



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 11/2009 DE LA CNE SOBRE LA
PROPUESTA DE ORDEN MINISTERIAL POR
LA QUE SE ACTUALIZA EL ANEXO III DE LA
ORDEN ITC/4112/2005**

13 de mayo de 2009

INFORME 11/2009 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN MINISTERIAL POR LA QUE SE ACTUALIZA EL ANEXO III DE LA ORDEN ITC/4112/2005

En el ejercicio de las funciones referidas en el apartado Tercero.1 de la disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y de conformidad con el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 13 de mayo de 2009, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

1 OBJETO

Este documento tiene por objeto informar de la propuesta de Orden Ministerial (propuesta de OM) que actualiza el Anexo III de la Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica, en la redacción dada por la Orden ITC/843/2007, de 28 de marzo, que modificaba la anterior y le añadía el citado Anexo III (“Principios del mecanismo de resolución de congestiones en la interconexión España-Portugal”).

2 ANTECEDENTES

Con fecha 6 de marzo de 2009 ha tenido entrada en esta Comisión Oficio de la Secretaría General (hoy de Estado) de Energía solicitando informe preceptivo sobre la propuesta de OM objeto de este Informe.

Con fecha 9 de marzo de 2009, la misma ha sido remitida para informe a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad. A la fecha de redacción de este Informe, habían sido recibidas observaciones por parte del Instituto Nacional del Consumo, la Comunidad de Madrid, la Generalitat de Catalunya, Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa, E.On España, Hidroeléctrica del Cantábrico, ACIE (Asociación de Comercializadores de Electricidad),

ASAE (Asociación de Agentes Externos del Sistema Eléctrico), Red Eléctrica de España y OMIE (Operador del Mercado Ibérico, polo español).

3 NORMATIVA APLICABLE

Son de relevancia para el contenido del presente Informe las disposiciones siguientes:

- Reglamento (CE) Nº 1228/2003 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad.
- Directiva 2004/39/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 21 de abril de 2004, relativa a los mercados de instrumentos financieros (MiFID, en su acrónimo inglés)
- Convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, hecho en Santiago de Compostela el 1 de octubre de 2004 (entrada en vigor el 10 de abril de 2006, en adelante, el Convenio internacional MIBEL).
- Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica.
- Decisión de la Comisión de 9 de noviembre de 2006 por la que se modifica el Anexo del Reglamento (CE) Nº 1228/2003 (Directrices sobre la gestión de la congestión y asignación de la capacidad de transmisión disponible en las interconexiones entre redes nacionales, en adelante, Directrices sobre gestión de congestiones).
- Orden ITC/843/2007, de 28 de marzo, que modifica la Orden ITC/4112/2005.
- RESOLUCIÓN de 26 de junio de 2007, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueban diversos procedimientos de operación para su adaptación a la nueva normativa eléctrica, en particular, el procedimiento de operación (PO) 4.2. Son parte integrante de dicho PO las Reglas Conjuntas de Asignación de la Capacidad de la Interconexión Portugal-España (Reglas IPE), aún pendientes de publicación en España¹.

¹ Aprobadas en Portugal mediante el Despacho nº 27332/2007, de 9 de noviembre de 2007, publicado en el Diário da República de 4 de diciembre de 2007.

- Ley 47/2007 de 19 de diciembre, por la que se modifica la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores (mediante la cual se incorpora al Derecho español la Directiva 2004/39/CE o MiFID).
- Acuerdo de modificación del convenio internacional anterior, hecho en Braga el 18 de enero de 2008 (aún pendiente de ratificación en España²).

4 DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA DE ORDEN MINISTERIAL

La propuesta de OM consta de un artículo único, que conforma el cuerpo principal de la propuesta y contiene la redacción futura del Anexo III en su integridad, y dos disposiciones adicionales. La primera disposición adicional establece la posibilidad de complementar los mecanismos de adjudicación de capacidad de la interconexión con Francia con subastas reguladas análogas a las planteadas por la propuesta de OM para la interconexión con Portugal, una vez se alcance la fase de acoplamiento de mercados referida en el punto 4 del Anexo I de la Orden ITC/4112/2005. La segunda disposición adicional contempla la publicación por el Operador del Sistema de su previsión de capacidad para el intercambio comercial con horizonte anual, detalle horario y por sentido de flujo, para sendas fronteras (Portugal y Francia).

La Orden ITC/843/2007 estableció un mecanismo de gestión de la interconexión España-Portugal compuesto por dos procesos complementarios: un mecanismo a corto plazo (horizonte diario e intradiario) de “separación de mercados” (*market splitting*), en funcionamiento desde julio de 2007, y otro a medio/largo plazo, basado en la asignación de derechos físicos de capacidad mediante subastas explícitas en diferentes horizontes temporales, que no ha llegado a ser implantado.

La propuesta de OM objeto del presente Informe plantea adecuar el esquema de asignación a medio y largo plazo a un sistema de subastas explícitas de derechos

² Aprobado en Portugal por Resolución de la Asamblea de la República nº 17/2009 de fecha 16 de enero de 2009, publicada en el Diário da República de 23 de marzo de 2009. En España, ha sido aprobado por el Pleno del Congreso de los Diputados el 3 de diciembre de 2008, y por el del Senado el 17 de diciembre de 2008, y publicado en el Boletín Oficial de las Cortes Generales de 22 de diciembre de 2008.

financieros mediante la creación de un instrumento financiero, basado en subastas de contratos de exportación/importación de energía definidos según las diferencias de precios observadas para cada hora en el mercado diario entre las zonas portuguesa y española, instrumento que denomina “*Contrato de cobertura para exportación de energía eléctrica del país A al país B*”.

El producto descrito por la propuesta de OM es una obligación, que puede resultar (desde el punto de vista del comprador del contrato) en una liquidación tanto positiva como negativa, en función de la relación observada entre los precios de los mercados concernidos. En función de la posición, compradora o vendedora, que un determinado agente adopte, podría cubrir sus operaciones bien en un sentido, bien en el contrario.

La propuesta de OM atribuye a la Secretaría de Estado de Energía la determinación del volumen de capacidad a subastar así como el sentido del flujo de la cobertura, actuando el conjunto del “Sistema Ibérico” como emisor del producto. Como se ha dicho más arriba, la segunda disposición adicional establece el mandato al Operador del Sistema de publicar su previsión de capacidad de intercambio comercial.

La propuesta de OM deja abierta la posibilidad de que la subasta adopte la modalidad “de tipo sobre”, a una vuelta, o bien “de reloj” de precio ascendente, si bien parece decantarse por ésta última, cuyo desarrollo describe con detalle. Se atribuye al Operador del Mercado Ibérico la realización de la subasta, el mercado secundario y las correspondientes liquidaciones.

Se prevén restricciones a entidades pertenecientes a grupos empresariales con una cuota de generación en términos de potencia instalada superior al 20%: no podrán comprar derechos en el sentido de Portugal a España los agentes españoles que superen dicha cuota; una restricción simétrica en el sentido de España a Portugal es aplicada a sus homólogos portugueses.

5 CONSIDERACIONES PREVIAS

5.1 De la necesidad y oportunidad de la propuesta de Orden

El objetivo de la propuesta de OM es crear un instrumento financiero para la cobertura de la diferencia de precios entre España y Portugal a través de una subasta del derecho a exportar donde el sistema es el creador de liquidez, emitiendo el producto que se subasta. Dada la estructura de producción y comercialización en cada zona, la cobertura de precios es una necesidad para desarrollar la competencia en la comercialización en ambas zonas, teniendo en cuenta que en la situación actual hay separación de mercados en un número significativo de horas, volatilidad sobre dicha diferencia de precios e inexistencia de derivados con subyacente el precio spot zona Portugal, que permitan hacer coberturas de dicho precio a los comercializadores que quieren desarrollar su actividad en Portugal.

La necesidad de instrumentos de cobertura con subyacente portugués es un aspecto señalado en sucesivas reuniones del Consejo de Reguladores. Algunos de los argumentos recibidos sobre la falta de introducción de dichos productos han sido tanto la falta de interés de los agentes en un entorno en el que las tarifas no han dejado margen para la comercialización, como la previsible falta de cotizaciones de venta de dichos productos. La propuesta de OM permite satisfacer esta necesidad.

5.2 De la singularidad de la interconexión Portugal-España

La valoración de la propuesta de Orden Ministerial debe realizarse en el contexto de la singularidad que presenta la interconexión eléctrica entre España y Portugal, si se compara con otras interconexiones entre países de la Unión y también teniendo en cuenta los avances ocurridos en el MIBEL desde la propuesta inicial realizada por el Consejo de Reguladores en marzo de 2006.

También resulta necesario tener en cuenta la evolución de los métodos de gestión de congestiones en otras fronteras europeas y en particular la experiencia de la gestión de la interconexión eléctrica entre España y Francia.

La interconexión Portugal-España, que viene gestionándose desde junio de 2007 mediante el mecanismo de separación de mercados, reúne características más propias de un corredor nacional que de una conexión entre sistemas eléctricos distintos, al tratarse de una comunicación entre dos zonas de precio diferente que se originan en un único mercado. Esa es la esencia del “*market splitting*” o separación de mercados, que es el método más evolucionado de todos los posibles para esa integración. Así, por ejemplo, resulta ser un modelo más parecido al mercado nacional italiano, que también tiene áreas de precios, que a lo que puede ser cualquier conexión entre dos países europeos, si se exceptúa el mercado nórdico que también funciona sobre la base de un modelo de separación de mercados.

Por tanto, se puede afirmar con rotundidad que se trata de una interconexión singular dentro del contexto en el que está evolucionando Europa en la integración de los distintos mercados nacionales y regionales.

También, si se observa la evolución natural y lógica de los modelos de integración de mercados o sistemas eléctricos, los mecanismos de gestión de las interconexiones utilizan métodos que de menor a mayor grado de integración serían:

- Asignación de derechos físicos para la utilización de la interconexión y aplicación del principio “usado o perdido” a los agentes con derechos asignados
- Asignación de derechos financieros para la utilización de la interconexión y aplicación del principio “usado o retribuido” a los agentes con derechos asignados
- Integración de mercados que funcionan con reglas diferentes, mediante el proceso denominado “acoplamiento de mercados”
- Mercado integrado que funciona con las mismas reglas activando el mecanismo de “separación de mercados” en el caso de haber congestiones en la interconexión.

En el caso del MIBEL, se parte ya de la situación deseable para una región, al tener funcionando un único mercado en la península ibérica, que genera dos áreas de precio distintas (área España y área Portugal) cuando hay congestiones en la interconexión.

Por consiguiente, el punto de partida para el diseño de mecanismos de cobertura de los agentes para que puedan realizar transacciones comerciales a ambos lados de la

interconexión, debe considerar esta realidad y evolucionar hacia mecanismos más avanzados de los que pueden ser necesarios en otras fronteras.

