

Data: 30 Abril, 2007

Destinatário: ERSE – Conselho de Reguladores do MIBEL

Enquadramento

O presente documento visa transmitir ao Conselho de Reguladores do MIBEL a posição da EDP – Energias de Portugal, SA relativamente ao tema da Garantia do abastecimento, no âmbito da Consulta Pública lançada em 16 de Abril de 2007 por aquele Conselho, no quadro da elaboração de uma proposta para um mecanismo de Garantia do abastecimento.

Deste documento fazem parte integrante dois anexos:

1. O primeiro anexo aprofunda alguns argumentos apresentados neste texto, dando-lhes suporte numérico, sempre que tal se tomou por conveniente. Visto a EDP considerar que se trata de informação comercialmente sensível, solicita-se respeitosamente que esse anexo seja mantido confidencial.
2. O segundo anexo é um estudo elaborado por uma entidade independente, de reconhecido valor internacional – *CRA International* - sobre o tema da garantia do abastecimento. Este estudo, é apresentado ao Conselho de Reguladores como a opinião fundamentada de uma entidade idónea e poderá ser tornado público, de acordo com a autorização prévia da *CRA International*.

Refira-se que a EDP vem desde há alguns anos invocando junto das entidades competentes a necessidade da existência de um mecanismo de garantia do abastecimento. Tal necessidade é ainda exacerbada atendendo ao processo de liberalização em curso e à indispensabilidade de fornecer aos agentes um quadro regulatório estável e o mais harmonizado possível no âmbito do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL).

Importa ainda notar que a Consulta Pública utiliza a terminologia "Garantia do abastecimento" que pode enquadrar um âmbito mais vasto de mecanismos e instrumentos. No entanto, o presente documento está essencialmente focado (ainda que não totalmente) num instrumento específico – o pagamento por garantia de potência – por se considerar que o Plano de Compatibilização Regulatória acordado na Cimeira Luso-Espanhola realizada em Badajoz, em Novembro de 2006, tem subjacente esse instrumento em particular.

Data: 30 Abril, 2007

Destinatário: ERSE – Conselho de Reguladores do MIBEL

Questões

1) Tendo em atenção as características do sistema eléctrico ibérico, considera necessária a existência de um mecanismo de garantia do abastecimento?

Fundamentos genéricos da existência de um mecanismo de Garantia do abastecimento

A energia eléctrica apresenta algumas características fundamentais que a distinguem da maioria dos restantes bens e serviços e que justificam a necessidade da existência de um enquadramento específico, quer a nível legal e regulamentar, quer a nível de funcionamento de mercado. Em particular note-se que:

1. A energia eléctrica é um bem considerado essencial¹;
2. A energia eléctrica não é armazenável em quantidades significativas;
3. A produção de energia eléctrica exige investimentos avultados, sendo indiscutivelmente um sector capital-intensivo.

Assim, com vista a garantir o abastecimento de energia eléctrica (dada a sua "essencialidade"), e dada a incerteza sobre a quantidade procurada e a incapacidade de armazenamento de electricidade, é inevitável e essencial que exista capacidade de geração capaz de responder rapidamente a picos de procura e a paragens do equipamento de geração.

Importa pois definir quais os sinais e incentivos que devem ser fornecidos aos agentes para que estes providenciem a capacidade necessária à segurança do abastecimento.

Seguidamente, apresentam-se os principais argumentos que sustentam a necessidade de existência de um mecanismo de garantia do abastecimento para assegurar que se construa a capacidade necessária às exigências do Sistema:

¹ Seja à vida dos cidadãos, seja à economia de um País. Por isso, a obrigação da prestação de serviço universal associada à energia eléctrica.

Data: 30 Abril, 2007

Destinatário: ERSE – Conselho de Reguladores do MIBEL

A. Remuneração da Capacidade Necessária à Segurança do Abastecimento – o *Missing Money*

As entidades responsáveis pela Política Energética fixam tipicamente objectivos relativos à margem de reserva que deve existir no sistema, que são naturalmente mais elevados do que a margem que o mercado, de per se, providencia, na medida em que a segurança do abastecimento implica a existência (necessária) de uma capacidade ociosa, mas disponível, para fazer face a picos não controláveis de procura.

Essa “ociosidade” traduz-se em períodos de funcionamento mais curtos para recuperação do investimento efectuado e, cumulativamente, em excesso de oferta que leva a uma diminuição dos preços², pelo que o mercado é incapaz de gerar espontaneamente essa margem de reserva – Problema de *Missing Money*.

Por esta razão, a deterioração das horas de funcionamento, e logo da margem captável em mercado, terá de ser compensada através de pagamentos de garantia de potência para que os investimentos que garantem a segurança do abastecimento se realizem.

Este problema é exacerbado no caso particular da Península Ibérica. Com efeito, a existência observada de uma elevada volatilidade de disponibilidade de geração, nomeadamente eólica e hídrica, torna necessário fixar uma “margem de reserva objectivo” bastante maior do que a que seria necessária num sistema essencialmente térmico. Só assim se poderá assegurar a existência de disponibilidade efectiva e garantir o abastecimento.

Acresce que, no sistema ibérico, a própria margem de mercado se está a deteriorar com a redução significativa das horas de funcionamento que deriva da maior penetração da produção em regime especial. Este tipo de tecnologias, apesar de crescer em capacidade instalada, apresenta uma significativa volatilidade de disponibilidade. Com efeito, o regime especial induz investimentos em potência de *backup* que o mercado, *de per se*, não rentabiliza. A margem de mercado reduz-se não só pela menor energia vendida, mas também por o

² Na literatura especializada este problema é geralmente referenciado como “The Missing Money” – vide “*The convergence of market designs for resource adequacy*”, Cramton, Peter and Stoff, Steven, White paper prepared for the California ISO, March 2006.

Data: 30 Abril, 2007

Destinatário: ERSE – Conselho de Reguladores do MIBEL

preço de venda ser mais baixo como resultado da maior pressão competitiva sobre os volumes (problema de “*Missing Money*”)³.

Importa sublinhar que, do ponto de vista da fixação de tarifas, a pressão sobre a tarifa causada pela penetração do regime especial não pode transferir-se para uma pressão sobre o não pagamento de garantia de potência porque, nesse caso, os investimentos em capacidade de regime ordinário (PRO) estarão a ser duplamente penalizados e conseqüentemente não se realizarão.

B. Funcionamento de Mercado

Uma outra abordagem que nos conduz à mesma conclusão sobre a necessidade de existência de um mecanismo de garantia do abastecimento, é a de se partir da hipótese de que todas as centrais, incluindo as de ponta, só poderem recuperar a totalidade dos custos incorridos através, exclusivamente, do preço de energia contratada em mercado (no caso de inexistência de um pagamento explícito de garantia de potência).

Da teoria económica decorre que, em mercados onde a procura pode variar livremente e existe uma capacidade de oferta limitada (por exemplo, de capacidade de geração eléctrica), o equilíbrio entre procura e oferta faz-se, a partir de certa altura apenas por via do preço. Ou seja, a partir do momento em que a capacidade da oferta é operacionalmente esgotada, os acréscimos de procura só induzem aumentos bruscos de preço, racionando-se a produção existente por essa via.

Do ponto de vista teórico nada haveria a apontar a este mecanismo – seria o mercado a funcionar e o aumento do preço do produto constituiria um sinal económico para os agentes: do lado da oferta, para aumentarem a sua capacidade produtiva; do lado da procura, para diminuir consumos dada a relativa escassez do bem.

No entanto, esta lógica quando aplicada ao mercado eléctrico apresenta algumas falhas, designadamente:

³ Uma abordagem numérica a este tema é fornecida na Secção 1, do Anexo I [CONFIDENCIAL].

Data: 30 Abril, 2007

Destinatário: ERSE – Conselho de Reguladores do MIBEL

- 1) os decisores políticos, dada a característica de essencialidade do bem em causa, poderão vir a limitar o aumento de preços (com a introdução de *caps*, por exemplo), pelo que os sinais correctos sobre a escassez relativa do bem não são transmitidos nem aos agentes do lado da oferta nem do lado da procura;
- 2) existem factores exógenos (como a hidraulicidade e eolicidade, paragens não programadas de instalações despacháveis, volatilidade de consumos) que introduzem incerteza quanto ao grau de escassez relativo do bem, pelo que os sinais transmitidos podem carecer de alguma precisão de fiabilidade;
- 3) no entanto, mesmo admitindo que o preço da energia eléctrica possa variar livremente, é fiável, e que é transmitido imediatamente aos agentes, acontece que existe sempre um prazo alargado entre o momento em que o sinal de escassez de capacidade é transmitido aos agentes do lado da oferta, e o momento em que a nova capacidade estará operacional. Em termos de segurança de abastecimento de energia este facto poderá ter consequências inoportáveis, designadamente a nível da economia de um país.

Assim, se por um lado não existem sinais correctos e atempados aos agentes sobre a escassez relativa da capacidade de geração e por outro não existem garantias quanto à recuperação dos investimentos a efectuar em capacidade de geração, será necessário assegurar a existência de um mecanismo estável que vá mais além da filosofia de recuperação de custos via preço da energia. Nesse sentido, a implementação de um mecanismo de garantia do abastecimento, desde que correctamente estruturado, poderá colmatar as falhas acima explicitadas: transmissão de sinais correctos e atempados aos agentes; e garantir a recuperação (ainda que parcial) dos investimentos de forma imune a factores exógenos ao mercado.

C. Novos Entrantes

A existência de um mecanismo de garantia do abastecimento fornece também incentivos à entrada de novos operadores pela diminuição parcial do risco. Ou seja, contribui para que seja garantida atempadamente a capacidade disponível para fazer face a picos de procura e/ou ocorrência de paragens imprevistas.

O mecanismo de garantia do abastecimento num mercado competitivo fará com que a central marginal, que só recupera (parcialmente) os seus *cash costs*, ofereça no mercado de acordo com o seu custo variável, permitindo uma maior

Data: 30 Abril, 2007

Destinatário: ERSE – Conselho de Reguladores do MIBEL

probabilidade de recuperação do investimento efectuado de uma forma mais alisada.

D. Ciclicidade

A existência de ciclos de “*Boom and Bust*” é muito provável na indústria eléctrica, como de resto o é em várias indústrias liberalizadas com tecnologia estável e uma estrutura de custos predominantemente fixos.

Estes ciclos podem criar dinâmicas do Sistema indesejáveis para os agentes e para os consumidores: períodos de subinvestimento e preços crescentes (*Boom*) sucedem-se a períodos de sobreinvestimento e margens esmagadas (*Bust*). Tal coloca em risco a segurança do abastecimento e implica uma volatilidade significativa no preço da energia. Para reduzir a ciclicidade, e atenuar as suas consequências, é necessário implementar um mecanismo que dê os sinais correctos aos investidores para, atempadamente, construir nova capacidade, mantendo-se as restantes premissas de concorrência no mercado. A implementação de um mecanismo de garantia do abastecimento tem a vantagem de reduzir a volatilidade dos preços, na medida em que a amplitude dos “desequilíbrios de mercado” (excesso de procura ou de oferta) é reduzida. Para além disso, a estabilidade do mecanismo proporciona aos produtores a garantia de cobertura (parcial) de custos fixos, e o valor das suas ofertas em mercado estará mais próximo dos seus custos variáveis.

Na reflexão sobre a razão de ser de um mecanismo de garantia do abastecimento é fundamental não confundir a ocorrência de eventuais períodos em que poderá surgir grande interesse na construção de nova capacidade geradora (*Boom*) com a não necessidade da adopção regulamentar de tal mecanismo – efectivamente, está-se apenas perante uma fase do ciclo, à qual se seguirá uma fase de retracção do investimento (*Bust*).

O Tema da Assimetria Ibérica

Adicionalmente aos argumentos apresentados, importa referir que a inexistência de um mecanismo de garantia do abastecimento em Portugal (e a existência em Espanha), para além dos problemas de concorrência que podem colocar aos produtores no mercado grossista (na medida em que uns auferem uma receita suplementar, vedada a outros), acarreta efectivas preocupações de segurança de abastecimento no território português. É indisputável que Portugal tem uma margem de reserva mais pequena que Espanha, apesar da integração dos dois sistemas ser cada vez mais efectiva. Assim, a inexistência de um mecanismo de

Data: 30 Abril, 2007

Destinatário: ERSE – Conselho de Reguladores do MIBEL

garantia do abastecimento em Portugal, e a sua existência em Espanha, cria um incentivo perverso para a construção de mais capacidade de geração em Espanha e não em Portugal, onde ela é mais necessária.

