



Siderurgia Nacional EPL, SA

2840-996 Aldeia de Paio Pires - SEIXAL - PORTUGAL

Contribuição da

Siderurgia Nacional - Empresa de Produtos Longos, S.A.

para a

consulta pública sobre a Proposta de Revisão dos Regulamentos de

Acesso às Redes e às Interligações, Relações Comerciais e Tarifário

promovida pela

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

14 de Junho de 2011

h₂



ÍNDICE

1.	INTRODUÇÃO	3
2.	NECESSIDADE DE HARMONIZAÇÃO REGULATÓRIA COM ESPANHA	5
3.	BENEFÍCIOS DA SN PARA O SISTEMA ELÉCTRICO	7
4.	COMENTÁRIOS ÀS PROPOSTAS DA ERSE	8
4.1	TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE	8
4.2	<i>CRITICAL PEAK PRICING</i>	9
5.	PROPOSTAS SUPLEMENTARES	10
5.1	ALTERAÇÃO DE PERÍODOS HORÁRIOS	10
5.2	GARANTIA DE POTÊNCIA	11
5.3	INTERRUPTIBILIDADE	11
5.4	MERCADO DE SERVIÇOS DE SISTEMA	12
5.5	TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA	16



1. INTRODUÇÃO

A Siderurgia Nacional - Empresa de Produtos Longos, S.A. (SN) é o maior consumidor de energia eléctrica em Portugal, representando cerca de 2,4 % do consumo nacional.

A energia eléctrica representa cerca de 25% do custo de transformação da indústria siderúrgica pelo que o seu preço é um factor crítico de competitividade¹.

O Grupo em que se integra a SN opera através de três fábricas siderúrgicas situadas em Corunha (Espanha), Maia e Seixal (Portugal). Este Grupo representa cerca de 30% da capacidade produtiva do mercado ibérico de aço para construção. Na sequência da crise económica em geral e da crise imobiliária em particular, a procura de aço para construção no mercado ibérico caiu mais de 50%, tendo as fábricas reduzido a produção em cerca de um terço e alocado à exportação mais de metade da sua produção actual.

A competitividade da SN está dependente da obtenção de preços de electricidade efectivamente similares aos dos seus concorrentes principais que, no mercado ibérico, apenas têm fábricas situadas em Espanha. É por isso fundamental para a sua viabilidade e para a manutenção da sua liderança, nomeadamente dentro do grupo em que se insere, a não discriminação em termos de preço final de electricidade, relativamente aos seus concorrentes.

Os comentários e as sugestões da SN relativamente à *“Proposta de Revisão Revisão dos Regulamentos de Acesso às Redes e às Interligações (RARI), Relações Comerciais (RRC) e Tarifário (RT)”* publicada pela ERSE decorrem desta perspectiva - isto é, da necessidade e da urgência de harmonizar o funcionamento do mercado eléctrico no espaço ibérico. Para a SN, esta harmonização é absolutamente vital e por isso todas as inovações regulamentares que conduzam à criação de um *“level playing field”* são bem vindas. Inversamente, todas as alterações regulamentares que afectem negativamente a competitividade dos grandes consumidores instalados em Portugal, por muito atraentes que possam ser as justificações apresentadas, são inaceitáveis e só devem ser introduzidas se e quando igualmente adoptadas em Espanha.

Como indicado pela ERSE, *“O início de um novo período de regulação em 2012 e a necessidade de incorporar alterações resultantes da experiência de aplicação dos actuais regulamentos”* com o objectivo de melhorar a sua clareza e eficácia, além da incorporação

¹ Principais custos de transformação da indústria siderúrgica: electricidade 25 %, pessoal 14 %, outras matérias-primas ou subsidiárias 12 %.



de “alterações legislativas entretanto verificadas”, justificam a presente proposta de revisão regulamentar.

Importa contudo assinalar dois factos:

- 1) A transposição da Directiva 2009/72 para o ordenamento jurídico nacional, aprovada pelo governo em Março de 2011, aguarda publicação no Diário da República. Embora o texto do diploma que procede à referida transposição não seja ainda público, supõe-se que poderá ter consequências, não só relativamente às competências da ERSE, mas igualmente sobre o conteúdo da regulação.
- 2) O Memorando de Entendimento assinado entre o governo e a “troika” prevê para 2011, além da já referida transposição da Directiva 2009/72, algumas medidas que poderão ter um impacte positivo sobre os grandes consumidores de energia eléctrica, nomeadamente no que se refere à maior integração do mercado ibérico da energia, à redução ou reafecção dos custos ociosos de produção (CMEC e CAE) e dos sobrecustos da cogeração e à revisão dos incentivos à eficiência energética.

A SN espera que as alterações legislativas já anunciadas, embora ainda não materializadas, possam ser reflectidas nos textos regulamentares antes da fixação das tarifas para 2012.



2. NECESSIDADE DE HARMONIZAÇÃO REGULATÓRIA COM ESPANHA

Como já anteriormente referido, para a SN a harmonização do funcionamento do mercado eléctrico no espaço ibérico é absolutamente vital.

Embora a integração dos mercados de electricidade de Portugal e Espanha num único mercado ibérico, integrado no mercado interno de energia, tenha sido decidida pelos dois governos em 2001, e apesar de alguns passos importantes terem sido dados entretanto, a verdade é que, do ponto de vista dos grandes consumidores, subsistem importantes diferenças que prejudicam consideravelmente os consumidores situados em Portugal.

A Figura 1, na página seguinte, ilustra a diferença entre o preço pago pela SN em Portugal em 2011 e o que pagaria em Espanha, assumindo um custo de energia igual nos dois casos a 40 euro/MWh e assumindo, ainda, que em Espanha o mesmo consumo anual se adaptaria ao regime tarifário espanhol de forma a poder beneficiar dos incentivos que ele proporciona.

Como se pode observar na Figura 1, embora o preço da energia seja o mesmo, a tarifa de acesso e os descontos de interruptibilidade são muito diferentes nos dois países, fazendo com que o preço final pago em Portugal (41,44 euro/MWh) seja 23% mais elevado que o preço pago em Espanha (33,57 euro/MWh). Esta diferença de preços de energia eléctrica traduz-se numa diferença de quase 10% nos custos de produção da SN face aos concorrentes situados em Espanha.

Do ponto de vista da SN, a revisão regulamentar deve concentrar-se na eliminação das distorções actualmente existentes, bem ilustradas na Figura 1, promovendo uma convergência efectiva entre os regimes regulatórios vigentes em Portugal e em Espanha, em linha, aliás, com o que tem sido repetidamente afirmado nas Cimeiras Ibéricas pelos dois governos.

h

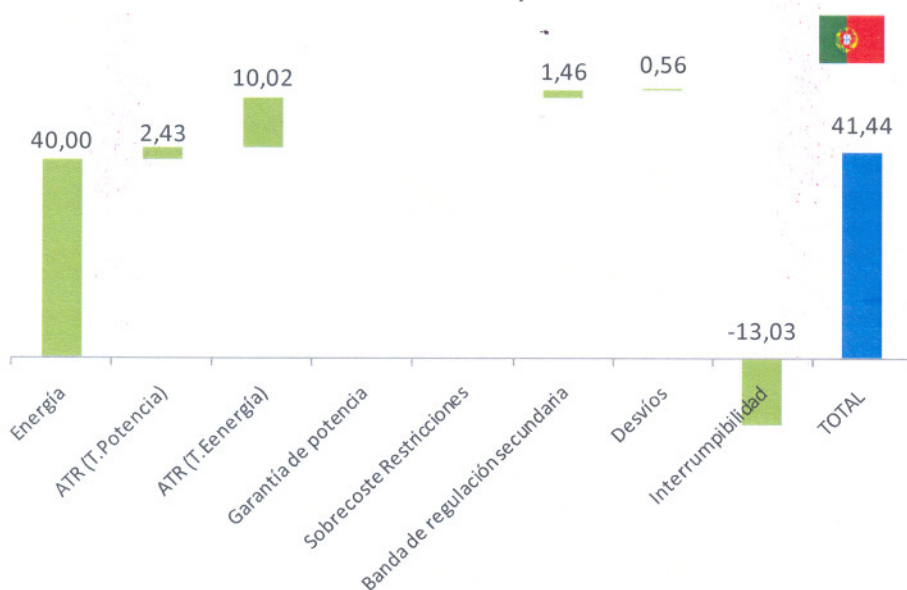
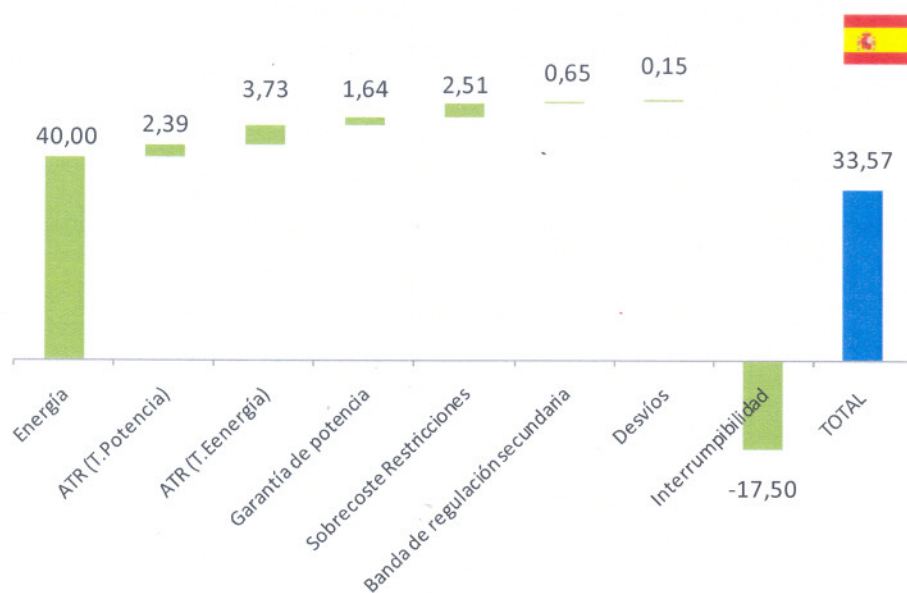


Fig. 1 Comparação do preço unitário pago pela SN em Portugal em 2011 com aquele que pagaria em Espanha pela mesma quantidade (euro/MWh)



3. BENEFÍCIOS DA SN PARA O SISTEMA ELÉCTRICO

Ao contrário da maioria dos consumidores de energia eléctrica, que exibem padrões rígidos de utilização, a SN tem uma grande flexibilidade, adaptando-se rapidamente aos incentivos tarifários. Com efeito, como pode ser observado na Figura 2, o consumo de electricidade da SN está em “contra-ciclo” com o consumo agregado nacional, contribuindo portanto para otimizar a utilização da infra-estrutura eléctrica.

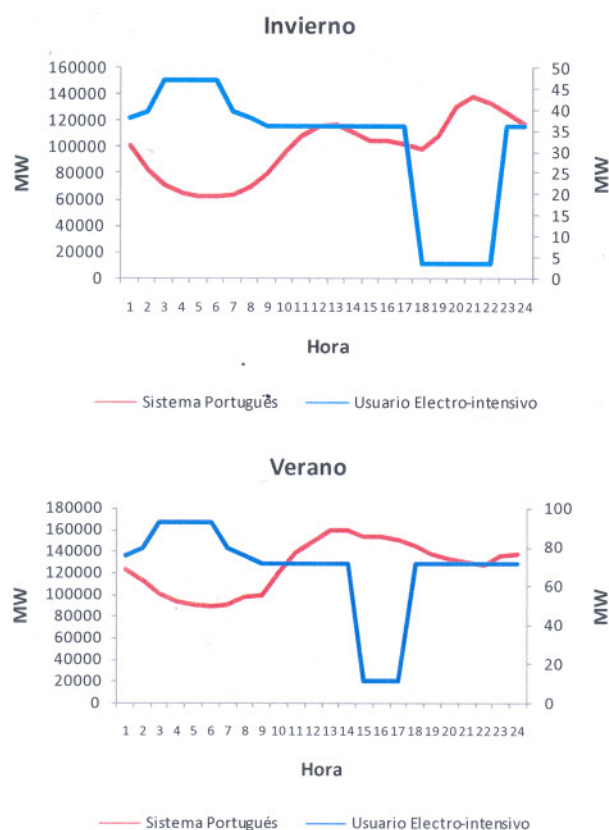


Fig. 2 Consumos de electricidade da SN e total em Portugal continental, 2010

Além de contribuir muito significativamente para alisar o diagrama de carga nacional, ao participar no serviço de interruptibilidade a SN permite efectuar uma gestão mais fiável e mais económica do sistema eléctrico nacional. Tradicionalmente, esta vantagem manifestava-se nas horas de ponta do consumo; com a crescente penetração de centrais baseadas em fontes de produção intermitentes, esta vantagem estende-se a um número cada vez maior de horas do ano.



4. COMENTÁRIOS ÀS PROPOSTAS DA ERSE

Entre as várias propostas submetidas pela ERSE a consulta pública há duas com particular relevância para os grandes consumidores de energia eléctrica. Trata-se das propostas relativas a:

- *Introdução de preços de entrada na tarifa de Uso da Rede de Transporte a pagar pelos produtores de energia eléctrica em regime ordinário e em regime especial, deixando assim esta tarifa de ser integralmente paga pelos consumidores.*
- *Criação de quadro regulamentar que crie as condições para a introdução de inovação nas tarifas de acesso às redes permitindo a adopção de tarifas dinâmicas do tipo "Critical Peak Pricing" por opção dos clientes, em alternativa às actuais ToU.*

4.1 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

PROPOSTA:

"Introdução de preços de entrada na tarifa de Uso da Rede de Transporte a pagar pelos produtores de energia eléctrica em regime ordinário e em regime especial, deixando assim esta tarifa de ser integralmente paga pelos consumidores".

"No que concerne a produção em regime especial com remuneração garantida por via legislativa, uma vez que a sua remuneração é efectuada através de preços garantidos, considera-se que o pagamento do encargo da rede de transporte pela PRE não deve afectar a sua remuneração garantida por via legislativa. Assim, propõe-se que seja o agregador da PRE, o comercializador de último recurso, a efectuar os pagamentos ao ORT, recolhendo este valor em conjunto com o sobrecusto da PRE junto do ORD (na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema)"

COMENTÁRIO:

Compreende-se a necessidade de harmonização com o regime recentemente introduzido em Espanha. Aliás, desde Janeiro de 2011 que os consumidores portugueses têm vindo a suportar os custos dessa alteração unilateral, uma vez que os produtores espanhóis internalizaram o custo relativo à parcela de transporte que passaram a pagar e são eles que determinam, maioritariamente, o preço marginal do mercado ibérico; simultaneamente,



alguns produtores portugueses têm vindo a beneficiar de uma renda de posição, uma vez que beneficiam de preços de energia mais elevados sem terem de pagar - ainda - custos de transporte. Para evitar distorções de concorrência no mercado de produção de energia eléctrica importa que a imputação dos custos do uso da rede de transporte aos produtores seja feita de acordo com os mesmos critérios em Portugal e em Espanha.

Do ponto de vista dos grandes consumidores, importa assegurar que a forma de pagamento da tarifa de uso da rede de transporte correspondente aos co-geradores, a gerir pelo comercializador de último recurso, não introduza distorções relativamente à situação actual. Ou seja, ao passar a pagar uma parcela dos custos de transporte através da tarifa de uso global de sistema, como proposto pela ERSE, importa que esse montante não seja superior ao pago actualmente através da tarifa de uso da rede de transporte em MAT. Com efeito, sendo as variáveis de facturação diferentes nas duas tarifas, existe um risco de distorção que importa evitar.

4.2 CRITICAL PEAK PRICING

PROPOSTA:

“Criação de quadro regulamentar que crie as condições para a introdução de inovação nas tarifas de acesso às redes permitindo a adopção de tarifas dinâmicas do tipo “Critical Peak Pricing” por opção dos clientes, em alternativa às actuais ToU.”

COMENTÁRIO:

A SN é favorável em princípio a todas as inovações regulatórias que contribuam para melhorar a eficiência do sistema eléctrico português, incluindo a introdução de tarifas dinâmicas. Se o dimensionamento destas tarifas for adequado, a SN poderá aderir a mecanismos de tipo “critical peak pricing”. Importa contudo que eventuais alterações da tarifa de acesso resultantes da introdução de tarifas dinâmicas seja harmonizada com o regime actualmente vigente em Espanha. Entendemos, por isso, que a proposta solicitada pela ERSE aos operadores de rede deve incluir uma comparação qualitativa e quantitativa com o regime espanhol.



5. PROPOSTAS SUPLEMENTARES

A SN considera oportuno introduzir algumas alterações regulamentares suplementares com o objectivo principal de acelerar a convergência regulatória na Península Ibérica e, simultaneamente, melhorar a eficiência do sistema eléctrico nacional. Apresentam-se de seguida algumas propostas nesse sentido.

5.1 ALTERAÇÃO DE PERÍODOS HORÁRIOS

Uma comparação dos actuais períodos horários, por um lado, com os valores da procura ou com os valores do preço de mercado nas várias horas do ano, por outro lado, evidencia um significativo desajustamento e, de consequência, a necessidade de algumas correcções no sentido de adaptar os períodos horários ao comportamento real da procura.

Em particular, é evidente a necessidade de:

- aumentar o número de horas de vazio e de super-vazio, reclassificando horas actualmente consideradas de vazio e cheias;
- deslocar o horário das horas de ponta nalguns meses.

Em Espanha, a aderência dos períodos horários à curva da procura é manifestamente superior à registada em Portugal, o que se traduz num factor de carga superior e, portanto, numa utilização mais eficiente da infra-estrutura eléctrica, como ilustrado na Figura 3.

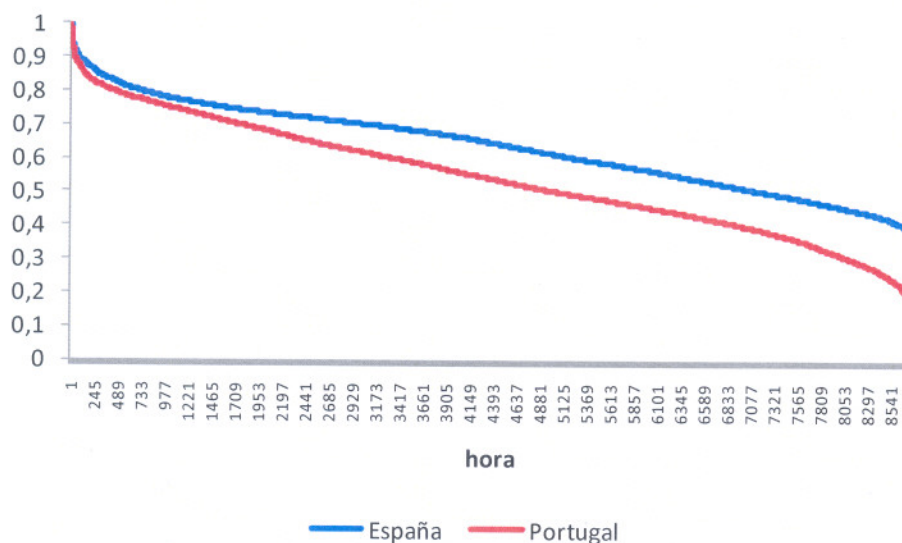


Fig. 3 Curva monótona unitária de consumo em Portugal e Espanha em 2010



Refira-se que em Espanha não só o número de horas fora de pontas e cheias é superior ao registado em Portugal (5050 contra 4100), como também existem 6 períodos horários, em vez de apenas 4.