5.3 De la necesaria coordinación de los desarrollos normativos en el ámbito del MIBEL

La propuesta de OM introduce modificaciones relevantes respecto a la Orden que actualiza, pues prevé que la totalidad de la capacidad de interconexión disponible sea asignada de forma implícita a corto plazo mediante el mecanismo de “separación de mercados”, en tanto que en la asignación de capacidad a largo plazo mediante subastas se sustituyen los derechos físicos por derechos financieros con liquidación financiera por la diferencia de precios para cubrir el riesgo de precio a largo plazo. Dado este carácter de modificación sustantiva, esta Comisión subraya la conveniencia de que una norma de trascendencia supranacional como ésta sea objeto de coordinación, difusión y consideración ante foros también supranacionales (como pueden ser el Consejo de Reguladores del MIBEL o el Comité de Coordinación Regional para la iniciativa regional del sudoeste de Europa, que además de a Portugal, engloba también a Francia), más allá de su tramitación a través de los cauces formales propios de la normativa española de alcance nacional.

Con objeto de mejorar esta coordinación, la propuesta de Orden fue analizada en la reunión del Consejo de Reguladores del MIBEL de 14 de abril de 2009 y se acordó solicitar un informe al Comité Técnico que se elaboraría después de mantener una reunión con los operadores del mercado y del sistema OMEL, OMIP, REN y REE.

Como resultado de este análisis técnico, se ha recibido en la CNE el “Informe del CT MIBEL sobre la propuesta de Orden del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica”, en el que se pone de manifiesto la existencia de discrepancias ante las valoraciones realizadas por cada una de las instituciones.

En este sentido, en caso de que no se alcanzara un acuerdo con las autoridades portuguesas para la implantación de este mecanismo, la emisión del producto por parte

del Sistema no debería sobrepasar el 50% de la capacidad comercial disponible en la interconexión.

5.4 De la definición del producto

La propuesta de OM establece un contrato por diferencias que denomina como “*Contrato de cobertura para exportación de energía eléctrica del país A al país B*”. Establece asimismo que “*El sentido de flujo de la cobertura de la oferta del Sistema Eléctrico, bien de España (A) a Portugal (B) o de Portugal (A) a España (B) se decidirá (...)*”

En principio podría entenderse que existe un único producto, que es objeto de subasta y que cubre la exportación de energía eléctrica en un determinado sentido, y no dos productos, ya que en función de la posición, compradora o vendedora, que un determinado agente adopte, podrá cubrir sus operaciones bien en un sentido, bien en el contrario. De acuerdo con esta interpretación sería indiferente que el país A fuese España y el B Portugal, o viceversa. Sin embargo, por transparencia y a efectos que los agentes comprendan el producto, la forma de valorarlo y su utilidad, resultaría esclarecedor identificar desde un principio cuál es el país A y cuál el B, en lugar de asociar A al mercado exportador y B al importador, sin perjuicio de la descripción de los contratos objeto de subasta a que hace referencia el punto 2.3.iii de la propuesta.

Por otro lado, en los apartados 2.2 y 2.3 se alude a los contratos ofertados en la subasta “en cada sentido”, lo cual sugiere la existencia de dos productos; la definición genérica planteada en términos de “país/mercado A” y “país/mercado B” abundaría en este interpretación. Esto parecería una complicación innecesaria, pues —supuesto que, de acuerdo con la propuesta de OM, se trata de obligaciones, no de opciones— con un sólo producto podrían cubrirse las operaciones en ambos sentidos. De hecho, aun cuando formalmente se definieran dos productos, en la práctica habrían de agregarse la ofertas de compra de uno con las de venta del otro, y viceversa, para obtener el precio único de compra-venta (el precio resultado de la subasta).

Esta Comisión considera que debe clarificarse la definición del producto (o, en su caso, productos) objeto de subasta y contratación, a la par que entiende que es preferible la simplificación de establecer un solo producto.

6 CONSIDERACIONES

6.1 *De la naturaleza financiera de los contratos subastados – Consideraciones normativas*

La propuesta de OM objeto de estudio es perfectamente compatible con el marco normativo europeo e ibérico vigente.

Reglamento (CE) nº 1228/2003

La propuesta de OM se ajusta a los métodos preferibles citados por el Reglamento (CE) nº 1228/2003 y a las “*guidelines*” —Directrices sobre gestión de congestiones— que son parte integrante del mismo. En particular, el artículo 2.1 de dichas Directrices establece que “*la capacidad deberá asignarse únicamente mediante subastas explícitas (capacidad) o implícitas (capacidad y energía). Ambos métodos podrán coexistir en la misma interconexión.*” El artículo 2.8 prevé que “*En regiones en las que los mercados financieros a plazo de la electricidad están bien desarrollados y han demostrado su eficacia, toda la capacidad de interconexión podrá asignarse a través de subastas implícitas.*” España y Portugal no conforman por sí solas una región (la cual englobaría también a Francia), sino un mercado integrado, según se ha expuesto anteriormente; con todo, es un hecho desde hace ya dos años que la totalidad de la capacidad de interconexión viene siendo satisfactoriamente asignada, hora tras hora —y son ya más de 17.000—, mediante las subastas implícitas que comporta el mecanismo de separación de mercados, unánimemente reconocidas como la más eficiente forma de asignación de capacidad. Por otra parte, la propuesta de OM posibilita un mayor grado de desarrollo de los mercados financieros a plazo en el ámbito MIBEL, al poner a disposición de los agentes instrumentos de cobertura con subyacente portugués.

Convenio internacional MIBEL

La propuesta de OM encaja además con lo establecido en el Convenio de Santiago de Compostela, en la redacción introducida por el Acuerdo de Braga, donde se señala que para la gestión de la interconexión Portugal-España se utilizará un “*...mecanismo combinado de separación de mercados y subastas explícitas.*”

El término “subasta explícita”, no puede ni debe identificarse referido exclusivamente a “derechos físicos”. Ni el Convenio de Santiago, ni el Reglamento 1228/2003 contemplan esa asociación. Sin embargo, cuando se evoluciona del concepto “usado o perdido” hacia el concepto “usado o retribuido”, se está introduciendo, en la práctica, la utilización de los derechos financieros en lugar de físicos.

En este sentido, la propuesta de asignación de derechos físicos de capacidad establecida por el Consejo de Reguladores en 2006 se plantea como una subasta *Use It or Sell It* (UloSI, “usado o vendido”), lo que significa que en caso de no ser ejercido el contrato de compra, el sistema pagaría a su tenedor el diferencial de precios. Debido a que el contrato tendría que ser ejercido antes de conocerse los precios en cada zona, la aplicación de la regla “usado o vendido” se convertiría en la práctica en una liquidación por diferencias en cada una de las horas del contrato sin ejercicio de la opción, lo cual equivaldría a un contrato por diferencias como el especificado en la propuesta de Orden.

Modificaciones de otras disposiciones de menor rango

En todo caso, la propuesta OM debería incluir una Disposición Adicional que estableciera un determinado plazo para que el Operador del Sistema presentara al Ministerio de Industria Turismo y Comercio, previo informe preceptivo de la CNE, una propuesta de revisión de los procedimientos de operación (en particular el PO 4.2, “Resolución de congestiones en la interconexión Portugal-España”) que desarrollen el contenido de la OM mediante la correspondiente Resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

Sobre la supervisión de los contratos

Como instrumento financiero, al producto a subastar (contratos por diferencias de precios) desarrollado en la propuesta de OM le será de aplicación, en lo que corresponda, la Ley 47/2007 de 19 de diciembre, por la que se modifica la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, tal y como recoge la propia propuesta en su exposición de motivos.

Si bien según la propuesta de OM la subasta estará bajo la supervisión de la CNE, la negociación del instrumento financiero que desarrolla la propuesta de Orden y de su mercado secundario, tanto en mercado organizado como en el mercado OTC, deberá

estar bajo la supervisión de los supervisores financieros y de acuerdo con las reglas financieras, de acuerdo con la MiFID. Lo mismo ocurrirá si la compensación/liquidación de los contratos se realizaran a través de una cámara de compensación.

Asimismo, las actividades necesarias para la organización y ejecución de la subasta son constitutivas de servicios de inversión, señalados en el artículo 63 de la Ley del Mercado de Valores, y las tareas que deben llevarse a cabo durante la calificación de agentes, entre otras, la solicitud y mantenimiento de garantías, son constitutivas de servicios auxiliares, según lo establecido en el artículo 63.2.a de la Ley del Mercado de Valores. Por tanto, las actividades asociadas a la organización y ejecución de la subasta están reservadas a las entidades autorizadas para prestar dichos servicios (entidades de servicios de inversión, ESI), tal y como señaló la CNMV en respuesta a la consulta realizada por la CNE, el 15 de abril de 2008 a efectos de la contratación del organizador de las 6ª y 7ª subastas de EPE de tipo financiero.

6.2 De la naturaleza financiera de los contratos subastados – Consideraciones técnico-económicas

Sobre la operación del sistema

En el funcionamiento actual del MIBEL, el día antes de la entrega, una vez queda resuelta la casación del mercado diario por OMEL y se comunican los contratos bilaterales físicos a los operadores de los sistemas REE y REN, es cuando aparece por primera vez la identificación de las transacciones económicas que los agentes hayan podido realizar en cualquier horizonte temporal superior al diario, sea en la parte organizada (mercado a plazo de OMIP o subastas CESUR), sea en el OTC, con las unidades físicas de producción (las centrales eléctricas) y de consumo.

Desde el punto de vista de la seguridad del sistema y de las funciones que corresponden a los operadores de los sistemas, la naturaleza de las transacciones que se realicen hasta ese momento (física o financiera) es indiferente. Lo que sin embargo resulta fundamental para la seguridad es que todas las transacciones comunicadas a los operadores de los sistemas como resultado de la casación de OMEL o de los contratos bilaterales físicos, adquieran el carácter de transacciones firmes y los agentes compradores y vendedores

en cada una de las áreas portuguesa y española, respondan con sus programas firmes ante el operador del sistema correspondiente, para asegurar que se mantiene el equilibrio en la interconexión y con ello el flujo de energía esperado.

Por consiguiente, la asignación de derechos físicos de utilización de la interconexión como mecanismo de garantía de “pasar la frontera” en un periodo temporal de medio o largo plazo superior al diario, no aporta ninguna ventaja para el sistema respecto a la utilización de derechos financieros, en unas condiciones como las que actualmente reúne el MIBEL en las que está funcionando con toda normalidad el mercado único.

Sin embargo, la utilización de derechos físicos en lugar de derechos financieros, (el producto “pasar la frontera” significa obtener de manera automática la liquidación financiera por la diferencia de precios horarios entre las dos áreas, como establece la propuesta de OM) presenta mayores complejidades para su gestión, tal y como se ha puesto de manifiesto con la experiencia de la interconexión entre España y Francia; también en el caso de la nominación de opciones de las Emisiones Primarias de Energía (EPE, de acuerdo con el Real Decreto 324/2008, de 29 de febrero, por el que se establecen las condiciones y el procedimiento de funcionamiento y participación en las emisiones primarias de energía eléctrica) con entrega física antes de conocer el valor del subyacente se han detectado errores de ejercicio por parte de algunos agentes.