Para além do já exposto, o MIBEL implica que o funcionamento de uma central marginal (designadamente CCGT), bem como o respectivo preço médio de venda, tenha de ser idêntico quer essa central seja construída em Portugal quer seja construída em Espanha. No entanto, a não harmonização de um mecanismo de garantia do abastecimento a nível ibérico e, em particular, a sua inexistência em Portugal pode reduzir significativamente a taxa interna de rentabilidade (TIR) dos investimentos, ficando muito abaixo do custo de capital das empresas, significando falta de atractividade pelo mercado português.

Pelo acima exposto conclui-se que existe um conjunto de argumentos sólidos, teóricos e práticos, que suportam a necessidade de existência de um mecanismo de garantia do abastecimento nos mercados eléctricos. Acresce que, no contexto ibérico, e no português em particular, dadas as suas especificidades, a necessidade da sua implementação é ainda mais justificável e urgente.

2) Tendo em atenção a situação actual do parque produtor e da procura, assim como as previsões de instalação de nova capacidade de produção e o crescimento esperado da procura, e considerando as especificidades próprias de cada um dos sistemas, quais são as necessidades do sistema eléctrico para aumentar a garantia do abastecimento na Península Ibérica?

Portugal necessita de fortes investimentos nos próximos 3 anos para garantir segurança de abastecimento⁴.

Com efeito, a dinâmica da procura, aliada aos objectivos nacionais de crescimento da produção de energia a partir de fontes renováveis (com as

⁴ Tal pode ser facilmente constatado na observação da tabela constante da secção 2, do anexo I [CONFIDENCIAL].

Data: 30 Abril, 2007

Destinatário: ERSE – Conselho de Reguladores do MIBEL

intrínsecas limitações a nível de garantia do abastecimento), e os compromissos internacionais e nacionais a nível de redução de emissões já assumidos pelo Governo português⁵, poderá levar o Índice de Cobertura nacional para valores abaixo da unidade se nada for feito ao nível dos investimentos para garantir a segurança do abastecimento.

Apesar do aumento da interligação favorecer a segurança de abastecimento, estes investimentos estão sujeitos a outros factores exógenos ao sector eléctrico. Ora, o histórico recente, já após o tratado do MIBEL, contou com cortes da interligação por necessidades do sistema eléctrico espanhol, não sendo de excluir que situações idênticas possam ocorrer de novo. Com efeito, o próprio Acordo de criação do MIBEL determina explicitamente que cada operador de sistema é responsável pela garantia do abastecimento no respectivo país, pelo que, em situações extremas, a entre-ajuda entre os dois sistemas poderá não se realizar.

Além disso, apesar dos anúncios de investimento em CCGTs em Portugal manifestadas por vários agentes, a sua concretização estará em grande medida dependente da existência das condições económicas necessárias, como seja a existência de pagamento por garantia de potência. De facto, intenções não implicam investimento imediato e atempado para garantir a segurança do abastecimento.

Assim, podemos concluir que a harmonização de um mecanismo de garantia do abastecimento com Espanha não poderá significar para Portugal um preço unitário idêntico sob pena dos investimentos em Portugal não se realizarem. A harmonização do mecanismo de garantia do abastecimento terá efectivamente de considerar as especificidades de cada sistema. Isto é, o mecanismo que venha a ser definido num futuro próximo terá de ter em conta que Portugal necessita no momento de importantes investimentos em geração, dada a evolução em baixa da margem de reserva e Espanha não tanto, o que se deverá traduzir num diferencial de preços dentro de um modelo harmonizado a nível ibérico.

⁵ Vide *Intervenção do Primeiro-Ministro no debate mensal na Assembleia da República sobre Alterações Climáticas*, acessível em http://www.portugal.gov.pt/Portal/PT/Primeiro_Ministro/Intervencoes/20070124_PM_Int_AR_Alteracoes_Climaticas.htm

Data: 30 Abril, 2007

Destinatário: ERSE – Conselho de Reguladores do MIBEL

Dado o encadeamento das questões 3. e 4., optou-se por uma resposta conjunta a essas duas questões na medida em que tal permitirá a exposição do mecanismo de garantia do abastecimento de forma mais fluida e clara.

- 3) **Como pode o regulador medir e valorizar a contribuição dos produtores para a fiabilidade do sistema, tendo em conta as suas particularidades próprias (tecnologia de produção, disponibilidade, etc.)?**
- 4) **Estabelecidas as necessidades do sistema, como deverá definir-se o produto solicitado aos produtores de energia eléctrica para aumentar a garantia do abastecimento?**

Em virtude das considerações e observações já efectuadas resultam claras as seguintes conclusões:

- i. Face às opções de Política Energética Nacional, os investimentos em geração (PRO) necessitam de pagamentos de garantia de potência, cujo mecanismo deverá ser estável e duradouro, por forma a fornecer aos investidores as necessárias condições de previsibilidade, propícias à realização dos investimentos.
- ii. As características intrínsecas do Sistema Ibérico, designadamente o facto de ser uma “ilha eléctrica”, e apresentar uma elevada volatilidade da hidraulicidade e eolicidade induzem a necessidade de um mecanismo harmonizado de garantia do abastecimento ibérico.
- iii. O mecanismo tem de estar associado à margem de reserva de cada país para garantir equilíbrio nos investimentos e a satisfação do consumo. Assim, perspectiva-se que, numa primeira fase, os preços de garantia de potência sejam distintos em Portugal e Espanha, apesar de ser um modelo harmonizado. Numa fase posterior, atingido o equilíbrio, os valores de garantia de potência serão tendencialmente iguais entre países.

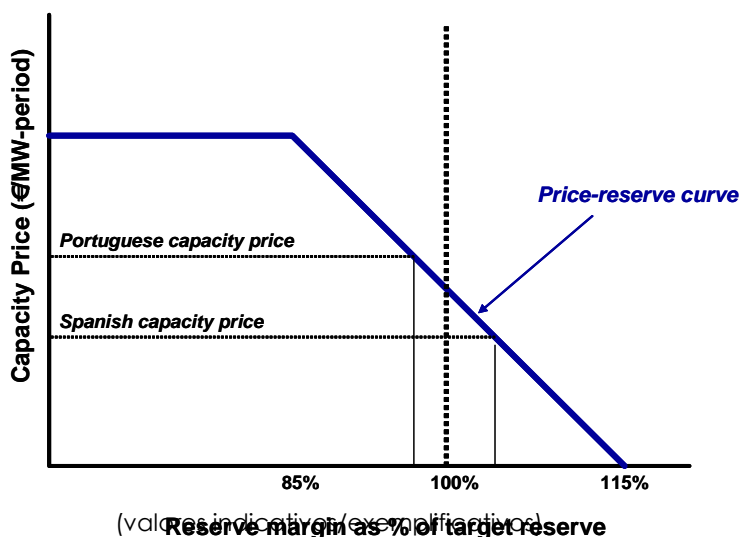
Conforme mencionado anteriormente, a EDP pediu à *CRA International*, consultora económica especializada em concorrência, estruturas de mercado e respectivo funcionamento, para avaliar a necessidade de um mecanismo de garantia do abastecimento na Península Ibérica, em particular em Portugal, e para propor os elementos chave de um modelo ibérico que fornecesse incentivos dinâmicos de investimento aos agentes quanto à sua necessidade e localização. No Anexo II, junta-se o documento final desse trabalho da *CRA International*, fruto de uma análise profunda e circunstanciada e que responde às questões colocadas pelo Conselho de Reguladores, define o “produto solicitado aos produtores”,

Data: 30 Abril, 2007

Destinatário: ERSE – Conselho de Reguladores do MIBEL

aponta as falhas ao actual modelo de garantia do abastecimento espanhol e propõe um modelo macro alternativo e harmonizado ao nível ibérico.

O modelo proposto é simples, lógico e intuitivo, assente num conjunto muito reduzido de parâmetros com forte ligação aos “fundamentais” do mercado: margem de reserva e custo de um novo entrante. Com estes dois elementos, é possível criar um relacionamento entre as duas variáveis com um racional económico objectivo, de forma a estabelecer um preço para esse produto. O facto do preço depender da margem de reserva permite que, com um mecanismo harmonizado ibérico, possam existir preços de garantia de potência diferentes em cada país, por atender às especificidades de cada sistema.



A *CRA International* considera a referência clássica do custo de uma central de ciclo simples como o custo a suportar por um novo entrante.

Com efeito, trata-se da tecnologia de menor investimento, dedicada essencialmente ao funcionamento em ponta e aquela que, por isso, mais depende da existência de um pagamento específico de garantia de potência. É por isso que o ciclo simples é utilizado como referência na literatura que aborda esta problemática. É importante referir que o valor de 3.84€/kW.mês é um valor que considera que os agentes irão ainda recuperar em mercado parte do investimento na turbina.

Contudo, a EDP considera que, alternativamente, poderá haver vantagem para o

Data: 30 Abril, 2007

Destinatário: ERSE – Conselho de Reguladores do MIBEL

Sistema Ibérico considerar o custo de uma central de ciclo combinado como referencial⁶.

De acordo com a formulação proposta, e consoante a capacidade que venha a ser instalada e a própria penetração das renováveis, o valor do pagamento de garantia de potência poderá variar conforme a capacidade instalada de novas centrais. Em particular, o preço da garantia de potência deverá ser igual a zero no caso de ser superada a margem de reserva objectivo, significando que existe capacidade suficiente, não estando os consumidores a pagar pelo valor da capacidade suplementar.

O valor concreto da garantia de potência é um risco do investidor que terá de ter em conta consoante as suas perspectivas de evolução do mercado. Contudo, estes aspectos já são riscos de mercado e não regulatórios.

Importa ainda mencionar que esse valor é independente da tecnologia de geração subjacente. Com efeito, sendo o “produto” em causa a disponibilidade de potência para a garantia do abastecimento dos consumidores, é indiferente qual a tecnologia que o providencia – ou seja – trata-se de um produto homogéneo e, portanto, deverá ter um preço idêntico para o consumidor.

Seguindo o mesmo racional, salienta-se a conveniência, a bem da transparência do funcionamento do mecanismo, de considerar explicitamente o pagamento da garantia de potência às centrais sob o regime de Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMECs). Com efeito, estas centrais fornecem também o mesmo “produto” homogéneo pelo que devem ser tratadas da mesma forma que as restantes centrais. Note-se que tal não se traduz em custos acrescidos para o Sistema, por os CMEC já considerarem a existência de um pagamento de garantia de potência.

No entanto, apesar da tecnologia subjacente não fornecer argumentos para tratamento diferenciado a nível da garantia do abastecimento – por se tratar do fornecimento de um mesmo produto – considera-se de toda a conveniência que a forma de cálculo da potência disponível seja clara e transparente e leve em consideração as características particulares da tecnologia que fornece essa disponibilidade. Especificamente, no que à energia produzida em centrais

⁶ Para uma análise mais aprofundada desta alternativa, poderá ser consultada a Secção 3, do Anexo I [CONFIDENCIAL].

Data: 30 Abril, 2007

Destinatário: ERSE – Conselho de Reguladores do MIBEL

hidroeléctricas diz respeito, dadas as características desta energia e a usual colocação temporal em mercado, importaria que a disponibilidade fosse referida à disponibilidade efectiva demonstrada pelas ofertas em mercado nos anos anteriores nas horas de maior procura (exactamente quando a garantia do abastecimento se torna mais desejável).

Ainda no capítulo da disponibilidade, o modelo de garantia do abastecimento deverá prever os mecanismos necessários à sua verificabilidade efectiva, por forma a garantir que o “produto” em causa existe e está efectivamente disponível. Assim, o mecanismo a implementar deve permitir ao Operador do Sistema efectuar testes de disponibilidade (suportando os custos inerentes) e infligir penalidades às centrais cuja disponibilidade não se vier a verificar. Os detalhes dos procedimentos de verificação e penalização poderiam ser adaptados dos já existentes para as centrais detentoras de Contratos de Aquisição de Energia.

Sem prejuízo do racional acima exposto, designadamente de que a “produto” igual deverá corresponder uma remuneração igual – ou seja, independência do valor da garantia de potência da tecnologia subjacente – importa mencionar que o modelo que ora se propõe em nada fere eventuais orientações de cariz de Política Energética, designadamente no que concerne ao *mix* energético objectivo a nível nacional. Aliás, este modelo poderá servir para operacionalizar eventuais orientações relativas ao *mix* energético desejável se, a montante, existir legislação tradutora dessas orientações que atribua um coeficiente de majoração ao valor da garantia de potência às tecnologias que se deseja incentivar e que o mercado não esteja a dinamizar⁷.

Note-se que, se for esse o intuito político, o modelo proposto permanecerá intacto na sua coerência e racionalidade, permitindo simultaneamente materializar orientações relativas ao *mix* energético nacional. Aliás, os temas do *mix* energético e da minimização da dependência de fontes energéticas fazem parte do mesmo âmbito da garantia do abastecimento.

