



MECANISMO CONJUNTO DE GESTIÓN A PLAZO DE LA INTERCONEXIÓN ESPAÑA-PORTUGAL

PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN

MAYO 2010

Trabajo realizado por el Consejo de Reguladores del MIBEL

**COMISSÃO DO MERCADO DE VALORES MOBILIÁRIOS
ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS
COMISIÓN NACIONAL DEL MERCADO DE VALORES
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA**

Este documento está preparado para su impresión a doble cara

CMVM

Av. Liberdade n.º 252
1056-801 Lisboa
Tel.: +35 213 177 000
Fax.: +35 213 537 077
e-mail: cmvm@cmvm.pt
www.cmvm.pt

CNMV

Miguel Ángel, 11
28010 Madrid
Tel.: +34 91 585 15 00
Fax.: +34 91 319 33 73
e-mail: cnmv@cnmv.es
www.cnmv.es

ERSE

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: +35 21 303 32 00
Fax: +35 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

CNE

Alcalá, 47
28014 Madrid
Teléfono: +34 91 432 96 00
Fax: +34 91 577 62 18
e-mail: cne@cne.es
www.cne.es

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	1
2	CONSIDERACIONES GENERALES	3
2.1	Evolución y caracterización breve del MIBEL	3
2.2	Principales opciones de desarrollo	5
2.3	Caracterización breve desde la perspectiva de los agentes	7
2.4	Fundamentación de un modelo basado en productos financieros	8
3	CARACTERIZACIÓN DEL MECANISMO PROPUESTO	11
3.1	Productos	12
3.1.1	Caracterización de los productos	12
3.1.2	Definición de las subastas y cantidades subastadas	13
3.2	Formas de negociación	13
3.3	Participantes	14
3.3.1	Operadores de las redes de transporte (REN y REE)	14
3.3.2	Otros agentes	14
3.4	Entidades de supervisión	14
3.5	Información	15
3.6	Gestión de riesgo / Liquidación	15
3.7	Costes	15

1 INTRODUCCIÓN

El Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL) entró en pleno funcionamiento el 1 de julio de 2007, culminando un trabajo conjunto de las Administraciones portuguesa y española iniciado en 2001 e intensificado en el primer semestre de 2007, tras la cumbre luso-española de Badajoz de noviembre de 2006. En dicha cumbre los Gobiernos de los dos países definieron un conjunto de objetivos en el ámbito de la política de consolidación del MIBEL, cuya puesta en práctica se basa en la profundización de las condiciones legislativas, reglamentarias y técnicas tendentes a obviar todos los obstáculos de cara a la concreción de este mercado.

En diciembre de 2009 se publicó la modificación, hecha en Braga el 18 de enero de 2008, del Convenio Internacional entre el Reino de España y la República Portuguesa, de 1 de octubre de 2004, relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica. En particular, su artículo 8, sobre la gestión económica de la interconexión entre Portugal y España, establece que *“...para la asignación de la capacidad de interconexión entre los sistemas español y portugués, mientras existan congestiones, se aplicará un mecanismo combinado de separación de mercados y subastas explícitas...”* y *“...los resultados de las rentas de congestión deberán aplicarse al refuerzo de las interconexiones en ambos sistemas...”*.

En ese contexto, de entre las actividades desarrolladas por el Consejo de Reguladores del MIBEL, se destaca la elaboración de una propuesta de mecanismo de gestión conjunta en la Interconexión Portugal—España y de una propuesta de repartición, para diversos horizontes temporales, de los valores de capacidad disponibles en la Interconexión Portugal-España, cuyos principios fueron publicados, en España, por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITyC) a través de la Orden ITC 843/2007, de 28 de marzo, y en Portugal, por ERSE a través del “Reglamento de Acceso a las Redes y a las Interconexiones” y del “Manual de Procedimientos del Mecanismo de Gestión Conjunta de la Interconexión Portugal—España”, de agosto de 2007.