En efecto, el mecanismo actualmente vigente en la frontera España-Francia, en la que a ambos lados de la interconexión operan mercados distintos en cuanto a sus reglas de funcionamiento y para los que está previsto alcanzar un acoplamiento, viene presentando dificultades prácticas y complejidades que no tendría un mecanismo financiero. Entre ellas, estarían las mayores complejidades de intercambio de información entre los agentes y los operadores y de estos entre sí, necesarios en el caso de la nominación e integración en la casación del sistema de los derechos físicos. Adicionalmente se ofrecen oportunidades de arbitraje en la utilización de los derechos físicos que suponen una declaración de información a los operadores de los sistemas, que no se corresponden con

la realidad física del sistema³. En este sentido, si bien está prevista la inminente mejora de las reglas aplicadas a esta interconexión con objeto de compensar posibles reducciones (o cancelaciones) en las asignaciones de capacidad mediante un método financiero basado en la diferencia de precios observada entre ambos mercados, esto no evitaría la existencia de las mencionadas oportunidades de arbitraje.

Adicionalmente a este ejemplo, en el sistema eléctrico español se observa una evolución desde la contratación de productos con entrega física hacia derechos con liquidación financiera por diferencias, como es el caso de la sexta y séptima subastas de las mencionadas EPE en España (subastas EPE) y de las próximas subastas CESUR que se celebren a partir del 1 de julio de 2009 para establecer la tarifa de último recurso (TUR).

Por consiguiente, se considera que la naturaleza física del producto que permita a los agentes del mercado tomar posiciones de contratación a plazo para realizar transacciones “cruzando la frontera”, debe instrumentarse preferiblemente a través de mecanismos de compensación financiera que se basen en la diferencia de precios entre las dos áreas, dado que los mecanismos de derechos físicos no introducen ninguna ventaja y sí posibles complicaciones.

Sobre las rentas de congestión del sistema

En las subastas de derechos físicos de capacidad, el volumen a subastar será menor o igual a la capacidad de la interconexión, mientras que en las subastas que se contemplan en la propuesta de OM el volumen a subastar podría ser inferior, igual o superior a la capacidad real de la interconexión. En el caso de que el volumen subastado por el sistema fuera superior a la capacidad de la interconexión, las rentas que el sistema podría tener que liquidar a los compradores del producto podrían llegar a ser superiores a la renta de interconexión generada a través del procedimiento de *market splitting*. Este efecto se elimina, subastando por el sistema un volumen igual o inferior a la capacidad

³ Durante el año 2008 y primer trimestre de 2009, algunas unidades de importación han vendido y recomprado energía en diferentes segmentos del mercado de electricidad sin que existiera entrega alguna de energía a lo largo de todo el periodo.

disponible de interconexión: El mecanismo de subasta de la propuesta de Orden no introduce riesgos de pérdidas para el sistema en la medida en que no se subaste un volumen superior a la capacidad real disponible de la interconexión declarada por los Operadores de los Sistemas.

La liquidación del producto introducido en la propuesta de Orden consiste en los siguientes pasos:

Al cierre de la subasta, los compradores pagarán el precio de equilibrio resultante, multiplicado por el número de contratos de los que hubiesen resultado adjudicatarios. Se genera una renta positiva para el sistema, así como para cualquier otro agente que hubiese resultado adjudicatario por el lado de la venta.

Por otra parte, durante el periodo de entrega:

- Si las expectativas de los agentes fueran correctas, en cuanto a que la diferencia de precios entre los dos sistemas es igual al pago que realizaron en la subasta, la liquidación del contrato por diferencias sería nula tanto para los participantes como para el sistema, por lo que las rentas finales de este último serían las obtenidas en el mercado diario por el mecanismo de separación de mercados, es decir, no habría ni ganancias ni pérdidas adicionales para el sistema, con independencia del volumen que se subaste.
- Si las expectativas de los agentes no fueran correctas, los pagos que recibiría el sistema por la liquidación del contrato por diferencias serían positivos o negativos en función de si dichas expectativas estuvieran sobrevaloradas o infravaloradas, respectivamente; este efecto se vería ampliado o reducido en función del volumen subastado:
 - Si estas expectativas estuvieran sobrevaloradas, en cuanto a que la diferencia de precios realmente obtenida es inferior a la que se pagó en la subasta, el sistema obtendría ganancias adicionales a las rentas por *market splitting*, que serían aún superiores si se subastara capacidad por encima de la establecida en la interconexión.
 - Si las expectativas estuvieran infravaloradas, el sistema perdería parte o —en el extremo— todas las rentas de congestión de la interconexión, si se subastara parte o toda la capacidad de interconexión, respectivamente, rentas que irían a parar a los adjudicatarios de la subasta. En el caso de que se subastara más capacidad de

la disponible, el sistema podría llegar a incurrir en pérdidas. Las rentas positivas y negativas generadas por este contrato por diferencias quedarían acotadas por la existencia de un límite de precio en el mercado *spot* o de contado (precio instrumental 180 €/MWh).

La minoración de rentas para el sistema en el caso de que las expectativas iniciales de los agentes estuvieran infravaloradas sería equivalente a la subasta de un producto físico del tipo *usado o vendido* en la que si el agente no ejerce la opción, el sistema paga el diferencial de precios.

Para crear liquidez inicial, se propone subastar una parte de las rentas de congestión, facilitando así un instrumento de cobertura del diferencial de precios entre ambos países que fomente la competencia de la comercialización en ambas zonas.

Por otra parte, en una primera fase de introducción de las subastas de la propuesta de OM, en la medida en que se desconoce el interés de los agentes compradores por el producto a subastar, se propone que, aparte del sistema, no se añadan ofertas de venta de otros agentes en la subasta, tal y como se contempla en la propuesta de OM, por su posible impacto a la baja sobre el precio de equilibrio de la subasta, y su resultado sobre los ingresos del sistema.

El punto 2.2 de la propuesta prevé que:

“la Secretaría General de Energía determinará (el) número de contratos ofrecidos por el Sistema Ibérico en cada sentido. A ellos se sumarán las ofertas de venta y de compra de contratos presentadas, en su caso, por los sujetos participantes a diferentes niveles de precios”. (El subrayado es nuestro.)

Asimismo, en el punto 2.3 se cita entre la información a difundir, ya sea entre los interesados en la fase inicial de la subasta, ya entre los sujetos precalificados:

“(el) Número mínimo y máximo de contratos ente los cuales se sitúa la oferta realizada por el Sistema Ibérico en cada sentido”.

(...)

“Posiciones de inicio de subasta: rango en el que se sitúa la cantidad de contratos a ofrecer por el Sistema Ibérico y rango de precios...” (El subrayado es nuestro.)

Esta Comisión considera que previamente a la subasta debe especificarse en la propuesta de OM el volumen de partida ofrecido, y se ha de establecer a partir de la capacidad comercial publicada en cada sentido de forma coordinada por los Operadores del Sistema español y portugués; es más, debe explicitarse en la propuesta de OM que el Sistema Ibérico no respaldará la compra (o venta) a plazo de más contratos que los determinados por la capacidad comercial estimada en el mercado diario para la exportación (o importación) de España a Portugal (o del país A al país B).

En efecto, aun cuando para el producto descrito en la propuesta no existiría un límite de contratos a subastar (“se sumarán las ofertas de venta y de compra” libremente presentadas por los participantes), sí deben establecerse sendos límites al número máximo total de contratos que el Sistema Ibérico puede respaldar en cada dirección (compras o ventas del producto de cobertura). Estos límites han de quedar fijados en el valor esperado por los Operadores del Sistema de la capacidad comercial disponible en cada sentido.

En este mismo sentido, y de acuerdo con el planteamiento de la propuesta de OM, el mecanismo de subasta de contratos de cobertura se basa en la venta a plazo por parte del Sistema Ibérico (el conjunto de los consumidores, en definitiva) del derecho a percibir la renta de congestión generada como consecuencia de la aplicación del mecanismo de separación de mercados en el corto plazo; este pago se realiza a cambio de los ingresos derivados de subastar la capacidad disponible a distintos horizontes de tiempo por determinar. Esto es beneficioso por cuanto permite generar una *liquidez de partida* en el sistema de negociación y ofrecer una suerte de “contraparte central” a aquellos agentes cuya oferta no encontrara correspondencia.

No obstante, es necesario insistir en que el Sistema Ibérico no puede responder a posiciones de venta (o de compra) en exceso sobre la capacidad liberada por el proceso de separación de mercados en sentido exportador (o importador); de lo contrario el Sistema podría llegar a perder o ganar dinero por cuenta, en última instancia, del conjunto de los consumidores, lo cual supone un riesgo innecesario.

De acuerdo con lo anterior, se propone la siguiente redacción para los párrafos de la propuesta de OM antes reproducidos:

*“la Secretaría General de Energía determinará (el) número de contratos ofrecidos por el Sistema Ibérico **a partir de la máxima capacidad comercial estimada y publicada de forma coordinada por los Operadores del Sistema español y portugués** en cada sentido. A ellos se sumarán las ofertas de venta y de compra de contratos presentadas, en su caso, por los sujetos participantes a diferentes niveles de precios”.*

(...)

*“(el) Número mínimo y máximo de contratos ente los cuales se sitúe la oferta realizada por el Sistema Ibérico en cada sentido. **A este respecto, el Sistema Ibérico no respaldará la compra (o venta) de más contratos que los determinados por la capacidad comercial estimada en el mercado diario para la exportación (o importación) del país A al país B.**”*

(...)

*“Posiciones de inicio de subasta: rango en el que se sitúa la cantidad de contratos a ofrecer por el Sistema Ibérico y rango de precios... **A este respecto, el Sistema Ibérico no respaldará la compra (o venta) de más contratos que los determinados por la capacidad comercial estimada en el mercado diario para la exportación (o importación) del país A al país B.**”*

(En negrita y subrayado, el texto cuya adición se recomienda.)

Sobre la participación de los agentes

Como se ha expuesto, la propuesta de OM sustituye la asignación de derechos físicos de capacidad, cuya notificación de utilización da lugar a la ejecución de una transacción internacional firme (contrato bilateral con liquidación por entrega física de la energía), por la asignación de contratos por diferencias de precios (con liquidación financiera), cuya ejecución no da lugar a una entrega de la energía, sino automáticamente a la liquidación económica de la diferencia de precios entre los dos mercados. En este último caso, por tanto, los agentes que quieran realizar operaciones de exportación o importación estarán obligados a comprar/vender en el mercado diario a cada lado de la frontera, disponiendo, a través de dichos contratos financieros, de una cobertura de la diferencia de precios. Es posible la entrega física de un contrato financiero siempre que se realice una operación en el mercado spot, por el mismo volumen que el comprometido en la subasta (en el contrato

por diferencias). Análogamente, el efecto de la liquidación financiera de un producto es equivalente a deshacerse de la posición física por el mismo volumen.