Além de rever a actual distribuição de períodos horários ao longo do ano, importa também analisar os sinais preço associados a cada período. Com efeito, em Portugal as diferenças de preço entre períodos horários são reduzidas, enquanto em Espanha são bastante acentuadas: o quociente entre os preços de energia mais elevados e mais baixos é cerca de 7 em Espanha e apenas 1,3 em Portugal.

Embora as tarifas médias de acesso sejam semelhantes nos dois países, as tarifas de acesso dos consumidores em MAT são claramente superiores em Portugal, o que indica uma valorização incorrecta da capacidade de modulação destes consumidores. Importa corrigir esta anomalia e, se a introdução de “critical peak pricing” proposta pela ERSE pode ser um contributo útil, entendemos que se pode ir mais longe, nomeadamente através da revisão dos períodos horários aqui sugerida.

5.2 GARANTIA DE POTÊNCIA

Os grandes consumidores de energia eléctrica que oferecem o serviço de interruptibilidade contribuem activamente para a chamada “adequacy” do sistema eléctrico; logicamente, não lhes deverá ser imputado o custo de garantia de potência cobrado a consumidores que não proporcionam o mesmo tipo de contributo.

5.3 INTERRUPTIBILIDADE

Embora se tenha verificado, em 2010, uma aproximação do regime de interruptibilidade praticado em Portugal ao vigente em Espanha, subsistem ainda diferenças importantes que fazem com que o benefício para os consumidores seja substancialmente inferior em Portugal. Os dois factores principais que explicam a diferença de resultados económicos para os consumidores são os seguintes:

- 1) O benefício máximo (“cap”) estabelecido para os consumidores é de 20 euro/MWh em Espanha e 15 euro/MWh em Portugal.



2) Em Espanha a remuneração pelo serviço de interruptibilidade é directamente proporcional ao preço de mercado da energia eléctrica, enquanto em Portugal a remuneração depende, essencialmente, de um parâmetro regulado. Só para preços de mercado inferiores a 30 euro/MWh (valor pouco realista) a remuneração é equivalente nos dois países.

A revisão do regime de interruptibilidade no sentido de harmonização com Espanha cabe certamente no âmbito da “revisão dos incentivos à eficiência energética” que o Memorando de Entendimento prevê seja efectuada em 2011.

5.4 MERCADO DE SERVIÇOS DE SISTEMA

O mercado de produção de energia eléctrica em Portugal é fortemente concentrado, com um índice HHI muito acima do limiar crítico 1000, como mostra a Figura 4.

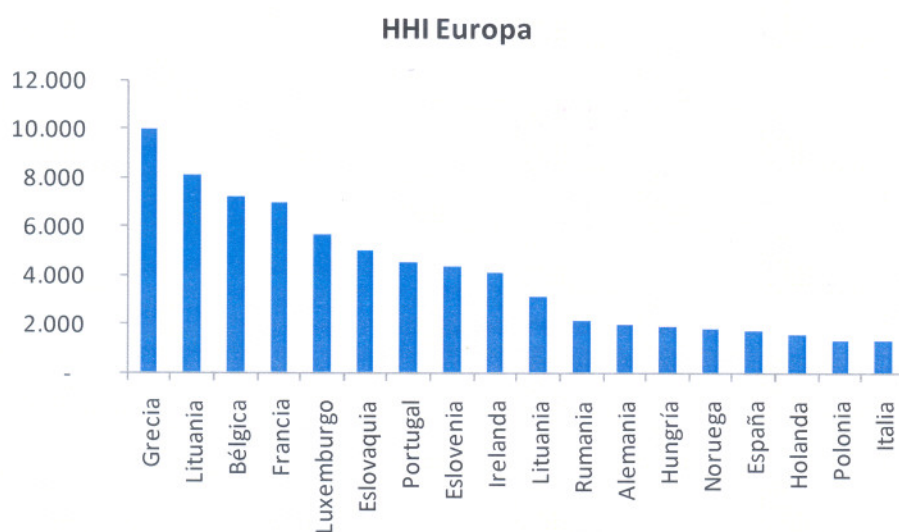


Fig. 4 Comparação do indicador HHI na produção de electricidade em vários países

Graças à integração dos mercados diários de Portugal e Espanha, o poder de mercado dos agentes portugueses no mercado *spot* foi atenuado.



Situação muito diferente ocorre nos mercados de serviços de sistema, que operam separadamente em Portugal e em Espanha. A concentração no mercado de serviços de sistema português é elevadíssima, como mostra a Figura 5.

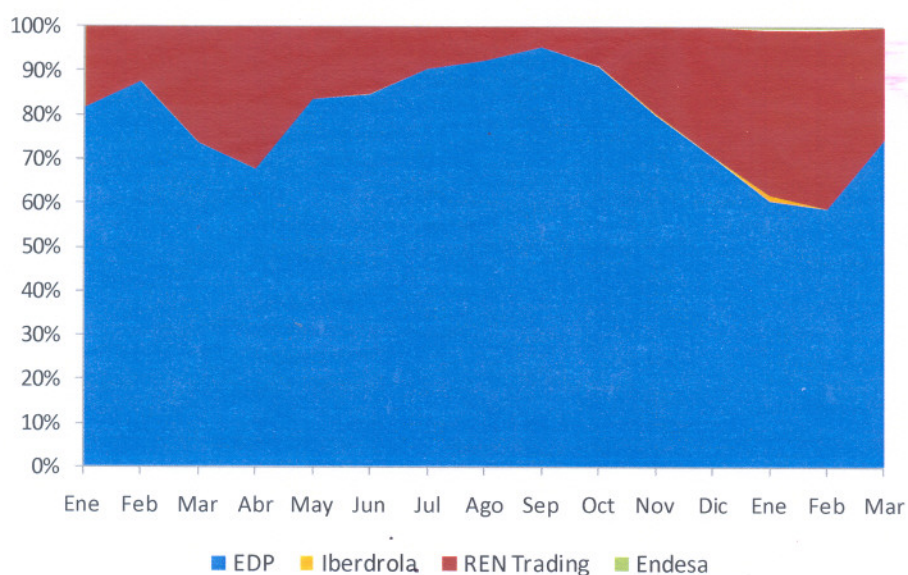


Fig. 5 Percentagem das horas em que cada agente fixou o preço de mercado da reserva a subir em Portugal entre Janeiro de 2010 e Março de 2011

O resultado desta situação são preços de serviços de sistema substancialmente mais elevados em Portugal do que em Espanha, como evidenciado nas Figuras 6 e 7.

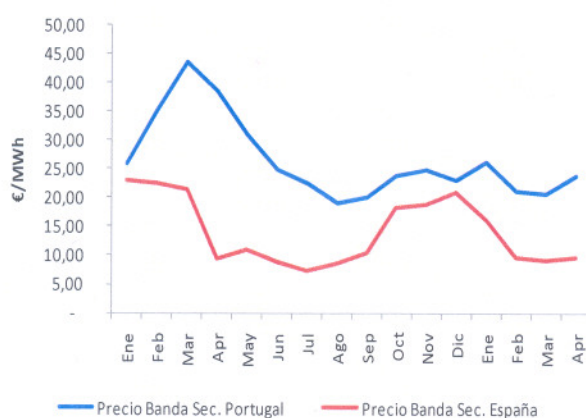


Fig. 6 Comparação dos preços da banda de reserva secundária Janeiro 2010-Abril 2011

h

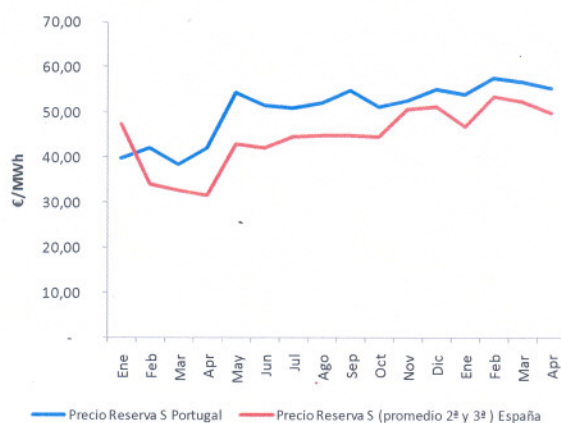


Fig. 7 Comparação dos preços da reserva a subir Janeiro 2010-Abril 2011

A estes problemas acresce a forma de tratamento dos desvios, diferente em Portugal e em Espanha, que se traduz em custos muito mais elevados para os consumidores portugueses, como ilustrado na Figura 8.

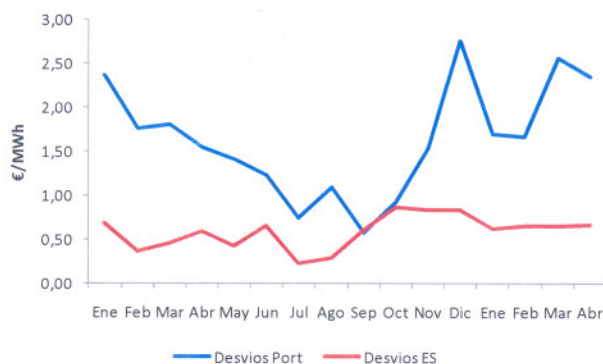


Fig. 8 Comparação dos preços de desvios Janeiro 2010-Abril 2011

O resultado final é um custo médio total dos serviços de sistema muito superior em Portugal, como se mostra na Figura 9.

42

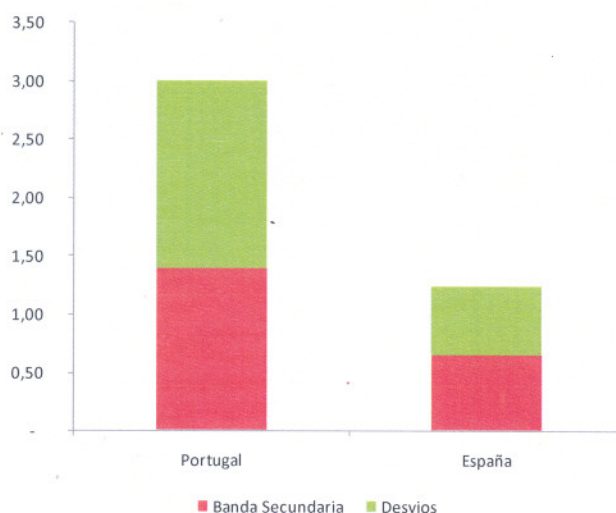


Fig. 9 Comparação do custo médio do conjunto de serviços de sistema
Janeiro 2010-Abril 2011

A integração dos mercados de serviços de sistema afigura-se urgente e necessária. Enquanto tal integração não se materializar, seria útil que a ERSE procedesse à:

- a) revisão do mecanismo de cálculo e afectação dos custos de desvios, aproximando-o do regime vigente em Espanha;
- b) introdução de limites máximos ("caps") às ofertas de algumas centrais no mercado de serviços de sistema, de forma a limitar por via regulatória o excessivo poder de mercado dos respectivos agentes;
- c) monitorização cuidadosa do funcionamento destes mercados, exercendo uma adequada "moral suasion".

12



5.5 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

Para os consumidores em MAT a tarifa de acesso às redes contém duas parcelas, correspondentes, respectivamente, ao Uso da Rede de Transporte e ao Uso Global do Sistema. Neste último incluem-se não só os custos relativos à Gestão Global do Sistema mas também custos com medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral.

Os custos “técnicos” dos consumidores em MAT (uso da rede de transporte e gestão do sistema) representam apenas 12% da tarifa de acesso em MAT (cf. Fig. 7-25, pg. 200 do documento Tarifas 2011 da ERSE). Ou seja, os custos “políticos” representam 88% da tarifa de acesso dos consumidores em MAT.

A imputação de uma parcela de custos “políticos” com esta dimensão através de uma tarifa de Uso Global do Sistema com baixos incentivos à modulação é um sinal errado em termos de eficiência. Sugere-se, por isso, que para os consumidores em MAT a recuperação destes custos seja realizada de forma a incentivar a modulação, o que poderia ser obtido através de maior discriminação dos preços da tarifa de acesso ou imputando-os à parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema e não, como acontece actualmente, à parcela II.

**AJUSTES REGULATORIOS PARA CONSOLIDAR LA ARMONIZACIÓN
REGULATORIA EN LA PENÍNSULA IBÉRICA Y MEJORAR LA EFICIENCIA
DEL SECTOR ELÉCTRICO EN PORTUGAL**

Preparado por:

AF-MERCADOS EMI

CONTENIDOS

1	CONTEXTO Y OBJETIVO	3
2	CARACTERIZACIÓN DE LOS CONSUMIDORES ELECTRO-INTENSIVOS.....	5
3	ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO	7
3.1	ASPECTOS TARIFARIOS	7
3.1.1	<i>Eficiencia de la señal de precios</i>	7
3.1.2	<i>Asignación de costes regulados</i>	13
3.1.3	<i>Interrumpibilidad</i>	16
3.1.4	<i>Otros aspectos</i>	19
3.2	FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS	21
3.2.1	<i>Poder de mercado en el sistema portugués</i>	21
3.2.2	<i>Funcionamiento del mercado de servicio auxiliares</i>	22
3.3	OBLIGACIONES DE INFORMACIÓN.....	25
4	PROPUESTAS DE AJUSTE REGULATORIO	26
4.1	MERCADO DE SERVICIOS AUXILIARES	26
4.2	COSTE DE LOS DESVÍOS	27
4.3	TARIFAS DE ACCESO	27
4.4	ARMONIZACIÓN DE LOS DESEQUILIBRIOS	33
5	ANEXO I: USUARIO TÍPICO UTILIZADO EN LA MODELACIÓN.....	35
6	ANEXO II: MAPAS DE PRECIOS DE MERCADO EN PORTUGAL 2009 Y 2010.....	36
7	ANEXO III: MEMORIA DE CÁLCULO COMPLEMENTO POR INTERRUMPIBILIDAD	37

INDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Diferencias de coste entre España y Portugal para un usuario electro-intensivo	4
Figura 2 – Los usuarios electro-intensivos en la curva agregada del sistema (2010)	6
Figura 3 – Producción eólica 26 Enero 09	6
Figura 4 – Mapas de correlación Precios de mercado – Demanda – Periodos horarios vigentes (PT).....	8
Figura 5 - Mapas de correlación Demanda – Periodos horarios vigentes (ES)	9
Figura 6 – Curva monótona unitaria (ES y PT)	10
Figura 7 – Comparación coste ATR Portugal vs. España	10
Figura 8 – Periodos horarios en el ATR Español.....	12
Figura 9 – Periodos horarios en el ATR Portugués	12
Figura 10 – Componentes del ATR y ATR promedio.....	15
Figura 11 – Coste de red como proporción del ATR 2011 (MAT vs. Promedio).....	16
Figura 12 – Comparación Beneficios por interrumpibilidad	17
Figura 13 – Precios de mercado y retribución por interrumpibilidad	19
Figura 14 –Cuota de los costes previstos de transporte en concepto de tarifa a generadores	21
Figura 15 – Comparación Indicador HHI en la UE.....	21
Figura 16 – Comparación Indicador HHI entre España y Portugal (generación de electricidad)	22
Figura 17 – Precios del mercado diario 2010-2011	22
Figura 18 – Comparación de los precios de reserva a subir y de banda de reserva secundaria en el periodo enero 2010 - abril 2011	23
Figura 19 – Porcentaje de horas en las que cada agente fija el precio en el mercado de la reserva a subir de Portugal en el periodo enero 2010 – marzo 2011	24
Figura 20 – Costes promedios de los servicios auxiliares sobre la demanda nacional en el periodo enero 2010 abril 2011.....	24
Figura 24 – Cambio en la modularidad del ATR MAT en Portugal.....	32
Figura 27 – Perfil de consumo y potencias contratadas consideradas Portugal y España.....	Error!
Bookmark not defined.	
Figura 28 – Energía por periodo y trimestre	Error! Bookmark not defined.

1 CONTEXTO Y OBJETIVO

La armonización de las políticas regulatorias dentro de la Unión Europea ya ha desarrollado un largo camino. La Directiva 2003/54/CE y la Directiva 2009/72/CE (que deroga la anterior) sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad promueven la armonización regulatoria entre Estados Miembros como principal herramienta para el desarrollo de un mercado interior de electricidad eficiente, como se transcribe: -“asegurar unas normas comunes para un auténtico mercado interior”.

En el mercado Ibérico, este proceso de diálogo entre las autoridades regulatorias con el objetivo final de desarrollar esquemas regulatorios compatibles y no discriminatorios empezó en el 2001. Un hito fundamental en este proceso ha sido el plan para compatibilizar la regulación del sector energético entre España y Portugal firmado entre el ministro de Industria, Turismo y Comercio de España y el ministro de Economía e Innovación de Portugal en marzo de 2007. En dicho plan se solicita al Consejo de Reguladores proponer ajustes regulatorios sobre una larga lista de aspectos críticos, entre ellos: aumentar la competencia en el MIBEL, mitigar el poder de mercado de los agentes dominantes, organización y gestión del OMIP, gestión de las interconexiones basadas en el principio de “*market splitting*”, armonización de los mecanismos de garantía de potencia y convergencia tarifaria. En este documento se analizan los aspectos vinculados a convergencia tarifaria y en especial aquellos que tiene especial significancia para los usuarios electro-intensivos.