Para concretar los principios anteriores, tras la propuesta de los operadores de las redes de transporte de Portugal y de España y lo acordado en el Consejo de Reguladores del MIBEL, ERSE publicó las “Reglas Conjuntas de Contratación de la Capacidad de la Interconexión Portugal—España”, en noviembre de 2007, a tiempo de cumplir el plazo límite de 1 de enero de 2008, especificado en el punto 1.9 del Anexo del Reglamento (CE) N.º 1228/2003, modificado por la Decisión 2006/770/CE.

Entretanto, el 10 de julio de 2009 fue publicada la Orden ITC/1549/2009 por el MITyC español, que establece un mecanismo de subasta de productos financieros derivados para la cobertura de la diferencia de precios entre las zonas portuguesa y española del MIBEL, con aplicación en España y que difiere del mecanismo anteriormente publicado por ERSE, habiéndose realizado ya dos procesos de subasta, en junio y diciembre de 2009.

En febrero de 2010, la región sudoeste del mercado eléctrico en el ámbito de ERGEG, integrada por España, Francia y Portugal, acordó un nuevo plan de trabajo para el horizonte 2010-2012. En dicho plan de trabajo, y entre otros objetivos, se recoge la necesidad de avanzar hacia un modelo de asignación de derechos a largo plazo. En concreto, el citado plan refleja que *“...The MIBEL Regulators Council will present... a coordinated proposal on the most suitable and feasible auction model as regards MIBEL market and functioning features.”*

Este documento constituye una propuesta del Consejo de Reguladores a los Gobiernos de España y de Portugal, con el objetivo de encontrar una solución armonizada para implementar una metodología conjunta mejor adaptada al contexto actual de la gestión a plazo de la interconexión España—Portugal, según se desprende de la regulación sectorial de la energía. Dado que la presente propuesta del Consejo de Reguladores contempla la creación de un instrumento financiero, en los términos de la sección C del Anexo I de la Directiva de Mercados e Instrumentos Financieros (MiFID, en sus siglas en inglés), las disposiciones que puedan derivarse de esta propuesta deberán también estar en línea con lo dispuesto en la MiFID y, consecuentemente, con la normativa en vigor en Portugal y España que transpone la mencionada Directiva.

2 CONSIDERACIONES GENERALES

2.1 EVOLUCIÓN Y CARACTERIZACIÓN BREVE DEL MIBEL

El Mercado Ibérico de la Electricidad se caracteriza, desde 1 de julio de 2007, por la existencia de un único mercado para formación del precio de contado. En este sentido, tanto los agentes de mercado españoles (desde la creación de dicho mercado en 1998), como los agentes portugueses (a partir del mencionado día 1 de julio de 2007) someten sus ofertas de venta y de compra a un mismo conjunto de reglas de mercado.

La capacidad disponible para los tránsitos comerciales de energía entre los sistemas portugués y español no siempre permite cruzar la totalidad de las ofertas agregadas de compra y de venta de los sistemas portugués y español, pero está previsto un aumento de la capacidad de interconexión de aquí a 2014, de acuerdo con la planificación de los operadores de red de transporte, hasta cerca de 3.000 MW.

Para gestionar dicha restricción en el corto plazo, los acuerdos de creación y desarrollo del MIBEL instituyeron el método de separación de mercados (designado como *market splitting*), siempre que el tránsito en la interconexión que resulte de la casación de las demandas y ofertas agregadas ibéricas exceda la capacidad disponible para fines comerciales para ese horizonte temporal. En esas circunstancias, se forman precios diferenciados para cada una de las áreas del MIBEL, siendo más elevado el precio que se forma en el área importadora.

A nivel internacional, las experiencias de *market splitting* tienden a ser reconocidas como las que propagan, de forma más eficiente, la integración de mercados, potenciando los tránsitos comerciales y la utilización de las infraestructuras. Esto fue de hecho lo que sucedió en el espacio del MIBEL, con un aumento de la utilización de la interconexión desde 1 de julio de 2007, teniendo presente que la experiencia anterior ya mostraba que los tránsitos entre los dos sistemas arrojaban un elevado grado de utilización de las infraestructuras.