La utilización de un producto financiero amplía el perfil de agentes que pueden acudir a la subasta, en la medida que al tratarse de un producto financiero no se requiere que los participantes en la subasta sean necesariamente agentes del mercado eléctrico. En la subasta podrían participar, por tanto, agentes que no estén interesados en la cobertura de riesgo a efectos de la entrega física de la energía, sino en tomar posiciones respecto al diferencial de precios entre los dos sistemas eléctricos. De esta forma, podría aumentar la liquidez de la subasta, tal y como ha sucedido en la sexta y séptima subastas de emisiones primarias de energía (EPE), en las que han participado agentes financieros.

Por consiguiente, con el mecanismo propuesto de obtención de cobertura de precios a ambos lados de la frontera España-Portugal, al disponer de un producto a plazo con subyacente en España, generado en los distintos mecanismos de contratación a plazo que se vienen desarrollando en MIBEL desde el año 2006 (contratación en OMIP y subastas CESUR), se está creando indirectamente el producto a plazo con subyacente en Portugal, a través de un mecanismo que se espera sea más competitivo que el que se produciría si se listara un producto a plazo en la zona portuguesa, en la que existe un elevado nivel de concentración.

Sobre el tipo de producto: contrato por diferencias

El producto que se propone subastar, contrato por diferencias, es un instrumento financiero de cobertura del diferencial de precios entre España y Portugal, en un plazo determinado, que se adjudicará a través de un mecanismo de subasta (subasta en múltiples rondas de precio ascendente o subasta de sobre cerrado).

El instrumento financiero propuesto es similar al que se negocia en el mercado de futuros del NordPool, desde el año 2000: contrato por diferencias con subyacente el diferencial

entre el precio zonal (área del mercado⁴) y el precio del sistema⁵. En el Anexo I se recoge información sobre el contrato por diferencias que se negocia en el NordPool.

Alternativamente a los contratos por diferencias podría plantearse la subasta de opciones financieras. En este sentido cabe mencionar que en el mercado PJM⁶ de Estados Unidos se subastan los denominados *Financial Transmissions Rights* (FTR), que son instrumentos financieros para la cobertura del riesgo de precio derivado de la congestión de las interconexiones, que se articulan a través de obligaciones (similares a los contratos por diferencias de la propuesta de Orden) y a través de opciones, y cuyo subyacente es el diferencial de precios entre los diferentes nodos del sistema. En el Anexo I se recoge información sobre el contrato FTR que se negocia en el PJM.

Si bien con ambos productos (opción/contrato por diferencias) los agentes tenedores de dichos productos pueden desarrollar coberturas sobre las diferencias de precios en ambas zonas, la diferencia principal entre ambos instrumentos financieros es que, mientras el contrato por diferencias constituye una obligación para sus compradores, las opciones constituyen un derecho. La renta resultante de la liquidación del contrato por diferencias para su comprador puede ser positiva o negativa.

Por el contrario, el resultado de liquidación de la opción para el comprador será siempre una renta positiva, ya que sólo se ejercerá (de forma automática) en el caso que el diferencial de precios entre ambos mercados sea positivo (el comprador tiene el derecho, no la obligación en el caso de que su ejercicio no sea positivo para el comprador, por tanto, no ejercerá la opción).

⁴ Los Contratos por Diferencias (CfDs) utilizados en Nordpool son obligaciones: contratos forward referenciados a la diferencia de precios que en caso de restricción surge entre una determinada área de precio y el precio spot del sistema. Se distinguen hasta 6 áreas de precio: Estocolmo (SE), Helsinki (FI), Noruega, Aarhus (DK1, Dinamarca peninsular), Copenhague (DK2, Dinamarca insular) y, con ciertas restricciones, el mercado alemán. <http://www.nordpool.com/en/asa/Markets/Downloads-financial-market/Products-and-settlement/Contracts-for-differences-CfDs/>.

⁵ Se define el precio del sistema como el precio de liquidación en un mercado sin restricciones.

⁶ Pennsylvania-New Jersey- Maryland.

Asimismo, la liquidación de ambos productos es diferente para la parte vendedora (el sistema en las subastas de la propuesta de Orden). En el caso de los contratos por diferencias la renta puede ser positiva o negativa, mientras que en el caso de las opciones, la renta de liquidación será siempre negativa para el vendedor (el comprador sólo ejercerá la opción en el caso que le resulte óptimo su ejercicio, es decir, obtenga una renta positiva).

Esta diferencia de rentas de liquidación entre un producto y otro, conduciría a que los agentes previsiblemente realicen una mayor valoración de las opciones frente a los contratos por diferencias, es decir, los agentes estarán dispuestos a pagar más por un producto en el que las pérdidas estarán acotadas al precio pagado por el producto (prima de la opción).

Se considera que los agentes son capaces de valorar tanto un contrato por diferencias, como una opción, ya que en ambos casos tienen que tener unas expectativas del diferencial promedio que se alcanza cuando el precio de un sistema es superior al otro y viceversa, así como del número de horas o la probabilidad en que ambos casos ocurren. El agente deberá tener unas expectativas sobre estas variables, independientemente de si el producto es físico o financiero y de si son opciones o contratos por diferencias.

Teniendo en cuenta que la valoración de una opción probablemente será superior a la de un contrato por diferencias (por el hecho de que las pérdidas están acotadas en la opción), si las expectativas de valoración de los agentes para adquirir el producto de la subasta coincidieran con la realidad, tanto a los compradores como a los vendedores les resultaría indiferente subastar un producto u otro. Los compradores recibirían por la liquidación de cada producto subastado la misma cuantía que tienen que pagar por resultar adjudicatarios en la subasta, por lo que su liquidación sería igual a cero.

No existe razón alguna para considerar que los agentes se equivocan sistemáticamente en la valoración de los productos, independientemente de si se trata de opciones o de contratos por diferencias, es decir, que tiendan a sobrevalorar o infravalorar los productos de forma continuada, por lo que en términos medios no habría ganancias ni pérdidas netas, ni para los agentes ni para el sistema.

Se pueden analizar casos en los que, en media, el diferencial de precios de cada zona no coincide con las expectativas iniciales de los agentes, que fueron adjudicatarios en la subasta. Por simplificar el análisis, se parte de la hipótesis de que los agentes pagan una prima similar por una opción y por un contrato por diferencias, si bien dicha hipótesis sesga a la baja los ingresos del sistema por la subasta de la opción, debido a que probablemente los agentes valores más la subasta de una opción que de un contrato por diferencias. Se analiza el impacto sobre los pagos de los compradores (agente) y vendedores (sistema) en la subasta, de la no realización de las expectativas de la subasta, dependiendo de cada uno de los productos:

- a) Sobrevaloración de las expectativas (las expectativas del diferencial de precios entre ambos países realizadas por los adjudicatarios de la subasta fueron superiores al diferencial de precios que se ha realizado finalmente). En este caso, el agente perdería la prima pagada en la subasta con las opciones y tendría pérdidas adicionales con obligaciones, que serían mayores cuanto más volumen se subastara. Por el contrario, el sistema no tendría pérdidas, ya que como mínimo cobraría la prima (en el caso de subastarse opciones) más las rentas por *market splitting* y obtendría mayores ganancias si se subastaran contratos por diferencias, que serían más elevadas si se subastara un volumen superior al 100% de la capacidad de interconexión.
- b) Infravaloración de las expectativas (el diferencial de precios previsto por los adjudicatarios era inferior al que finalmente se ha realizado). El agente recibiría pagos positivos, minorando así las rentas generadas por la interconexión. Estos pagos serían más elevados cuanto más volumen se subastara y serían los mismos tanto si se subastan contratos por diferencias como si se subastan opciones. Por otro lado, el sistema cobraría como mínimo la prima de la subasta si se subastara el 100% de la capacidad de interconexión (en este caso las rentas de la congestión de la interconexión irían a parar a los adjudicatarios de la subasta), cobraría algo más que la prima si se subasta menos del 100% y tendría pérdidas si se subasta más del 100%.

Por tanto, en los casos de expectativas correctas o infravaloradas, y partiendo del supuesto del pago de una prima similar por ambos productos, tanto el sistema como los agentes que participan en la subasta obtienen la misma liquidación con contratos por diferencias como con opciones, por lo que resulta indiferente para ellos que se subaste un producto u otro. Por el contrario, en el caso en que los agentes hayan sobrevalorado sus expectativas iniciales, éstos obtienen menores pérdidas con opciones que con contratos por diferencias, mientras que el sistema recibe mayores ingresos con los contratos por diferencias.

Preferencias* de los agentes por los productos subastados en función de las expectativas iniciales**

<i>Sobrevaloración</i>	Obligación	Opción
Agente	(-)	(+)
Sistema	(+))	(-)

<i>Infravaloración</i>	Obligación	Opción
Agente	=	=
Sistema	=	=

<i>Expectativas correctas</i>	Obligación	Opción
Agente	=	=
Sistema	=	=

* (+) producto preferido, (-) producto menos preferido e (=) indiferencia entre los dos productos

** Obligación es un contrato por diferencias

Un aspecto a tener en cuenta en esta subasta es que aunque teóricamente los agentes deben ser capaces de valorar ambos productos, en la actualidad no hay referencias de mercado sobre contratos a plazo con subyacente portugués (ni en el mercado organizado ni fuera del mercado), aunque sí se dispone de información histórica del diferencial de precios de ambas zonas desde la puesta en marcha del mercado ibérico y el mecanismo del *market splitting* (Véase Anexo II). En consecuencia, hay un riesgo de falta de la liquidez, teniendo en cuenta además que la estructura actual del MIBEL no proporciona suficientes contrapartes. La opción, por tanto proporcionaría una mayor flexibilidad a los agentes compradores en una fase inicial en la que faltan referencias de mercado.

En este sentido, en las alegaciones recibidas de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, la mayoría de los agentes interesados en participar en la subasta manifiestan su preferencia por opciones, en lugar de los contratos por diferencias.

No obstante, tal y como señala OMEL en sus alegaciones, los contratos por diferencias (obligaciones) permiten integrar el resultado de subastar opciones en los dos sentidos de la interconexión en una única subasta, si bien se podría obtener el mismo resultado (coberturas de precios en los dos sentidos del flujo de la interconexión), con la subasta de dos opciones de compra en lugar de una subasta de obligaciones.

En el caso de articularse la subasta propuesta a través de opciones, sería necesario subastar dos productos, a diferencia que en los contratos por diferencias en los que se subastará un único producto, al objeto de recoger las dos alternativas posibles de diferencial de precios (diferencial de precios España-Portugal, positivo o negativo). Los dos productos a subastar serían opciones de compra (call) por el diferencial de precios:

- Opción de compra sobre el diferencial de precios entre España y Portugal: recogería el porcentaje de horas con expectativa de diferencial positivo de precios entre España y Portugal.
- Opción de compra sobre el diferencial de precios entre Portugal y España: recogería el porcentaje de horas con expectativa de diferencial positivo de precios entre Portugal y España.