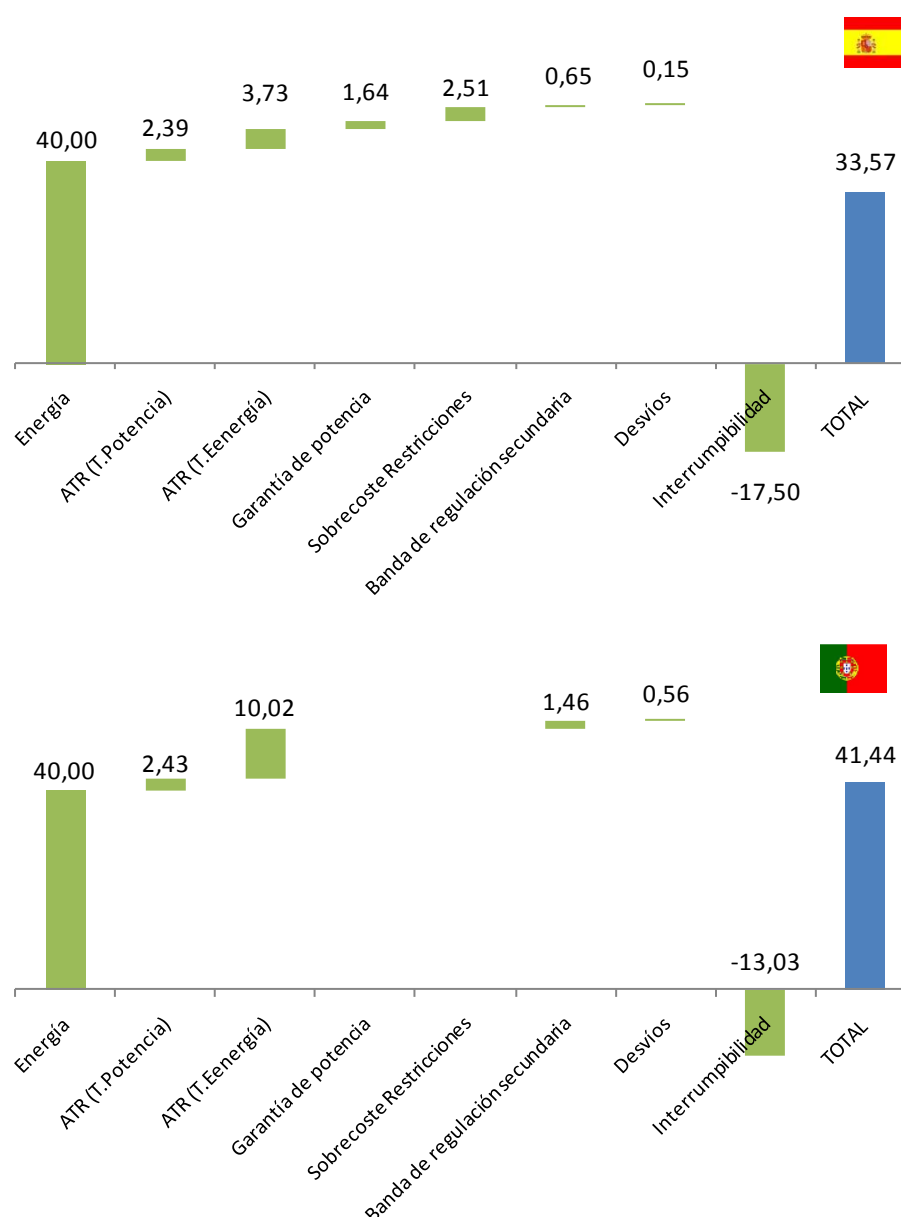
En el mencionado plan, se solicitó específicamente al Consejo de Reguladores una metodología armonizada para el cálculo de las tarifas de acceso, indicando que para garantizar un coste de acceso uniforme a nivel ibérico, los gobiernos acordarían crear mecanismos de articulación y armonización de tarifas de acceso, en primera instancia para aplicar al segmento de grandes clientes de energía eléctrica. Como se observará posteriormente, se ha ido avanzando en algunos aspectos de detalle en los últimos años, con avances y retrocesos, sin embargo existen todavía distorsiones cuyas consecuencias son que un mismo usuario a ambos lado de la frontera termine pagando tarifas bastante diferentes por los servicios regulados como se muestra en la Figura 1. En enero de este año, se ha publicado otro documento clave en este proceso - Armonización de la Metodología de Cálculo de las Tarifas de Acceso a Redes – en el cual se hace una propuesta sobre el procedimiento para establecer tarifas, el mecanismo de aprobación y revisión tarifaria, sobre los principios generales tarifarios y los criterios de asignación de costes para establecer las tarifas de acceso y sus variables de facturación, a efectos de obtener tarifas de acceso suficientes, aditivas y que proporcionen señales de eficiencia en el consumo y en el uso de la redes de cada sistema, teniendo en cuenta en cada caso la caracterización de costes que corresponda en función de las características de su red, de sus objetivos de política energética y de las especificidades de otros costes incluidos en las tarifas de acceso que pagan los consumidores de cada zona.

Como se mencionase, los análisis presentados en este documento se centran en los usuarios electro-intensivos, quienes por sus características particulares descritas en el numeral 2, ofrecen ventajas potenciales al sistema eléctrico en su conjunto que redundan en un aumento de la eficiencia global siempre y cuando las regulaciones tarifarias (sobre todo, tarifas de acceso e interrumpibilidad) estén correctamente diseñadas. En la actualidad, pese a los esfuerzos de armonización y fruto de recientes cambios en Portugal, un consumidor electro-intensivo en Portugal paga más que en España. Como se observa en la Figura 1, este consumidor abonaría un coste de 41.44 €/MWh en Portugal en comparación con coste de 33.57 €/MWh en España. En esta cuantificación se consideran todas las partidas de coste relevante, y asumiendo un precio de electricidad de referencia de 40 €/MWh¹, a

¹ Se toma como coste de referencia 40€/MWh al considerarse éste como el valor aproximado del coste de electricidad de equilibrio a largo plazo. No obstante se debe tener en cuenta que el precio medio de la electricidad actualmente es superior.

saber: tarifas de acceso, interrumpibilidad, coste de los servicios auxiliares y garantía de potencia. Las hipótesis, detalle de cálculo y diagnóstico de la situación se presentan en los numerales 3.1 y 3.2.

Figura 1 – Diferencias de coste entre España y Portugal para un usuario electro-intensivo²



Es evidente que para las grandes empresas que operan en el mercado ibérico, una distorsión de precios en el mercado de los insumos (vg. el eléctrico) produce una ventaja/desventaja competitiva en el mercado del producto final. Estas distorsiones, que en extremo pueden llevar a la relocalización de las firmas, están alejadas del espíritu de toda la normativa europea de mercados pan-europeos. De este modo, para aquellos aspectos no sujetos a regulación, debe asegurarse la competencia y la integración de los mercados y para aquellos otros sujetos a regulación, deben eliminarse todas aquellas barreras que no permitan que el coste del servicio regulado – en igualdad de condiciones – sea equivalente.

² En los gráficos se excluyen todos los impuestos. Los conceptos de Garantía de Potencia y Restricciones en Portugal se encuentran incluido en los costes de uso global el sistema.

En especial, cuando se analiza la industria siderúrgica, uno de los consumidores electro-intensivos más importantes en la península, las consecuencias de estas distorsiones pueden ser muy preocupantes. Por un lado, el coste del servicio eléctrico representa aproximadamente el 25 % del coste total de transformación en esta industria, y por ende es un factor clave en la competitividad de las firmas; asumiendo una eficiencia estándar en la industria – 600 kWh para producir 1 tonelada de acero – esta diferencia en el coste neto de aproximadamente 8 €/MWh³, representa aproximadamente 5 €/ton adicional. Del mismo modo, esta diferencia significaría para un usuario siderúrgico promedio (1 TWh de consumo anual) portugués un incremento de su factura eléctrica de 8 millones de euros respecto de una planta similar localizada en territorio español. Por otro lado, la industria siderúrgica de la Península Ibérica presenta una situación de sobre capacidad producto de la caída de la demanda como consecuencia de la crisis del mercado inmobiliario, que potencialmente puede obligar al cierre de algunas plantas: en este contexto, variables como un coste del insumo eléctrico superior pueden ser estar entre los desencadenantes.

Adicionalmente, no pueden dejarse de lado otros aspectos, que si bien no son estrictamente tarifarios, hacen a la competitividad de las firmas dentro del espacio ibérico y finalmente europeo, como la calidad de servicio, la competencia efectiva en el mercado de producción y los costes de transacción, entre otros.

De este modo, el objeto de este estudio es (1) diagnosticar por un lado, las asimetrías entre las regulaciones de ambos países y por el otro, identificar aquellos elementos que permitan mejorar la eficiencia de los mercados portugueses y (2) proporcionar recomendaciones concretas de ajuste regulatorio que favorezcan la creación de un “*level playing field*” para los grandes consumidores instalados en la Península Ibérica.

2 CARACTERIZACIÓN DE LOS CONSUMIDORES ELECTRO-INTENSIVOS

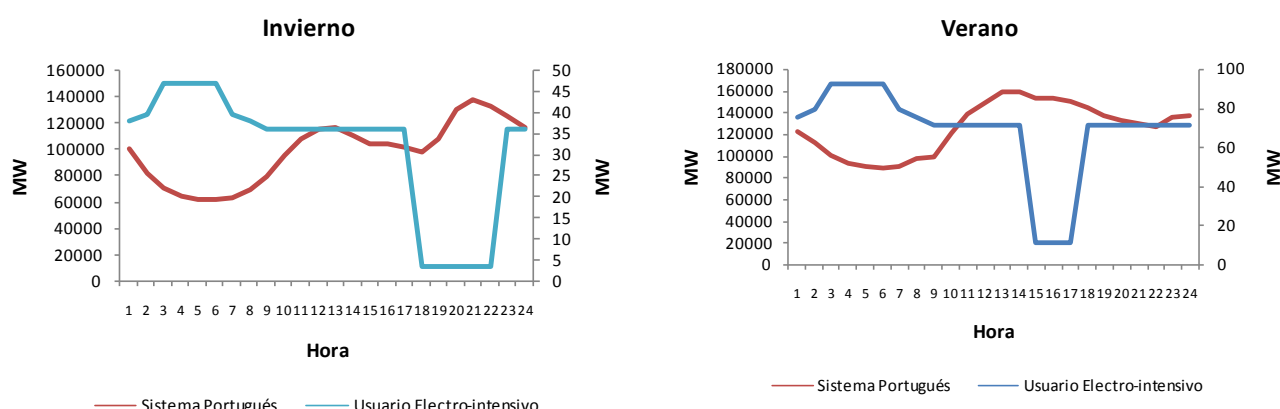
La industria siderúrgica, al igual que la mayor parte de los consumidores electro-intensivos contribuye a la mejora de la eficiencia del sector eléctrico en su totalidad. Esta contribución se puede resumir en los siguientes aspectos:

- Achatamiento de la curva de carga.
- Cesión inmediata de potencia ante requerimientos del operador del sistema.
- Gestión de reactiva.

Los consumidores electro-intensivos contribuyen de especial manera a la mejora del perfil de carga del sistema como se observa en la Figura 2 para un mes típico de verano (Julio) y otro de invierno (Febrero). En la Figura 2, el diagrama de carga de un consumidor electro-intensivo típico que disminuye la potencia demanda en punta, en respuesta a la señales de precios (mercado y tarifa de acceso) se muestra en relación a la curva de carga del sistema para ese mismo mes. Un usuario de este tipo consume menos del 5% de su consumo total en horas de punta en comparación con 25 % de un consumidor residencial o comercial.

³ Suponiendo un coste de electricidad equivalente (40€/MWh)

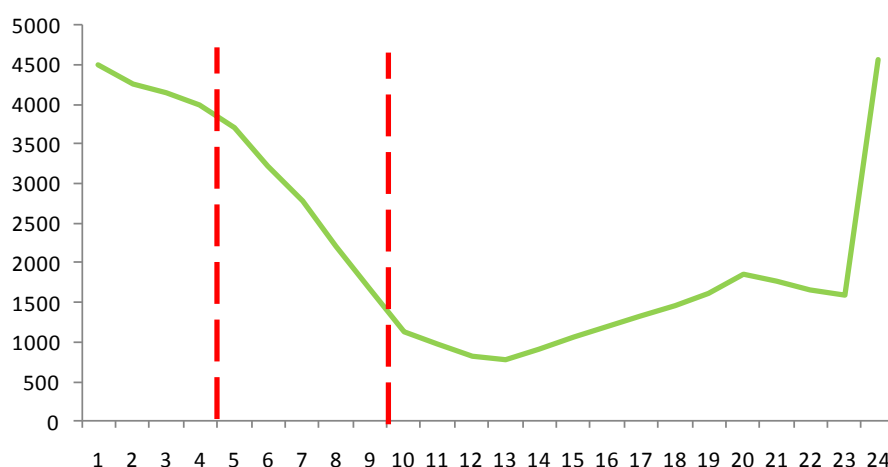
Figura 2 – Los usuarios electro-intensivos en la curva agregada del sistema (2010)



La cesión de potencia, conocida como interrumpibilidad, es otro elemento característico de los usuarios electro-intensivos, ya que la mayoría de ellos ha adaptado sus instalaciones eléctricas y procesos productivos para soportar disminuciones en la potencia demandada ante requerimientos del operador del sistema. La interrumpibilidad se puede clasificar en dos grupos, cuyos límites pueden ser discutidos, pero representan dos aspectos distintos de la seguridad de suministro.

La demanda de interrumpibilidad notificada por el operador en plazos muy cortos puede considerarse como una reserva instantánea y ayuda a una gestión más eficiente y eficaz de la operación. Una gestión segura y eficiente del sistema siempre ha sido un objetivo tanto de los operadores de redes como de los reguladores, pero en la actualidad, la penetración masiva de energías renovables intermitentes (eólica y solar sobre todo) ha impuesto un desafío a la operación de los sistemas eléctricos. La posibilidad de contar con demanda interrumpible en este escenario es más importante ahora que en cualquier otro momento pasado. En la Figura siguiente se puede apreciar esta situación, la caída que experimenta la producción eólica es de cerca de 3500 MW en un periodo cercano a 4 horas. La producción eólica, debido a su carácter intermitente puede presentar grandes cambios en tiempo relativamente cortos que dependiendo del gradiente deben cubrirse con generación a partir de CCGT o bombeo/interrumpibilidad.

Figura 3 – Producción eólica 26 Enero 09



El achatamiento de la curva de carga (o la inversión, demanda fuera de horas de punta superior a las de las horas de punta) conjuntamente con la demanda de interrumpibilidad notificada en plazos más largos (más de una hora, por ejemplo) contribuye de especial manera a asegurar la cobertura de la demanda ("adequacy") y en especial, ahorra costes de inversión en generación y dependiendo de la localización del usuarios, también lo puede hacer en algunas redes. Estos costes evitados no son

insignificantes, asumiendo como tecnología marginal de largo plazo los CCGT y una mínima inversión en redes, cada KW evitado podría evaluarse sin exageración en aproximadamente 650 €/kW.

También es importante mencionar que los grandes usuarios, en general, tienen preparadas sus instalaciones para poder hacer una gestión activa de la energía reactiva, lo que contribuye a la operación eficiente del sistema. Es muy difícil que usuarios más pequeños puedan realizar este mismo tipo de gestión.

Finalmente, el otro aspecto distintivo de estos usuarios es que el insumo eléctrico es determinante en su estructura de costes y dada la competencia en los mercados de producto final, variaciones en los costes del servicio eléctrico pueden ser determinantes de la actividad principal del usuario, como ya se expuso para el caso de la siderurgia.

3 ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO

3.1 ASPECTOS TARIFARIOS

3.1.1 EFICIENCIA DE LA SEÑAL DE PRECIOS

En este numeral se analizan dos aspectos diferentes aunque conexos: (1) la eficacia de la señal de precios de la tarifa de acceso portuguesa basado en períodos horarios existentes y (2) la comparación de esta con las señales de precios en la tarifa española de acceso para grandes usuarios y la posibilidad de generar una tarifa de acceso más eficiente en Portugal.

Respecto del primer punto, nuestros análisis parecen evidenciar que existirían razones para un aumento de las horas en los periodos de *“vazio y supervazio”* y un desplazamiento de las horas de punta en algunos meses.

Como se muestra en la Figura 4, se han desarrollado mapas horarios para Portugal. Se ha calculado un mapa de precios horarios de mercado promedio entre el año 2009 y 2010 (en el Anexo I se pueden ver los mapas para cada año) porque efectivamente existen diferencias entre el comportamiento horario entre distintos años. En estos mapas se presentan los promedios de precios por hora y por mes. Del mismo modo, se ha desarrollado el mapa horario de la demanda; se ha calculado que de la correlación lineal entre los precios horarios de mercados y la demanda horaria, se obtiene un valor de más de 80 %. Así pues, es similar utilizar como referencia los mapas de precios o de demanda para el análisis; específicamente se ha utilizado el mapa de demanda. Este mapa se compara con los periodos horarios vigentes, también en forma de mapa, como se muestra en la Figura 4.

Este análisis indicaría que las horas 7 AM, 8 AM y 9 AM en todos los meses, actualmente definidas como *“vazio”* y *“cheia”* podrían ser re-clasificadas como *“supervazio”* y *“vazio”*, ya que como se puede observar, ni la demanda ni los precios en estas horas son muy diferentes de las horas 2 – 6 AM, actualmente definidas como *“supervazio”*. Aunque aquí no estamos realizando una comparación con España, es importante mencionar que en España, las horas P6, equivalente a *“super vazio”* se definen para todos los meses desde medianoche hasta las 8 AM. Adicionalmente, parece que ha existido un desplazamiento de las horas de puntas en algunos meses.

Adicionalmente se ha realizado la comparación de cómo se ajustan los periodos tarifarios de España a la fluctuaciones de demanda horarias en ese territorio. Para ello se ha realizado el mapa horario de la demanda y los periodos tarifarios vigentes en España. En la Figura 1 se puede apreciar como los periodos tarifarios se adaptan razonablemente bien a la dinámica de la demanda.