⁷ Assim, se por exemplo se entender conveniente, do ponto de vista político, fomentar o investimento hídrico, bastaria determinar por via legal que o pagamento de garantia de potência a centrais hídricas (a construir ou a reforçar potência, ou a todas as existentes) seria igual ao valor concreto de garantia de potência que resultaria da aplicação do modelo proposto (idêntico para todas as tecnologias) multiplicado por um factor de escala β ($\beta > 1$).

Data: 30 Abril, 2007

Destinatário: ERSE – Conselho de Reguladores do MIBEL

O modelo proposto apresenta importantes vantagens:

- É extremamente intuitivo e, portanto, facilmente apreensível pelos vários *stakeholders*, o que favorece a sua implementação e aceitabilidade;
- É transparente, lógico e economicamente racional, permitindo perspectivar a sua evolução temporal, tendo em conta a evolução do sistema e as próprias decisões dos agentes. Naturalmente, estes factores reduzem o risco e conseqüentemente o custo de capital;
- Como se baseia numa “margem de reserva objectivo”, é necessário que os reguladores, agentes de mercado e consumidores decidam o nível de segurança de abastecimento apropriado e analisem os inevitáveis trade-offs entre custos e a segurança;
- Como se baseia no cálculo da margem de reserva actual e esta tem em conta a contribuição real das fontes intermitentes de produção (vento e alguma hídrica) nas horas de maior procura, é possível remunerar os investimentos pela sua contribuição efectiva para a segurança do sistema;
- De igual forma, a formulação proposta para o mecanismo de garantia do abastecimento, permite que o preço resultante (valor da garantia de potência) sirva como referência lógica para a remuneração da interruptibilidade, dada a óbvia interligação de conceitos;
- O preço da garantia de potência, ao não ser baseado em ofertas dos agentes, é independente de eventuais efeitos da maior ou menor competitividade do mercado ou de eventuais comportamentos estratégicos;
- No entanto, a formulação do preço está associada ao balanço entre oferta e procura, garantindo que os consumidores não paguem aos produtores caso haja capacidade adicional com pouco ou nenhum valor em termos de segurança de abastecimento;
- O modelo proposto tem ainda a vantagem de tornar explícitos os valores e parâmetros do modelo e conseqüentes resultados. Assim, no âmbito do modelo, é possível que o valor da garantia de potência seja nulo quando se ultrapassa o valor da margem de reserva objectivo, o que implica uma consciencialização das escolhas económicas, técnicas e mesmo políticas que se adoptem, designadamente a nível do valor da “margem de reserva objectivo”.

Data: 30 Abril, 2007

Destinatário: ERSE – Conselho de Reguladores do MIBEL

5. Atendendo às experiências internacionais e às características particulares do sistema ibérico, qual considera que é a abordagem mais adequada para a definição do mecanismo de garantia do abastecimento?

Pelo que ficou exposto na resposta às perguntas anteriores, considera-se que, dadas as especificidades do Sistema Ibérico, a alternativa mais adequada é a terceira mencionada no texto introdutório a esta questão. Ou seja, é a que apresenta um nível de regulação maior, uma vez que se crê que, no momento actual, o preço do produto "garantia do abastecimento" poderá não ser o correcto, se for determinado somente pelo preço de mercado.

No entanto, chama-se especial atenção para o facto de tal não significar necessariamente que esse preço é fixado de forma totalmente administrativa, sem atender às condições de mercado.

Com efeito, o mecanismo defendido está longe, por exemplo, do existente actualmente em Espanha, e cujas desvantagens são apontadas no estudo da *CRA International*. Ao invés, propõe-se um mecanismo estável, com forte racionalidade económica, e cujos resultados são dinâmicos levando em consideração a própria evolução do mercado.

A principal razão pela qual se defende a adopção de um mecanismo de garantia do abastecimento com um grau de regulação mais acentuado reside essencialmente no facto de se estar ainda numa fase de transição para um regime mais liberalizado do mercado, com as inerentes incertezas. Assim, o pagamento explícito de capacidade poderia deixar de seguir este modelo e passar a ser determinado exclusivamente pelo mercado quando estiver totalmente concluída a liberalização do mercado (desaparecimento das tarifas reguladas de energia, amadurecimento do negócio de comercialização e dos mercados de capacidade e energia, capazes de fornecer os sinais adequados para o estabelecimento de contratos de longo prazo entre comercializadores e produtores).

Data: 30 Abril, 2007

Destinatário: ERSE – Conselho de Reguladores do MIBEL

Para além disso, na medida em que o mercado de capacidade é “contestável” por novos entrantes⁸, fornece-se a esses agentes mais um incentivo para entrarem no mercado e aumentarem o grau de concorrência aos agentes já instalados.

6. Que mecanismos existem para incorporar e reconhecer a contribuição do produto do lado da procura? Como é que se mede esta contribuição? Como se podem compatibilizar os mecanismos de interruptibilidade com um mecanismo de garantia do abastecimento?

Tipicamente o contributo da procura para a garantia do abastecimento é enquadrável no conjunto de instrumentos genericamente designados por “*demand side management*” (DSM).

Para prazos mais longos de tempo, tal poderá passar pela existência de mecanismos para a correcta previsão da procura ou pela adopção de comportamentos energeticamente eficientes. Assim, por um lado prevêem-se consumos e, por outro, tenta-se induzir um menor crescimento e maior racionalidade desses consumos.

Para prazos de tempo bastante mais curtos, o contributo da procura para a garantia do abastecimento é tipicamente fornecido através dos mecanismos de interruptibilidade, cujo valor deve ser reconhecido.

Na medida em que, conforme é referido no texto da Consulta Pública, por via da possibilidade de interromper o fornecimento a alguns consumidores aderentes a esse mecanismo, se obtém um efeito algo semelhante ao da introdução de maior capacidade de geração que cubra os picos da procura, defende-se a racionalidade de estabelecer um referencial comum.

Com efeito, uma das vantagens já apontadas do modelo de garantia do abastecimento proposto na resposta às perguntas anteriores é, exactamente, a de que a formulação proposta “*permite que o seu preço sirva como referência*

⁸ Vide enquadramento legal da Produção em Regime Ordinário, tal como disposto nos Decretos-Lei 29/2006 e 172/2006.

Data: 30 Abril, 2007

Destinatário: ERSE – Conselho de Reguladores do MIBEL

lógica para a remuneração da interruptibilidade, dada a óbvia interligação de conceitos". Ou seja, os mecanismos são perfeitamente compatibilizáveis entre si.

Na formulação de um mecanismo de interruptibilidade considera-se importante observar alguns aspectos, que seguidamente se explicitam:

- i. O mecanismo de interruptibilidade deverá incentivar a adesão de grandes clientes, na medida em que a própria gestão do sistema é facilitada se for interrompido um pequeno número de clientes com grandes consumos ao invés de um grande número de clientes com consumos mais baixos;
- ii. A adesão a este mecanismo deverá ser voluntária, prevendo-se penalidades para os aderentes que, quando confrontados com uma situação de necessidade de interrupção de fornecimento, o não façam;
- iii. O mecanismo deverá ser suficientemente flexível para acomodar as especificidades dos principais tipos de consumidores, a nível de tempo de pré-aviso necessário para se proceder à interrupção do fornecimento;
- iv. O mecanismo de interruptibilidade tipicamente consubstancia-se num desconto no valor da factura, associado à potência interruptível contratada. Naturalmente, esse desconto deverá inversamente ser proporcional ao tempo de pré-aviso necessário para se proceder à interrupção do fornecimento.

7. Uma vez definido o produto e o sistema de remuneração aos agentes que o disponibilizam, qual é o mecanismo para distribuir o pagamento pela procura?

Concorda-se com a afirmação efectuada no texto introdutório a esta questão, pois o mecanismo a adoptar poderá estar intimamente relacionado com a forma de distribuição do seu pagamento pela procura.

Desta forma, e visto o mecanismo de garantia do abastecimento proposto, defende-se que os custos incorridos na aquisição deste produto sejam repercutidos sobre todos os consumidores (quer estejam em regime de mercado livre ou "à tarifa") através de uma das tarifas de acesso.

Data: 30 Abril, 2007

Destinatário: ERSE – Conselho de Reguladores do MIBEL

Com efeito, a própria Resolução de Conselho de Ministros sobre Política Energética contempla como um dos seus três pilares fundamentais a Segurança do Abastecimento, do qual faz naturalmente parte integrante a garantia do abastecimento. Assim, também se entendem as obrigações de serviço universal. Na medida em que a garantia do abastecimento é um produto fornecido a todos os consumidores, independentemente da forma como adquirem a energia (em mercado ou em regime regulado), também deverá ser sobre todos os consumidores que esse custo deve ser repercutido.

Note-se ainda a racionalidade existente na conjugação desta repercussão universal com os mecanismos de interruptibilidade. Sendo estes últimos uma forma dos consumidores aderentes manifestarem que podem dispensar essa garantia do abastecimento, estes, apesar de contribuírem para a garantia do abastecimento através do pagamento da tarifa de acesso, são ressarcidos e até premiados através do desconto de interruptibilidade que lhes é concedido.

8. Considera possível definir um mecanismo harmonizado aplicável ao sistema ibérico?

- i. As necessidades de aumentar a garantia do abastecimento em cada um dos sistemas eléctricos, em particular considerando a diferença existente actualmente na relação entre os valores de potência instalada e as pontas de consumo dos dois países são comparáveis?
- ii. Em termos da definição de um único produto para o sistema ibérico peninsular, considera que é possível aplicar um mecanismo (e/ou um único produto) comum para ambos os sistemas? Que implicações pode ter a limitada capacidade da interligação eléctrica entre Portugal e Espanha?
- iii. Do ponto de vista da procura em ambos os sistemas, será possível estabelecer uma metodologia de repartição que seja comum a ambos os sistemas? Deve ser considerado algum tipo de diferenciação que tenha em consideração o grau de firmeza e/ou suficiência apresentado por cada um dos sistemas?

Considera-se não apenas possível, como também desejável, a definição de um mecanismo de garantia do abastecimento aplicável ao sistema ibérico. Tal não implica necessariamente que o preço pago pelo “produto garantia do abastecimento” seja igual. Com efeito, em respostas anteriores, já se efectuou

Data: 30 Abril, 2007

Destinatário: ERSE – Conselho de Reguladores do MIBEL

menção a algumas diferenças existentes entre o sistema português e o espanhol, designadamente a nível da margem de reserva existente em cada país.

Possivelmente apenas a prazo, com o equilíbrio entre os dois sistemas, para o qual este mecanismo de garantia do abastecimento pode fornecer um importante contributo, havendo posteriormente plena integração dos sistemas, pode-se antever um valor de garantia de potência semelhante. Entretanto, a definição de diferentes valores entre países não significa a inexistência de harmonização, mas antes a transmissão de sinais diferenciados a cada mercado, fruto das suas especificidades, designadamente a nível da potência instalada e das respectivas pontas de consumo.

Importa ainda mencionar que o mecanismo proposto, apesar de estabelecer bases sólidas e concretas para o funcionamento do mecanismo de garantia do abastecimento, deixa ainda lugar à sua utilização como mais um instrumento de prossecução da Política Energética. Assim, sem prejuízo das limitações e necessidades de cariz técnico fundamentais ao funcionamento dos sistemas, existe espaço para o exercício dos poderes de soberania nacional, por exemplo através da definição da "margem de reserva objectivo" e do "*mix* energético objectivo".

Nesta medida, considera-se que, pelo menos num horizonte temporal próximo, e para o modelo ora proposto, a repercussão dos custos deverá ser efectuada a nível nacional.

No que respeita à questão das implicações que "pode ter a limitada capacidade de interligação eléctrica entre Portugal e Espanha" é importante notar que o mecanismo proposto considera a capacidade de interligação existente. Assim, e na sequência do que ficou referido no anterior parágrafo as implicações dessa capacidade estão já internalizadas no modelo e nos respectivos resultados.

Importa ainda mencionar que o mecanismo tenderá a equilibrar os sistemas e a dirigir capacidade de geração para a zona onde ela é mais necessária. A capacidade de interligação será, então, a necessária e suficiente para garantir a convergência competitiva dos preços grossistas, na presença de sistemas com capacidades de geração equilibradas.