6.3 De las características de la subasta

Subasta “de tipo sobre” frente a subasta “de reloj”

El punto 2.3, apartado iii, de la propuesta de OM deja abierta la posibilidad de que la subasta adopte la modalidad “de tipo sobre” o bien “de reloj” de precio ascendente, si bien el desarrollo de los apartados xii y siguientes parece sugerir que la propuesta se decanta por la subasta de precio ascendente.

En primer lugar, esta Comisión considera conveniente que la propuesta de OM o bien se refiera a un procedimiento de subasta genérico sin mayor concreción, o bien opte decididamente por una modalidad determinada. Aun de ser este último el caso, el grado

de detalle con el que se describe el desarrollo de la subasta (en particular, la “de reloj”) parece excesivo para una disposición con rango de Orden, cuya tramitación administrativa podría entorpecer posibles modificaciones futuras de carácter menor aconsejadas por la experiencia acumulada en la celebración de las subastas.

En segundo lugar, si el producto —único— a subastar consiste en obligaciones, y dado que existe incertidumbre *a priori* en cuanto a cuál será el “sentido del flujo de la cobertura” dominante a tenor de la dirección que una mayoría de agentes considere más atractiva, parece más oportuna una subasta “de tipo sobre” (es decir, una casación) que incluya las ofertas tomadoras de precio del *Sistema Ibérico*. Esta modalidad haría innecesario conocer *a priori* cuál de estas últimas ofertas de sistema (compradora o vendedora) cierra la casación. El procedimiento “de reloj” requiere la previa determinación del sentido a cubrir, consta de una serie de rondas sucesivas (en lugar de un procedimiento a una vuelta) y es, en definitiva, más complejo, lento y costoso, siquiera administrativamente: estas consideraciones podrían tener menor relevancia en el caso de los horizontes de contratación más prolongados (previsiblemente, trimestrales y anuales), pero debieran tenerse en consideración en el caso de las subastas mensuales.

De acuerdo con lo anterior, esta Comisión considera preferible que la subasta se desarrolle de acuerdo con un procedimiento “de tipo sobre” o casación a una vuelta.

Sobre la determinación del sentido del flujo de la cobertura

También en relación con el punto 2.3 de la propuesta de OM, en varias ocasiones se alude al carácter “indicativo” de las demandas (o posiciones u ofertas) presentadas, en virtud de las cuales se determinaría el sentido del flujo de la cobertura. A juicio de esta Comisión, se debería permitir que un mismo agente presentara ofertas tanto de compra como de venta (en el supuesto de subasta de un solo producto); ahora bien, si se asume que de la consolidación (neteo) de dichas ofertas se deduce el sentido de la cobertura, dichas ofertas indicativas deberían ser vinculantes para prevenir el desarrollo de posibles estrategias contrarias a la transparencia y la libre competencia (gaming).

6.4 De las restricciones a la participación de determinados operadores

La propuesta de Orden no permite participar en la subasta a los agentes que según el sentido del flujo de la importación/exportación, dispongan de una cuota de generación superior al 20% de la potencia instalada en su país. Así, por ejemplo, se impide a las empresas españolas situadas por encima de esa cuota adquirir los derechos para “traer energía de Portugal” y de forma similar a las empresas portuguesas para “traer energía de España”.

Se considera adecuada esta limitación dirigida a prohibir la compra o venta del producto de cobertura en los casos en que podrían existir, por parte de agentes dominantes, incentivos a la manipulación de los precios en los mercados diarios español y portugués, lo cual sería perjudicial para los consumidores finales y comercializadores independientes.

El punto 4 de la propuesta de Artículo único que modifica la Orden ITC/4112/2005 establece que la participación en la subasta de los contratos de cobertura para la exportación de energía eléctrica entre España y Portugal estará restringida de la siguiente forma:

“Cuando el sentido del flujo de la cobertura se trate de exportaciones de Portugal a España no podrán concurrir a la subasta con posiciones compradoras de contratos las entidades pertenecientes a grupos empresariales que a 31 de Diciembre del año anterior a la fecha de celebración de la subasta cuenten con una cuota de potencia instalada disponible superior al 20% en el mercado español. Tampoco podrán concurrir a la subasta con posiciones vendedoras de contratos las entidades pertenecientes a grupos empresariales que a 31 de Diciembre del año anterior a la fecha de celebración de la subasta cuenten con una cuota de potencia instalada disponible superior al 20% en el mercado portugués.

Cuando el sentido del flujo de la cobertura se trate de exportaciones de España a Portugal no podrán concurrir a la subasta con posiciones compradoras de contratos las entidades pertenecientes a grupos empresariales que a 31 de Diciembre del año anterior a la fecha de celebración de la subasta cuenten con una cuota de potencia instalada disponible superior al 20% en el mercado portugués. Tampoco podrán concurrir a la subasta con posiciones vendedoras de contratos las entidades pertenecientes a grupos empresariales que a 31 de

Diciembre del año anterior a la fecha de celebración de la subasta cuentan con una cuota de potencia instalada disponible superior al 20% en el mercado español.”

6.4.1 Justificación de las limitaciones propuestas desde una perspectiva de competencia

Cabe reflexionar si estas limitaciones pueden justificarse al amparo de argumentos económicos de defensa de la competencia en los mercados eléctricos mayoristas de España y Portugal, teniendo en cuenta que la capacidad de interconexión máxima existente entre los dos países es todavía insuficiente para que pueda considerarse el MIBEL como mercado geográfico relevante⁷ (aún cuando en los primeros meses de 2009 se ha registrado un grado creciente de acoplamiento entre los dos mercados).

Si el producto objeto de subasta fuera el derecho de acceso “físico” a la capacidad de interconexión durante un determinado periodo de tiempo, la protección de la competencia requeriría, en caso de congestiones, la restricción del acceso en el sentido importador a los operadores con una posición de dominio en cada mercado local, para evitar que dicha posición se reforzara.

Siendo el producto propuesto un contrato financiero, no se pone estrictamente el problema de un posible acaparamiento de capacidad por parte de operadores dominantes, dado que, en principio, la disponibilidad del mismo podría ser superior a la capacidad física existente en la interconexión, en la medida en que los agentes del mercado, además del sistema, pudieran ofertar contratos de cobertura. Sin embargo, la tenencia de este producto financiero por parte de generadores eléctricos con un poder de mercado significativo podría conferirles un incentivo adicional, al que ya pudieran tener debido a su tamaño y *mix* tecnológico, a incrementar el precio del mercado *spot* relevante en que ostentan dicho poder.

Considérese, por ejemplo, el caso en que la cobertura ofrecida en la subasta se refiere a un flujo de exportación en el sentido España-Portugal. Según se describe en el punto 2.1

⁷ Las líneas de interconexión entre España y Portugal tienen una capacidad máxima de 1.500 MW, que representa cerca del 15% de la demanda punta máxima portuguesa y el 3% de la punta española. En 2008 los dos mercados tuvieron precios distintos durante la gran mayoría de horas (en torno al 60-70%).

de la propuesta de Orden, los compradores de este producto tendrán derecho a recibir, durante el periodo de entrega, unos ingresos resultantes de multiplicar la diferencia entre el precio del mercado diario portugués y el precio del mercado diario español por la energía asociadas al contrato, en aquellas horas en las cuales dicha diferencia de precios fuera positiva. Por otro lado, cuando ésta fuera negativa, tendrían la obligación de pagar la diferencia entre el precio español y el portugués, multiplicada por la energía asociada al contrato. Esta estructura de ingresos y pagos implica que los compradores de estos contratos obtendrán un beneficio tanto mayor cuanto mayor sea el precio del mercado diario portugués.

Si los compradores fuesen generadores con una cuota de mercado que les permite afectar el precio del mercado diario portugués, podrían tener un incentivo a adquirir la mayor cantidad posible del producto, ofertando incluso a precios superiores al resto de agentes, con el objetivo de aumentar el precio del mercado diario para asegurarse la rentabilidad de la operación. Dicha conducta perjudicaría tanto a los consumidores finales en Portugal, como a comercializadores independientes que quisieran entrar en el mercado portugués.

A este respecto cabe señalar el elevado grado de concentración del mercado eléctrico portugués. En generación EDP tiene una cuota cercana al 70% en términos de potencia instalada⁸, lo que implica una capacidad notable de alterar los precios en este mercado⁹. Además, el mercado minorista se caracteriza por la prevalencia del suministro regulado, que representa más del 95%¹⁰ de la demanda total y que es realizado por un único suministrador de último recurso, EDP SU, perteneciente al grupo EDP. En este contexto la entrada de comercializadores independientes ha sido hasta la fecha muy limitada.

⁸ Dato referido a 2008, fuente: ERSE

⁹ En el contexto del derecho comunitario, en particular el artículo 82 del Tratado CE, las cuotas de mercado no constituyen, por sí mismas, un factor suficiente que permita declarar la existencia de una posición de dominio de una empresa, es decir su poder de impedir el mantenimiento de una competencia efectiva en el mercado mediante una conducta independiente de las reacciones de competidores y clientes. La posibilidad que esta se materialice depende también de otros factores como la posición de otros competidores, la existencia de barreras a la entrada y el posible poder de negociación de los clientes. Tan sólo en casos extremos de cuotas de mercado muy elevadas éstas han sido consideradas suficientes, en sí mismas, para declarar la existencia de dominancia.

¹⁰ Dato referido a 2008, fuente: ERSE.

Siguiendo con el ejemplo, cabe también analizar la estructura de ingresos y pagos de los posibles vendedores del producto¹¹, que es exactamente simétrica y opuesta a la de los compradores. En efecto, los vendedores obtendrían un beneficio que sería tanto mayor cuanto mayor fuera el precio del mercado español, puesto que recibirían unos ingresos positivos, resultantes de multiplicar la diferencia de precio entre España y Portugal por la energía asociada al contrato, en aquellas horas en las que el precio del mercado diario portugués fuera inferior al español. En este caso un potencial problema de competencia podría surgir si los vendedores fuesen generadores con un poder de mercado significativo en el mercado de generación español, que tendrían interés en vender el producto, incluso a precio más reducido con respecto a otros agentes, con el fin de incrementar el precio del mercado español y maximizar así la ganancia derivada de su posición vendedora de los contratos de cobertura.

El estado de la competencia en el mercado mayorista de electricidad en España ha progresado en los últimos tres años: por una parte, el grado de concentración existente en el mercado español ha ido reduciéndose, debido en gran medida a la entrada de nuevos agentes, especialmente en la generación de Régimen Especial, y por otra ha disminuido la “pivotalidad” de los operadores establecidos, es decir el número de horas en los cuales su potencia es indispensable para abastecer la demanda. Asimismo, en el mercado diario no se han observado episodios de incrementos de precios hasta valores cercanos al coste marginal de las centrales de fuel o hasta el precio límite de 180 euros, que pudieran asociarse con estrategias de retirada de capacidad.