La existencia de un diferencial de precios entre las áreas de un mismo mercado constituye, simultáneamente, una medida efectiva del grado de congestión al que la interconexión se encuentra sometida, una señal a la inversión en el área tendencialmente importadora (que presenta un precio más elevado) y para expandir la capacidad en la interconexión, así como un riesgo de precio a ser gestionado por los agentes que actúen de forma cruzada en las dos áreas, particularmente en lo que respecta a la comercialización minorista de energía, teniendo en cuenta la estructura relativamente concentrada del MIBEL. Fundamentalmente por esa razón se hace necesario que el mecanismo de separación de precios en el corto plazo pueda ser complementado con un mecanismo de gestión a plazo de la congestión, que permita alguna mitigación del riesgo de precio de los agentes de mercado.

A la luz del desarrollo que el mercado fue experimentando desde 1 de julio de 2007, de la evolución del nivel de separación de precios entre Portugal y España, de su amplitud (*spread* de precios) y del correspondiente riesgo para los agentes, se verifica un mucho mayor grado de integración de los dos mercados nacionales.

En efecto, si al inicio de la experiencia de integración de los mercados portugués y español (segundo semestre de 2007) el número de horas en que se produjo la separación de mercados se situó cerca del 80% del total, más recientemente, en el segundo semestre de 2009, ese mismo indicador se situó por debajo del 20%. Ya en los meses transcurridos del año 2010, el nivel de integración de los mercados portugués y español aumentó un poco más, situándose en menos del 15% el número de horas para las que no existe precio único para toda el área del MIBEL.

En consecuencia, el propio valor absoluto del diferencial de precios que se registra entre Portugal y España ha evolucionado, como era de esperar, en el mismo sentido que el tiempo de separación de mercados observado. Durante el segundo semestre de 2007 el diferencial medio de precios entre los sistemas portugués y español se situó en torno a 10 €/MWh, en tanto que durante el segundo semestre de 2009 se observó un valor medio cercano a 0,50 €/MWh. Luego en la actual coyuntura de mercado, el riesgo percibido por los agentes respecto al diferencial de precios es significativamente inferior al que se observó en el segundo semestre de 2007.

En un modelo de *market splitting* se generan rentas de congestión calculadas como el producto de la capacidad utilizada en la interconexión por la diferencia de precios observada. Así, cuanto mayor es el diferencial de precios y más prolongado el tiempo de separación de mercados, mayor es el volumen de las rentas de congestión generadas. En el actual modelo del MIBEL quedó establecido que estas rentas de congestión se repartirían a partes iguales entre los operadores de la red de transporte de los dos países, debiendo ser preferentemente utilizadas en el sentido de mitigar las circunstancias que conducen a la separación de mercados. A este respecto, del desarrollo del mecanismo observado desde la segunda mitad de 2007 se desprende que, del volumen global de rentas generadas (cerca de 123,8 millones de euros), aproximadamente el 64% corresponden al primer año de funcionamiento del mercado (de julio de 2007 a junio de 2008), y apenas un 8% al último año (marzo de 2009 a febrero de 2010).

La evolución registrada a lo largo de estos cerca de dos años y medio de mercado único ha estado condicionada por factores de orden estructural y coyuntural.

Teniendo presente la oferta en el mercado de contado, el margen de reserva (energía ofertada y no despachada) de ambos sistemas evolucionó hacia una convergencia de sus valores relativos. En paralelo, la capacidad de producción conjunta del régimen especial y de las centrales de ciclo combinado

creció entre 2007 y 2009 hasta suponer la mayor parte de la capacidad instalada, alcanzando el pasado diciembre un 57% en España¹ y un 51% en Portugal².