INTERNATIONAL

Prepared For:

Energias de Portugal S.A.
Praças Marguês de Pombal, 12
1250-162 Lisbon, Portugal

Assessing the Need of a Capacity Payment Mechanism in Portugal

Requirement and Design Options for a New Iberian Capacity Mechanism

Prepared By:

Seabron Adamson, Simon Ede and Giulio Federico
CRA International
5 Upper St Martin's Lane
London WC2H 9EA, UK

Date: 20 March 2007

TABLE OF CONTENTS

EXECUTIVE SUMMARY	II
1. INTRODUCTION.....	1
2. EUROPEAN DEVELOPMENT OF CAPACITY MARKETS	1
2.1. CAPACITY PAYMENT MECHANISMS AND PROPOSALS ACROSS THE EU.....	2
2.2. EXPERIENCE IN THE UNITED STATES	2
3. THE THEORETICAL REQUIREMENT FOR CAPACITY MECHANISMS	2
3.1. SCARCITY RENTS AND COST RECOVERY.....	3
3.2. SETTING A DESIRED RESERVE MARGIN.....	4
3.3. CAPACITY PAYMENTS AND MARKETS.....	5
4. NEW GENERATION INVESTMENT IN THE IBERIAN CONTEXT	5
4.1. CURRENT PRICES DO NOT SUPPORT NEW INVESTMENT	5
4.2. A FLAT SUPPLY CURVE DISCOURAGES NEW ENTRY	6
4.3. IMPACT OF WIND ON NEW THERMAL GENERATION	7
5. DEVELOPING A NEW IBERIAN CAPACITY MECHANISM.....	9
5.1. ENSURING RELIABILITY OVER A TRANSITIONAL PERIOD.....	9
5.1.1. An interim arrangement.....	9
5.1.2. Weaknesses in the current Spanish mechanism.....	10
5.2. OBJECTIVES FOR A REPLACEMENT MECHANISM.....	11
5.3. POTENTIAL ELEMENTS OF A NEW DESIGN	12
5.3.1. The reliability product	12
5.3.2. Price-reserve curve	13
5.3.3. Setting capacity prices in Spain and Portugal	14
5.3.4. Accounting for intermittent generation.....	15
5.4. EXAMPLE OF CAPACITY MARKET OPERATIONS	17
5.5. ADVANTAGES OF THE PRICE-RESERVE APPROACH.....	20
6. CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS.....	20
6.1. THE CURRENT SITUATION IS UNSUSTAINABLE	20
6.2. INITIAL RECOMMENDATIONS FOR A NEW IBERIAN CAPACITY MECHANISM.....	21

EXECUTIVE SUMMARY

Portugal operates an “energy-only” market in which the sole compensation paid to generation owners and new investors is the prices in the energy market. While in theory this market structure can work, the required economic assumptions almost never hold. Many electricity markets around the world are therefore moving towards market structures that include a separate capacity payment mechanism or market. Around the European Union, many power markets in the fast-growing regions of Europe have (or have proposals for) a capacity payment mechanism to secure needed generation investment. Spain, Ireland, Italy and Greece all fall into this category.

For Portugal, the practical problems of securing new generation investment are especially severe. Recent prices in the Iberian markets will not support new entry without a capacity payment, and the shape of the supply curve limits the scope for baseload investment. As new wind resources enter the system the need for operating reserves will increase while the expected operating hours of new plants will decline, making the problem even worse. Most importantly, Portugal and Spain effectively have the same energy prices while Spain has a capacity payment mechanism and Portugal does not. So even though Portugal will need new generation first, the current rules provide every incentive for new generation to be built in Spain instead – a truly perverse outcome.

As an interim measure, Portugal should consider adopting the Spanish *garantía de potencia* capacity payment to level the investment playing field between the countries. While this would help remove some of the disincentives to investment that exist in Portugal today, this Spanish mechanism is not adequate as a long-term solution for either country, as it provides no price signals to encourage an efficient level of investment. A new and better mechanism will be required.

We propose a simple price-reserve mechanism for use in Portugal. Under this mechanism, which is similar to the “demand curve” mechanisms used in some parts of the United States, a higher capacity price would be paid when the supply-demand balance was tight, and a lower price would be paid when supply was plentiful and hence the marginal value of additional reserves was low. Such a mechanism is simple to implement, predictable and transparent for investors.

As much of Portuguese generating capacity is covered by CMECs, only a small fraction of total capacity would be eligible for capacity payments under this new price-reserve proposal. Since under the new proposal the capacity payment is capped at a fixed level, the total amounts to be paid by Portuguese customers would also be capped, lowering risks. Illustrative calculations based on Portuguese supply and demand data suggest that the total incremental cost for Portuguese customers might be less than 1€/MWh – a modest cost for ensuring electrical reliability. If new supply comes online, and excess capacity develops, this capacity payment will automatically decline.

The current generation investment situation in Portugal is unsustainable. Private investors will not invest in needed new generation in Portugal if the same energy prices are available in Spain, along with a capacity payment. Adopting the Spanish system as an interim measure, and an improved mechanism later will allow Portugal to create a power market that can deliver reliability over time at lowest cost to its citizens.

1. INTRODUCTION

CRA International has been asked by Energias de Portugal (EDP) to comment on the need for a capacity payment mechanism in Portugal, and to assist in developing a preliminary plan for implementing such a mechanism. The paper provides our initial thoughts and conclusions on the need for a new capacity mechanism in the country and outlines at a high level some potential features of a practical design.

The remainder of the paper is divided into four main sections. Section 2 describes how capacity payment mechanisms are becoming a common feature in the European Union. Section 3 describes the theoretical arguments for including a capacity mechanism in a wholesale power market. It describes why in theory such a mechanism is needed in all but the most idealized circumstances, which certainly do not exist in Portugal at present. Section 4 describes the current conditions for new generation investment in the Iberian markets. Section 5 highlights the lack of a level playing field for new investment between Portugal and Spain, and suggests an interim approach for solving this problem. This major section also critiques the current Spanish capacity payment system and describes some potential elements of a new and more economically-based capacity mechanism design. The final section summarizes our conclusions and our recommendations for further capacity mechanism development.

2. EUROPEAN DEVELOPMENT OF CAPACITY MARKETS

Until relatively recently, electric utilities in most EU member states have been vertically integrated, with a stable customer base which could directly support new investment. Liberalisation of electricity markets and the opening up of retail markets across the Union have made the historical model of generation investment untenable, while creating wholesale markets for electricity and growing cross-border trade in power.

Even as EU electricity trade has increased, and as loads continue to increase, new generation investment is not keeping pace, especially in the faster growing European economies.

Figure 1: Reserve margins of selected EU member states

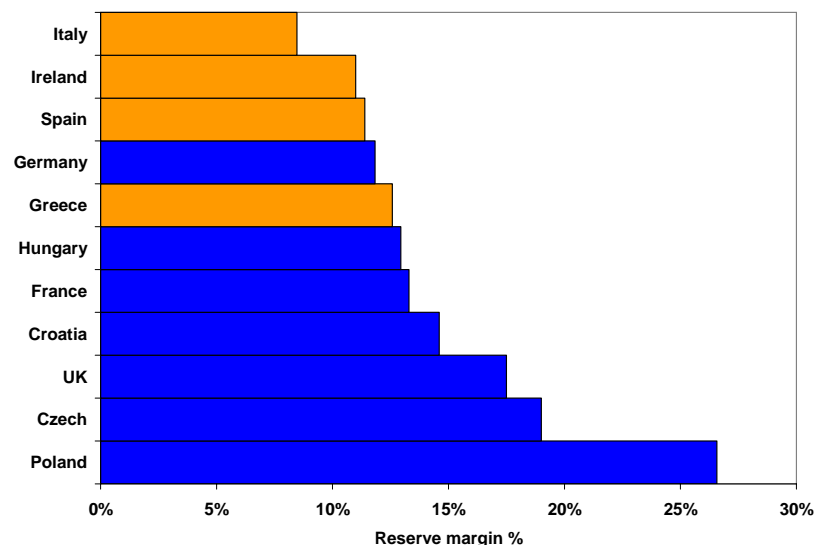


Figure 1 shows the reserve margins of selected EU member states, as of 2007.¹ EU states with current or proposed capacity payment mechanisms or other reliability contract mechanisms are shown in orange. These are very significantly coincident with the states where reliability issues are at the forefront of energy policy, primarily due to economic and load growth far higher than the EU average.

2.1. CAPACITY PAYMENT MECHANISMS AND PROPOSALS ACROSS THE EU

The EU states with existing (or considering new) capacity payment mechanisms are generally higher growth economies. A wide range of mechanisms have been implemented (or are in development) across the EU15:

- Spain has had its *garantia de potencia* capacity mechanism since the market opened; it has seen considerable new thermal investment. This mechanism is described in more detail in Section 5.1.2;
- The Republic of Ireland and Northern Ireland are currently developing a single all-island market. This market will have a capacity payment designed to trigger new investment in the Irish system which is growing very short of capacity;
- Italy has a developed proposal for a capacity option mechanism, although it has not yet been implemented after domestic opposition. Meanwhile, new generation investment in Italy continues to lag; and
- Greece recently announced a system of capacity contracts, hoping to avoid a reliability crisis as new generation is not being financed nearly fast enough to keep up with rapidly growing load.

2.2. EXPERIENCE IN THE UNITED STATES

The European experience is consistent with U.S. experience as well. All three of the successful markets in the Northeastern U.S. have full capacity markets. California, which does not, and which suffered crippling reliability issues a few years ago, is putting a new "resource adequacy" system in place. The Texas market, which has been blessed with a high reserve margin, has not chosen to introduce such a mechanism, although the maximum energy price cap has been raised to \$1500/MWh and in 2008 will rise to well over \$2000/MWh in an effort to stimulate investment.

3. THE THEORETICAL REQUIREMENT FOR CAPACITY MECHANISMS

A major question in an energy-only market – that is, a market without an explicit capacity payment mechanism - is how peaking capacity (which is rarely inframarginal) will recover its full cycle or average costs. These costs include fixed operations and maintenance costs (e.g., labour costs, taxes, and other recurring annual costs) and capital costs (return on and of capital). Unless such costs can be recovered through market revenues over

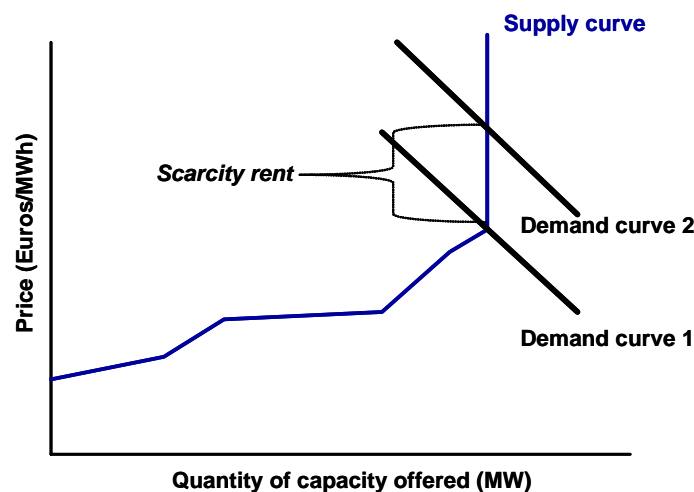
¹ Reserve margin data was obtained from UCTE and national regulator websites. The UK reserve margin for 2007 is from International Power and includes 900 MW of nuclear retirements in 2006.

time, there will not be sufficient incentive to invest in such capacity, and overall investment in all types of plant will be too low, endangering reliability.

3.1. SCARCITY RENTS AND COST RECOVERY

The concept of scarcity rents is the theoretical foundation of an energy-only design. This concept is illustrated in Figure 2, below. The blue line is the supply curve of plant (or the short-run marginal cost of all plants on the system) for a particular hour. When total capacity is exhausted, the supply curve becomes vertical, as shown in the figure. When demand at a peak hour can just be met by the available capacity, as shown by the diagonal “demand curve 1”, the price will be set by the highest marginal cost unit (assuming the market is perfectly competitive and all units are offered at marginal cost). When demand is even higher, as represented by “demand curve 2”, demand must be rationed, and prices will be set higher than the marginal cost of the last unit. The resulting scarcity rents, as illustrated in Figure 2, are the mechanism through which peakers can in theory recover their average costs, as the price in these hours is higher than their marginal costs of production.

Figure 2: Scarcity rents and peak pricing in an energy-only market



This theoretical construct, unfortunately, is not observed in most power markets and underinvestment is, likely under such a system. There are several broad reasons for this:

- Price and bid caps are often placed on markets to limit market power, though these often eliminate the scarcity pricing signals on which energy-only market design depend as well. OMEL in Spain, for example, has a cap of only 180€/MWh, which is well below most estimates of the willingness to pay by final customers. With such a low cap in place, the long-term investment prospects of an “energy-only” model are bleak.
- The actual demand characteristics of all customer demands are never actually reflected in the demand in the wholesale market. Most customers do not pay or respond to spot prices, but pay fixed prices. Hence the effective demand curve is essentially vertical, and there is no means for achieving the scarcity prices necessary for investment.