Sin embargo, y especialmente teniendo en cuenta la escasa elasticidad de la demanda frente a las variaciones de precio en tiempo real, no se puede excluir que las empresas de mayor tamaño (ENDESA, IBERDROLA y GAS NATURAL-UNIÓN FENOSA) y con un *mix* de generación más diversificado, sigan teniendo la capacidad de alterar los precios, aún sin necesidad de retirar potencia, mediante aumentos moderados de sus ofertas que

¹¹ De acuerdo con el punto 2.2 de la propuesta, la oferta básica de contratos procederá del Sistema Ibérico, pero a ello podrán sumarse las ofertas de ventas de contratos de los sujetos participantes.

explotan las diferencias de costes entre las distintas tecnologías que compiten en la fijación del precio de mercado (esencialmente gas, carbón e hidráulica)¹².

En consideración de todo lo anterior, se valora positivamente que la propuesta de Orden establezca restricciones de acceso para operadores con poder de mercado significativo, dirigidas a prohibir la compra o venta del producto de cobertura en los casos en que existan posibles incentivos a la manipulación de los precios en los mercados diarios español y portugués. Asimismo, parece adecuado que en otros casos la compra o venta del producto no esté restringida. Por ejemplo, si se trata del contrato de cobertura de exportación en el sentido España-Portugal, se permite que todos los generadores españoles puedan participar como compradores (obteniendo así cobertura para vender energía a clientes finales en Portugal) y que todos los generadores portugueses puedan participar como vendedores (obteniendo así cobertura para vender energía a clientes finales en España).

6.4.2 Limitaciones a la cesión de contratos a agentes que no sean calificados en la emisión primaria

El punto 3 de la propuesta menciona la posibilidad de que los contratos de cobertura asignados mediante la subasta descrita en el punto 2 sean objeto de negociación en un mercado secundario. Ninguna disposición contenida en la redacción actual de la propuesta impide que puedan comprar o vender los contratos en el mercado secundario los agentes que, según lo establecido en el punto 4, tienen prohibido participar en la subasta. De esta manera podrían eludirse las limitaciones que aplican a la emisión primaria, con el riesgo de dejar las mismas, *de facto*, sin efectos.

¹² La imposibilidad de almacenar la electricidad, así como la oferta limitada de potencia en un momento dado y la diversidad en los costes de las distintas tecnologías pueden crear circunstancias en las que se ejerce poder de mercado sin necesidad de que ningún agente altere el orden de despacho económico de las centrales. En general, un generador *i* tiene la capacidad y el incentivo a realizar una oferta a precio superior a su coste variable siempre que exista un “salto” entre éste y el de la siguiente tecnología de generación más cara y la oferta remanente de la generación de menor coste es inferior a la demanda. En otras palabras, si una empresa es capaz de cubrir la demanda residual en una determinada hora con centrales de menor coste que las del resto de empresas, tendrá la capacidad de subir los precios por encima de su coste marginal hasta el coste de la siguiente tecnología más cara.

Con el fin de asegurar la efectividad de las restricciones de acceso para operadores con poder de mercado significativo, se considera indispensable añadir el siguiente párrafo al final de la redacción actual del punto 4:

“Las limitaciones indicadas en los párrafos anteriores de este apartado aplicarán igualmente a los cesionarios de los contratos de cobertura en el mercado secundario.”

Un requisito similar existe en las subastas de Emisiones Primarias. Para el segundo programa de emisiones primarias de energía establecido por el Real Decreto 324/2008, de 29 de febrero, la participación en la subasta de este producto, que tiene liquidación financiera, se permite a cualquier sujeto jurídico, con la excepción de los operadores dominantes. Asimismo, el Contrato Marco que se publicó como Anexo de la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el contrato marco y las reglas de la séptima subasta a que hace referencia la disposición adicional única del Real Decreto 324/2008, extiende esta limitación a los cesionarios de los contratos al establecer que estos deben cumplir con los mismos requisitos que se imponen a los compradores en las emisiones primarias:

“Página 49 – (...) Todo Cesionario debe ser Participante Autorizado.

Página 28 - Participante Autorizado: Agente Registrado que cumple los requisitos establecidos en las Reglas de Calificación y, en particular, suscribe el Contrato Marco.”

6.4.3 Metodología de determinación de las restricciones impuestas a los operadores con posición de dominio

La implementación de las restricciones propuestas no es sencilla, puesto que en principio requeriría una valoración cuidadosa de la posición de dominio real de cada operador, teniendo en cuenta no sólo las cuotas de mercado, sino también otros factores como la posición de otros competidores, la existencia de barreras a la entrada y el posible poder de negociación de los clientes. Asimismo, la medición del peso relativo de una empresa en el mercado eléctrico puede realizarse de diferentes maneras, y, en particular, mediante cuotas referidas a la potencia instalada o sobre la base de la energía realmente producida.

6.4.3.1 Sobre el criterio de cálculo de las cuotas en términos de potencia instalada disponible

Las cuotas medidas en términos de potencia instalada tienen la ventaja de ser una variable estructural que no está afectada, a diferencia de la producción realizada, por el comportamiento de las empresas o por el contexto de mercado en un momento dado, y pueden ser más apropiadas para aplicaciones de carácter prospectivo, que pretendan estimar el posible poder de mercado futuro de una determinada empresa. Por otra parte, los datos de potencia instalada pueden sobreestimar notablemente la capacidad real de determinadas tecnologías, especialmente en lo referente a la capacidad de las energías de origen hidráulico y del Régimen Especial. Por ello, resulta conveniente ajustar la potencia instalada en función de su disponibilidad. En este sentido parece razonable que el cálculo de la cuota de mercado en el punto 4 de la propuesta de Orden se refiera a la potencia instalada disponible en lugar de la potencia instalada.

Sin embargo, esta variable no es directamente observable y debe ser necesariamente estimada sobre la base de varios parámetros e hipótesis. Por ejemplo, en el caso de la energía hidráulica puede tenerse en cuenta la disponibilidad en un año hipotético de hidraulicidad media, para el Régimen Especial, el número de horas de funcionamiento en los años considerados y, para la potencia térmica, los coeficientes de indisponibilidad publicados por REE. Por lo tanto, la utilización de cuotas medidas en términos de potencia neta disponible requeriría la especificación de todos los criterios necesarios para la estimación, que en algunos casos adolecerían de cierta subjetividad.

Cabe por otra parte mencionar que la normativa vigente en España sobre operadores dominantes utiliza las cuotas calculadas sobre la base de la generación realmente producida, que tienen la ventaja de referirse a una variable objetiva que se recalcula cada año y que también se actualiza cuando se llevan a cabo operaciones de concentración u otros hechos que puedan alterar de manera significativa la estructura del mercado. El recálculo frecuente de las cuotas en términos de generación realizada limita su desventaja como dato histórico relacionado a un determinado contexto de mercado. Esta metodología también se ha adoptado en la Propuesta de 2008 del Consejo de Reguladores del MIBEL sobre *“Definición del Concepto de Operador Dominante. Metodología y Aplicaciones”* que respondía a uno de los mandatos contenido en el Plan de Compatibilización Regulatoria

para el sector energético, firmado entre los Gobiernos de España y de Portugal el 8 de Marzo de 2007¹³, concerniente a la necesidad de compatibilizar la figura del operador dominante en el ámbito del MIBEL.

Por las razones expuestas, se recomienda que el criterio para calcular las cuotas de mercado para determinar qué operadores tienen restringido el acceso al producto de cobertura sea el de la generación realmente producida en el año anterior a la fecha de celebración de la subasta, en lugar de la potencia instalada disponible.

6.4.3.2 Sobre el umbral de referencia para la aplicación de las restricciones

Se considera que sería recomendable aplicar el régimen de limitación previsto en la propuesta de Orden a los operadores cuya cuota de mercado sea superior al 10 %, para hacerlo todo ello más coherente y homogéneo con el régimen previsto para los operadores dominantes en España, evitando de este modo una mayor heterogeneidad de regímenes jurídicos.

El artículo decimonoveno sobre Definición de operador dominante, del Real Decreto-Ley 5/2005 señala:

“Se introduce una disposición adicional tercera al Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios, con la siguiente redacción:

DISPOSICIÓN ADICIONAL TERCERA.

Tendrá la condición de operador dominante en los mercados o sectores energéticos toda empresa o grupo empresarial, definido según lo establecido en el artículo 4 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, que tenga una cuota de mercado superior al 10 % en cualquiera de los siguientes sectores:

- a. Generación y suministro de energía eléctrica en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL).*

¹³ El Plan de Compatibilización Regulatoria para el sector energético, firmado entre los Gobiernos de España y de Portugal el 8 de Marzo de 2007, establece un conjunto de materias sobre las que se debe presentar una propuesta compatibilizada de regulación por parte de las entidades reguladoras de cada país, en el ámbito del Consejo de Reguladores del MIBEL, quedando a discreción de los respectivos Gobiernos su expresión legislativa.

- b. *Producción y distribución de carburantes.*
- c. *Producción y suministro de gases licuados del petróleo.*
- d. *Producción y suministro de gas natural.*

La Comisión Nacional de Energía hará público por medios telemáticos el listado de operadores dominantes a los que se refiere esta disposición adicional.”

En la Exposición de Motivos del Real Decreto-Ley 5/2005, a través del cual se introduce la figura de operador dominante, se señala lo siguiente,

“En este sentido, desde un punto de vista horizontal, se introducen modificaciones al concepto de operador principal de los mercados, teniendo en cuenta exclusivamente a las actividades liberalizadas, además de introducir la figura del operador dominante en los mercados energéticos con el objetivo de poder establecer determinadas obligaciones regulatorias, que faciliten el desarrollo de una competencia efectiva en estos mercados”.

En tal sentido, cabría entender la justificación de extensión del régimen previsto para los operadores de más del 20%, recogida en la propuesta de Orden que se informa, a los operadores dominantes (cuota del 10%), en la propia justificación utilizada por el legislador para aplicar el régimen general de los operadores dominantes a aquellos con una cuota superior al 10%.

No tendría sentido realizar una distinción a estos efectos entre el umbral de cuota de mercado empleado para imponer las limitaciones consistentes en las obligaciones de realizar emisiones primarias de energía o la prohibición de representación en el régimen especial (cuota del 10%) y el empleado para estas limitaciones relativas a los intercambios internacionales.

En efecto, la elección de una cuota reducida del 10% o incluso del 20% en comparación con otras cuotas habitualmente tenidas en consideración en los análisis utilizados en sede de defensa de la competencia, no responde obviamente al objetivo de señalar a los agentes con posición dominante, pues se estima, con carácter general, que cuotas de tal dimensión no permitirán disfrutar de posición dominante individual (sin perjuicio de que el análisis de tal situación debe acompañarse de la consideración de otras circunstancias

adicionales a la simple disposición de una cuota, como las barreras de entrada, la titularidad de derechos de propiedad industrial, etc.)

En consecuencia, en este contexto la adopción de una cuota del 10% en lugar del 20% respondería en realidad a la conveniencia de introducir medidas “ex ante” más efectivas de fomento de la competencia de carácter estructural, estimando de esta manera que con tal cuota del 10% se combaten más adecuadamente los eventuales riesgos para el mantenimiento de la competencia derivados del carácter oligopolístico o de posición dominante colectiva que caracteriza al sector eléctrico en el MIBEL, por cuanto el poder de mercado puede ser ejercido eventualmente, en determinados periodos puntuales, por empresas de tal tamaño, y el ejercicio de poder de mercado colectivo también puede hacerse de manera coordinada, tácita o explícita, entre empresas de dicho tamaño.