En este escenario debe igualmente tenerse en cuenta el trabajo de armonización de las reglas de funcionamiento del mercado que viene siendo realizado, el cual ha sido además objeto de acuerdo político entre los Gobiernos de los dos países y al que el Consejo de Reguladores del MIBEL ha dado continuidad mediante una serie de propuestas fundadas. Si bien algunas de dichas propuestas no se han visto aún materializadas, la demanda por una armonización de reglas y prácticas no sólo constituye una fuerte señal de integración que viene siendo transmitida a la generalidad de los agentes, sino que sitúa la experiencia ibérica en un nivel singular de integración de mercado.

De todos modos, la aproximación de las estructuras tecnológicas de oferta de Portugal y de España tiene un efecto estructuralmente determinante en las condiciones de formación de precio; se verifica que ambos sistemas tienden a formar precio en el umbral de una misma tecnología de generación (ciclos combinados a gas natural) y, por consiguiente, en torno a valores esperables idénticos. De ello resulta una presión más reducida sobre la interconexión y un previsible menor impacto en cuanto a la separación de mercados.

En lo que atañe a los factores de orden coyuntural, debe tenerse presente que el año 2009 se dieron condiciones económicas excepcionalmente adversas, con impacto en la demanda de energía en los dos sistemas, y que el final 2009 y el inicio de 2010 han estado marcados por un significativo incremento del producible hidráulico y, en menor escala, eólico, incrementándose así la oferta en mercado.

En este sentido, el ámbito del MIBEL no sólo corresponde a un único mercado en términos de reglas para la formación del precio en el corto plazo, sino que la experiencia de desarrollo de este modelo ha conducido a una creciente integración de las dos áreas que lo componen, lo cual justifica que los instrumentos puestos a disposición de los agentes de mercado se ajusten a dicho entorno y, por consiguiente, a sus necesidades reales.

2.2 PRINCIPALES OPCIONES DE DESARROLLO

Teniendo en cuenta la formación de precio en el corto plazo en un único mercado, con características de creciente integración y armonización, es relevante considerar la forma de asignar a plazo la capacidad de la interconexión, en el sentido de permitir a los agentes efectuar la correspondiente cobertura del riesgo subyacente al diferencial de precios entre las dos áreas.

¹ De acuerdo con la información proporcionada por Red Eléctrica de España, en diciembre de 2007 el valor correspondiente se situó en el 53%.

² Según la información proporcionada por Rede Eléctrica Nacional, en diciembre de 2007 el valor correspondiente se situó en el 42%.

La gestión a plazo de las congestiones en la interconexión no es independiente del grado de integración de los mercados en cuestión. Además, un análisis de los mecanismos utilizados en el espacio europeo permite identificar la existencia de diferentes métodos que, de menor a mayor grado de integración, se podrían resumir de la siguiente manera:

Desde el punto de vista de la forma que adoptan los derechos de capacidad subastados,

1. Asignación de derechos físicos de utilización de la interconexión de acuerdo con el principio de su utilización o pérdida del valor correspondiente (*use it or lose it*, UIOLI, en la literatura anglosajona), con la existencia, más adelante, de un mercado secundario.
2. Asignación de derechos físicos de utilización de la interconexión de acuerdo con el principio de la utilización o reventa de ese derecho (*use it or sell it*, UIOSI, en la literatura anglosajona), con la existencia, más adelante, de un mercado secundario.
3. Asignación de derechos financieros de utilización de la interconexión.

Desde el punto de vista de si se trata de dos o más mercados en que la construcción del precio es realizada de forma coordinada, o bien de un mercado único en el cual se distinguen diversas áreas,

- a) Integración de mercados que funcionan con reglas diferentes, mediante un proceso denominado “acoplamiento de mercados” (*market coupling*, en la literatura anglosajona).
- b) Mercado integrado que funciona con las mismas reglas, produciéndose separación de mercados en las situaciones de congestión de la interconexión (*market splitting*).

