em conta os níveis de reserva a definir pelo OS;
- O fornecimento de potência reactiva deve constituir um serviço obrigatório, com excepção do fornecimento de compensação síncrona, que deve ser tratado com recurso a contratos bilaterais, sendo da responsabilidade do OS, através da resolução de problemas de OPF (Optimal Power Flow), a identificação das necessidades da rede relativamente a estes recursos;
- A disponibilidade para o fornecimento de serviços de restabelecimento de serviço pode vir a ser objecto de contratualização com o OS, dada a necessidade de remunerar os investimentos em meios de arranque autónomo e tele-arranque, como ocorre presentemente no Reino Unido (NETA).

A conjugação das ofertas de mercado diário de energia e de mercado de capacidade nas duas áreas, deve adoptar um modelo que resulte da extensão do sistema utilizado em Espanha, devendo após o fecho do mercado diário no Operador de Mercado, proceder-se à resolução de restrições no sistema e seguidamente à activação dos mercados de reserva secundária por área de controlo.

Os custos com o fornecimento de serviços de sistema, nomeadamente de reserva secundária e de potência reactiva, deverão ser passados para os consumidores através da tarifa de uso global do sistema, uma vez que se trata de serviços imprescindíveis à exploração do sistema como um todo. Os mecanismos de gestão de desvios e de penalização/bonificação de consumos de potência reactiva permitem de alguma forma obter um comportamento mais estável por parte dos consumidores.

Julgamos ainda ser do maior interesse possibilitar aos consumidores e PRE o fornecimento de serviços de sistema, numa lógica de mercado. No que respeita à gestão da interruptibilidade, que deverá ser realizada por contratualização com o OS, propõem-se dois níveis de intervenção:

- a) rápida – primeiro patamar de deslastre de cargas;
- b) interrupção com pré-aviso - envolvendo neste caso ordens de mérito a definir pelo OS.

A definição dos níveis de interruptibilidade, nomeadamente da associada a deslastre de cargas, deve ser suportada em estudos detalhados, tendo em conta também o volume e as características da PRE que venha a estar ligada à rede.

Relativamente ao fornecimento de potência reactiva, devem ser alargadas as filosofias de tarifação de consumos de energia reactiva, através da utilização de bonificações a ter lugar aquando da entrega de potência reactiva à rede por parte de PRE e consumidores, quando tal seja do interesse do sistema.

### 5.3. Garantia de abastecimento e interruptibilidade

Na opinião dos autores deste documento, a garantia de abastecimento deve ser uma característica intrínseca do mercado ibérico de electricidade, sendo de afastar perspectivas alternativas. Em consequência, deve ser permitido que alguns consumidores celebrem contratos de interruptibilidade.

A implementação de mecanismos de mercado no sector eléctrico deverá ser realizada de forma a não comprometer a expansão do sistema produtor, para garantia de abastecimento a longo prazo. Isto significa que a remuneração deverá ser atractiva, por forma a permitir a entrada em serviço de novos produtores e centrais. Neste sentido, a remuneração por capacidade declarada mas não despachada no mercado *spot* e não comprometida em CBF poderá funcionar como um elemento estabilizador da remuneração a obter pelos produtores. O pagamento por capacidade poderá ser incluído numa tarifa, tendo em conta o valor de reserva considerado necessário face à carga.

### 5.4. Mercados de derivados financeiros

Os mercados de derivados são mecanismos destinados a lidar com o risco inerente à volatilidade dos mercados *spot*. Estes mercados são em princípio úteis, mas questiona-se a viabilidade da sua implementação imediata. Por outro lado, pode considerar-se que a sua introdução na Península Ibérica não é urgente, dado que existe uma concentração empresarial elevada a nível da produção, que existe uma elevada integração produção/comercialização e que as interligações com outras regiões geográficas têm capacidade reduzida. Estas características diminuem fortemente o risco, de tal modo que se considera não ser premente a criação de mercados de derivados financeiros, o que não quer dizer que não devam vir a ser criados posteriormente.

## 6. Mercado retalhista

### 6.1. A obrigação de abastecimento

Já se referiu, na introdução a este texto, a vantagem de ser estabelecido, de forma geral, um período transitório para adaptações e ajustes. Da mesma forma, parece adequado, no sentido de favorecer um espírito de tranquilidade nos clientes menos informados, proporcionar um período de transição como o referido no documento de discussão, com uma duração de alguns meses. O funcionamento do mercado durante esse período deveria, em princípio, proporcionar preços mais atractivos do que a tarifa integral de venda aos clientes finais, levando os próprios consumidores a abandonarem esse regime de excepção.