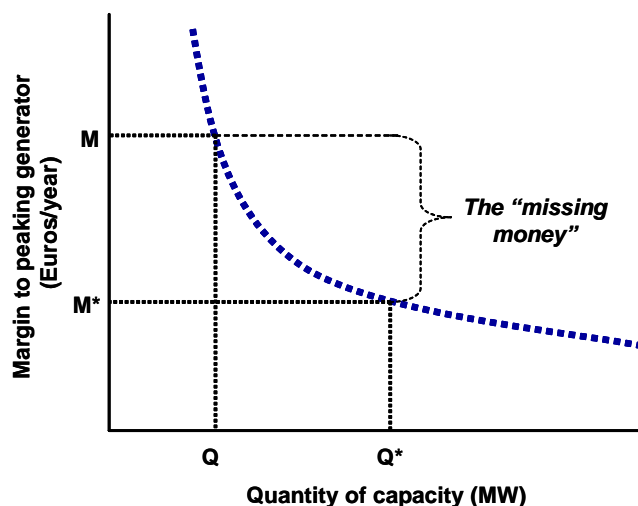
- Perhaps most importantly, policymakers are generally uneasy about allowing expectations of scarcity rents to solely drive investment decisions critical for system reliability and public economic welfare. Under the energy-only market design, investors in new generation (especially peaking generation) must be able to fully anticipate the actual level of scarcity rents over time if they are to correctly match the level of new investment with system requirements. But these scarcity conditions by their very nature are hard to predict, as they depend on the frequency and length of very short-lived supply-demand imbalances caused by weather, intermittent generation, plant outages and other uncertain events.

3.2. SETTING A DESIRED RESERVE MARGIN

Governments and other institutions responsible for system reliability generally require some assurance that needed generation investment will be forthcoming. This usually requires setting some target capacity requirement for each operating period (e.g. one year) that is higher than that the market itself would deliver based solely on expectations of future market revenues and scarcity rents.

This is illustrated in Figure 3. The horizontal axis shows the amount of available capacity on the system, and the vertical axis shows the average revenues available to a peaking generator given the amount of capacity available. The dotted curve represents in a stylized fashion the relationship between these two quantities. When less capacity is available, the likelihood of scarcity rents being available is higher and expected plant revenues and margin will be high. When more capacity is available, peaking prices will be lower and hence the total margin for peakers will also be lower. Thus, the curve representing this interaction slopes down to the right, as illustrated in the figure.

Figure 3: Peaking generator margin versus installed capacity



Assume that the necessary margin for a peaking generator to cover its total costs (including capital and fixed costs) is M . In an energy-only market, this corresponds to a certain level of available capacity Q , and hence a certain level of reliability. This level of reliability, however, may not be acceptable, so it is decided that a minimum level of capacity Q^* is required to be available. This course results in a significantly lower level of margin accruing to peaking generators, at M^* . At this level, these generators will not recover their full costs and hence they will not invest. The difference between the amount they would expect to recover M^* at the required capacity level Q^* and the required level of

margin M is often referred to as the “missing money” in discussions of capacity mechanisms.² The missing money increases as much as the level of required capacity Q^* differs from Q , which tends to be the case of systems with high volatility of demand (weather) and generation availability (hydro and wind).

3.3. CAPACITY PAYMENTS AND MARKETS

If sufficient revenues cannot be recovered in the energy market to support needed investment, a secondary mechanism is required. These mechanisms are generally based on the concept of a two-part tariff, with one set of revenues paying for energy on a €/MWh basis and another rewarding capacity needed on a €/MW-period basis. These mechanisms allow in theory the primary energy market to operate undisturbed while making up the ‘missing money’ needed to support new investments through capacity payments outside of the energy market.

The most relevant example of a capacity mechanism for Portugal is the capacity payment system used in Spain. This mechanism has several significant flaws, as discussed in Section 5.1.2. The current Spanish approach does not have a well-defined product directly related to reliability, for example, and is subject to significant regulatory risk.

At least Spain has a mechanism. Portugal, which has a tighter reserve margin than Spain but whose energy market is tightly integrated with its larger neighbour, currently has no corresponding payment scheme. This therefore provides the perverse incentive *not* to build new capacity in Portugal, where it is most needed, since the revenues will be larger in Spain. Such an economic incentive cannot help but deter needed future investment in Portugal. As we discuss in the conclusion section of this report, levelling the playing field between Portugal and Spain to have an even and competitive environment for new thermal investment should be an immediate priority.

4. NEW GENERATION INVESTMENT IN THE IBERIAN CONTEXT

In the previous section, we explored the theoretical reasons why some form of capacity or resource adequacy mechanism is needed in competitive power markets in most cases. This second section of the note describes the need for these payments in the current Portuguese context, and in the context of the larger and more transparent Iberian market.

4.1. CURRENT PRICES DO NOT SUPPORT NEW INVESTMENT

The most likely new thermal investment in the Spanish and Portuguese systems will be new combined cycle gas turbine (CCGT) plant. Current Spanish prices, however, do not support investment in new plant and show no signs of doing so. Of course, the problem in Portugal is even worse as a new plant built to serve load in Portugal would not even qualify for the small Spanish capacity payment to generators outside of the ‘special regime’.

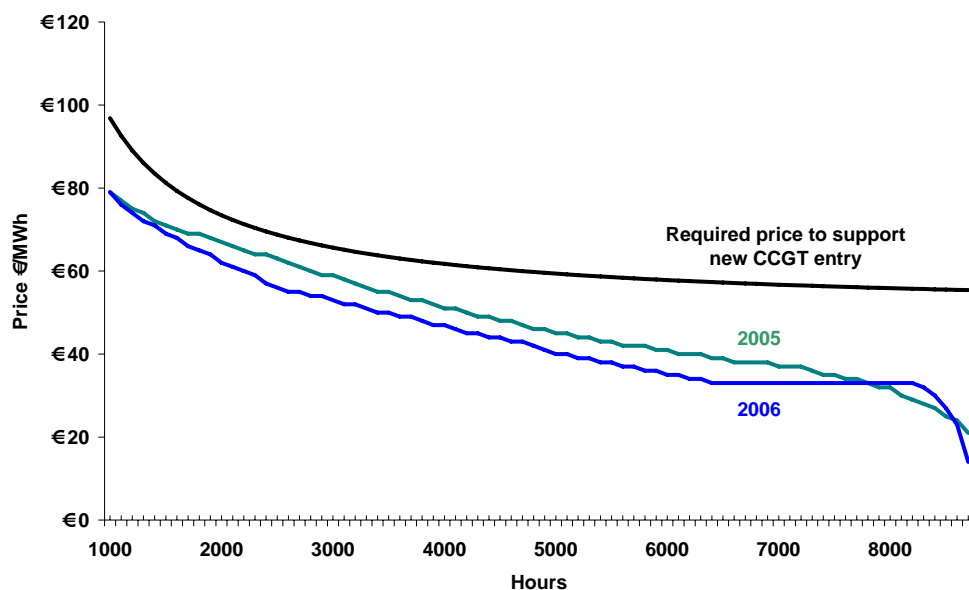
In recent years, a new CCGT would have run in-merit for approximately 5000-5500 hours per year. As new wind generation continues to enter into the Spanish market, the

² See for example the discussion in Peter Cramton and Steven Stoft, “The Convergence of Market Designs for Resource Adequacy”, White Paper prepared for the California ISO, March 2006.

expected in-merit operations for a new CCGT is expected to fall to 4000 hours within a few years. As the capacity factor falls, the higher the average price must be if a unit is to cover its fixed and capital costs.

This is highlighted further in Figure 4, which shows the energy price duration curves for 2005 and 2006 with the average unit revenue required to support a CCGT new entrant at a range of capacity factors. The distance between the thick black curve (representing new entry costs including carbon costs) and the historical price duration curves (which reflect the energy-only prices a generator in Portugal would face) shows that there is currently a substantial amount of 'missing money' to be covered if prices stay at or near these recent levels. The scale of the 'missing money' problem will continue to grow as wind generation continues to enter the market, reducing margins even further for thermal plant.

Figure 4: Recent spot prices without a capacity payment will not support new entry



This situation looks set to continue, as forward prices (which cover only a short period) shown no sign of increasing sharply. Past CCGT investment in Spain at least appears to have been driven by several factors: including the allocation of carbon allowances and the *garantía de potencia* capacity mechanism currently in place. The situation in Portugal, where there are none of these advantages, looks much less likely to lead to new market generation investment.

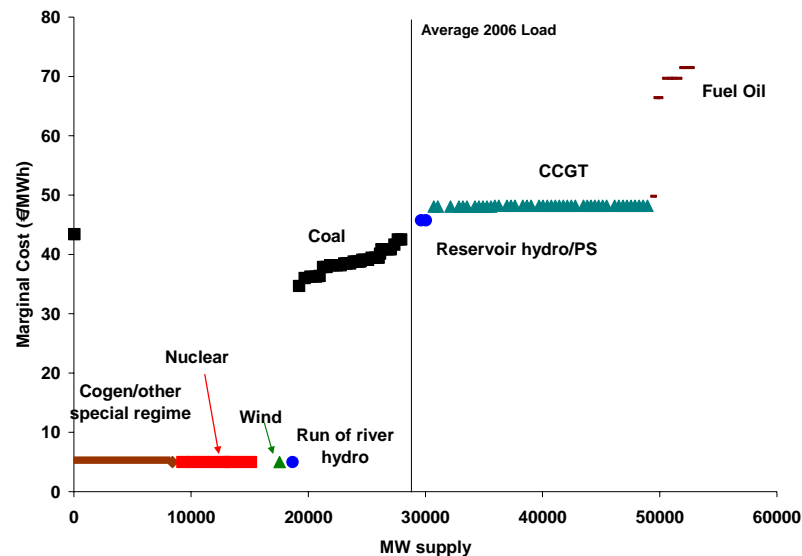
4.2. A FLAT SUPPLY CURVE DISCOURAGES NEW ENTRY

In some markets, new entry has been possible at higher capacity factors even if peak prices are generally insufficient. For example, in the early years of the England and Wales market new entry by gas-fired CCGTs was possible at relatively high load factors as the supply curve above these plants was fairly steep, providing a substantial projected margin for a large number of hours. This entry was also aided by low British natural gas prices at the time.

This situation does not exist in the current Iberian market, as large amounts of new CCGTs have already entered the market. Figure 5 below shows an illustrative supply

curve for the Spanish market based on current fuel and carbon prices.³ The vertical line shows the average load for 2006. Even after allowing for some level of plant unavailability, the result is an extraordinarily flat supply curve across the relevant range where a new entrant CCGT could enter the market, ensuring that new entrants in an energy-only market would receive very little margin over their variable costs if pricing were competitive.

Figure 5: Illustrative supply curve in the Spanish market is flat for new CCGT entrant load factors



If the required margin cannot be made up from operating in many hours where a unit is inframarginal, these revenues must come from another source, such as some form of capacity payment.

4.3. IMPACT OF WIND ON NEW THERMAL GENERATION

Spain and Portugal are experiencing substantial growth in the amount of wind capacity under development or construction. By the end of 2006, there was approximately 9,700MW of installed wind capacity in Spain and approximately 1,500 MW of wind capacity in Portugal.⁴ The target for installed wind capacity in Spain is 21,500 MW in 2011; for 2010 the target for Portugal is 5100 MW.

These are very substantial quantities, which will have a number of impacts on system reliability and investment. First, as new wind generation comes online, new thermal plants will run even fewer hours, raising their average costs of production per MWh. Additionally, due to the intermittent nature of wind resources, additional thermal capacity will be required to provide operating reserves in case of periods of low wind generation and high demand. This capacity will have to be paid for outside of the energy market.

³ This supply curve is illustrative and the plant capacities have been adjusted for average availability (90% for thermal, 25% for wind, and 20% for hydro other than run of river).

⁴ REN, *Technical Report, 2006*.

Second, the hour-to-hour variation in wind generation across the Iberian system will be very large. Figure 6 shows the average monthly level of wind output in Spain for 2005 and the first 10 months of 2006, as well as ranges constructed at plus and minus one standard deviation. As an example, the average hourly change in wind generation for this period was approximately 130MW, but the maximum hourly change was much greater than 1000 MW. Over a period of 3 hours there is approximately a 15% probability that wind generation could vary by more than 400 MW downwards, or the typical size of a small to medium CCGT unit. Some mechanism will be needed to ensure that sufficient flexible thermal plant is built and available to support system requirements to cover changes in wind output. Since the Spanish market does not have a very effective operating reserve payment, and Portugal has, at this moment, no method of paying for ancillary services at all, this requirement will strengthen the need for another form of cost recovery for required new thermal plants. These thermal plants may be required to operate at low operating levels for a substantial number of hours per year, to provide needed reserves.