En este sentido, el MIBEL funciona de acuerdo con el modelo de mayor integración de entre los enumerados, por lo que es apropiado que el mecanismo de gestión de congestiones a plazo que complete el repertorio de herramientas para la actuación en el mercado sea acorde con esta realidad.

Desde un punto de vista global, el diseño de mecanismos de gestión a plazo de la interconexión puede basarse en tres opciones principales: (i) asignación de derechos físicos de utilización de la capacidad de la interconexión (PTR – *physical transmission rights*), (ii) asignación de derechos financieros de utilización de la capacidad de la interconexión (FTR – *financial transmission rights*) y (iii) utilización de contratos por diferencias (CfD – *contracts for differences*).

Los derechos físicos de utilización de capacidad en la interconexión (PTR) son opciones de utilización de la interconexión, ofertados en el mercado primario por los operadores de la red de transporte, con un posterior mercado secundario.

Los derechos financieros de utilización de capacidad de la interconexión del tipo FTR-opción (en adelante en este documento, simplemente FTR) confieren a su poseedor el derecho, pero no la obligación, a percibir el valor correspondiente al diferencial de precios entre los dos sistemas, independientemente de que se produzca o no el correspondiente tránsito de energía en la interconexión.

Tanto los PTR como los FTR requieren una estructura de gestión, sobre todo si existe un mercado secundario, y la complementariedad del mecanismo con reglas de salvaguarda de la competencia, como la imposición del principio de *use it or sell it*, en el caso de los PTR.

Los contratos por diferencias (CfD) son productos derivados con las características de un contrato *forward* sobre el diferencial de precios entre sistemas, siendo su emisión potencialmente independiente de los operadores de la red de transporte y su implementación operativamente más fácil que la de los PTR ó FTR.

Adicionalmente, el diseño de una operativa basada en un producto financiero no es independiente de la naturaleza del propio producto. Desde un punto de vista conceptual, existirán fundamentalmente dos alternativas: la implementación de un contrato por diferencias para un determinado período, o el diseño de una opción en el mismo horizonte temporal.

Aun cuando ambos productos permiten realizar coberturas sobre las diferencia de precio entre las áreas del mercado, la diferencia principal entre estos instrumentos financieros radica en el hecho de que el contrato por diferencias constituye una obligación para su tomador, en tanto que las opciones constituyen un derecho.

El importe resultante de la liquidación del contrato por diferencias puede ser positivo o negativo para el comprador. Por el contrario, el resultado de la liquidación de la opción será siempre un ingreso positivo para el comprador, ya que esta sólo será ejercida en el caso en que el diferencial de precios entre ambos mercados sea también positivo. Recíprocamente, para la parte vendedora, sucederá lo mismo en sentido contrario.

Por otro lado, para la realización de una subasta de opciones es necesario implementar dos productos, uno en cada sentido del tránsito en la interconexión; en el caso de los contratos por diferencias basta implementar un único producto.

La comercialización de un producto estandarizado tiene la ventaja de propiciar una mayor liquidez potencial del mismo, pudiendo incluso ser efectuada una gestión del riesgo de contraparte para compradores y vendedores.

2.3 CARACTERIZACIÓN BREVE DESDE LA PERSPECTIVA DE LOS AGENTES

En el ámbito de los diferentes foros de debate de las cuestiones asociadas a la creación e implementación del Mercado Interno de la Energía europeo (MIE), en particular en lo que se refiere a las diversas iniciativas regionales del mercado de la energía eléctrica, los agentes con interés específico en los mismos se han pronunciado sobre las materias que afectan al desarrollo del mercado.

El mercado ibérico, por sí sólo, no constituye una iniciativa regional autónoma en el ámbito de la construcción del MIE, sino que integra, junto con Francia, la iniciativa regional del sudoeste de Europa para la electricidad (SWE ERI). En este foro ya se solicitaron comentarios a los agentes en relación con los modelos de integración de mercados y, más concretamente, en cuanto a los métodos utilizados y a contemplar para los mecanismos de gestión de congestiones en las interconexiones.