Sin perjuicio de lo anterior, y a la vista de lo recogido en la Propuesta de 2008 del Consejo de Reguladores del MIBEL sobre “*Definición del Concepto de Operador Dominante. Metodología y Aplicaciones*”, esta CNE considera que podría ser adecuado prever en la propuesta de Orden que se informa, la posibilidad para las autoridades reguladoras portuguesas de contemplar una cuota superior al 20 % como umbral a partir de cual hacer efectiva para los operadores en Portugal la limitación de acceso como compradores al producto de cobertura en los términos recogidos en la propuesta de Orden (respecto a las exportaciones de España a Portugal), todo ello a fin igualmente de tomar en consideración en mejor medida las peculiaridades de ambos sistemas eléctricos, español y portugués, y que fueron consideradas en la elaboración de la referida Propuesta del Consejo de Reguladores del MIBEL.

6.4.4 Fundamentos normativos de las limitaciones propuestas

6.4.4.1 Alcance de las limitaciones propuestas

Se entiende que debería interpretarse que las limitaciones contenidas en el punto 4 de la propuesta objeto de análisis son de aplicación igualmente a las empresas comercializadoras de los grupos empresariales que cumplan con el umbral de cuota referido (teniendo en todo caso en cuenta los comentarios de la CNE sobre la cuota y la base a considerar), a fin de impedir que a través no sólo de los generadores, sino igualmente a través de otras entidades del grupo como los comercializadores que actúen

como compradores del producto financiero, se ejerza poder de mercado del grupo con la finalidad de elevar los precios y obtener la diferencia positiva reconocida en el producto financiero, de acuerdo con el esquema de incentivos a ejercer poder de mercado explicadas más arriba.

A la vista de que la redacción refiere la limitación a *“las entidades pertenecientes a grupos empresariales”* que cumplan con el umbral de cuota referido, cabría entender que afecta a todas las sociedades del referido grupo, incluidas las comercializadoras. De lo contrario, si se entiende que pudiera haber dudas, sería conveniente extender de manera expresa en la redacción de la norma la limitación a aquellas, por ejemplo, señalando que *“no podrán concurrir a las subasta las entidades, incluidas en todo caso igualmente las empresas comercializadoras, pertenecientes a grupos empresariales, que a 31 de diciembre del año anterior.....”* .

6.4.4.2 Consideraciones sobre las alegaciones relativas a una supuesta infracción de la normativa de operadores dominantes

Se señala por una de las empresas que ha presentado alegaciones a la propuesta de OM que el régimen no se ajusta al régimen de operadores dominantes previsto en la Ley, intentando así modificar el criterio de una Ley porque se amplía el concepto de operador dominante al de operador mayor, cambiando el criterio pues el operador mayor tiene una cuota del 20% por ciento, de manera así contraria al principio de igualdad, al no afectar a todos los operadores dominantes sino sólo a los que tengan una cuota superior al 20%

En este punto, entendemos que la norma, aun sin recoger el régimen aplicable a operadores dominantes y vincular la limitación a operadores con una cuota superior, no por ello sería frontalmente contraria a dicho régimen legal.

En efecto, se recoge una limitación no prevista en la Ley para los operadores dominantes y además se aplica por referencia a unos operadores que no se califica de dominantes y que se entiende son aquellos con una cuota superior al 20%, no coincidiendo así con los dominantes cuya cuota mínima es del 10%.

Pero ello no significa que sea contrario a la Disposición Adicional Tercera del Real Decreto-Ley 6/200 en la que se crea la figura del operador dominante, ni a lo establecido en el artículo 13.7 de la Ley, el cual señala textualmente:

“No obstante lo dispuesto en los apartados anteriores, las adquisiciones de energía en otros países comunitarios fuera del ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad o en terceros países no podrán ser realizadas por los operadores que tengan la condición de operadores dominantes en el sector eléctrico”.

Se trata, por tanto, de un régimen, no ya contrario, sino diferente, no previsto en el marco general de los operadores dominantes, pues se aplica a operadores distintos de éstos, recogiendo una limitación que no está prevista por la normativa (que se refiere a limitaciones sobre intercambios fuera del MIBEL), pero sin que ello signifique que por tal razón esté expresamente prohibida.

6.4.4.3 Consideraciones sobre las alegaciones relativas a una supuesta infracción de normas comunitarias: libre circulación de mercancías y reglamento de condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo

En primer lugar procedería examinar si este régimen supone, como señala una de las empresas que ha presentado alegaciones a la propuesta de OM, una limitación a intercambios internacionales en la frontera entre España y Portugal que afectaría no sólo a los contratos regulados en la propuesta de Orden remitida para informe (contratos de tipo financiero), sino igualmente y de manera indirecta a contratos bilaterales. Las consecuencias podrían ser diferentes en punto a la estimación de la mayor o menor compatibilidad de la propuesta de Orden con las reglas sobre libre circulación de mercancías.

En todo caso, sin perjuicio de lo anterior, aún para el caso en que se entienda que afecta a intercambios de mercancías, la norma propuesta podría encontrar su justificación en lo previsto en el Reglamento (CE) 1228/2003 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad. Reproduce la Memoria de la Orden lo señalado por la Directriz 2.10 del citado Reglamento:

En relación con las **limitaciones a los operadores mayores de ambos países** que la presente Orden introduce, conviene destacar lo que al respecto se señala en el punto 2.10 de las anteriormente citadas guidelines:

*"2.10. En principio, todos los participantes potenciales del mercado estarán autorizados a participar en el proceso de asignación sin restricción. **Para evitar crear o agravar los problemas relacionados con el uso potencial de la posición dominante de cualquier operador del mercado, las autoridades reguladoras o las autoridades en materia de competencia, si procede, podrán imponer restricciones en general o a una empresa en particular a cuenta de la posición dominante en el mercado.**"*

Entiende el Ministerio que la Orden *"cumple con lo indicado, imponiendo ciertas restricciones a la participación en las subastas explícitas para la adjudicación de la capacidad de interconexión de energía eléctrica, a los operadores pertenecientes a grupos empresariales que cuenten con una potencia instalada disponible de generación superior al 20% en el mercado de destino de la energía eléctrica para cuya exportación ofrece una cobertura de precios el contrato objeto de subasta. Con esta disposición se impide que estos grupos empresariales asuman posiciones que puedan incrementar su posición dominante en el mercado"*.

A la vista de lo señalado por el Ministerio en la Memoria justificativa de la Orden, así como de lo recogido en las consideraciones de orden económico realizadas en este informe por las cuales se ponen de manifiesto los incentivos a ejercer poder de mercado por parte de las empresas que se encuentran en situación de posición dominante colectiva en España (oligopolio) o de posición dominante individual en Portugal (según han señalado de manera reiterada las autoridades de competencia), se considera que el régimen de limitación a los operadores que se recoge en la Orden encuentra su justificación en las Directrices mencionadas, y con carácter general, en el objetivo de promoción de la competencia.

No obstante lo anterior, el artículo 13 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, establece como principio general la realización libre de intercambios internacionales. Determina el propio precepto los sujetos que pueden efectuar estos intercambios, a saber, los

productores, comercializadores y consumidores directos en mercado. El apartado 6 del mismo precepto introducido por la Ley 17/2007, de 4 de julio, prevé que reglamentariamente se establecerá el régimen jurídico y económico de estos intercambios respetando los principios de competencia y transparencia. Desde esta perspectiva, podría no resultar suficiente la alusión al régimen jurídico así como al principio de competencia efectuadas en la citada norma para introducir mediante Orden Ministerial una restricción en cuanto a los sujetos que pueden participar en la subasta, cuando ya el precepto legal predetermina los mismos.

En cuanto a la regulación de los operadores dominantes, contenida en el artículo decimonoveno del Real Decreto-Ley 5/2005, de 11 de marzo, que incorpora una nueva Disposición Adicional Tercera al Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, cuyo último párrafo ha sido modificado por la Ley 17/2007, de 4 de julio, se señala que la propia Ley -principalmente- impone las restricciones a los citados operadores. A este respecto, cabe referirse, en particular, a la prohibición de adquisiciones de energía por estos operadores en otros países comunitarios fuera del ámbito del MIBEL o en terceros países. (art. 13.7 de la Ley 54/1997, en redacción dada por la Ley 17/2007). Por tanto, la restricción ahora propuesta no tendría cabida tampoco en el citado precepto.

6.4.4.4 Consideraciones sobre la alegación respecto a una supuesta Infracción del Convenio del MIBEL

Se señala que la propuesta de norma es contraria a lo establecido en el Convenio del MIBEL que sólo establece un régimen de restricciones a la adquisición de energía en otros países comunitarios fuera del ámbito del MIBEL en la medida en que existan congestiones en la capacidad de interconexión.

De nuevo aquí cabe considerar que la norma propuesta no es contraria a lo establecido en el Convenio, sino que recoge un régimen diferente al prever una limitación distinta, que no contradice de manera expresa al Convenio sino que añade algo distinto al mismo.

7 CONCLUSIONES

En virtud de los antecedentes descritos y sobre la base de las consideraciones presentadas, esta Comisión concluye:

Primero.- El esquema general de la propuesta (plena asignación física de la capacidad disponible de forma implícita y cobertura financiera a plazo por diferencias de precio) es compatible con lo establecido por el Reglamento (CE) 1228/2003 y por el Convenio Internacional del MIBEL.

Segundo.- El texto de la propuesta de OM debe especificar que el Sistema Ibérico no debería respaldar posiciones de venta (o de compra) en exceso sobre la capacidad liberada por el proceso de separación de mercados en sentido exportador (o importador); en su caso, dicha cantidad (léase número de contratos) se debería basar en la capacidad comercial estimada y publicada en cada sentido de forma coordinada por los Operadores del Sistema español y portugués.

Tercero.- Se valora positivamente que la propuesta establezca restricciones de acceso para operadores con poder de mercado significativo, si bien podría resultar insuficiente el rango normativo de Orden Ministerial para establecer dichas limitaciones

Cuarto.- Se considera preferible que la subasta se organice según la modalidad “de tipo sobre” o casación a una vuelta, cuando menos para los productos con horizonte de entrega inferior al trimestral.

Quinto.- Si de la consolidación (neteo) de las ofertas indicativas presentadas por los participantes en las subastas se dedujera el sentido de la cobertura, dichas ofertas deberían ser vinculantes para prevenir el desarrollo de posibles estrategias contrarias a la transparencia y la libre competencia.