Figure 6: Variability in wind output in the Spanish market

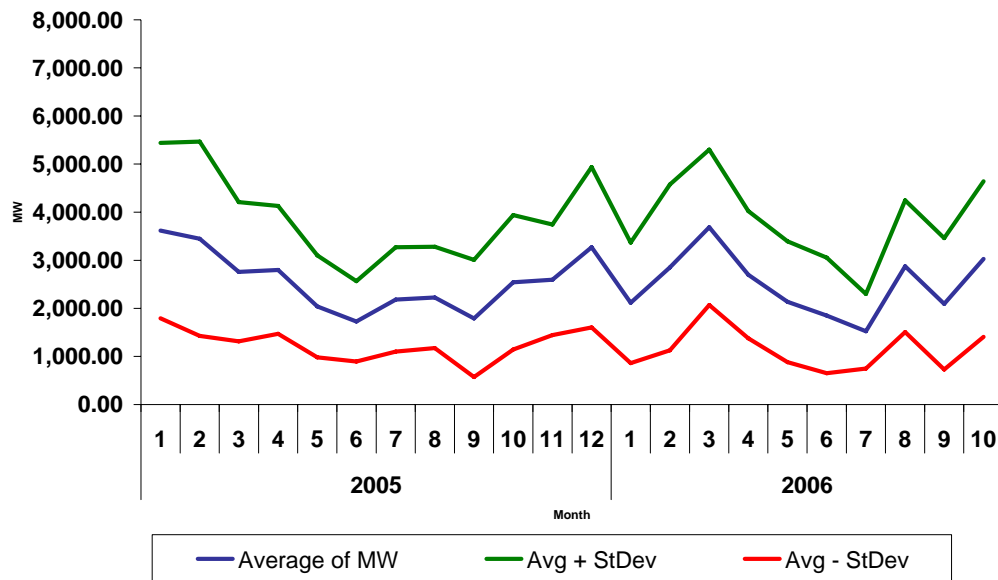
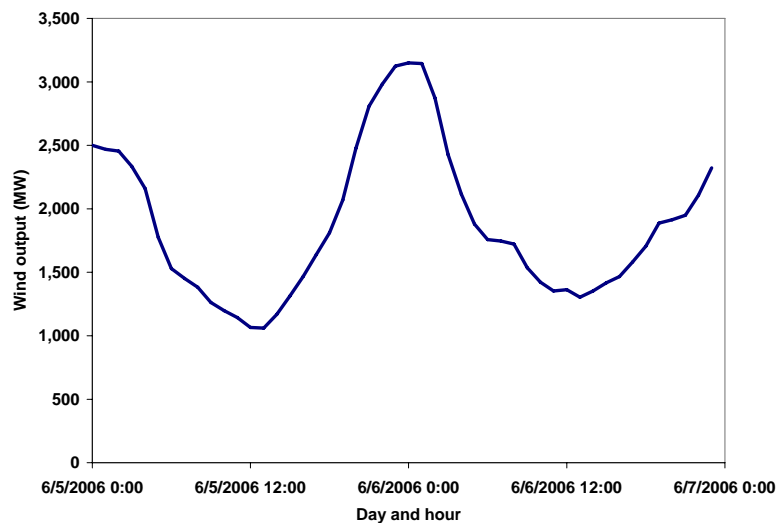


Figure 7 illustrates this point further, showing the variability observed in hourly wind output for Spain for two sample days in June 2006. On these days the maximum drop in wind output over three hours – approximately the minimum in which a non-peaking thermal unit could be started – was just over 1000 MW. Unless hydro generation in the Iberian market will be able to cover all of these rapid shifts in wind output in the future, despite the rapid growth in wind capacity, some new reserve mechanism will be required to ensure that the thermal plants required by the transmission system operator (TSO) to be ready to cover these swings have appropriate means available for covering their increased operating costs.

Figure 7: Wind output for two sample days in June 2006

5. DEVELOPING A NEW IBERIAN CAPACITY MECHANISM

Sections 3 and 4 of the paper have outlined some of the theoretical and practical arguments for a capacity mechanism in Portugal. The theoretical arguments are based on economic concepts that have been widely accepted in other markets. As importantly, there are strong practical arguments to suggest why some mechanism is needed. These centre on the shape of the supply curve, the adequacy of current and expected market prices to support new entry and the increasing importance of non-dispatchable wind generation in the Iberian system.

5.1. ENSURING RELIABILITY OVER A TRANSITIONAL PERIOD

Developing a new capacity and reliability mechanism will take time, and involve extensive discussions between government, the regulator and other parties. In the meanwhile, the current situation makes it very unlikely that the Portuguese system will receive needed new generation on a timely basis, given the perverse incentive to build capacity first in Spain (where it is needed less) than in Portugal.

5.1.1. An interim arrangement

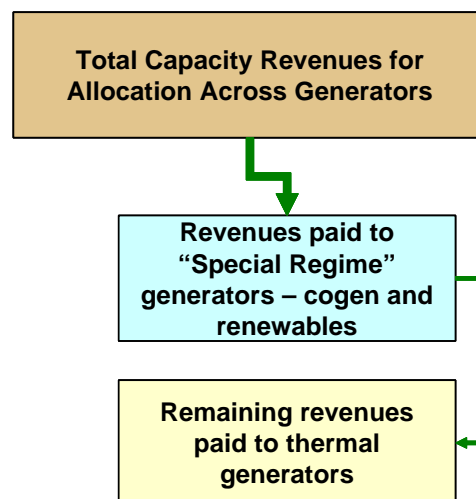
Over the short-term, the playing field between Spanish and Portuguese generators must be levelled if competition and investment plans are not to be impacted. As a short-term measure, a simple step would simply be to mirror the current level of capacity payments from Spain to Portuguese generators. Since much of the capacity in Portugal is covered by the CMECs, implementing this step as an interim arrangement would not be expensive on a total cost basis. This solution may be adequate for a year or so until a new mechanism can be implemented.

5.1.2. Weaknesses in the current Spanish mechanism

Spain has had a capacity payment mechanism for some years and has seen substantial new generation investment. Portugal and its neighbour, however, would be ill-advised to rely on the current Spanish mechanism for the long-term. The weaknesses in the Spanish capacity payment mechanism stem from its fundamental design and hence cannot be corrected without a complete reform.

The *garantía de potencia* was established by Real Decreto 2019/1997 in 1997. Under this structure, suppliers and distributors pay fixed charges established in advance that form a “fund” from which capacity payments are paid. As illustrated in Figure 8, first these funds are paid out to a set of “Special Regime” generators – primarily cogeneration units and renewables – at fixed rates of €/MW of available capacity. The remaining funds are then allocated between other thermal generators, adjusting for availability and seasonal factors.

Figure 8: Allocation of funds in the current Spanish capacity payment mechanism



The current system suffers from a number of basic flaws, which suggests that Portugal should only adopt this mechanism on an interim basis. Some of the major weaknesses inherent in the current system include:

- *Capacity prices are unrelated to fundamental supply and demand:* Under the current model, consumers pay for capacity even when it is plentiful, and hence the marginal value of incremental capacity in preserving system reliability is minimal. Similarly, prices do not rise when the reserve margin is very tight and the marginal impact of capacity on reliability is high;
- *There is no defined product provided by generators:* Various authors have criticized the Spanish capacity payment mechanism on the basis that generators do not actually provide a specific product in exchange for the payments made, which provides weak incentives to actually have capacity available when it is most needed.⁵

5

See for example C. Batlle, C. Vasquez, M. Rivier and I. Perez-Arriaga, “A Regulatory Instrument to Enhance the Security of Supply in the Spanish Wholesale Electricity Market”, 29th IAEE International Conference, June 2006.

- *No defined reserve margin:* The current mechanism provides no explicit target capacity requirement.⁶ A payment is made to generators but this is unrelated to the actual reserve margin (typically used as the measure of reliability) and there is no feedback mechanism for pushing the system back towards a desired level of reliability;
- *Payments are made to generators regardless of their actual value to ensuring reliability:* The *garantia de potencia* pays money first to “Special Regime” generators – in practice, wind generators. But these from a statistical perspective are much less useful in preserving system reliability than dispatchable thermal plant. The average energy availability method used in the current system likely overstates the value of these resources to the Spanish grid in reliability terms
- *A high level of regulatory risks:* The total fund available are primarily a function of the €/kWh charges passed on to customers. But as these amounts are effectively arbitrary, and are not rooted in any economic reality, investors will perceive that these are subject to governmental influence. The fact that nuclear generation was later excluded from the mechanism – although nuclear plants too provide some “reliability service” to the grid – can only have lessened the credibility of the overall structure in the eyes of potential investors.

Spain has benefited from the investment triggered by the *garantia de potencia*, and adopting this mechanism in the short-run could benefit Portugal as well. As detailed in this section, however, the Spanish *garantia de potencia* structure will make a better interim measure than a complete Iberian solution. We recommend it for use in Portugal as an interim measure until an improved successor can be developed and implemented. This is the subject of the next section.

5.2. OBJECTIVES FOR A REPLACEMENT MECHANISM

To avoid the perverse incentives inherent in the current situation – in which Spain pays a capacity payment and Portugal does not – the two countries clearly need a joint capacity mechanism if possible. A well-designed mechanism should recognize that the local supply-demand capacity balance within each of the two countries may be different, and reflect this in local capacity prices, but within the context of a single coherent framework.

A new mechanism must avoid the flaws described in Section 5.1.2 above, and be implemented in the current Iberian context. This mechanism should meet the following design objectives:

- The generation markets in Spain and Portugal are concentrated, so a pure capacity market (in which retail suppliers are required to buy capacity equal to their load plus a reserve margin) in advance directly from generators is unlikely to be competitive and give correct price signals. A price setting mechanism that sets prices based directly on the reserve margin is therefore a better option. To the extent that the capacity market can be made contestable to new generators that are under development or construction this is also a valuable method to challenge the position of incumbents.;

⁶ This issue is also discussed by Batlle *et.al.*, *supra*.

- The mechanism should provide focused incentives for generators being paid to provide capacity to have generating units available when they are most needed by the system operator, and financial penalties for not meeting performance targets;
- The prices paid to generators for supplying capacity should reflect the supply and demand characteristics of the local market. When there is an excess supply of capacity, prices should be low, and when capacity is tight then prices should be higher;
- While bulk reliability can be considered on an Iberian basis, sub-regions such as Portugal may face transmission constraints that prevent all capacity from being supplied from elsewhere. A capacity 'market-splitting' mechanism is needed that would allow capacity prices to reflect local supply and demand balance.⁷

5.3. POTENTIAL ELEMENTS OF A NEW DESIGN

This section describes some potential elements for a new Iberian market design that avoids the flaws described in the current *garantía de potencia* mechanism. It builds on the experience in developing capacity markets and mechanisms in other countries, especially the United States, and proposals elsewhere (such as in Italy). It also builds on the growing economic literature on the design of such mechanisms as well.

It should be noted that it is not the purpose of this paper to provide a complete new design for an Iberian capacity payment mechanism. Such a task would require extensive interaction with other stakeholders and is well outside the scope of the current assignment. The objective here is simply to present some useful elements that should be considered in any formal design that reflect best practice in other regions and are tailored to the specific characteristics of the Iberian power market.

5.3.1. The reliability product

Initial capacity markets suffered from generally poor designs, in that generators could be paid without having to provide specific performance needed for reliability, e.g. the ability to generate when called by the TSO to meet a shortfall.

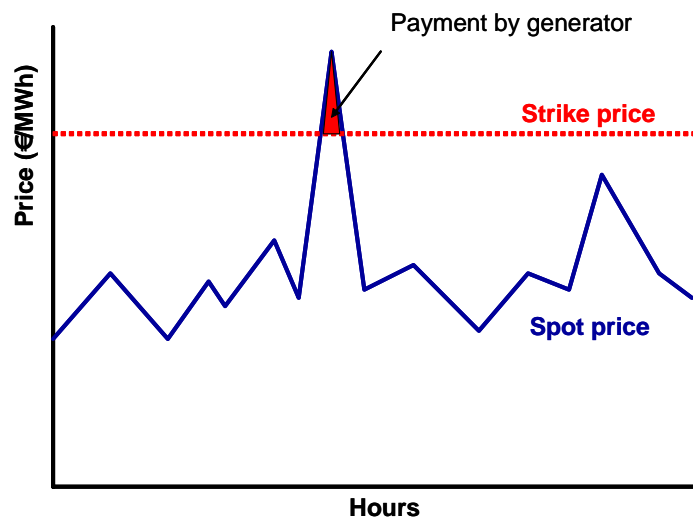
One way to provide appropriate incentives for generators to be available when needed is to structure the product as a formal call option.⁸ This works like a normal call option, but is exercised by the TSO when needed. The basic structure is illustrated in Figure 9. For each period in which a generator qualifies (sells capacity), it is paid a fixed payment that will be set for each region (e.g. Spain or Portugal). In turn, the TSO is granted an option to call on the capacity to generate as needed (for dispatchable resources) at a pre-

⁷ The principle of an integrated Iberian capacity market but with the potential of separate prices has been noted elsewhere. See José Ignacio Pérez Arriaga, *Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*, Madrid, 30 June 2005 (p. 375).