Figura 4 – Mapas de correlación Precios de mercado – Demanda – Periodos horarios vigentes (PT)

Periodos Horarios vigentes en Portugal (forma simplificada)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Enero	2	3	4	4	4	4	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	2	2
Febrero	2	3	4	4	4	4	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	2	2
Marzo	2	3	4	4	4	4	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	2	2
Abril	2	3	4	4	4	4	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2
Mayo	2	3	4	4	4	4	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2
Junio	2	3	4	4	4	4	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2
Julio	2	3	4	4	4	4	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2
Agosto	2	3	4	4	4	4	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2
Septiembre	2	3	4	4	4	4	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2
Octubre	2	3	4	4	4	4	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	2	2
Noviembre	2	3	4	4	4	4	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	2	2
Diciembre	2	3	4	4	4	4	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	2	2

Demanda promedio (MW)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Enero	3.966	3.271	2.748	2.479	2.342	2.297	2.344	2.548	3.057	3.608	4.089	4.424	4.584	4.481	4.293	4.332	4.329	4.401	5.039	5.725	5.851	5.641	5.287	4.843
Febrero	3.591	2.945	2.545	2.314	2.221	2.233	2.259	2.483	2.852	3.395	3.835	4.136	4.178	3.939	3.719	3.706	3.647	3.513	3.846	4.651	4.912	4.735	4.457	4.179
Marzo	3.649	3.118	2.704	2.484	2.391	2.391	2.422	2.531	2.801	3.469	3.978	4.284	4.462	4.311	4.161	4.211	4.137	3.962	4.024	4.555	5.012	4.888	4.541	4.253
Abril	3.608	3.193	2.788	2.560	2.442	2.414	2.449	2.692	2.851	3.553	4.027	4.259	4.470	4.392	4.242	4.280	4.232	4.150	4.000	4.072	4.312	4.400	4.400	4.148
Mayo	3.487	3.104	2.777	2.618	2.532	2.481	2.509	2.694	2.799	3.573	4.030	4.206	4.421	4.304	4.155	4.120	3.992	3.825	3.624	3.522	3.503	3.480	3.774	3.875
Junio	3.807	3.408	3.039	2.618	2.745	2.709	2.779	2.906	3.052	3.974	4.496	4.721	4.934	4.828	4.639	4.600	4.497	4.324	4.091	3.928	3.825	3.685	3.930	4.153
Julio	3.964	3.622	3.277	3.044	2.964	2.936	2.980	3.164	3.278	4.166	4.764	5.094	5.378	5.273	5.096	5.090	5.005	4.849	4.590	4.388	4.234	4.019	4.182	4.370
Agosto	3.975	3.637	3.268	3.010	2.921	2.892	2.952	3.160	3.230	3.887	4.441	4.805	5.111	5.091	4.938	4.921	4.819	4.643	4.415	4.259	4.176	4.112	4.374	4.428
Septiembre	4.093	3.869	3.569	3.423	3.336	3.292	3.274	3.451	3.573	4.242	4.756	5.032	5.238	5.128	5.000	5.103	5.024	4.882	4.652	4.505	4.597	4.922	4.840	4.543
Octubre	3.497	3.234	3.001	2.875	2.831	2.790	2.683	2.903	3.188	3.722	4.060	4.239	4.435	4.307	4.189	4.295	4.257	4.178	3.982	4.023	4.559	4.556	4.276	3.938
Noviembre	3.300	3.039	2.855	2.703	2.643	2.619	2.604	2.749	3.069	3.587	3.912	4.118	4.220	4.025	3.915	4.040	4.017	3.922	4.227	4.639	4.662	4.472	4.177	3.904
Diciembre	3.746	3.234	2.831	2.553	2.444	2.427	2.427	2.604	3.035	3.520	3.959	4.233	4.370	4.293	4.209	4.328	4.333	4.287	4.811	5.186	5.132	4.950	4.644	4.329

Precios Promedio 2009/2010 (€/MWh)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Enero	38,86	32,09	26,03	22,98	21,51	21,95	24,72	31,35	35,54	38,39	40,93	42,19	43,52	41,67	39,46	38,20	38,01	40,84	50,05	61,79	63,89	62,22	49,69	44,32
Febrero	32,86	28,19	23,84	22,53	21,36	22,31	25,31	30,80	31,68	33,85	35,46	35,61	35,64	34,24	32,55	31,61	31,55	32,55	37,64	51,30	56,07	54,11	40,62	35,28
Marzo	28,71	24,50	21,61	20,42	19,68	20,32	23,23	26,84	26,84	29,98	31,89	32,03	33,22	30,55	28,61	27,56	26,72	27,80	30,44	38,47	45,55	42,41	34,69	29,31
Abril	33,86	30,18	27,51	25,39	24,47	25,03	28,94	31,84	31,69	34,39	36,09	35,65	36,16	34,80	32,93	32,92	31,88	31,26	30,59	30,93	34,61	42,28	37,02	34,12
Mayo	38,13	35,63	33,71	32,02	31,38	32,03	34,61	36,31	37,27	38,99	41,37	40,62	41,22	40,62	38,71	38,54	38,10	37,76	36,62	37,26	38,37	43,13	41,88	38,82
Junio	39,86	37,40	35,13	33,13	32,39	32,47	35,04	36,80	38,47	40,98	43,64	43,81	44,90	43,70	41,54	41,94	41,74	41,23	40,30	40,05	40,54	41,71	43,45	40,78
Julio	40,52	38,15	35,70	34,65	33,28	33,52	35,51	37,98	38,23	40,20	43,48	43,15	44,83	43,87	41,99	42,44	42,36	41,77	40,93	40,29	39,82	40,10	41,90	40,16
Agosto	40,14	37,38	34,99	33,63	32,07	32,49	34,47	37,12	38,30	40,32	42,89	42,93	44,29	44,34	41,89	42,29	42,12	42,35	41,56	41,29	41,49	43,90	42,80	40,92
Septiembre	41,52	38,97	36,01	34,10	33,34	33,19	36,81	41,71	42,77	43,64	45,87	46,31	46,93	46,08	43,66	44,43	44,36	43,04	43,27	48,09	50,09	45,10	42,55	
Octubre	40,92	37,25	34,51	32,75	30,92	31,33	36,40	41,14	40,53	40,74	42,44	43,35	43,39	42,48	40,70	41,23	41,00	41,30	40,96	42,03	46,86	46,31	44,00	42,27
Noviembre	37,68	32,30	27,28	26,29	24,99	25,64	29,03	34,74	34,07	36,07	37,78	38,13	40,25	38,05	37,02	36,18	35,93	38,80	46,55	54,56	51,40	50,02	44,15	39,89
Diciembre	38,99	32,86	25,58	21,96	20,11	21,09	25,16	32,70	31,85	35,32	38,01	39,03	41,77	40,07	38,94	37,32	37,38	39,78	47,53	56,54	54,10	56,23	47,84	41,72

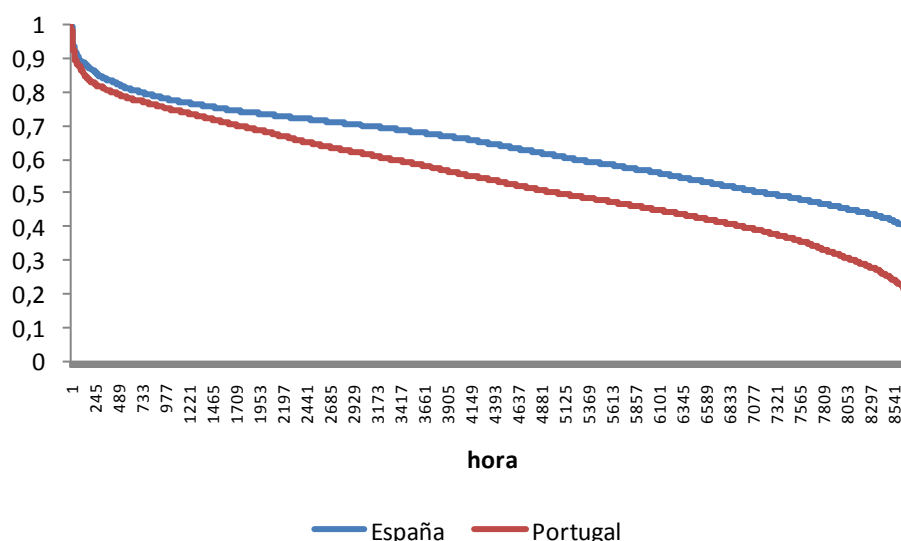
Figura 5 - Mapas de correlación Demanda – Periodos horarios vigentes (ES)

Periodos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
España																									
Enero	6	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2
Febrero	6	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2
Marzo	6	6	6	6	6	6	6	6	6	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	4	4
Abril	6	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Mayo	6	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Junio	6	6	6	6	6	6	6	6	6	3	3	3	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Julio	6	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Agosto	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Septiemb	6	6	6	6	6	6	6	6	6	4	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Octubre	6	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Noviembre	6	6	6	6	6	6	6	6	6	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	4	4
Diciembre	6	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2

Demanda (MWh)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Enero	23.202	20.919	19.867	19.493	19.378	19.380	19.370	20.959	22.647	24.025	24.678	25.313	26.491	26.338	26.313	25.645	25.245	25.634	27.491	28.329	28.610	29.223	28.191	25.534
Febrero	23.800,8	21.605,6	20.011,2	19.140,9	18.940,1	18.914,4	19.109,7	21.526,2	23.854,7	25.369,3	25.870,6	26.362,2	27.488,0	27.417,9	27.248,8	26.393,3	25.890,8	26.387,8	28.008,0	29.073,9	29.200,4	29.894,7	28.873,5	26.243,3
Marzo	21.895,5	20.491,6	19.268,7	18.774,3	18.705,9	18.696,7	18.979,5	20.756,4	22.464,0	23.817,2	24.844,1	25.091,5	25.902,2	25.515,0	25.270,2	24.753,7	24.143,6	24.541,3	25.265,1	26.296,5	26.478,7	26.780,2	26.020,4	23.585,9
Abril	19.251,2	17.612,2	16.936,3	16.526,9	16.374,7	16.402,9	17.161,0	19.147,9	21.803,2	22.810,9	23.943,6	24.130,9	24.263,0	24.239,5	23.358,9	23.472,3	22.728,1	22.436,7	21.912,2	21.864,0	23.167,6	25.231,8	23.013,1	20.919,1
Mayo	18.209,00	16.635,70	15.551,90	14.930,90	14.781,80	14.829,90	16.191,60	18.256,30	20.729,10	21.611,00	22.975,20	23.243,70	23.550,60	23.525,30	22.613,50	22.752,10	22.449,70	22.321,70	21.797,90	21.613,30	22.334,50	24.140,10	22.858,50	20.019,60
Junio	18.692,1	17.209,0	16.302,1	15.688,3	15.455,3	15.465,6	16.576,5	18.687,7	21.816,0	22.862,7	24.341,2	24.559,3	25.026,5	24.800,2	23.658,2	23.857,4	23.683,0	23.655,3	23.146,0	23.015,6	23.120,1	23.798,6	23.896,0	20.878,4
Julio	20.044,4	17.876,1	16.498,5	15.702,8	15.277,0	15.251,9	16.087,6	17.883,4	20.190,7	21.503,4	23.574,3	23.666,2	24.382,1	24.581,5	23.371,9	23.598,7	23.565,8	23.480,7	22.917,7	22.839,9	22.470,2	22.831,0	23.300,5	20.872,6
Agosto	19.050,6	17.156,1	16.038,8	15.292,0	14.877,4	14.901,5	15.622,4	17.114,3	19.163,3	20.664,6	22.426,6	22.805,8	23.453,3	23.752,1	22.857,0	22.752,8	22.603,6	22.581,7	22.166,9	21.811,1	21.629,3	22.610,5	21.778,6	19.692,4
Septiemb	19.509,2	17.942,5	16.954,1	15.961,3	15.696,9	15.852,9	17.110,0	19.681,0	21.943,8	23.222,1	24.724,4	24.871,3	25.293,9	25.179,0	24.264,2	24.589,4	24.450,9	24.527,4	23.811,6	23.567,6	24.991,2	25.322,9	23.014,2	21.032,6
Octubre	19.861,3	18.210,3	17.115,4	16.064,2	15.863,4	15.970,5	17.031,5	19.655,4	21.362,0	21.906,5	23.336,5	23.439,6	23.755,7	23.695,4	23.043,2	23.356,9	22.970,6	22.897,6	22.342,9	22.510,5	23.999,0	23.827,5	22.662,9	20.953,6
Noviembre	21.312,3	18.989,8	17.904,7	17.101,8	16.986,3	17.169,3	17.532,2	20.251,6	21.841,9	23.271,5	23.996,7	24.323,2	25.405,2	24.965,0	24.610,6	23.843,4	23.454,8	23.964,4	25.501,4	26.614,5	26.859,9	26.975,3	25.729,8	22.799,6
Diciembre	22.618,8	19.956,6	18.414,6	17.580,3	17.486,1	17.504,3	18.053,1	20.976,6	22.707,1	24.189,9	24.702,3	25.243,2	26.385,7	25.988,0	25.681,4	24.822,3	24.436,0	25.043,9	26.436,6	27.444,9	27.555,7	27.951,8	26.999,1	24.412,0

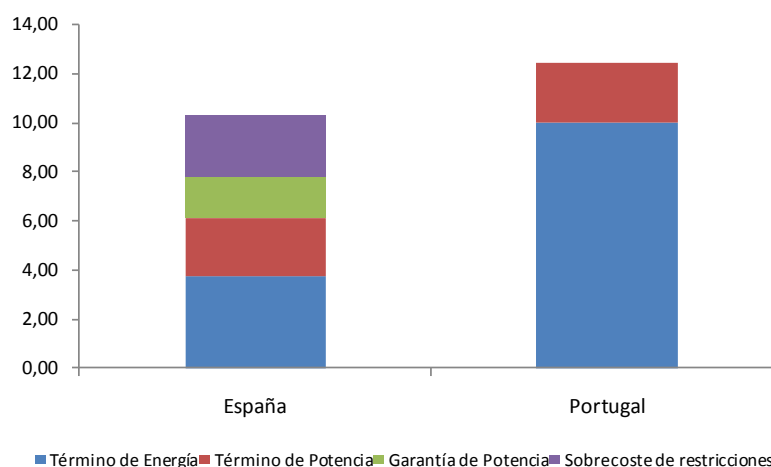
Finalmente otro factor importante de observar es la comparación de la curva monótona de la demanda en ambos casos. A partir del gráfico siguiente, dónde se presenta esta información de forma unitaria, se aprecia fácilmente que el factor de carga en Portugal es menor que en España y evidencia la necesidad de ajustar las señales de precio para desplazar carga desde horas de pico hasta horas fuera de punta.

Figura 6 – Curva monótona unitaria (ES y PT)



Los ajustes a los periodos horarios vigentes mejorarían la eficacia de la señal de precios de la actual tarifa de acceso (ATR) en Portugal, pero desde el punto de vista de un usuario electro-intensivo, el efecto es marginal. Ciertamente, nuestras simulaciones muestran que los cambios que se proponen generarían una disminución de 0,25 % en el actual ATR para el usuario electro-intensivo modelado en este informe, asumiendo un comportamiento racional del mismo ante la nueva señal de precios⁴. El aspecto crítico que debe analizarse son las diferencias en el ATR de Portugal y España, que representan una parte muy importante de las diferencias totales en términos de costes efectivos para un usuario a cada lado de la frontera. En la figura siguiente se representan estas diferencias.

Figura 7 – Comparación coste ATR Portugal vs. España



⁴ Este cálculo no incorpora el rebalanceo tarifario que habría que desarrollar para recuperar el mismo monto de dinero, el efecto podría ser inferior, pero seguramente positivo para un gran usuario que pudiese modular carga.

Notas:

- 1) Para la correspondencia tarifaria el usuario escogido para el análisis se enmarca dentro de la categoría de MAT en Portugal y en la categoría 6.4 en España.
- 2) Los valores de consumo por periodo, potencia tomada, potencia contratada y el resto de valores corresponden a los de consumidor típico utilizado en este análisis (Anexo I).
- 3) Los periodos correspondientes a las tarifas de acceso en Portugal se toman acorde con lo establecido en el Reglamento de tarifa y se selecciona el ciclo semanal opcional para consumidores en MAT⁵.
- 4) El cálculo de los ATR unitarios en España se realiza a partir de los valores establecidos para el Te y el Tp en la Orden ITC/688/2011.
- 5) El cálculo de los ATR unitarios en Portugal se realiza a partir de los valores establecidos por ERSE para el Te y el Tp⁶.
- 6) La conversión de curva de carga en periodos portugueses al sistema español se basa en las siguientes hipótesis:
 - i. El consumo en horas "*ponta, cheias, vazio y super vazio*", se supone igualmente distribuido entre estas horas a lo largo de los meses.
 - ii. La distribución de de estos consumos en los periodos españoles se realiza de acuerdo con los periodos definidos en la Orden ITC/2794/2007.
- 7) En junio, cuando los periodos españoles se dividen en quincenas, se ha tomado el valor medio de ambas.
- 8) En Portugal, el ATR para los periodos solapados en medias horas se ha tomado el valor medio de ambos.
- 9) La potencia contratada en cada periodo en España se considera un 15% superior a la potencia media por periodo.
- 10) El perfil horario de la demanda que se utiliza está optimizado a las señales de precios de cada caso. Estos perfiles se muestran en el Anexo I.

La tesis de este numeral es que el ATR español es más sofisticado y probablemente más eficiente que el portugués en cuanto a la transmisión de la señal de precios a los usuarios finales. En especial, los dos elementos diferenciales son:

- El ATR español presenta 6 periodos tarifarios en lugar de los 4 de Portugal.
- La asignación de costes en el ATR Español evidencia que fue utilizado un enfoque de picos coincidentes para la asignación de los costes de redes y posiblemente el criterio de elasticidad inversa para los otros costes regulados ya que las tarifas para los periodos P6 y P5 (periodos de baja demanda agregada del sistema) son muy bajos con respecto a los de los demás períodos; en cambio en Portugal, las diferencias tarifarias entre los periodos son insignificantes.

Estos elementos distorsionan las señales de consumo de los usuarios portugueses en general, pero adicionalmente, son la causa principal de las diferencias que pueden encontrarse cuando se analizan grandes usuarios cuya relación de consumo fuera de punta / punta es muy elevada.

El primer elemento no es tan material como el segundo pero dado que la armonización es un objetivo en sí mismo, es importante analizar las diferencias. En las siguientes figuras, se describen los periodos horarios del ATR en España y Portugal. En la actualidad, España cuenta con menos horas de punta que en Portugal y análogamente, presenta un período fuera de punta y día más extenso. La horas fuera de punta y día en España son 5.050 hs vs 4.100 en Portugal ("*vazio y supervazio*") (2010), asimismo, España cuenta con 624 hs (P1) de punta y Portugal 963 hs ("*ponta*").

⁵ <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/periodoshorarios/Paginas/CicloopcionalosconsumidoresMATATMT.aspx>

⁶ <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/tarifareguladas2011/Documents/PrecosACESSO2011.pdf>

Figura 8 – Periodos horarios en el ATR Español

Intervalo horas	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio		Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
						1ª Quincena	2ª Quincena						
0 1													
1 2													
2 3													
3 4	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
4 5													
5 6													
6 7													
7 8													
8 9	2	2				4		2		4			2
9 10							2						
10 11	1	1	4			3				3		4	1
11 12													
12 13													
13 14	2	2					1	1					2
14 15				5	5				6		5		
15 16													
16 17													
17 18	1	1	3			4				4		3	1
18 19													
19 20													
20 21	2	2	4				2	2				4	2
21 22													
22 23													
23 24													
Sábado	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Domingo	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Festivos	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio		Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre

Figura 9 – Periodos horarios en el ATR Portugués⁷

horas	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
3												
4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
5												
6												
7	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
8												
9												
10												
11				2	2	2	2	2	2			
12	2	2	2							2	2	2
13												
14												
15				1	1	1	1	1	1			
16												
17												
18												
19	1	1	1							1	1	1
20				2	2	2	2	2	2			
21												
22												
23	2	2	2							2	2	2
24												

Los cambios que se promueven fruto del análisis de los mapas de demanda y precios ayudan a que la cantidad de horas fuera de punta y día converjan entre ambos sectores. Dos aspectos conexos merecen su análisis:

- La conveniencia de incluir dos periodos horarios adicionales en el ATR portugués.
- La conveniencia de promover CPP (*“critical peak pricing”*) en el ATR portugués como lo ha sugerido el ERSE.

⁷ Excluyendo fines de semana.

La inclusión de dos periodos horarios adicionales, evidentemente permitiría modular mejor los valores horarios del ATR a la demanda del sistema y por ende, ajustar la eficiencia de la señal de precios. No obstante, este ajuste no generaría un cambio material para un gran usuario, si ya se ajustaron los periodos horarios actuales; en este sentido, parece mucho más importante ajustar los periodos actuales aumentando las horas de “*vazio* y *superazio*” hasta un equivalente a las españolas y cambiar los principios de asignación de costes, como se describe a continuación, que promover un ajuste fino como el analizado en este párrafo.