Con carácter general, los agentes tienden a favorecer soluciones tan armonizadas y coordinadas como sea posible en lo que respecta a la gestión de las diversas interconexiones en las que actúan. La razón de ser fundamental de esta perspectiva radica en la sinergia de procesos que permite la armonización, sin que esto deba forzosamente implicar una misma plataforma de acceso a los mecanismos de gestión de congestiones.

En el ámbito de las consultas efectuadas en la iniciativa regional del sudoeste de Europa, los agentes tuvieron ocasión de manifestar esto mismo; no sólo expresaron su indiferencia por el carácter físico o financiero que el mecanismo de gestión de congestiones pueda presentar, sino que reafirmaron su preferencia por soluciones coordinadas y convergentes, para una mayor transparencia del mercado. En efecto, por lo general, los agentes del mercado consideran que tanto el producto de naturaleza física como el producto de naturaleza financiera permiten el mismo grado de cobertura de riesgo para los participantes en el mercado en el horizonte superior al diario (en el cual funciona el mercado de contado).

Pese a que los agentes de mercado consideraron los productos de naturaleza física y financiera como prácticamente equivalentes, se destacó una mayor facilidad en la implementación de productos financieros que en la de productos físicos (en concreto en relación con la especificación de los procedimientos), así como una mayor liquidez en el caso de optarse por productos de naturaleza financiera. Dentro del ámbito de los productos financieros, determinados agentes manifestaron su preferencia por las opciones frente a las obligaciones.

2.4 FUNDAMENTACIÓN DE UN MODELO BASADO EN PRODUCTOS FINANCIEROS

La regulación deberá permitir a los agentes, de forma efectiva y eficiente, la existencia de mecanismos de cobertura de riesgo a plazo sobre las diferencias de precio que puedan producirse entre las dos áreas, fruto de la congestión de la interconexión.

El análisis, bien desde la perspectiva transmitida por los agentes, bien del funcionamiento de los productos con características de liquidación física o financiera, permite concluir que, en el caso específico de la interconexión entre España y Portugal, y dentro de las actuales condiciones de desarrollo del mercado, existe una equivalencia formal de los dos modelos.

El grado actual de integración del mercado y la existencia de plataformas de negociación conocidas por los agentes y en el ámbito de los acuerdos internacionales que instituyeron el MIBEL, permite que se pueda evolucionar del anterior modelo de asignación de derechos físicos de capacidad hacia un modelo más próximo al que se aconseja para mercados más maduros y, simultáneamente, que la gestión del mecanismo pueda ser efectuada por una entidad ya reconocida en el marco formal del MIBEL y que aporte el valor añadido de gestionar productos con características semejantes.

No obstante, lo anterior no impide que otros mercados regulados, sistemas de negociación multilateral o entidades financieras legalmente reconocidas y autorizadas en el ámbito Unión Europea decidan realizar actividades similares a una que esté formalmente enmarcada en los Acuerdos que crearon y han desarrollado el MIBEL.

En este sentido, el grado de integración alcanzado por el MIBEL favorece que el producto a implementar para la gestión a plazo de la interconexión se pueda revestir de las características de un producto financiero, que asegura una complementariedad eficiente con el modelo de separación de mercados vigente, del tipo opción.

Los productos financieros permiten un desarrollo más sencillo de la secuencia de actuación en el mercado que los productos físicos, dado que no interfieren con la declaración de las unidades de programación. De esta forma, se consigue minimizar la incidencia de errores humanos y anomalías derivadas de dicha integración. Un producto financiero permite, de igual modo, ampliar el abanico de agentes participantes en el mecanismo, que no tendrán por qué limitarse a los agentes del mercado eléctrico.