⁸ See the paper by C. Batlle, C. Vasquez, M. Rivier and I. Perez-Arriaga, *supra*, for an early explanation of the concept in the Spanish context. These ideas have also been discussed extensively in the U.S. capacity market design debate. See for example S. Oren, "Generation Reliability Via Call Options Obligations: safe Passage to the Promised Land", University of California Energy Institute, Energy Policy and Economics Working Paper 016, September 2005. See also M. Bidwell, "Reliability Options: A Market-Oriented Approach to Long-Term Adequacy", *The Electricity Journal*, Vol. 18, No. 5, June 2005.

determined strike price. The generator must repay the difference between the strike price and the spot price back to the option holder (in this case the TSO).⁹ So if it is available, the two payments will match and the generator is left whole. If the generator cannot run, it faces an effective penalty calculated as the difference between the strike price and out-turn spot market price. Additional non-performance penalties could also be levied to strengthen the available incentives further.

Figure 9: Illustration of a reliability call option



In general, the strike price would be set high so that normal risk management would not be affected. While the strike price would be set on a consistent basis across the Iberian market, the option payments to generators could vary between the sub-regions, depending on supply and demand for capacity in each of the regions.

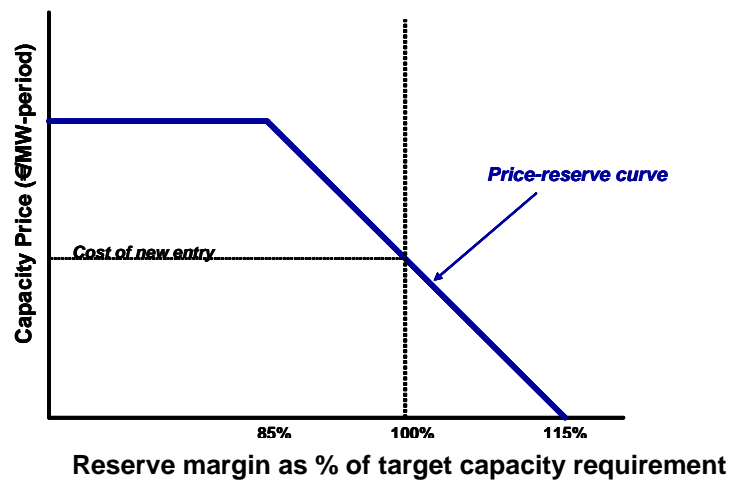
5.3.2. Price-reserve curve

One of the key criticisms of the current mechanism is that the capacity prices paid to generators are independent of supply and demand. When capacity is tight, the marginal value ought to be higher than when the effective reserve margin is large and there is surplus capacity available. This principle is ignored in the current mechanism.

One way to build in a more reasonable economic relationship between capacity prices and their value to the system is to create *ex ante* a capacity pricing formula of the form shown in Figure 10.

⁹ This contractual payment structure also helps limit the scope for abuse of market power in the energy market beyond the strike price level, as generators would pass any higher prices (above the strike price) back to the TSO.

Figure 10: Price-reserve curve example



An attractive feature of this type of mechanism is its predictability, which helps stabilize capacity prices, lower the investment risks of investors and aid new entry. The capacity price varies continuously with the reserve margin (and hence the marginal value of generating capacity in preserving system reliability). At the target capacity requirement, for example, the capacity payment could be set to the estimated cost of new entry (“CONE”), calculated as the levelized cost of a new peaking turbine minus the (minimal) energy margin such a unit should earn in a year in the spot energy market.¹⁰ When the reserve margin is higher than the target level, the capacity price declines, until at a fixed point – here illustrated as 115% of the target capacity requirement – the marginal value of additional generating capacity is deemed zero. Conversely, when the reserve margin is less than the target the capacity price rises, up to a maximum fixed level shown by the horizontal segment of the price-reserve curve in Figure 10. This maximum value is typically set at some multiple of the CONE.

These types of price-reserve mechanisms have been implemented in the United States quite successfully in PJM, New York and New England, and have supported substantial new entry.¹¹ The New York Independent System Operator (NYISO) capacity mechanism, within which there constrained capacity zones exist in New York City and Long Island sub-regions, have also shown that this mechanism can be robust even in concentrated markets.

5.3.3. Setting capacity prices in Spain and Portugal

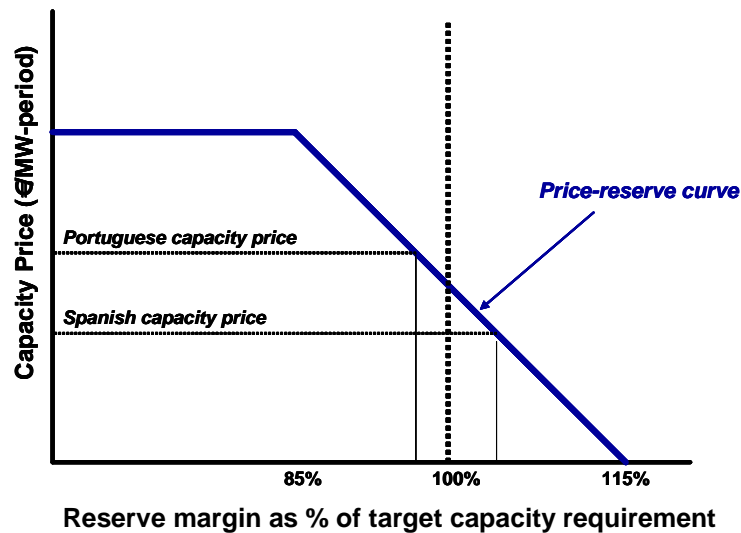
Ideally, a single capacity payment framework would be adopted in both Spain and Portugal, aiding market integration. The capacity demand and supply situation in the two

¹⁰ If the call option approach described in Section 5.3.1 is used, a potential new entrant will also face the costs of not being able to supply when called for some number of hours per year in expectation. The CONE value used must be adjusted for this expected liability.

¹¹ The price-reserve relationship illustrated in Figure 10 has historically been called a capacity “demand curve” in the U.S. capacity markets debate. We have avoided using that term as it is unlikely that the actual shape of the curve would completely reflect the social marginal benefit of capacity implicit in the term “demand curve”. The basic concept is similar to a demand schedule in ordinary microeconomics, however; when the supply-demand balance is tight prices rise, and they fall when excess capacity is available. New England is currently implementing a new forward auction-based capacity market model which is more complex than this mechanism.

countries may however be quite different at any particular time. One simple solution would be to have separate demand curves for each of these markets so that capacity prices can reflect supply and demand conditions in each of the countries.

Figure 11: Example of Spanish and Portuguese markets clearing at different prices depending on local supply and demand conditions



This concept is illustrated in Figure 11, where the shape of the demand curve is assumed to be the same in Spain and Portugal so the prices can be shown on the same graph. In this example, Spain is above its target capacity requirement, while Portugal is below its target. As shown in Figure 11, this leads to capacity prices below the cost of new entry in Spain and higher capacity prices in Portugal.

5.3.4. Accounting for intermittent generation

A key feature of the Iberian market is its increasing reliance on wind generation, which by its very nature may not be available when needed to meet peak demands. Electricity markets incorporating capacity mechanisms have developed specific rules and formulae for quantifying the actual contribution to reliability that such generation offers to the grid.

For example, under the NYISO rules the capacity able to be sold from a windfarm is calculated as the installed net capacity (known as the DMNC in NYISO) times a “production factor” which varies monthly. This production factor is calculated as the actual energy production of the windfarm over the previous summer period at the four peak afternoon hours divided by the potential production (at 100% capacity factor in those hours).¹² Until a windfarm or other intermittent generation project has accumulated a substantial operating history a generic (but quite low) summer value is applied.

Hydro generation is also important in Iberia. One key to implementing a capacity mechanism successfully in a system with substantial hydro resources is developing clear rules that define the firm generation available from each dam or type of resource at periods of system peak demand. For example, a dam with a large reservoir, or a pumped storage facility, may almost always be available as needed to meet peak loads, which

¹² New York Independent System Operator, *NYISO Installed Capacity Manual: Attachment J*, Section 3.5(b). Available from www.nyiso.com.

some run of river plants with uncertain water flows may have a lower firm capacity. Hydro logical and historical generation data can be used to define firm capacities for these units so that their actual contribution to system reliability can be reflected in the reserve margin calculation.

Table 1 below shows an illustrative calculation of reserve margins in Spain and Portugal. Given the penetration of intermittent resources, the capacity derating factors for alternate energy resources are critical in calculating the reserve margin.

Table 1: Example of Reserve Margin Calculation for Portugal and Spain

Portugal

Capacity (1)	2007 Installed Capacity	Outage Derating	2007 Adjusted Capacity (2)
Firm Resources	(MW)	%	(MW)
CCGT	2,166	0%	2,166
Coal	1,776	0%	1,776
Oil/Gas	1,909	0%	1,909
PRE Thermal	1,295	0%	1,295
Sub Total	7,146		7,146
Intermittent Resources			
Total Wind	1,515	66%	515
Hydro Ordinary	4,582	47%	2,451
PRE Hydro	365	47%	195
Total Hydro (3)	4,947	47%	2,647
Total Installed Capacity	13,608		10,308
Demand (4)			
Peak Load	9,072		9,072
Peak + Reserve Margin (12%)	10,161		10,161
Reserve Margin	33%		12%

(1) REN Technical Data Report 2006

(2) Capacity as of January 2007

(3) Hydro Outage Derating factor is calculated assuming that the hourly hydro generation data includes both Ordinary and PRE capacity (13,608MW)

(4) REN Technical Data Report 2006. 2007 peak load is calculated using the average of growth rate over last three years

Spain

Capacity (1)	2006 Installed Capacity	Outage Derating	2006 Adjusted Capacity (2)
Firm Resources	(MW)	%	(MW)
CCGT	12,225	0%	12,225
Coal	11,424	0%	11,424
Fuel	6,647	0%	6,647
Nuclear	7,876	0%	7,876
Cogen - Special Regime	5,745	0%	5,745
Others - Special Regime	1,571	0%	1,571
Sub Total	45,488		45,488
Intermittent Resources			
Wind Special Regime	9,798	66%	3,331
Hydro Special Regime	16,657	72%	4,747
Hydro Ordinary Regime	1,703	72%	485
Total Hydro (3)	18,360	72%	5,233
Total Installed Capacity	73,646		54,052
Demand (1)			
Peak Load	44,700		44,700
Peak + Reserve Margin (12%)	50,064		50,064
Reserve Margin	39%		17%

(1) La Comisión Nacional de Energía Report: Quinto Informe Marco Sobre la Demanda de Energía Eléctrica y Gas Natural, y su Cobertura. Año 2006 (Spain)

(2) Capacity as of January 2006

(3) Hydro Outage Derating factor is calculated assuming that the hourly hydro generation data includes both ordinary and special regime capacity (18,360MW)

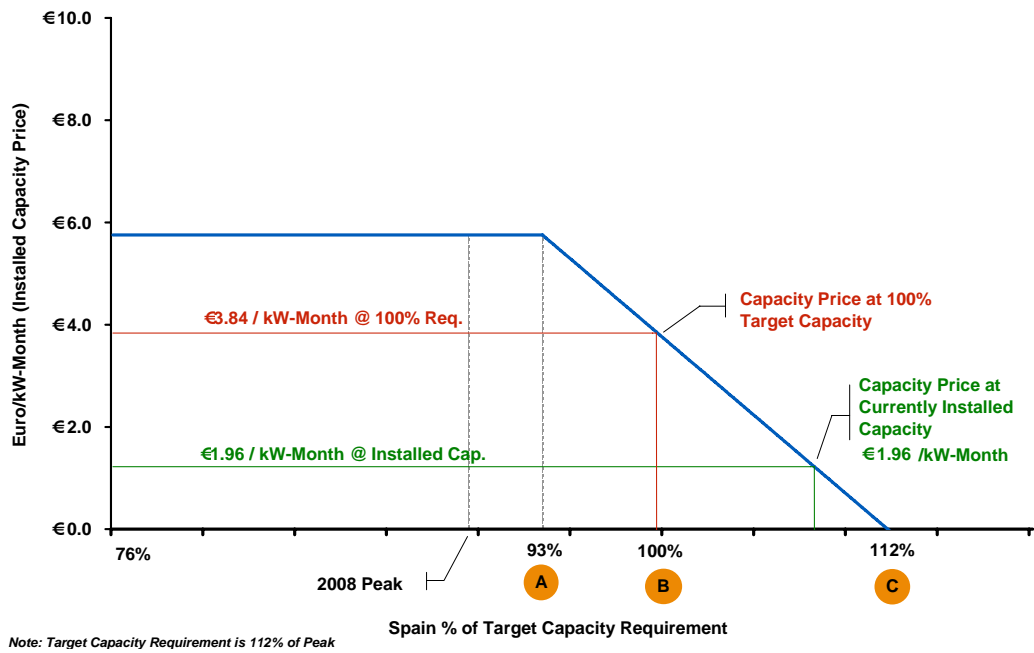
5.4. EXAMPLE OF CAPACITY MARKET OPERATIONS

This section provides a brief overview of how capacity prices in Spain and Portugal might be set, using system basic data for the two countries and sample parameters for the target reserve margin, cost of new entry and other values. This mechanism is illustrated using an example of a capacity price calculation, based in part on assumptions and parameters derived from NYISO's capacity mechanism and other sources; the values shown are illustrative only and should not be taken as forecast or expected capacity prices nor do they necessarily reflect actual present Iberian conditions. Figure 12 shows how price-reserve payment might be calculated for Spain using 2006 data.