La tarificación dinámica ha cobrado relevancia en los últimos años, sobre todo en EE. UU., dentro del contexto que entiende que la gestión de demanda es tan importante como la de la oferta para optimizar la eficiencia del sistema y en especial cuando las nuevas tecnologías (“*smart metering*”) así lo permiten. El complemento por interrumpibilidad es de hecho una de las clases de tarificación dinámica, de hecho la principal diferencia entre CPP e interrumpibilidad es que bajo CPP, la disminución de carga es opcional. Bajo CPP, existen un conjunto de horas denominadas críticas en las cuales la tarifa suele ser sensiblemente superior al resto de los periodos horarios, estas horas son definidas dinámicamente por el operador de redes. El aumento de las tarifas en las horas críticas permite disminuir las tarifas del resto de los periodos, de este modo, un cliente que pueda modular carga en las horas críticas, abonaría menos bajo CPP; del mismo modo, el sistema se ahorraría inversiones para cubrir la demanda/capacidad de red, y de este modo, el beneficio es global.

España ha sido un país pionero en la utilización de CPP ya que desde 1994 hasta la desaparición de las tarifas integradas para alta tensión, la tarifa horaria de potencia (THP) era esencialmente un caso de aplicación de CPP. Esta tarifa discriminaba tarifas (tanto el término de energía como el término de potencia) en seis periodos horarios, más un periodo denominado de punta móvil, que comprendía 13 horas diarias correspondientes a 23 días que habían de ser determinados por REE. Es importante señalar que todos los clientes acogidos a la tarifa horaria de potencia eran de carácter interrumpible, entre otros motivos, porque estos usuarios contaban con los requerimientos tecnológicos que este tipo de tarifa exige.

En resumen, el CPP aplicado al ATR para usuarios interrumpibles puede apalancar la disminución del coste efectivo ATR + interrumpibilidad si se aplica razonablemente. Tres aspectos de diseño son claves: definición del período crítico (duración y número de veces que se puede solicitar) y la gestión del pre-aviso (vg. tiempo mínimo de pre-aviso por parte del operador de redes).

3.1.2 ASIGNACIÓN DE COSTES REGULADOS

Se pasa ahora a tratar la potencial diferente asignación de costes. Primeramente es necesario entender si los costes que se recuperan en el ATR y el valor promedio del ATR es similar en ambos países. De ser así, las diferencias pueden ser consideradas como un problema esencialmente de asignación.

A efectos comparativos, los costes que deben recuperarse mediante la aplicación de tarifas de acceso en ambos sistemas pueden agruparse en las siguientes categorías:

- Costes directamente relacionados con las actividades de redes, esto es, el coste de las redes de transporte y distribución, el coste de la gestión comercial de los distribuidores y el coste de la gestión técnica del sistema.
- Costes relacionados con la seguridad de suministro, que incluye el coste derivado de los pagos por capacidad (sólo en Portugal, ver numeral 3.1.4) y el servicio de interrumpibilidad.

- Costes correspondientes a la financiación de las instituciones, como son los costes de las entidades reguladoras⁸.
- Costes relacionados con decisiones de política energética y medioambiental. En España incluyen los incentivos al desarrollo del régimen especial, los planes de eficiencia energética, la financiación de planes extraordinarios, la moratoria nuclear y el coste de la segunda parte del ciclo de combustible nuclear no internalizado en el precio del mercado. En Portugal incluyen los incentivos al desarrollo del régimen especial, el plan de promoción de la eficiencia en el consumo de electricidad, el plan de promoción del desempeño ambiental de las empresas reguladas, los Costes para el Mantenimiento del Equilibrio Contractual (CMEC) y los sobrecostes con los Contratos de Adquisición de Energía (CAE) no renegociados por opción de los productores, los costes de las rentas de concesión en BT de los municipios y la remuneración de los terrenos que integran el dominio público hídrico.
- Costes que reflejan las especificidades de cada sistema eléctrico. En España esta categoría incluye el coste de la compensación de los territorios insulares y peninsulares y las anualidades.
- Costes correspondientes a la recuperación del déficit de las actividades reguladas. En Portugal esta categoría incluye, además de la compensación extrapeninsular y el coste de las anualidades del déficit tarifario, el coste de la tarifa social y el pago a las Autoridades de Competencia.

En la figura siguiente se resumen los costes de actividades reguladas de acceso que fueron previstos para el ejercicio 2010 en España y Portugal, en valores absolutos y relativos.

⁸ Al respecto cabe señalar que en España las tarifas de acceso cubren el saldo resultante de la diferencia entre la retribución establecida el Operador del Mercado y los ingresos que éste obtiene de los generadores, y que en Portugal se incluyen también parte de los costes del OMIP/OMIClear que no son cubiertos por los ingresos que obtienen de los agentes de mercado.

Figura 10 – Componentes del ATR y ATR promedio⁹

Costes de acceso	Miles de €		Distribución por componente de coste (%)		Coste unitario por energía consumida (€/MWh)	
	PORTUGAL	ESPAÑA	PORTUGAL	ESPAÑA	PORTUGAL	ESPAÑA
Costes actividades de redes	1.242.787	6.318.109	42,4%	39,7%	27,53	26,08
Transporte	271.036	1.397.104	9,2%	8,8%	6,00	5,77
Distribución y gestión comercial	944.844	4.882.738	32,2%	30,7%	20,93	20,15
Operación del Sistema	26.908	38.267	0,9%	0,2%	0,60	0,16
Seguridad de suministro	50.182	450.000	1,7%	2,8%	1,11	1,86
Servicio de interrumpibilidad	50.182	450.000	1,7%	2,8%	1,11	1,86
Instituciones	7.450	22.892	0,3%	0,1%	0,17	0,09
Reguladores (ERSE/CNE)	6.358	22.892	0,2%	0,1%	0,14	0,09
OMIP y OMI CLEAR (1)	1.093	-	0,0%	0,0%	0,02	-
Costes de política energética	1.302.895	6.374.270	44,4%	40,1%	28,86	26,31
Primas del Régimen Especial	610.892	5.888.099	20,8%	37,0%	13,53	24,30
Planes de eficiencia energética e planes de desempenho ambiental	26.416	318.900	0,9%	2,0%	0,59	1,32
Rendidas de concessão em BT dos municípios	239.102	-	8,2%	0,0%	5,30	-
Otros costes de política energética (2)	426.484	167.271	14,6%	1,1%	9,45	0,69
Otros costes de acceso	327.846	2.741.168	11,2%	17,2%	7,26	11,31
Compensación sistemas insulares y extrapeninsulares	133.608	897.240	4,6%	5,6%	2,96	3,70
Tarifa Social	124	-	0,0%	0,0%	0,00	-
Autoridades de Competencia	368	-	0,0%	0,0%	0,01	-
Anualidades para la financiación del déficit tarifario	193.747	1.843.928	6,6%	11,6%	4,29	7,61
TOTAL COSTES ACCESO	2.931.162	15.906.439	100,0%	100,0%	64,93	65,65
Ajustes años anteriores (3)	- 357.287	-	-12,2%	0,0%	- 7,91	-
Déficit reconocido ex ante	-	- 3.000.000	0,0%	-18,9%	-	- 12,38
TOTAL INGRESOS ACCESO (4)	2.573.875	12.906.439	87,8%	81,1%	57,01	53,27

(1) En España el Operador del mercado se financia con cargo a los precios que cobra a los generadores desde el 1 de julio de 2009. En Portugal el operador de mercado se financia parcialmente por el mercado.

(2) En España incluye los costes relacionados con la generación de electricidad mediante instalaciones nucleares (moratoria nuclear y segundo ciclo del combustible nuclear) y los planes de financiación extraordinarios. En Portugal son también considerados los CMEC y los sobrecostes con los CAE no renegociados por opción de los productores y la parcela asociada a la remuneración de los terrenos que integran el dominio público hídrico.

(3) Incluye los desvíos en la retribución de actividades reguladas de los años t-1 y t-2 y los desvíos de costes de adquisición de energía recuperados a través de la tarifa de UGS con vista a la sostenibilidad y coexistencia del mercado regulado y del mercado libre.

(4) En los ingresos de acceso no se ha considerado el superávit del saldo de los Pagos por capacidad.

Como se puede observar, las relaciones entre las diferentes partidas no son iguales en ambos países, pero sí el ATR medio, aproximadamente 65 €/MWh en ambos países. Incluso cuando se analiza el ATR que efectivamente abonan los usuarios (descontando el déficit previsto), los ATR no son significativamente diferentes, los usuarios portugueses pagan en promedio un ATR levemente superior, 57 €/MWh vs. 54 €/MWh en España. Otro aspecto de interés es que la participación de los costes de redes en el ATR promedio en ambos sistemas es bastante similar, aproximadamente 40 %.

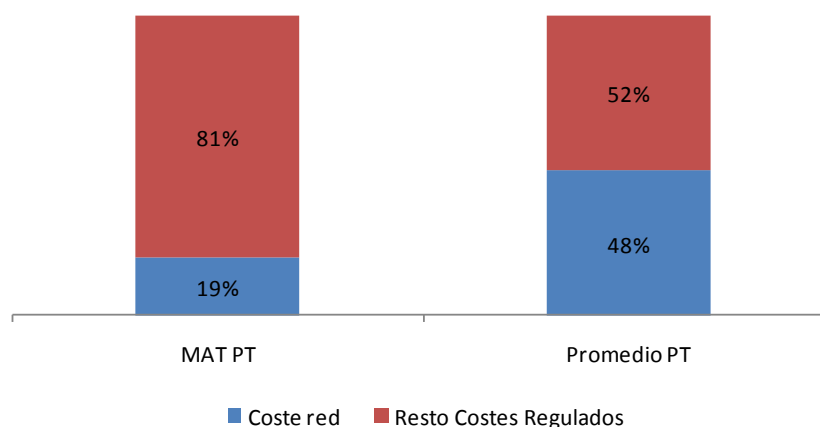
El problema radica en que aun cuando los ATR promedio son equivalentes, el ATR para usuarios electro-intensivos (MAT/AT) es sensiblemente superior en Portugal. Esto sólo puede suceder porque el criterio de asignación de los distintos costes a las diferentes categorías tarifarias es diferente. El detalle de cómo se asignan los costes regulados a las distintas categorías no es del todo conocido, pero el análisis de la información pública permite observar:

- Hay más costes asignados a la tarifa MAT en Portugal como se aprecia en la Figura 7.
- La relación entre las tarifas de punta y fuera de punta es muy superior en España que en Portugal. Por ejemplo, la relación en las tarifas de energía de punta (P1) con respecto a fuera de punta y día (P5 y P6) en España es entre 6 y 8 veces, mientras que la relación entre las tarifas de energía en Portugal (*horas de ponta vs horas de supervazio*) es apenas 1,32.

⁹ Extraído del documento: Plan de compatibilización regulatoria en el ámbito del MIBEL - Armonización de la metodología de cálculo de las tarifas de acceso a redes (Enero 2011).

- En ambos casos, se aplica una tarifa en dos partes, sin embargo toda la diferencia parece provenir del componente de energía ya que no se observa una gran diferencia en ATR por el componente de demanda.
- Hay una asignación asimétrica de los costes regulados (excluyendo los de red) entre las distintas tarifas en Portugal. Como se puede observar en la Figura 11, la participación de los costes de red en la tarifa MAT es 13 % pero en la promedio es 42 %, esto implica que estas dos partidas de costes han sido asignadas utilizando criterios diferentes. Esta asignación, de hecho está generando un subsidio cruzado entre categorías de usuarios, ya que en principio, no existen razones técnicas para asignar una participación mayor de costes regulados (no red) a los grandes usuarios que al resto de las categorías. De hecho, existen razones técnicas para justificar desde una participación proporcional hasta una menor, pero en ningún caso superior.

Figura 11 – Coste de red como proporción del ATR 2011 (MAT vs. Promedio)¹⁰



Sin poderse confirmar, el hecho que el ATR para la categoría 6.4 en España presente valores menores que su equivalente Portugués y que la relación entre las tarifas en punta y fuera de punta sea tan diferente, hace pensar que en España se ha utilizado un criterio de asignación de costes regulados basado en picos coincidentes (en horas de punta y valle) o algún criterio basado en la elasticidad inversa (también conocido como criterio *Ramsey*) o un mezcla de ambos; en cambio, en Portugal las mínimas diferencias entre punta y fuera de punta y el mayor coste relativo que en España hace pensar en una asignación más homogénea; en efecto, es altamente posible que el coste de red haya sido asignado basado en algún criterio similar al caso Español, pero para la asignación de los otros costes regulados, una esquema totalmente diferente parece haber sido aplicado.

Mucho se puede discutir sobre cuál es el mejor criterio para la asignación de costes regulados siendo la literatura existente muy amplia al respecto, pero lo que resulta difícil de asimilar por un usuario electro-intensivo, es que la aplicación de un criterio diferente genere una ventaja competitiva a los usuarios de un lado de la frontera.

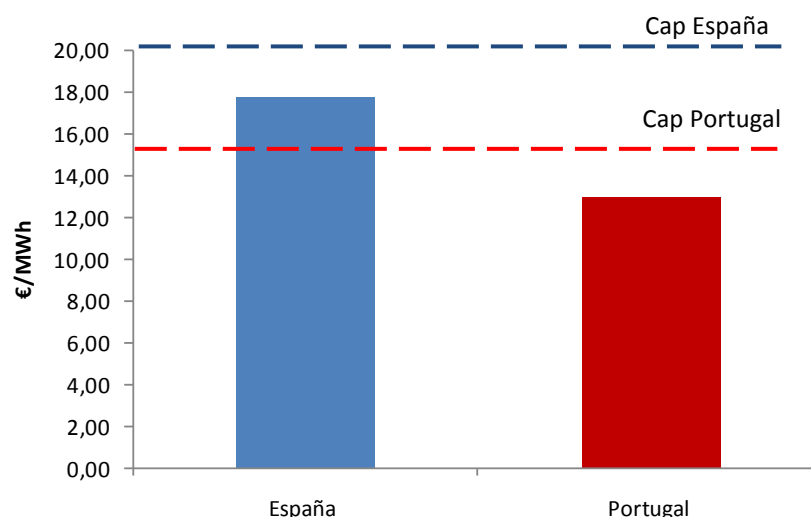
3.1.3 INTERRUMPIBILIDAD

Desde principios de 2007 se acordó un proceso para la compatibilización regulatoria entre España y Portugal en el ámbito del mercado eléctrico y las tarifas. Uno de los puntos que se presentaban como críticos a la hora de compatibilizar las políticas en materia de tarifas era la

¹⁰ Fuente: Tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços em 2011 (diciembre 2010)

interrumpibilidad. Este proceso de convergencia se ha desarrollado mediante la aprobación de una serie de regulaciones en los años 2009 y 2010. En la actualidad, a pesar de que los esquemas vigentes en ambos países parecen similares, el efecto final en términos monetarios es algo disímil en ambas experiencias en lo referente a la provisión de demanda interrumpible. Como se puede observar en la siguiente figura, para el usuario modelado en este informe, la diferencia es de aproximadamente 5 €/MWh; esta diferencia puede ser de hasta 8 -10 €/MWh, dependiendo del perfil de consumo del usuario, los precios de mercado y las horas efectivamente interrumpidas.

Figura 12 – Comparación Beneficios por interrumpibilidad ¹¹



Nota: Se ha aplicado el marco regulatorio vigente en ambos países: España (ORDEN ITC/2370/2007), Portugal (Portaria 592/2010, y sus actualizaciones (Portaria nº 1308/2010 y 592/2010) y Despacho n.º 13416/2010)

Otras hipótesis se detallan en Anexo III.

El perfil horario de la demanda que se utiliza está optimizado a las señales de precios de cada caso. Estos perfiles se muestran en el Anexo I.

En ambos países la formulación descriptiva del concepto de interrumpibilidad, así como las diferentes tipologías consideradas son similares. El marco regulatorio de la prestación de este servicio diferencia cinco tipologías de interrumpibilidad distintas y en ambos casos se establece la posibilidad de acogerse a las tipologías que requieren un preaviso de corte mayor o, por el contrario, acogerse a todas las interrumpibilidades. Antes que la descripción de la metodología establecida para cada caso y de la retribución correspondiente obtenida de la simulación, cabe resaltar las principales diferencias que surgen del planteamiento de ambas regulaciones.

En primer lugar existen diferencias en la forma y requisitos para acogerse a este complemento, que no representan una diferencia material para los grandes usuarios electro-intensivos. Estas diferencias son:

- En España se requiere un consumo mínimo en P6 (*“supervazio y vazio”*) de un 55 %. No existe tal requisito en Portugal.

¹¹ Para el cálculo del complemento por interrumpibilidad en España el precio equivalente de la electricidad tomado corresponde a los valores de los últimos 4 cuatrimestres publicados.

- En España se permite definir una potencia de interrumpibilidad distinta en cada caso, esto no está permitido en la regulación Portuguesa
- En España se requiere un consumo mínimo de potencia en los diferentes periodos tarifarios de 5 MW y en Portugal de 4MW (aunque este límite se amplió hasta 0,25 MW según la Portaria 1309/2010)

En segundo lugar, existen diferencias en algunos aspectos retributivos que generan un impacto material en los grandes usuarios interrumpibles portugueses. Específicamente, los dos elementos claves que deben analizarse son:

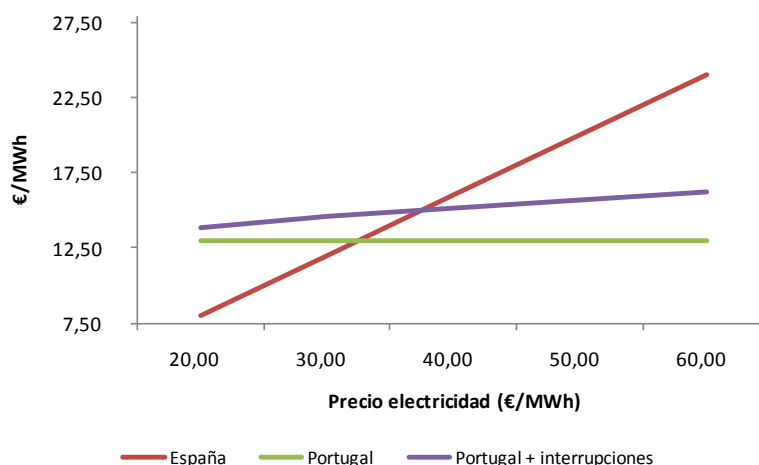
- El “Cap” establecido a la retribución (20 €/MWh en España y 15 €/MWh en Portugal)
- El impacto de los precios de mercado de la electricidad; en el caso de España la retribución por interrumpibilidad es directamente proporcional, el caso de Portugal, hay un ajuste marginal en caso de interrumpibilidad efectiva, pero en cualquier caso, la retribución es mucho menos dependiente de los precios de mercado que en España.