Sexto.- Se considera que sería recomendable aplicar el régimen de limitación previsto en la propuesta de Orden a los operadores cuya cuota de mercado sea superior al 10 %, para hacerlo todo ello más coherente y homogéneo con el régimen previsto para

los operadores dominantes en España, evitando de este modo una mayor heterogeneidad de regímenes jurídicos. Asimismo, se recomienda que el criterio para calcular las cuotas de mercado para determinar qué operadores tienen restringido el acceso al producto de cobertura sea el de la generación realmente producida en el año anterior a la fecha de celebración de la subasta, en lugar de la potencia instalada disponible

Séptimo.- Se entiende que debería interpretarse que las limitaciones contenidas en el punto 4 de la propuesta objeto de análisis son de aplicación igualmente a las empresas comercializadoras de los grupos empresariales que cumplan con el umbral de cuota referido (teniendo en todo caso en cuenta los comentarios de la CNE sobre la cuota y la base a considerar), a fin de impedir que a través no sólo de los generadores, sino igualmente a través de otras entidades del grupo como los comercializadores que actúen como compradores del producto financiero, se ejerza poder de mercado del grupo con la finalidad de elevar los precios y obtener la diferencia positiva reconocida en el producto financiero, de acuerdo con el esquema de incentivos a ejercer poder de mercado explicadas más arriba.

Octavo.- Con el fin de asegurar la efectividad de las restricciones de acceso para operadores con poder de mercado significativo, se considera necesario reproducir las limitaciones a la participación en la subasta, a la posible cesión de los contratos.

Se considera que el sistema no debe realizar ofertas de venta en la subasta, ni por tanto tener posiciones vendedoras resultantes de la subasta, por un volumen superior a la capacidad disponible de interconexión declarada por los Operadores del sistema, a efectos de eliminar el riesgo de pérdidas para el sistema y que al menos en una primera fase, no se añadan oferta de venta de otros agentes en la subasta.



Comisión
Nacional
de Energía

ANEXO I

Anexo I. Financial Transmission Rights negociados en el mercado PJM y Contratos por Diferencias negociados en NordPool

Instrumento/ Características	Financial Transmission Rights (FTR)	Contratos por Diferencias (CfD)
Instrumentos	Obligaciones y opciones	Obligaciones
Referencia de precios	Precio nodal, resultante del mecanismo de gestión de congestiones aplicado en el mercado PJM (<i>Locational Marginal Price</i>)	Precio zonal, derivado del mecanismo de gestión de congestiones aplicado en el NordPool (<i>Market Splitting</i>)
Subyacente	Diferencial de precios nodales	Diferencial entre precio zonal (área del mercado) y el precio del sistema
Productos	- Carga base - Carga punta - Carga fuera de punta	- Carga base
Periodo de entrega	- Mensual - Anual - Largo plazo (más de un año)	- Próximos 2 meses (M+1, M+2) - Próximos 3 trimestres (Q+1, Q+2, Q+3) - Próximos 3 años (YR+1, YR+2, YR+3)
Contrapartes	Miembros de PJM (Generadores, distribuidores, comercializadores, transportistas, consumidores finales)	Miembros de NordPool autorizados a realizar transacciones sujetas a compensación (cliente de liquidación, representante de cliente, Miembro Liquidador)
Nominal	nd	1 MW (mínimo)
Negociación	- Mdo. organizado con mecanismo de subasta (obligaciones y opciones) - Mercado secundario (sólo opciones)	Mdo. organizado de futuros Nord Pool ASA

Nd: No disponible

Locational Marginal Price: A través de este mecanismo de gestión de congestiones se define un precio para cada uno de los nodos del sistema. El precio resultante es el coste de atender un incremento de demanda en un nodo teniendo en cuenta, además del coste de generación, el de la congestión y, en su caso, las pérdidas.

Fuente: NordPool y PJM



Comisión
Nacional
de Energía

ANEXO II

Anexo II

Parámetros estimados necesarios para la adquisición de contratos por diferencias u opciones con entrega en 2008 y 2009. Promedios mensuales

	Nº Horas $P_P=P_E$	Nº Horas $P_P>P_E$	Nº Horas $P_P<P_E$	Precio OMEL España (€/MWh)	Precio OMEL Portugal (€/MWh)	Promedio (P_P-P_E) (€/MWh)	Promedio (P_P-P_E) cuando $P_P>P_E$ (€/MWh)	Promedio (P_P-P_E) cuando $P_P<P_E$ (€/MWh)
<i>ene-08</i>	444	300	0	70,22	74,40	4,18	10,37	-
<i>feb-08</i>	334	361	1	68,53	72,86	4,33	8,36	-2,99
<i>mar-08</i>	239	504	0	58,93	65,38	6,46	9,53	-
<i>abr-08</i>	228	492	0	56,18	62,48	6,31	9,23	-
<i>may-08</i>	210	534	0	56,28	62,14	5,86	8,16	-
<i>jun-08</i>	198	522	0	58,34	64,57	6,23	8,59	-
<i>jul-08</i>	258	486	0	68,19	73,12	4,93	7,54	-
<i>ago-08</i>	326	384	34	69,58	73,22	3,64	7,49	-4,96
<i>sep-08</i>	431	289	0	73,03	75,78	2,75	6,85	-
<i>oct-08</i>	268	477	0	69,77	76,45	6,66	10,41	-
<i>nov-08</i>	145	573	2	66,53	76,55	10,02	12,60	-2,78
<i>dic-08</i>	215	518	11	57,11	63,71	6,61	9,59	-4,58
<i>ene-09</i>	470	228	46	49,93	51,47	1,54	6,38	-6,64
<i>feb-09</i>	536	63	73	40,71	40,28	-0,44	3,95	-7,42
<i>mar-09</i>	640	77	26	38,31	38,34	0,03	3,10	-8,28

Fuente: OMEL

Se observa que en términos medios mensuales, el precio *spot* en España ha sido inferior al de Portugal en todos los meses excepto en febrero de 2009. No obstante, este diferencial se ha reducido en 2009, donde en febrero, en términos medios mensuales, se ha registrado un número de horas superior, donde el precio de España ha sido superior al de Portugal..

Precio de un contrato por diferencias (P_P-P_E) y prima de una opción (P_P-P_E) si las expectativas sobre el subyacente hubieran sido correctas

	Precio Futuro (P_P-P_E) (€/MWh)	Prima opción de compra (P_P-P_E) (€/MWh)	Prima opción de venta (P_P-P_E) (€/MWh)
<i>ene-08</i>	4,182	4,182	0,000
<i>feb-08</i>	4,331	4,335	0,004
<i>mar-08</i>	6,453	6,453	0,000
<i>abr-08</i>	6,308	6,308	0,000
<i>may-08</i>	5,859	5,859	0,000
<i>jun-08</i>	6,231	6,231	0,000
<i>jul-08</i>	4,927	4,927	0,000
<i>ago-08</i>	3,641	3,867	0,227
<i>sep-08</i>	2,751	2,751	0,000
<i>oct-08</i>	6,679	6,679	0,000
<i>nov-08</i>	10,019	10,027	0,008
<i>dic-08</i>	6,607	6,675	0,068
<i>ene-09</i>	1,545	1,956	0,411
<i>feb-09</i>	-0,436	0,370	0,806
<i>mar-09</i>	0,031	0,321	0,289

Fuente: OMEL

Si se asume que los agentes son neutrales al riesgo, el precio de un contrato por diferencias ($P_P - P_E$) es la media aritmética de la expectativa del diferencial ($P_P - P_E$) del precio horario¹⁴. Si las expectativas de un agente comprador fueran correctas *ex-post*, habría pagado por la compra de este contrato por diferencias dicha media aritmética que posteriormente recibirá (en promedio) en la liquidación del contrato por diferencias. Por tanto, los pagos para el agente comprador serían nulos y para el sistema, si éste hubiera actuado como agente vendedor, serían también nulos (su recaudación se emplea totalmente en la liquidación financiera del contrato por diferencias).

Si se asume que los agentes son neutrales al riesgo, el precio de una opción de compra ($P_P - P_E$) es la media aritmética de la expectativa de los ingresos esperados por el diferencial ($P_P - P_E$) positivo del precio horario¹⁵. Los agentes compradores únicamente ejercerán su derecho a comprar cuando el precio en Portugal sea mayor que el precio en España. Si las expectativas de un agente comprador fueran correctas *ex-post*, habría pagado por la prima de esta opción lo que posteriormente recibirá (en promedio) en la liquidación financiera de dicha opción. Por tanto, los pagos para el agente comprador serían nulos y para el sistema, si éste hubiera actuado como agente vendedor, también serían nulos (su recaudación se emplea totalmente en la liquidación financiera de la opción).

En todo el razonamiento se ha supuesto que todas las expectativas de valoración se cumplen, y por tanto los pagos realizados por el sistema serían nulos, es decir, en la liquidación por diferencias pagarán exactamente lo que cobraron por el activo financiero. El sistema recaudará las rentas de congestión (recaudación por el *market splitting*) y la liquidación del activo financiero no las minorará o las ampliará.

Capacidad exportadora España y Portugal y Recaudación por Market Splitting

	Promedio horario capacidad exportadora de España (MW)	Promedio horario capacidad exportadora de Portugal (MW)	Beneficio Promedio Market splitting ($P_E < P_P$) (€)	Beneficio Promedio Market splitting ($P_E > P_P$) (€)	Recaudación Market Splitting España (€)	Recaudación Market Splitting Portugal (€)	Recaudación Total Market Splitting Portugal (€)
ene-08	1.281	1.060	12.964	-	3.889.106	0	3.889.106
feb-08	1.422	1.167	11.818	4.485	4.266.302	4.485	4.270.787
mar-08	1.519	1.256	14.386	-	7.250.645	0	7.250.645
abr-08	1.444	1.445	13.414	-	6.599.862	0	6.599.862
may-08	1.182	1.433	9.528	-	5.088.167	0	5.088.167
jun-08	1.193	1.482	11.053	-	5.769.685	0	5.769.685
jul-08	1.121	1.308	8.730	-	4.242.914	0	4.242.914
ago-08	1.202	652	9.556	-	3.669.489	0	3.669.489
sep-08	1.263	1.229	9.532	-	2.754.604	0	2.754.604
oct-08	1.166	1.196	12.382	-	5.903.058	0	5.903.058
nov-08	1.280	1.044	16.818	3.608	9.636.718	7.215	9.643.933
dic-08	1.270	869	12.703	3.200	6.580.084	35.200	6.615.284
ene-09	1.259	897	9.036	5.314	2.060.112	244.432	2.304.544
feb-09	1.092	920	4.330	6.067	272.813	442.921	715.734

Fuente: OMEL y REE

¹⁴ Precio de un contrato por diferencias = $(x(P_P - P_E)_x + y(P_P - P_E)_y) / N$; donde P_P es el precio de Portugal, P_E es el precio de España, X es el número de horas $P_P > P_E$, Y es el número de horas $P_P < P_E$, N es el número de horas del periodo en el que se entrega el producto subastado, $(P_P - P_E)_x$ es el promedio del diferencial $P_P - P_E$ cuando $P_P > P_E$, $(P_P - P_E)_y$ es el promedio del diferencial $P_P - P_E$ cuando $P_P < P_E$.

¹⁵ Prima de la opción de compra = $x(P_P - P_E)_x / N$