The "target capacity requirement" for Spain and Portugal is determined as 112% of the peak load of the corresponding countries, building in an assumed target 12% reserve margin. An additional 12% margin over this capacity requirement is also used (shown as point C in Figure 12 for Spain); at that point (and at all capacity values above this level) the capacity price is zero.¹³ The cost of new entry, assumed to be a simple cycle gas-fired plant (CT), is €3.84/kW-month. This was calculated from the assumed levelized cost of unit minus the margin the units would make in the energy market. This capacity price is reached when the market is at the target capacity requirement. A factor of 1.5 is applied on the new entry cost to determine the maximum capacity price when system is under capacity deficit. The capacity requirement where the capacity price would be equal to the cost of new entry is defined as 93% of the target capacity requirement, shown as point A in Figure 12 for Spain.

¹³ This makes sense as the marginal value of additional capacity (in terms of system reliability) is likely to be very low or zero once a certain threshold is reached.

Figure 12: Example of a price-reserve capacity payment for Spain (year 2006)



In this example, the Spanish system is well above the target capacity requirement after adjusting for the availability of wind and hydro resources. Table 2 below illustrates the calculation of capacity price for year 2006¹⁴. As Spain - in this example - would have capacity in excess of the target capacity, this would result in a low capacity price of €1.22/kW-month.

Table 2: Illustration of Capacity Price Calculation Example: Spain (year 2006)

Calculation of Capacity Price: Spain				
		Unit	Calculation	
[1]	2008 Peak Load	MW		44,700
[2]	Peak + (12%) Res. Margin = 100% RM	MW	[1] X 112%	50,100
[3]	Installed Unforced Capacity	MW		54,100
[4]	Target Capacity Req. at 0 Capacity Price	%		112%
[5]	Target Capacity Req. at 0 Capacity Price	MW	[2] X [4]	56,100
[6]	93% of Capacity Requirement	MW	[2] X 93.15%	46,700
[7]	Cost of New Peaking Unit X Factor	Euro/kWh - Month	3.84 Euro X 1.5	€5.75
[8]	Slope		[7] / ([5] - [6])	0.001
[9]	Capacity Price at 100% of Requirement	Euro/kWh - Month		€3.84
[10]	Capacity Price at Current Installed Capacity	Euro/kWh - Month	Max (([7] - { [8] X abs([3] - [6]) }, 0))	€1.22

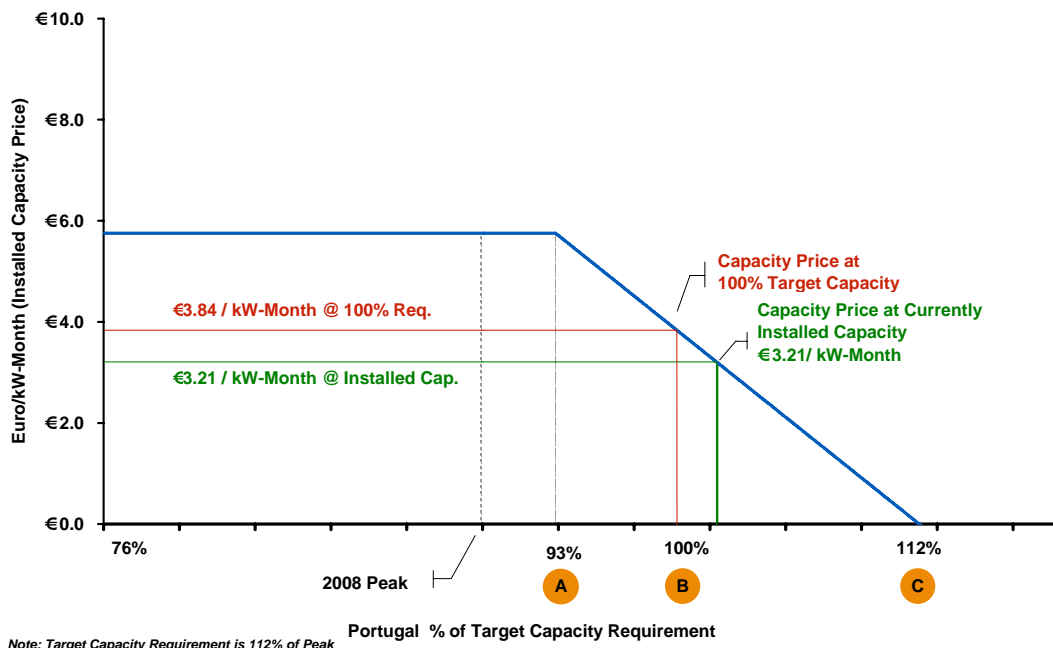
Notes: MW numbers are rounded to the nearest 100th digit

Figure 13 shows a similar future calculation for Portugal for year 2007. The current capacity is slightly higher than the target capacity requirement, and the price is €3.21/kW-month for firm capacity (again adjusted for the availability of wind and hydro resources), close to the capacity price at 100% target capacity.

14

Example is provided for 2006 because Capacity data for 2007 is not available for Spain.

Figure 13: Example of a price-reserve capacity payment for Portugal (year 2007)



Under this simple capacity payment system prices and total costs are capped. Combined with the CMECs covering most Portuguese generating capacity, this feature of the price-reserve mechanism limits the maximum total cost impact on Portuguese customers. If, for example, 1,200 MW of capacity was not covered by CMECs and the price rose to the cap, the total cost across all Portuguese customers would be limited to €0.94/MWh. If the capacity price is €3.21/kW-month, as shown in the calculation above, the required revenue collection for capacity payment would be €46.18million¹⁵, which translates into an effective capacity charge of €0.94/MWh¹⁶ to be paid by customers. This value is well within the variation seen in wholesale electricity prices but would minimize the risks of future shortfalls in generation. Table 3 below illustrates the calculation of capacity price for Portugal.

Table 3: Illustration of Capacity Price Calculation Example: Portugal (year 2007)

Calculation of Capacity Price: Portugal				
		Unit	Calculation	
[1]	2008 Peak Load	MW		9,070
[2]	Peak + (12%) Res. Margin = 100% RM	MW	[1] X 112%	10,160
[3]	Installed Adjusted Capacity	MW		10,310
[4]	Target Capacity Req. at 0 Capacity Price	%		112%
[5]	Target Capacity Req. at 0 Capacity Price	MW	[2] X [4]	11,380
[6]	93% of Capacity Requirement	MW	[2] X 93.15%	9,460
[7]	Cost of New Peaking Unit X Factor	Euro/kWh - Month	3.84 Euro X 1.5	€ 5.75
[8]	Slope		[7] / ([5] - [6])	0.003
[9]	Capacity Price at 100% of Requirement	Euro/kWh - Month		€ 3.84
[10]	Capacity Price at Current Installed Capacity	Euro/kWh - Month	Max (([7] - { [8] X abs([3] - [6]) }, 0)	€ 3.21

Notes: MW numbers are rounded to the nearest 10th digit

15 [1200 MW X 3.21 X 12], where 1,200MW is the capacity assumed to be uncovered by CMECs.

16 €0.94/MWh = €46.18 million / 48,870GWh

5.5. ADVANTAGES OF THE PRICE-RESERVE APPROACH

There are many different ways in which a capacity payment mechanism can be designed. This basic format, however, has several potential advantages:

- It is relatively simple to understand. Policymakers and investors can understand the mechanism and the basic parameters that control capacity payments. This aids both implementation and acceptance;
- The mechanism is predictable and transparent. Investors can understand how prices will change over time given the evolution of the system, which aids confidence and lowers the cost of capital;
- As this mechanism defines a target capacity requirement, based explicitly on reliability criteria, it forces market participants, consumers and government to decide what level of reliability is appropriate and to examine the tradeoffs between reliability and costs inevitable in any system;
- The mechanism explicitly rewards new intermittent capacity – such as wind and some hydro – based on their role in meeting peak loads and hence their marginal contribution to system reliability. This will aid developing better price signals to new generation investors;
- The mechanism is not dependent on bidding by suppliers and loads, and hence should be more robust in a partially concentrated Iberian market;
- Prices change with the supply and demand balance – as they should in any market. When there is substantial excess capacity consumers are not paying generators for additional capacity which is of little or no reliability value.

6. CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

Portugal has to date relied upon an energy-only type market to support new generation since the unbundling of its electric sector, which effectively acts as a subset of the wider Iberian market. While there has not been a large need for new thermal investment in Portugal since the market began operations, this looks set to change in the near future. Given the long lead times needed for building new generation, Portugal needs to ensure that its market design can credibly remunerate investors in needed new capacity before the capacity balance point is reached, if reliability is not to be imperilled.

6.1. THE CURRENT SITUATION IS UNSUSTAINABLE

While an energy-only market as used in Portugal – that is, one without some form of explicit capacity payment mechanism - can in theory provide adequate incentives for investment, it can only work if a number of stringent economic conditions are met. As discussed in Section 3 of this paper, these conditions are certainly not met in Portugal or in the wider Iberian market. As discussed in Section 3, there are also market-specific conditions that suggest that an energy-only design is unworkable in Portugal. Current Spanish energy spot market prices are not close to the level required to support new entry and show no sign of increasing substantially. The supply curve in both markets, which already have substantial new CCGT plant on the margin in many hours, is quite flat

across relevant ranges of output, suggesting that a new plant will receive little net margin in most hours to cover its fixed and capacity costs. Finally, the large amounts of wind generation coming onto the Iberian system poses special problems in terms of system reliability and investment in new thermal generation. Large amounts of wind generation will reduce the expected operating hours of a new CCGT to an uneconomic level, and will also impose substantial requirements on thermal plants to operate at low operating levels to provide operating reserves.

The clearest argument for some form of Portuguese capacity price mechanism is the simplest: Spain has such a payment, and Portugal does not, but new entrant generators in each market face effectively the same energy prices and revenues. This produces a particularly perverse incentive *not* to invest in Portugal, although it will be in capacity deficit before Spain. This is clearly an unsustainable situation in the long-run.

6.2. INITIAL RECOMMENDATIONS FOR A NEW IBERIAN CAPACITY MECHANISM

As an interim measure, one way to level the investment playing field between Portugal and Spain would simply be to make a similar capacity payment to non-CMEC Portuguese generators. This is simple in practice as a transitional measure, and given the quantities should not be expensive for Portuguese consumers. This should not be adopted as a permanent solution for Portugal, however. The current Spanish *garantía de potencia* mechanism is deeply flawed, and will not provide the right investment incentives over the longer-term. Work needs to begin on a new joint Iberian capacity payment framework that is based on sound economic principles and will provide correct investment incentives in both markets.

Section 5.3 presented elements of a new Iberian market design. While the intent of this paper has not been to develop a complete new design, these design elements could be used to formulate a new set of market rules that could meet the long-term market objectives of both countries and which have been tested in other jurisdictions. Specifically, we have argued that a new mechanism should include a number of design elements to reflect the characteristics of the Iberian markets:

- The fundamental product provided by generation should be in the form of a reliability call option, as developed by Pérez-Arriaga and others and discussed in the *Libro Blanco*;
- The pricing mechanism should incorporate a price-reserve margin curve so as to provide a more economic pricing signal on the marginal value of capacity;
- The capacity pricing mechanism should allow prices in Spain and Portugal to be different depending on the supply-demand characteristics in each country,;
- The reliability impacts of large quantities of wind and hydro generation on the system should be carefully considered. Any new Iberian capacity mechanism will need detailed rules for recognizing the more limited capacity value of intermittent generation such as wind in meeting system peak requirements.

The development of a new Iberian capacity markets should be considered in context with the development of new market rules for energy market-splitting (reflecting the transmission constraints that can exist between the two countries) and the need for revised rules for pricing ancillary services.