Es importante que el espíritu del régimen Español es establecer incentivos a los consumidores con mayor demanda en horas valle, es decir generar incentivos adicionales a la modulación, originalmente, este aspecto no estaba debidamente contemplado en la regulación Portuguesa original, sin embargo, en este aspecto se llevó a cabo una actualización de la formulación inicial (adición de los parámetros μ y ϕ) de este concepto (Portaria 1308/2010) y la lógica actual de la formulación portuguesa tiende a ser similar a la Española.

La principal diferencia entre ambas regulaciones es el concepto que determina la tarifa a pagar a los consumidores que prestan este servicio. En el caso español, el valor de la interrumpibilidad está ligado al precio de la electricidad en el mercado, en cambio en Portugal la retribución está vinculada al parámetro regulado TGCC que representa el coste de una turbina de gas de ciclo combinado y en muy menor escala y siempre y cuando se ejecuten las órdenes de interrumpibilidad al precio del mercado. Se ha llevado a cabo un análisis de sensibilidad en el que se puede evaluar el impacto de un incremento del precio de la electricidad en el complemento por interrumpibilidad en ambos países para el usuario típico utilizado en este análisis.

En la formulación portuguesa el precio de la electricidad solamente impacta en el caso de que se obtenga la remuneración adicional que se percibe por la interrumpibilidades efectivamente llevadas a cabo. Por esto, en la figura siguiente se representa la retribución esperada de Portugal, es decir sin interrumpibilidades efectivas, y la máxima, considerando el complemento por interrumpibilidad una vez ejecutadas las máximas horas interrumpibles permitidas (120 h al año). Mientras que en España aparece una correlación positiva y fuerte entre el precio de la electricidad y el complemento por interrumpibilidad, la tendencia en Portugal no es la misma.

Figura 13 – Precios de mercado y retribución por interrumpibilidad



Dado que las ocasiones en las que se produce una interrumpibilidad no suelen ser significativas en Portugal, lo más probable es que la retribución por interrumpibilidad esté desconectada de los precios de mercado totalmente. Sin embargo, se debe tener en cuenta que este impacto de los precios de la electricidad en el complemento por interrumpibilidad puede tener el efecto contrario y la remuneración española se vería afectada de forma negativa mientras que la portuguesa se mantendría constante. Este último efecto justificaría el mayor apuntamiento de la retribución bajo el esquema español, cuando los precios de mercado suben; sin embargo, en función de los parámetros empleados, para valores de mercado razonablemente esperados, la formulación española proporciona una retribución sistemáticamente superior; sólo para valores inferiores a 30 €/MWh, cuya probabilidad es bastante baja como promedio anual, la remuneración española converge con la Portuguesa. Desde el punto de vista conceptual, la retribución de la interrumpibilidad debería estar vinculada en especial al coste de la energía no suministrada y al coste de inversión evitado, sin embargo, es verdad que los altos precios de mercado son una indicación de la escasez de oferta y por ende no parece incorrecto que la retribución por interrumpibilidad recoja esta señal. Adicionalmente, la baja correlación de la retribución por interrumpibilidad en Portugal con los precios de mercado hace que la armonización de la interrumpibilidad no sea absolutamente convergente, a pesar de los esfuerzos realizados hasta el momento en materia regulatoria.

3.1.4 OTROS ASPECTOS

Hay dos aspectos tarifarios adicionales que merecen su análisis (1) garantía de potencia y (2) las así llamadas tarifas G propuestas por el ERSE como medida de armonización con España.

Respecto a la garantía de potencia, es importante señalar que, en España el coste derivado de los pagos por capacidad, si bien es un coste de carácter regulado, no está incluido en las tarifas de acceso (ver numeral 3.1.2). En Portugal este coste está incluido en la tarifa de Uso Global del Sistema y por consiguiente en las tarifas de acceso.

Un aspecto que cada vez levanta más atención es la necesidad o no de la garantía de potencia. En ausencia de mercados de capacidad donde los precios de la misma reflejen la adecuación de la oferta con la demanda (y por ende, en caso de sobrecapacidad, los precios sean muy bajos), los precios regulados pueden ser muy altos respecto de la situación de adecuación de la oferta con la demanda. Esto parece ser el caso de ambos sectores bajo estudio. En este contexto, deber ser revisada la necesidad de la garantía de potencia y/o los valores de la misma. No obstante, para los pagos existentes, existen dos aspectos que deben ser evaluados: (1) como se

cobra este sobrecoste a los grandes usuarios y lo lógica de cobrar la garantía de potencia a usuarios que no requieren potencia en horas de punta como son los usuarios interrumpibles.

Los pagos por capacidad en España regulados según la orden ITC/2794/2007, no están incluidos en las tarifas de acceso, aunque se financian mediante los precios regulados pagados por los consumidores para hacer frente a este incentivo a la inversión. El coste fue estimado en 466 Millones de Euros para 2010 y fue destinado exclusivamente a promover la construcción de nuevas instalaciones de generación. En el caso de los pagos por capacidad cabe señalar que existen divergencias entre los ingresos y gastos por este concepto, específicamente se recolecta más dinero que el necesario para hacer frente al coste de la regulación (aproximadamente el doble) que se redistribuye para el saldo del déficit de acceso del sistema. Esto provoca que el pago por garantía de potencia sea superior en España que en Portugal en promedio. El aspecto a resaltar es que los pagos por capacidad constan de un término variable (€/kWh) diferenciado por nivel de tensión y periodo horario. La modulación de este peaje en 2010 es aún más acusada que en los ATR (Orden ITC/3353/2010), específicamente, presentando un coste de 0 €/MWh para los consumos de electricidad en P6. Esta dramática modulación del pago correspondiente a la garantía de potencia en España incentiva y beneficia de manera notable a los consumidores electro-intensivos que en su caracterización disponen de la capacidad de modular su carga y así evitar el consumo de energía en los periodos menos favorables, viendo reducido su coste total por este concepto.

Un debate que se ha generado en los últimos tiempos es si los usuarios interrumpibles deben pagar o no este componente tarifario. Diferentes puntos de vista y justificaciones se pueden encontrar al respecto, sin embargo, existe un argumento al respecto de la potencial exención de los consumidores electro-intensivos de cubrir este coste relacionado con el propio trasfondo de la garantía de potencia. La garantía de potencia se concibe como un incentivo cuyo objetivo es garantizar la seguridad de suministro a largo plazo; a la misma, finalmente también contribuye el servicio de interrumpibilidad que los grandes consumidores modulables prestan al sistema y según el cual están dispuestos a cortar hasta 120 h de consumo al año para contribuir a la llamada “adequacy” del sistema eléctrico. La actual política de cobrar la garantía de potencia a los usuarios interrumpibles sería equivalente a que este cargo se cobrase también a los generadores de electricidad.

Finalmente, otro aspecto pendiente de análisis es la armonización de la reglamentación de Portugal respecto al pago del uso del transporte por parte de los generadores.

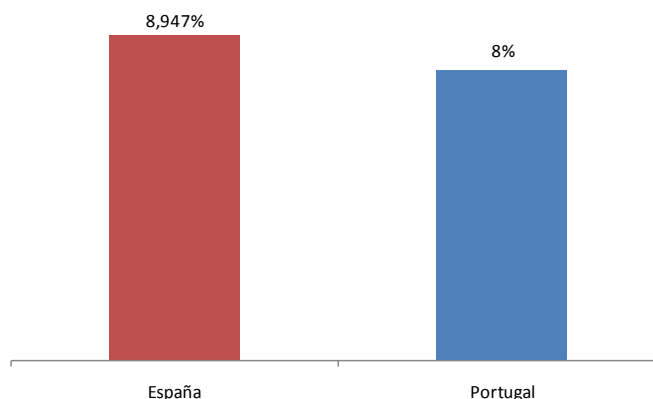
La situación en el ámbito europeo en cuanto a la aplicación de esta tarifa para contribuir a los costes de acceso es diversa, sin embargo, analizando a escala global generalmente no se aplica este cargo a los generadores de electricidad. No obstante, de acuerdo con el proceso de armonización del mercado ibérico debe ser una premisa que debe tenerse en cuenta tras la reciente implantación de la llamada tarifa G a los productores españoles. La lógica que aparece detrás de la implementación de este peaje a los generadores en España va más allá del puro reconocimiento del uso de la red de transporte/distribución para inyectar la generación, este complemento está enmarcado en una serie de medidas cuyo objetivo es reducir el déficit tarifario que sufre el sistema eléctrico desde 2001.

Respecto a la facturación de este peaje a los productores de energía, aparecen distintos enfoques en la experiencia internacional. La mayoría de los países ha optado por la facturación del peaje como un Término de Energía (€/MWh), y este es el enfoque utilizado en España. En España, el nivel establecido para este concepto es de 0,5 €/MWh, valor que se encuentra ligeramente por debajo de los estándares europeos.

La recolección prevista por la aplicación de las tarifas G en España alcanza los 125 millones de Euros (menos de 1% de los costes totales previstos), que con un valor similar en Portugal

representaría 24 millones de euros. Estos valores traducidos a porcentajes sobre los costes representarían la situación mostrada en la siguiente figura.

Figura 14 –Cuota de los costes previstos de transporte en concepto de tarifa a generadores¹²



Analizando el gráfico anterior se podría decir que el componente de la tarifa de acceso destinado a la recuperación de los costes de transporte se podría reducir en un 8 % en Portugal y de forma simétrica en España. Sin embargo, este coste será recuperado por los generadores que deban pagarlo a través de los precios de mercado. En ausencia de distorsiones en el mercado, parece razonable que el sobre coste incurrido por los generadores se recupere en el precio de mercado y a priori, desde el punto de vista de los usuarios finales, el efecto sería neutro. No obstante, este podría no ser el caso, si el ATR no disminuye en la misma cuantía para todas las categorías; resulta evidente que para asegurar la neutralidad, el ATR de todas las categorías debe ser disminuido en 0,5 €/MWh, cualquier otro ajuste de los ATR (proporcional, rebalanceo basado en algún criterio de asignación, etc.) podría perjudicar a los usuarios MAT.

3.2 FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS

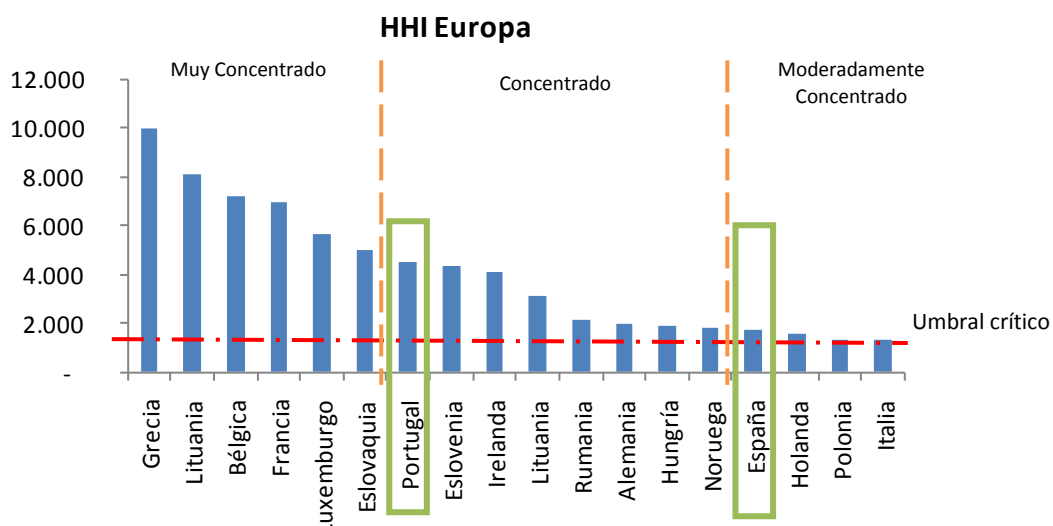
3.2.1 PODER DE MERCADO EN EL SISTEMA PORTUGUÉS

En los últimos años ha tenido lugar un proceso de desregulación de ciertas actividades del mercado eléctrico, así como una tendencia a la reducción del poder de mercado de los agentes de generación de electricidad. Este proceso pretende asegurar la competitividad necesaria para un funcionamiento eficiente de los mercados de producción de energía y de servicios auxiliares necesarios.

Como es sabido, el efectivo uso del poder del mercado es extremadamente difícil de medir, sin embargo, la magnitud del poder de mercado se puede medir con relativa sencillez, por ejemplo a través del cálculo del indicador HHI, que resulta un indicador suficiente para el desarrollo de alternativas de mitigación. En la misma Unión Europea, distintos países presentan niveles muy diferentes de HHI. En el siguiente gráfico se han representado los valores de HHI respecto a la capacidad de generación en diferentes países de la Unión Europea. Este indicador proporciona una idea de la concentración en la actividad a partir de la cuota del mercado sustentada por cada agente. Como se puede apreciar, Portugal se encuentra por encima de la media europea y bastante por encima del umbral crítico (HHI=1000) Este hecho resulta evidente al analizar la cuota de mercado que EDP sustenta en diferentes actividades del mercado eléctrico.

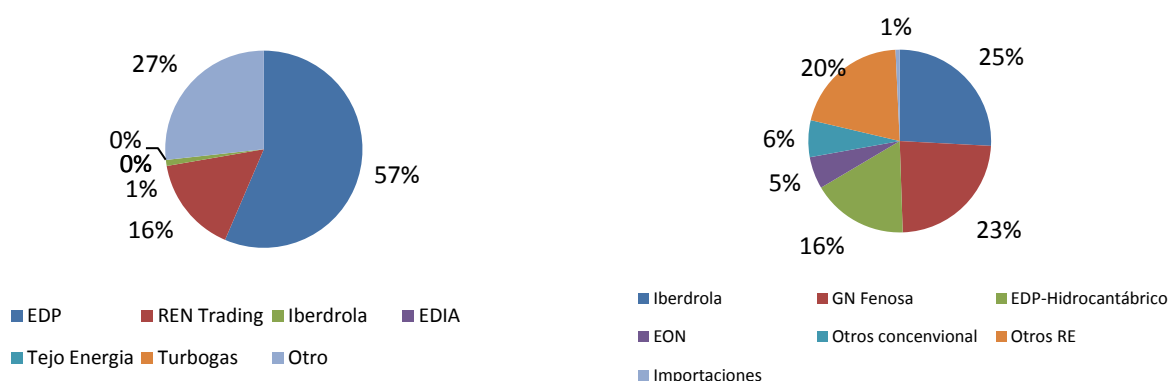
Figura 15 – Comparación Indicador HHI en la UE

¹² España evaluado a partir de datos del MITYC, Portugal documentación publicada por el ERSE.



Analizando más en detalle la Península ibérica, se puede observar que la concentración en Portugal es bastante mayor que en España, donde ya se han implantado subastas de capacidad virtual para mitigar el potencial poder de mercado que medido por el indicador HHI se encuentra por encima del umbral aceptable (1.462 en España vs 3.533 en Portugal¹³). A partir de la siguiente figura se puede concluir que la concentración del mercado portugués es significativamente mayor respecto a la del mercado español. Esta diferencia puede impactar directamente en la pérdida de competitividad de los grandes consumidores de electricidad de la zona portuguesa respecto a sus homólogos españoles.

Figura 16 – Comparación Indicador HHI entre España y Portugal (generación de electricidad)

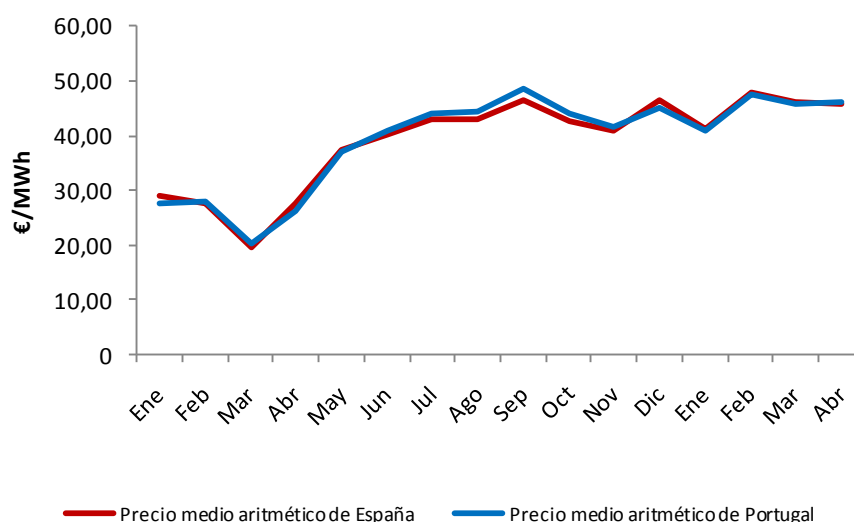


3.2.2 FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DE SERVICIO AUXILIARES

A pesar de que los mercados de energía hayan ido convergiendo en el ámbito ibérico, como se muestra en la figura que se muestra a continuación, la disociación del mercado de servicios auxiliares es total, y en especial, el coste de estos servicios en Portugal resulta ser superior al de España.

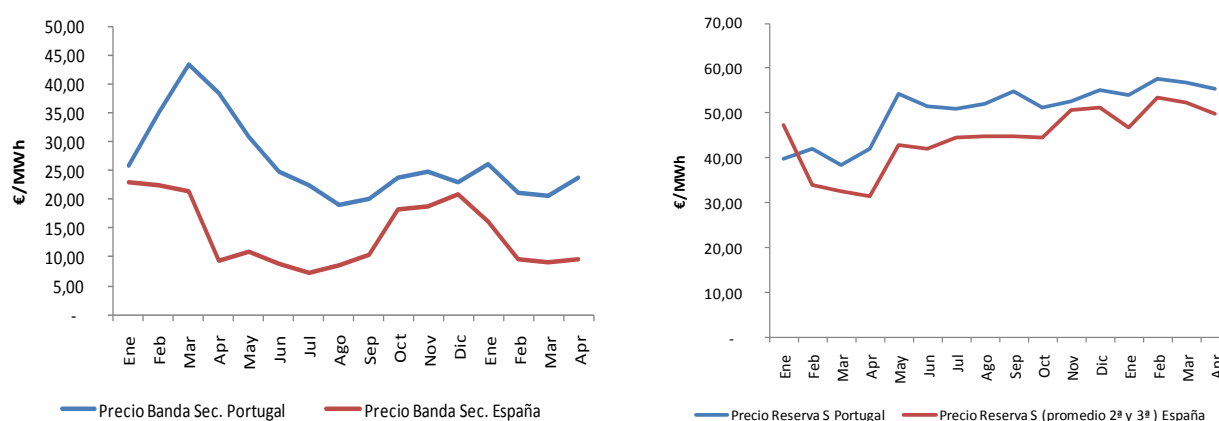
Figura 17 – Precios del mercado diario 2010-2011

¹³ El componente otros de generación de electricidad se estima que está compuesto por compañías con 1% de cuota de mercado en ambos casos.