En lo que respecta a la utilización de una opción frente a una obligación, aun cuando se considere la necesidad de implementar un producto para cada sentido de la interconexión, parte de los agentes involucrados en la consulta pública manifestaron su preferencia por las opciones; es posible que este producto se constituya como el instrumento generalmente aceptado en la Unión Europea para las interconexiones entre mercados ya integrados³.

Paralelamente, atendiendo al hecho de que la dimensión del riesgo a cubrir se ve directamente afectada por el volumen de capacidad disponible para fines comerciales, y que ésta es determinada por los operadores de las redes de transporte de cada uno de los dos países conforme a reglas propias, conviene que la implementación de un producto con liquidación financiera pueda basarse en una emisión primaria realizada en nombre del sistema a través de los operadores de las redes de transporte, utilizando, a efectos de liquidación, el valor de las rentas de congestión que se generan con el

³ Los primeros trabajos, si bien preliminares, sobre las futuras "Directrices marco para la asignación de capacidad y gestión de congestiones", desarrolladas en el ámbito de los modelos estándar identificados en el trabajo del *Project Coordination Group* integrado en el Foro de Florencia, apuntan en el sentido de favorecer la adopción de productos financieros del tipo FTR entre mercados ya integrados.

mecanismo de separación de mercados. Esta emisión primaria mediante los operadores de las redes de transporte permite, además, reducir los efectos de una estructura de mercado concentrada que no garantiza necesariamente un número suficiente de agentes dispuestos a tomar el riesgo.

Por último, la existencia de un producto derivado estandarizado, con una emisión primaria por parte de los operadores de red y la posibilidad de una negociación subsiguiente, aconseja que su implementación sea llevada a cabo mediante una plataforma de mercado organizado, regulada y supervisada en el ámbito del Consejo de Reguladores del MIBEL y reconocida por los agentes participantes en el mercado. Ahora bien, tratándose de un instrumento derivado y de acuerdo con las mejores prácticas actuales, la negociación en el mercado secundario añadida a la emisión primaria debe servirse de una cámara de compensación con gestión del riesgo de contraparte, en los términos previstos por el Acuerdo de Santiago.

3 CARACTERIZACIÓN DEL MECANISMO PROPUESTO

El mecanismo a seguir descrito, designado como Mercado de Derechos de Capacidad – IPE (MDC-IPE), representa la integración en un entorno de mercado de la contratación a plazo de productos asociados a la capacidad disponible para fines comerciales en la interconexión España—Portugal, conforme se deduce de la regulación sectorial.

A efectos de la implementación del mecanismo MDC-IPE, se consideran los siguientes conceptos y definiciones:

1. **Agentes:** Entidades participantes en el mecanismo MDC-IPE, como compradores y/o vendedores, debiendo, a tal efecto, suscribir un acuerdo válido de adhesión o participación en el referido mecanismo, en los términos de las reglas propias a publicar.
2. **Entidades operacionales:** Operadores de la red de transporte de Portugal y España, en representación del sistema eléctrico respectivo, en calidad de emisores primarios de los productos objeto del mecanismo MDC-IPE; operador del mercado, en calidad de entidad responsable de la organización de las subastas MDC-IPE y de la negociación en continuo; y cámara de compensación, responsable de la compensación y liquidación, que asume el papel de contraparte central del mecanismo MDC-IPE.
3. **Entidades de supervisión:** Entidades reguladoras sectoriales de España y Portugal, CNE y ERSE, respectivamente, y entidades responsables de la supervisión de los mercados organizados de productos financieros, respectivamente CMVM y CNMV, sin perjuicio de las competencias del Consejo de Reguladores del MIBEL en cuanto al seguimiento del mecanismo MDC-IPE.
4. **Mercado:** Conjunto de medios, sistemas y procedimientos necesarios para la implementación del mecanismo MDC-IPE, correspondiente al mercado de derivados reconocido en los términos del Acuerdo del MIBEL.
5. **Productos:** Conjunto de instrumentos financieros negociados en el marco del mecanismo MDC-IPE, asumiéndose en este caso un producto financiero de tipo opción, en los términos de las reglas y procedimientos propios del mecanismo MDC-IPE.
6. **Sistemas:** Sistemas de negociación y de compensación del mercado de derivados reconocidos en los términos del Acuerdo del MIBEL.