A obrigação de abastecimento, por outro lado, deve ser uma característica intrínseca do sistema, neste caso no sentido de qualquer consumidor que pretenda receber energia, deve poder fazê-lo, em condições equitativas com os outros consumidores em condições semelhantes. Isto inclui o direito de obter uma ligação à rede, fornecida pelo operador respectivo, e o direito a celebrar um contrato de comercialização com um dos comercializadores disponíveis no mercado. Não sendo fácil antecipar possíveis obstáculos a este esquema, poderá estabelecer-se desde já o princípio de que eventuais

recusas justificadas de abastecimento serão derimidas caso a caso pelas autoridades reguladoras. Não parece necessário criar algo como um “comercializador incumbente” e uma tarifa regulada para estes casos.

Por outro lado, deverão ser acauteladas as situações actualmente cobertas por tarifas sociais, através de uma subsídio estatal aos consumidores abrangidos por essa tarifa, a pagar directamente ao comercializador.

## 7. Operação do sistema

### 7.1. Relacionamento entre operadores de sistema

Não é fácil definir regras precisas de resolução de problemas cuja resolução deva envolver os dois operadores de sistema. A instalação e arranque do mercado ibérico de electricidade vai requerer, como é óbvio, uma grande colaboração e trabalho conjunto dos dois operadores, não só devido a problemas de congestionamento como à própria validação técnica da situação resultante dos CBF e mercado *spot*. Pensa-se que deverão ser os próprios operadores, depois de um período transitório, a propor o estabelecimento dessas regras e procedimentos. Do mesmo modo, só a experiência de funcionamento do mercado poderá sugerir (ou não) a criação de operadores regionais, não parecendo interessante, a médio prazo, a criação de um operador único de sistema.

### 7.2. Resolução de congestionamentos nas redes

Antes de mais, convirá distinguir os congestionamentos ocasionais, resultantes de situações particulares e com valores não muito elevados de trânsito reprimido, de congestionamentos sistemáticos, associados a um desequilíbrio na relação entre oferta e procura nos dois sub-mercados. Poder-se-á ainda verificar o caso de congestionamento devido a trânsito entre produções e consumos numa das redes que utiliza duas interligações e a outra rede (*inadvertent wheeling*), situação que se tem verificado na Península Ibérica e pode causar congestionamentos, mesmo que não haja desequilíbrio entre sub-mercados. Esta última situação requer soluções técnicas que podem passar, não só pelo aumento da capacidade das interligações, como pela introdução de transformadores esfasadores ou FACTS.

No que respeita a congestionamentos ocasionais, o redespacho parece ser o meio mais simples de gestão, devendo no entanto ser monitorizados os aumentos de preço que provoca para os consumidores e as perdas de negócio ocasionadas aos produtores que vêm afectada a quantidade que podem vender. Será importante, a optar-se por este modelo, definir convenientemente os critérios de redespacho (minimização do aumento de preço? minimização das alterações ao programa anterior? combinação das duas?). A realização de estudos de simulação prévios onde se possam analisar os efeitos de diferentes critérios, em situações típicas, pode ajudar a definir tais regras.

Os congestionamentos sistemáticos por desequilíbrio de sub-mercados só podem ser resolvidos numa escala temporal diferente, seja pelo aumento de capacidade das interligações, seja pelo fornecimento de sinais económicos que levem os agentes a contrariar esse desequilíbrio, através do aumento da oferta e diminuição da procura no

sub-mercado deficitário em energia (onde o preço é mais elevado) e fenómenos contrários no sub-mercado excedentário em energia. Um ponto em aberto nesta hipótese de *market-splitting* é o mecanismo de acerto de contas quanto ao trânsito na interligação, umas vezes favorável aos OS, outras vezes desfavorável. Note-se, finalmente, que o modelo de funcionamento incluir, como se defende, CBF, a capacidade das interligações terá que ser rateada em o conjunto dos CBF e o trânsito do mercado *spot*.

### 7.3. Perdas de energia eléctrica

O incentivo à redução de perdas deve ser feito sob a forma de uma penalidade/prémio desde que o valor de referência seja fixado de forma rigorosa. O processo mais adequado seria efectuar estudos de planeamento a médio e longo prazo que permitam estimar o valor das perdas num sistema economicamente adaptado.

As perdas na rede devem ser calculadas com base geográfica, portanto recorrendo a métodos marginais, e por nível de tensão.

Numa primeira fase as perdas devem ser recuperadas através de tarifa regulada.

## 8. Outras questões

### 8.1. Tarifas de uso das redes

De forma geral, defende-se a ideia de que as tarifas de uso devem transmitir sinais de orientação, quer para o consumo, quer para alguns tipos de produtores, que favoreçam a tomada de decisões individuais (sobre localização, controlo do diagrama de cargas, etc) no sentido da eficiência económica global. Deve, no entanto, evitar-se que esse princípio leve a grandes desequilíbrios entre consumidores que não têm oportunidade de escolha e que podem ver-se subitamente confrontados com aumentos inesperados de tarifas.

### 8.5. Situação dos arquipélagos autónomos de Portugal e Espanha

Defende-se a uniformidade tarifária em todo o território nacional de ambos os países ibéricos, devendo ser harmonizados os mecanismos necessários para a garantir.