Como se muestra en la Figura 18, los precios de la reserva secundaria y terciaria que deben subir en España resultan ser estructuralmente inferiores al precio de las reservas movilizadas por el operador de sistema portugués, a pesar de que en Portugal el mercado de la reserva secundaria esté basado en los precios de la reserva terciaria. Cabe destacar que los precios promedios de reserva divergen al principio del año y luego presentan (especialmente los de la reserva secundaria) una elevada correlación en los siguientes meses, salvo en las reducciones más pronunciadas en agosto y octubre en España que no encuentran correspondientes variaciones en Portugal. La misma divergencia se puede notar en los precios de la banda de reserva secundaria al principio del año, con los precios portugueses estructuralmente por encima de los precios prevalentes en España.

Figura 18 – Comparación de los precios de reserva a subir y de banda de reserva secundaria en el periodo enero 2010 - abril 2011

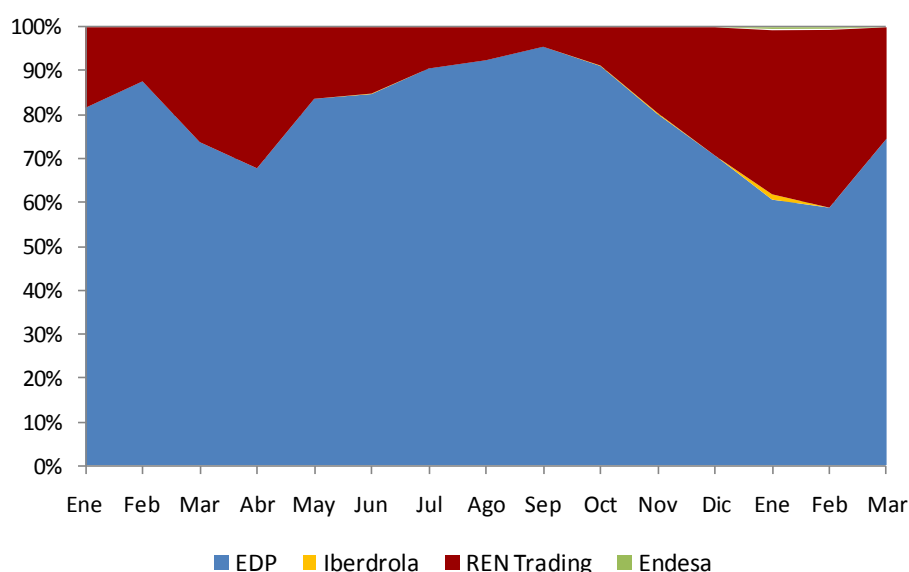


La comparación entre el perfil y nivel de los precios de reserva en relación al mercado diario de electricidad, parece confirmar una común evolución de los costes marginales de generación en los dos sistemas a lo largo del año, que sin embargo no se traduce niveles de costes de reserva semejantes, potencialmente debido al poder dominante de EDP en el mercado de servicios auxiliares de Portugal, que le permite controlar los precios, dada la separación de total los mercados de reserva en los dos países.

Como se muestra en la figura 19 el porcentaje promedio de horas en las que EDP resulta fijar el precio en el mercado de la reserva a subir resulta ser igual al 80%, confirmando la mayor

relevancia del poder dominante de EDP en la provisión de servicios auxiliares comparado con el mercado de energía.

Figura 19 – Porcentaje de horas en las que cada agente fija el precio en el mercado de la reserva a subir de Portugal en el periodo enero 2010 – marzo 2011

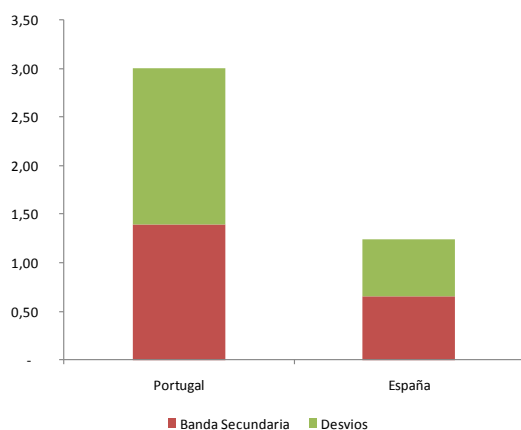
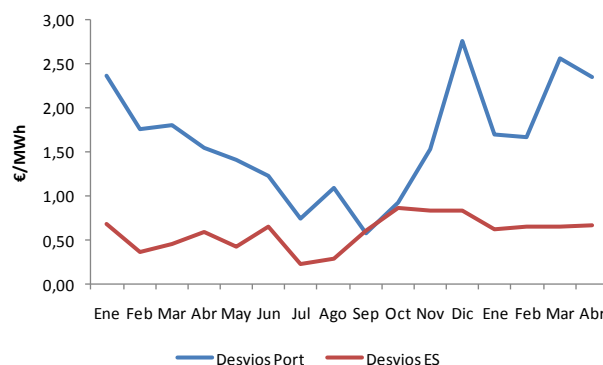
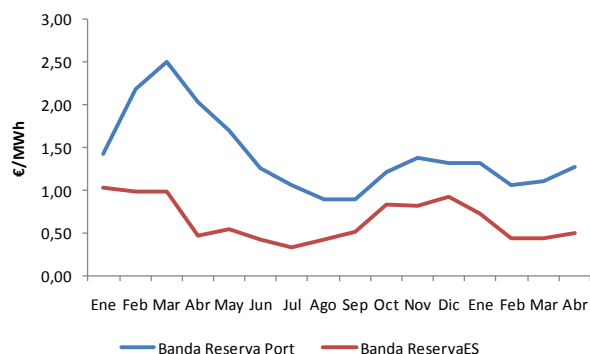


A esta problemática se añade el tema del cálculo de los precios de liquidación de los desvíos y de las distorsiones que de ello podrían derivarse. El actual coste de desvíos en Portugal está basado en el coste total de la reserva secundaria y terciaria negociada por el operador del sistema, dividido por la suma de los valores absolutos de los desvíos. Esto tiene dos efectos simétricos:

- por un lado los agentes de mercado que crean el desvío del sistema no reciben una señal de precio eficiente, ya que el coste que pagan por el desvío resulta ser inferior al que resultaría sobre la base de los precios marginales del mercado de reserva;
- por otro lado los agentes de mercado que hayan ayudado a reducir el desvío neto del sistema, y en consecuencia el correspondiente coste total sostenido por REN, serán penalizados de la misma forma que los agentes que han creado el desvío.

La señal de coste horario de regulación que resulta no proporciona adecuados incentivos para el mantenimiento del equilibrio del sistema y podría agravar los problemas detectados en el funcionamiento de los mercados de servicios auxiliares, como discutido en la sección de propuestas para la reforma del mecanismo.

Figura 20 – Costes promedios de los servicios auxiliares sobre la demanda nacional en el periodo enero 2010 abril 2011



3.3 OBLIGACIONES DE INFORMACIÓN

Recientemente el ERSE ha publicado una consulta respecto a la revisión de las relaciones comerciales del sector eléctrico, por el que entre otras cosas se pretende introducir ciertas modificaciones en el Régimen de mercado.

En la actualidad y directamente relacionado con la reciente crisis financiera se están promoviendo distintas medidas con el objetivo de controlar y monitorizar las transacciones financieras y energéticas en los mercados eléctricos. Directamente relacionado con este aspecto, en la Directiva 72/2009/CE, específicamente, en el art.40 se presentan las primeras proposiciones para la creación de un registro de las transacciones. En este artículo se responsabiliza a la Agencia de Cooperación de Reguladores de Energía (ACER) y al Comité de responsables europeos de reglamentación de valores (CESR) de asesorar e investigar el contenido necesario que debe incluir este registro respecto a las transacciones de los contratos de electricidad o derivados relacionados con la energía. Los principales lineamientos propuestos son:

- Mantenimiento durante 5 años de un registro de transacciones financieras y físicas de electricidad y derivados financieros asociados (empresas de suministro).
- Especificación de las características de entrega: duración, las normas de entrega y liquidación, la cantidad, las fechas y plazos de ejecución, los precios de la operación y los medios de identificación del cliente mayorista.
- La autoridad reguladora pondrá a disposición de los participantes en el mercado esta información.

En España, existe una primera movilización a nivel legislativo¹⁴ por parte de la CNE que ha realizado una propuesta inicial de modificación de la Ley del Sector Eléctrico 54/97. La modificación propuesta establece un requerimiento de mantener disponibles para revisión un registro de las transacciones físicas y financieras de energía. Esta directiva se focaliza en las empresas de suministro/comercializadoras de electricidad. Evidentemente, dada la inmadurez del proceso, hasta el momento no existe regulación secundaria para su implementación.

4 PROPUESTAS DE AJUSTE REGULATORIO

4.1 MERCADO DE SERVICIOS AUXILIARES

En el caso de los servicios auxiliares se considera que una eficaz limitación del poder de mercado necesita:

- La integración y armonización con el mercado de los servicios auxiliares español. La integración de los mercados de servicios portugués y español resulta necesaria para completar el diseño de mercado del MIBEL y extender los beneficios hoy presentes en el mercado de la energía al mercado de los servicios auxiliares. Cabe evidenciar que la integración de los mercados de los servicios requiere un cierto nivel de armonización pero puede ser gradual y no necesita la uniformidad de todos los aspectos de funcionamiento para poder empezar su operativa. En particular, sería posible en el plazo de un año llegar a un sistema de mercado integrado que prevea:
 - La uniformidad y sustitubilidad de los productos negociados (básicamente el mercado de la energía de reserva secundaria y terciaria y de desvíos en términos de características técnicas, ofertas, remuneración).
 - La contratación exclusiva entre los operadores de sistema portugués y español basado en los productos uniformes identificados en el punto anterior.
 - La definición de la capacidad de interconexión disponible (calculada en el tiempo real, sin necesidad de reservar alguna capacidad de transporte específicamente para el intercambio de servicios auxiliares, para evitar de reducir los beneficios netos resultantes de la comercialización de la energía).
- Incentivos al operador de sistema. Para complementar la integración de los mercados y garantizar la máxima eficiencia en la selección de los recursos contratados podría resultar útil introducir incentivos para la minimización de los costes de obtención de los servicios por parte del operador del sistema, como es el caso en otros sistemas Europeos como el de Inglaterra e Italia.
- La introducción de *bid caps* para determinadas plantas. El mercado de los servicios presenta mayores restricciones y riesgos de presencia de poder de mercado local que en el mercado de la energía. Por ello, en sistemas concentrados con el portugués resulta necesario introducir medidas específicas de control del poder de mercado que identifiquen límites de precio para las plantas que resulten necesarias al mercado. La identificación de las plantas requiere un análisis detallado de la estructura de la red y el poder de mercado local que puedan tener, mientras que el nivel del *bid cap* debe determinarse de tal forma que se garantice que el generador es capaz de cubrir incluso

¹⁴ INFORME 18/2011 DE LA CNE SOBRE EL ANTEPROYECTO DE LEY POR EL QUE SE MODIFICA LA LEY 54/1997

sus costes fijos a través de las ofertas de los diferentes mercados. Hay que considerar que el establecimiento de un límite máximo de las ofertas solo reduce el incentivo para ejercer poder de mercado, sin que este quede sea completamente eliminado. El efecto, obviamente, depende del nivel del *cap*. Hay que tener en cuenta que la necesidad de garantizar la cobertura de los costes fijos puede hacer difícil definir el *cap*, lo que puede requerir la definición de un vínculo adicional sobre los ingresos máximos que puede obtener la planta identificada.

4.2 COSTE DE LOS DESVÍOS

El actual sistema de liquidación de los desvíos basado en la asignación del mismo coste promedio de desvío a cada agente de mercado independientemente de su posición relativa frente al desvío del sistema no permite proporcionar señales eficientes de precio, reduciendo la penalización de los agentes que producen el coste de los servicios y penalizando en la misma medida los agentes que ayudan el sistema reduciendo el coste de compra de los servicios. Esta distorsión requiere una reforma del sistema de cálculo de los precios de liquidación y entre las posibles alternativas la más eficiente resulta ser la aplicación de un precio de desvío único definido por el precio marginal regulación en la dirección prevalente de desvío del sistema.

Comparado con la principal alternativa, representada por los sistemas de liquidación de precio doble, el sistema con precio único, como se ha demostrado por las experiencias de Alemania y sistemas del Nordel:

- Maximiza el incentivo a minimizar el coste de desvío del sistema, minimizando el coste/ganancia de desviar en dirección igual/contraria a la del sistema.
- Permite la cobertura de la posición en el mercado, ya que los riesgos de ser largo/corto son simétricos.

Con el fin de maximizar los incentivos para equilibrar el sistema, la adopción del sistema de precio marginal único debería ser acompañada por la publicación en tiempo real de los volúmenes a subir y a bajar y los precios de desvíos.

4.3 TARIFAS DE ACCESO

El documento publicado a principios de año conjuntamente por CNE/ERSE abre una espacio de oportunidad para armonizar los principios de asignación de coste en el ATR de ambos países, que a nuestro entender explican gran parte del problema de la divergencia tarifaria en ambos países.

En el mencionado documento se proponen para cada actividad regulada de acceso, los criterios y las variables de facturación más adecuadas para la asignación de estos costes a los consumidores/generadores. En resumen, el documento recomienda:

- Las variables de facturación deben ser elegidas de forma que cada consumidor pague a través de su factura el coste que su suministro representa para el sector eléctrico. Adicionalmente, las variables de facturación deben considerar también la tecnología disponible en equipos de medida, así como la simplicidad adecuada al segmento de clientes.

- La asignación de los costes de activos de transporte y distribución entre consumidores distintos debe realizarse teniendo en cuenta los costes que originan en las redes de transporte y distribución que utilizan para su suministro. Para ello, se asignan los costes de las redes en función de un modelo de red de acuerdo con los distintos niveles de tensión tarifarios, de forma que cada consumidor pague los costes de la red de su propio nivel de tensión más los costes de las redes de los niveles de tensión superiores que su suministro causa al sistema.
- Los precios resultantes deberán reflejar los costes de la red, incentivando su uso en períodos horarios de menor demanda, cuando la saturación de las redes es menor, y desincentivando el uso de las redes en períodos horarios de mayor demanda del sistema, en los que la probabilidad de saturación de las redes es más elevada.
- Se considera que las variables más adecuadas para la recuperación de los costes de redes son la potencia, la energía activa y la energía reactiva.
- Las redes de energía eléctrica se dimensionan para atender la demanda máxima que se produce en un momento concreto, por lo que se considera que el principal inductor de coste es la potencia de diseño de las redes, que a su vez depende de la potencia contratada por los consumidores y la simultaneidad de los consumos en el momento de máxima demanda.
- Asimismo, teniendo en cuenta que parte de las inversiones en redes se justifican para evitar pérdidas actuales y futuras, se pueden considerar términos de energía de valor próximo al valor de las pérdidas evitadas, las cuales dependen de la energía consumida en cada período horario.
- Se considera que la facturación por el uso de las redes debe contemplar un término por energía reactiva diferenciado por nivel de tensión y por período horario.
- El resto de costes (costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y las anualidades correspondientes a la recuperación de los déficit de actividades reguladas, en el caso de España y los costes relacionados con decisiones de política energética y medioambiental y costes de interés económico general en el caso de Portugal), son costes de naturaleza diversa que no dependen directamente de las decisiones de consumo. En consecuencia, no se propone un criterio de asignación concreto, sino que se deja libertad a los reguladores de cada país para que se seleccione el criterio que se considere más adecuado a la naturaleza del coste, sin distorsionar el consumo global y respetando, en todo caso, los principios generales. Estos costes representan un porcentaje cada vez más importante de los costes totales recuperados a través de las tarifas de acceso. Por ello, la imputación de dichos costes a los consumidores debe ser analizada cuidadosamente, seleccionando para cada caso el criterio siempre y cuando no se distorsionen las señales tarifarias ni alteran significativamente las decisiones de consumo de los consumidores.

Los lineamientos están bien definidos y sirven como base para proponer un esquema de asignación de costes que disminuya el ATR portugués para MAT/AT; sin embargo,

posiblemente producto de que este es un documento de alto nivel, existen detalles que no fueron definidos, por ejemplo:

- Se menciona que los precios resultantes de la asignación de costes de red deberán reflejar los costes de la misma, incentivando su uso en períodos horarios de menor demanda y desincentivando el uso de las redes en períodos horarios de mayor demanda del sistema, en los que la probabilidad de saturación de las redes es más elevada, pero no propone ninguna metodología en particular; como se describirá a continuación, estos lineamientos pueden ser interpretados de diversa manera y diferentes metodologías pueden ser implementadas con resultados diferentes para los usuarios MAT/AT.
- Se deja abierto el tema de cómo asignar los costes que no son de red pero forman parte de la tarifa de acceso (que representan el 60 % de la misma), el único principio que se esboza que no se deben distorsionar las señales al consumo, este lineamiento es extremadamente general y puede dar lugar a una multitud de metodologías diferentes.

Conceptualmente, el proceso de asignación tarifaria es el conjunto de procedimientos que tiene por objetivo distribuir la totalidad de los costos reconocidos entre las distintas categorías tarifarias que se han definido. Esta distribución puede hacerse en función de:

- La responsabilidad de los distintos usuarios (o grupos de usuarios) en la aparición de estos costos. En este caso, los costos reconocidos (tanto directos -de red- como indirectos) son distribuidos en función de los costos (directos) que cada grupo ocasiona al sistema. Se considera que este tipo de métodos ponen el énfasis en los aspectos de equidad, y en menor medida, en los de eficiencia.
- El comportamiento de estos usuarios ante modificaciones del precio (métodos de Ramsey): este tipo de métodos pone el énfasis en los aspectos de eficiencia, y en menor medida, en los efectos re-distributivos de la tarifa.
- Combinación de ambos métodos: asignación de los costos directos por responsabilidad en los costos, y los indirectos a través de la metodología de Ramsey. Pueden, por ejemplo, asignarse los costos de redes mediante métodos de responsabilidad (en general los costos directamente asociados con la demanda de una clase) y el resto por metodologías tipo Ramsey. Esta es en realidad, la alternativa más adecuada desde el punto de vista conceptual y es la que se propone en este informe.

El método de asignación sobre la base de responsabilidad de costos fue originariamente pensado para la distribución de costos de red, estos son los que pueden ser asociados claramente a un nivel de tensión o clase de usuarios. ¿Cuánto cuesta abastecer un kW o un kWh adicional a cada usuario o grupo de usuarios?, esta es la pregunta que se quiere responder mediante el análisis de una campaña de caracterización de carga. Mediante la realización de la misma y su posterior análisis se extraen dos componentes básicos de la asignación por patrones de consumo:

- Estimación del patrón de consumo de diferentes grupos de usuarios que son más o menos homogéneos entre sí.
- Responsabilidad de los usuarios o grupos de usuarios homogéneos en los costos de red.

El concepto de responsabilidad es el corolario directo del criterio de asignación por patrones de consumo. Conocer la responsabilidad implica estimar la participación en los costos comunes de red atribuible a un grupo de usuarios determinado. Los costos en el sentido eléctrico no representan una única dimensión, sino que dependen del segmento de la actividad, de la porción de red relevante, de la hora del día, de la estación del año, etc. Esta característica de los costos eléctricos, implica que para poder evaluar la responsabilidad de un usuario o grupo de usuarios se deban observar varias aristas diferentes:

- Estacionalidad de la carga: Vinculada con la dimensión temporal en términos anuales. El primer paso de un análisis de caracterización de carga es evaluar cuál es la demanda máxima en los niveles de tensión pertinentes y su evolución a lo largo del año base. Esto supone el conocimiento de la carga en cada nivel de tensión durante todo el año. La discusión central en la teoría sobre este tema es la elección del método de pico anual o picos estacionales considerando el nivel de máxima agregación de la carga. En el primero de los casos todo el análisis de responsabilidad se estima sobre el día de máxima carga, en el segundo se segmenta el año en uno o más períodos. El segundo método solo tiene sentido si se presentan fuertes diferencias en la demanda y/o en los precios de abastecimiento a lo largo del año.
- Contigüidad: Vinculado con la composición de las distintas clases de clientes en distintas porciones de la red. La contigüidad es un criterio relacionado con el tipo de red en función de su carga. Es un criterio vinculado con el espacio (con porciones de redes), reconociendo que existen en cada nivel de tensión, ciertas porciones de las redes cuya demanda pico se presenta en horas de punta y otras con pico en horas fuera de punta.
- Coincidencia externa: Vinculado con la relación temporal (diario) de la punta de una categoría sobre la carga total. Es un criterio que relaciona el tipo de carga de los distintos grupos de usuarios según tengan su pico de demanda en horas de punta o en horas fuera de punta.
- Coincidencia interna o simultaneidad intragrupo: Relación de los picos de un estrato de usuarios o usuario con respecto al de su categoría.

En función de la valoración relativa que se realice sobre los tres primeros aspectos, se generan una multitud de metodologías de asignación de costes de red (picos estacionales, picos coincidentes en horas de punta (coincidencia simple), picos no coincidentes, exceso y promedio, doble picos coincidentes, etc).

Dado que el propósito de la aplicación de estos criterios es determinar la responsabilidad en los costos de suministrar un kW adicional, parecería suficiente conocer los factores de responsabilidad para la hora de máxima demanda del sistema, ya que es ahí donde presumiblemente se va a requerir la inversión adicional. Este es el esquema que se conoce como picos coincidentes en punta, por lo cual se reparten los costos a pagar según sea la responsabilidad en punta de las distintas categorías tarifarias. La aplicación de este esquema genera: (1) una mayor asignación de costes de red a las categorías de usuarios cuya demanda máxima en horas de punta sea superior al promedio y análogamente, los costes asignados a aquellas categorías cuyo consumo en horas de punta es muy bajo, son muy menores y (2) en su aplicación extrema, el coste de red alocado a las horas fuera de punta es nulo. A nuestro

entender, este es el criterio que mayor representa el espíritu que se recoge en las recomendaciones del documento previamente citado.

El segundo gran dilema resolver es como asignar a las distintas categorías de usuarios los otros costes regulados. Aquí, la teoría económica provee una respuesta: conceptualmente, la mejor alternativa es aplicar el criterio de la elasticidad inversa o precios *Ramsey*. La pregunta que se intenta responder es cuál es la combinación de precios que resulta en beneficio nulo¹⁵, y cuál es la combinación de precios que optimiza (es decir minimiza el impacto negativo de no tarificar a costos marginales) el beneficio social. Esta pregunta fue respondida por Ramsey (1927) en un contexto de la determinación de una estructura impositiva óptima. Luego Baumol y Bradford (1970) desarrollaron las reglas de imposición óptima aplicadas directamente a la determinación de los *Second-best prices* para un monopolio regulado multiproducto. De todas las posibles combinaciones de precios para una empresa multiproducto, se prueba que los precios Ramsey maximizan el beneficio social total¹⁶, estos verifican que la cantidad por la cual los precios exceden al costo marginal (expresada como porcentaje del precio) es mayor para los bienes cuya elasticidad-precio de la demanda resulta ser menor. Resulta claro que la tarificación de Ramsey el desvío entre los precios y el costo marginal debe ser menor para aquellos segmentos de mercado con una mayor capacidad de respuesta a los precios, es decir de modulación de su perfil de carga. El colorario final de la regla de Ramsey es que ante similares variaciones en los precios de los diferentes servicios o bienes, las demandas aumentan o disminuyen entre sí en la misma magnitud. Esto es fundamental desde el punto de vista tarifario en la óptica del operador. La regla de Ramsey no aumenta los ingresos del operador de red, pero sí minimiza el riesgo de demanda. El aspecto de mayor dificultad en la implementación del criterio de asignación por elasticidad inversa reside en la determinación de las elasticidades-precio de cada clase de usuario; para determinar estas elasticidades se pueden utilizar varios métodos que pueden consistir en (1) consultar las elasticidades reportadas en la literatura existente^{17,18} o (2) calcularlas a partir de la información del caso utilizando las técnicas recomendadas¹⁹. En cualquier caso, esto es un desafío ya que los resultados son muy sensibles a estos valores.

En resumen, nuestra recomendación es re-calcular la tarificación del ATR en Portugal con base en:

- Los principios enunciados por CNE-ERSE en materia de armonización de las tarifas de acceso.

¹⁵ No se recuperan más ingresos que los que se requieren.

¹⁶ Asumiendo que la elasticidad cruzada de la demanda para los distintos bienes o servicios es cero.

¹⁷ Por ejemplo:

- National Institute of Economic and Industry Research, trading as National Economics (June 2002). The price elasticity of demand for electricity in NEM regions.
- CEPE - PROJECTS. Swiss Residential Demand for Electricity.
- DOE, EIA (1999). Issues in Midterm Analysis and Forecasting 1999.

¹⁸ De la revisión de diversos estudios internacionales, se encuentra, por ejemplo, que las elasticidades de la demanda de largo plazo presentan los siguientes valores característicos:

Residencial = -0,25

Comercial = -0,35

Industrial = -0,38

¹⁹ Por ejemplo, el modelo de Koyck.

- La asignación de los costes de redes en base al criterio de picos coincidentes en horas de punta.
- La asignación de los otros costes regulados en base al criterio de la elasticidad inversa. Si este principio resultase de difícil implementación o de difícil aceptación por parte de las autoridades, la asignación de estos costes debería realizarse proporcional a la de los costes de red, cualquier otra asignación que cambie las asignaciones relativas que se generaron en la asignación de los costes de red, podría entenderse como un subsidio cruzado encubierto y definitivamente, distorsionaría las señales de precios al consumo.
- Los cargos para recuperar los costes de la garantía de potencia presentan varias dimensiones:
 - En primer lugar, debería revisarse la necesidad de la misma en un marco de sobre-oferta generalizado a nivel de la península Ibérica.
 - En segundo lugar, con respecto a la asignación del sobre-coste de la misma a grandes usuarios, debería contemplarse que:
 - se excluya de su pago a los consumidores interrumpibles ya que existirían razones para ello, sin embargo, este criterio debería aplicarse en ambos países por una cuestión de armonización, y podría ser difícil su implementación.
 - si ese no fuese el caso, este sobre-coste debería recuperarse de forma más eficiente. Hay dos alternativas: (1) si mantienen dentro del ATR y se aplica las recomendaciones producidas en este informe, la distorsión se resolvería automáticamente, (2) si se excluyesen, se debería generar una tarificación similar a la española.
- Finalmente, la implementación de Tarifas G en Portugal es necesaria para la armonización regulatoria, sin embargo deber asegurarse que su implementación sea neutral. Para una implementación neutral, los actuales niveles de ATR para cada categoría deben ser descontados en la misma suma fija (0.5€/MWh).

El otro aspecto que debe evaluarse es el temporal. Los ajustes regulatorios aquí sugeridos, requerirán diseñar e implementar una nueva estructura tarifaria para el ATR en Portugal. En función de los estudios técnicos requeridos y los tiempos que pudiesen requerirse en la aprobación de una nueva estructura que afectaría la factura eléctrica de todos los consumidores, es recomendable implementar inmediatamente una alternativa que permita equilibrar la competitividad de los grandes usuarios portugueses respecto de sus homónimos españoles hasta tanto se implementen las medidas de fondo para la armonización tarifaria.

En este sentido, urge poner simetría entre la modularidad de los ATR para MAT/AT en Portugal y en España. Como se ha descrito, la relación entre las tarifas de punta y fuera de punta es muy superior en España que en Portugal: la relación en las tarifas de energía de punta (P1) con respecto a fuera de punta y día (P5 y P6) en España es entre 6 y 8 veces, mientras que la relación entre las tarifas de energía en Portugal (*horas de ponta vs horas de supervazio*) es apenas 1,32.

Utilizando las relaciones de precios existentes en España, la actual tarifa MAT en Portugal podría ser ajustada del siguiente modo:

Figura 21 – Cambio en la modularidad del ATR MAT en Portugal

	Actual	Propuesto
Pot. Contratada (€/kW-mes)	0,90	0,90

Pot Punta (€/kW-mes)	1,40	1,40
TE Ponta (€/MWh)	11,70	18,50
TE Cheia (€/MWh)	11,00	8,60
TE Vazio (€/MWh)	9,10	2,30
TE Supervazio (€/MWh)	9,10	2,30

Esta nueva estructura es mucho más eficiente en términos de incentivar el consumo a desplazarse desde las horas donde el sistema pudiese estar potencialmente congestionado hacia horas donde la relación oferta-demanda de generación es mucho más holgada y las redes están menos congestionadas. Es importante notar que este ajuste representa una pérdida de ingresos para el operador de red; aún simulando usuarios de perfil de carga perfectamente plano, estos ajustes representan una disminución de más del 25 % en el coste del ATR (mucho más si el usuario modula carga en horas de punta). Evidentemente, dado que los ahorros de costes en redes por gestión de la demanda no son inmediatos, un cambio en la tarifa ATR MAT podría exigir compensar al operador de red dependiendo del tipo de regulación del negocio de redes, lo que posiblemente exija aumentar el ATR de otras categorías.

4.4 ARMONIZACIÓN DE LOS DESEQUILIBRIOS

Un último aspecto que potencialmente puede afectar negativamente a los usuarios electro-intensivos en Portugal es el aumento de los impuestos sobre la electricidad, en actualidad, inexistente. El paquete de condiciones acordado en el gobierno de Portugal y CE/FMI/BCE establece entre otras condiciones que Portugal debe aumentar el IVA y el impuesto eléctrico, el cual se encuentra por debajo del mínimo establecido por la CE.

En efecto, en 2003 la directiva sobre impuestos energéticos fue aprobada (2003/96/EC – "Energy Directive"). Esta directiva define la estructura fiscal y los mínimos que deben aplicarse a un conjunto de productos energéticos, incluida la electricidad. Específicamente, para la electricidad se fija un mínimo de 0,5 €/MWh para empresas y 1 €/MWh para el resto de los consumidores. En la actualidad, el impuesto eléctrico aplicado en distintos países de la Unión es muy dispar como se refleja en el Informe *"EXCISE DUTY TABLES / Part II – Energy products and Electricity"* (Enero 2011); existen países aplicando impuestos que superan los 100 €/MWh y otros que al igual que Portugal no lo aplican en absoluto²⁰. En España, se aplica una tasa equivalente aproximadamente a 5 % cuyo objetivo es financiar las ayudas a la minería nacional (carbón nacional). Este impuesto representa dependiendo el tipo de consumidor un recargo entre 2 €/MWh y 9 €/MWh. También es importante mencionar que la misma directiva habilita a los Estados Miembros a aplicar impuestos reducidos a la industrias electro-intensivas siempre y cuando se cumpla con el mínimo previsto en la Normativa (0.5 €/MWh). Estas se definen como aquellas cuyo coste del servicio eléctrico sobre el valor de la producción sea superior al 3% o el impuesto pagado sea superior al 0.5% del valor agregado (art. 17)

Es evidente que el coste de un impuesto directo, como el de la electricidad afecta la competitividad de la industria, como cualquier otro coste. Se entiende que Portugal muy probablemente deba, como mínimo, ajustar el impuesto eléctrico a los mínimos exigidos por la Directiva 2003/96/CE, el problema radica en que el impuesto podría subir más que el mínimo, por ejemplo para armonizarlo con España. En este punto es relevante entender que toda armonización no puede ser parcial o sectorial. Una armonización impositiva con España

²⁰ Hay excepciones previstas para los nuevos Estados Miembros.

respecto del impuesto eléctrico exige que las diferencias regulatorias que generan que los usuarios electro-intensivos en Portugal abonen un coste efectivo 11 €/MWh superior, también se armonicen. En caso de no armonizarse, deberá procurarse que los grandes usuarios en Portugal enfrenten el mínimo requerido por la Directiva mediante la aplicación del artículo 17 de la misma, de modo de no seguir deteriorando la competitividad de los mismos.

5 ANEXO I: USUARIO TÍPICO UTILIZADO EN LA MODELACIÓN

6 ANEXO II: MAPAS DE PRECIOS DE MERCADO EN PORTUGAL 2009 Y 2010

Precios 2009 (€/MWh)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Enero	50,86	46,03	42,73	40,85	39,44	39,80	41,67	46,70	50,16	51,88	53,77	53,94	53,17	52,13	50,37	50,22	50,42	52,44	59,55	67,41	67,43	62,25	57,78	54,27
Febrero	39,34	34,97	31,58	29,72	28,41	29,85	33,85	38,04	38,99	40,62	42,98	42,52	41,03	40,43	38,27	38,19	38,10	38,59	40,98	55,13	63,81	55,46	44,51	41,34
Marzo	38,55	35,77	34,47	33,08	32,20	32,96	36,39	39,15	38,31	39,52	40,98	40,45	40,08	39,02	37,51	37,05	36,74	37,01	37,64	42,10	47,48	44,99	40,62	38,15
Abril	39,74	36,77	35,34	33,70	33,22	33,17	35,69	38,26	38,78	40,37	41,66	41,20	41,04	39,64	38,27	37,80	36,71	36,13	35,95	36,45	39,50	47,49	43,37	40,92
Mayo	37,66	35,88	35,26	34,21	33,86	33,75	34,71	36,26	37,51	39,26	41,30	40,83	41,41	40,72	39,26	39,17	38,50	38,04	37,37	37,47	37,83	43,63	41,90	38,89
Junio	38,70	35,40	34,88	33,76	33,22	33,09	33,49	34,98	36,48	38,93	41,20	41,61	42,31	41,59	40,24	40,46	40,71	40,43	39,78	39,40	39,24	40,15	42,04	40,71
Julio	36,42	33,44	31,31	30,48	29,27	29,58	31,47	34,23	34,61	36,35	39,49	38,87	39,82	39,12	37,27	37,99	37,82	37,05	36,62	36,01	35,65	36,09	38,44	36,54
Agosto	35,72	32,66	30,66	29,07	27,87	28,15	30,20	32,39	33,56	35,56	38,37	38,31	39,65	39,54	36,40	36,93	36,96	37,68	36,82	36,72	36,97	39,75	38,53	36,47
Septiembre	35,47	32,81	30,49	28,24	27,47	27,63	32,03	35,26	36,82	37,87	39,68	40,8	41,13	39,84	36,77	37,42	37,6	38,08	36,7	36,73	42,3	44,23	38,34	36,84
Octubre	36,1	32,38	30,57	28,24	26,66	27,76	32,09	36,26	36,62	37,11	38,31	39,53	39,85	38,78	37,06	37,68	37,59	37,65	37,85	38,53	42,34	41,99	39,55	38,45
Noviembre	33,27	28,08	23,28	21,71	20,84	21,41	24,93	31,16	30,20	31,68	33,37	33,55	35,37	33,19	32,40	31,57	31,55	34,32	44,06	54,09	47,31	45,73	39,08	35,42
Diciembre	31,25	24,66	17,25	14,36	13,17	14,11	17,96	26,04	25,26	28,41	31,07	31,85	34,22	32,37	31,43	29,40	29,12	31,98	40,00	50,20	46,81	50,26	39,59	33,43

Precios 2010 (€/MWh)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Enero	26,86	18,14	9,33	5,10	3,57	4,10	7,76	15,99	20,92	24,89	28,09	30,44	33,86	31,20	28,55	26,18	25,59	29,24	40,55	56,17	60,35	62,18	41,60	34,37
Febrero	26,37	21,41	16,10	15,33	14,30	14,76	16,76	23,56	24,37	27,07	27,94	28,69	30,25	28,05	26,83	25,02	24,99	26,51	34,30	47,47	48,33	52,75	36,73	29,21
Marzo	18,87	13,22	8,75	7,75	7,16	7,68	10,07	14,52	15,37	20,44	22,80	23,60	26,36	22,08	19,71	18,07	16,69	18,58	23,24	34,84	43,62	39,82	28,75	20,46
Abril	27,98	23,58	19,67	17,07	15,71	16,88	22,18	25,42	24,60	28,41	30,52	30,10	31,27	29,95	27,59	28,04	27,04	26,39	25,23	25,40	29,71	37,07	30,66	27,32
Mayo	38,59	35,37	32,15	29,83	28,90	30,30	34,51	36,36	37,02	38,72	41,43	40,41	41,03	40,51	38,15	37,90	37,70	37,47	35,86	37,04	38,90	42,63	41,86	38,74
Junio	41,02	39,39	35,38	32,49	31,55	31,85	36,59	38,62	40,45	43,02	46,08	46,00	47,48	45,81	42,83	43,42	42,76	42,03	40,82	40,70	41,83	43,26	44,86	40,85
Julio	44,61	42,86	40,08	38,81	37,29	37,46	39,54	41,72	41,84	44,04	47,47	47,42	49,84	48,62	46,70	46,89	46,89	46,48	45,23	44,56	43,99	44,10	45,36	43,78
Agosto	44,55	42,10	39,32	38,18	36,26	36,83	38,73	41,85	43,04	45,07	47,40	47,55	48,93	49,14	47,38	47,65	47,28	47,01	46,29	45,86	46,00	48,04	47,07	45,37
Septiembre	47,57	45,12	41,53	39,96	39,21	38,74	41,58	48,15	48,71	49,4	52,05	51,82	52,72	52,32	50,55	51,43	51,11	50,65	49,37	49,81	53,87	55,94	51,85	48,25
Octubre	45,74	42,12	38,44	37,25	35,17	34,89	40,71	46,01	44,44	44,37	46,57	47,17	46,93	46,17	44,34	44,78	44,4	44,95	44,06	45,52	51,38	50,63	48,45	46,08
Noviembre	42,09	36,52	31,28	30,86	29,14	29,86	33,12	38,31	37,94	40,46	42,18	42,70	45,12	42,91	41,63	40,79	40,30	43,27	49,04	55,02	55,49	54,30	49,21	44,35
Diciembre	46,73	41,05	33,90	29,55	27,04	28,07	32,35	39,36	38,43	42,22	44,95	46,21	49,32	47,76	46,45	45,24	45,63	47,57	55,05	62,87	61,38	62,20	56,08	50,00

7 ANEXO III: MEMORIA DE CÁLCULO COMPLEMENTO POR INTERRUMPIBILIDAD