3.1 PRODUCTOS

3.1.1 CARACTERIZACIÓN DE LOS PRODUCTOS

Los productos a negociar en el ámbito del MDC–IPE son del tipo *Financial Transmission Rights* (FTR). Los FTR son opciones con liquidación financiera, cuyo activo subyacente es el diferencial de precios formados en el mercado diario del MIBEL entre la zona portuguesa y la zona española.

Se definen dos clases de productos independientes, una para cada sentido del flujo en la interconexión, PT-ES y ES-PT, que serán objeto de emisión primaria por parte de los operadores de la red de transporte en los términos aprobados por el Consejo de Reguladores.

En el caso del producto PT-ES (correspondiente a un flujo de energía en el sentido España—Portugal), el activo subyacente de cada contrato en negociación es un índice referido a cada día natural, definido como el valor medio de la diferencia horaria, ya sea positiva o nula, entre los precios de la zona portuguesa y española del MIBEL. Para el sentido opuesto (ES-PT), se toma la definición simétrica.

Económicamente, se obtienen los siguientes resultados:

- FTR PT-ES

EL comprador (vendedor) de un contrato de este tipo, equivalente a 1 MW, paga (recibe) el precio establecido en la negociación, es decir, en la subasta de la emisión primaria, para todas las horas del período considerado, y recibe (paga) en cada hora la diferencia de precio PT-ES siempre que sea positiva.

- FTR ES-PT

EL comprador (vendedor) de un contrato de este tipo, equivalente a 1 MW, paga (recibe) el precio establecido en la negociación, es decir, en la subasta de la emisión primaria, para todas las horas del período considerado, y recibe (paga) en cada hora la diferencia de precio ES-PT siempre que sea positiva.

Al tratarse de instrumentos financieros derivados, con liquidación financiera, la realización de la subasta de mercado primario y la correspondiente compensación, liquidación y registro de posiciones debe ser asegurada por un operador de mercado apto a tal efecto, supervisado por el Consejo de Reguladores del MIBEL, en los términos del Acuerdo de Santiago. Compete al operador del mercado la organización y definición de las condiciones técnicas para la realización de la subasta y negociación de los instrumentos financieros derivados (IFD), en conformidad con los requisitos técnicos establecidos por los operadores de las redes de transporte y previamente aprobados por el Consejo de Reguladores del MIBEL. En función de la naturaleza de las modificaciones técnicas que el operador de mercado necesite

implementar para satisfacer dichos requisitos, éstas serán puestas en conocimiento del Consejo de Reguladores del MIBEL o sometidas al mismo.

Los productos propuestos lo son con carácter no excluyente; podrían desarrollarse nuevos productos en el futuro, en función de la evolución de las necesidades detectadas por el mercado y a iniciativa coordinada por el Consejo de Reguladores.

3.1.2 DEFINICIÓN DE LAS SUBASTAS Y CANTIDADES SUBASTADAS

La definición general de las necesidades a satisfacer por la subasta de emisión primaria PT-ES y ES-PT, a efectuar por los operadores de la red de transporte, compete, en el ámbito de sus respectivas competencias, a ERSE y CNE. Consecuentemente, la concreción de las definiciones respecto a la oferta primaria y su ubicación temporal por parte de los operadores de las redes de transporte, así como la correspondiente aprobación, quedan condicionadas por la remisión al Consejo de Reguladores del MIBEL a través de los mecanismos de decisión en vigor.

Cada operador de la red de transporte, REN y REE, participa en las subastas como vendedor del 50% de la capacidad total subastada.

La emisión primaria en el ámbito del mecanismo de gestión de la capacidad debe permitir:

- Maximizar la emisión de FTR a plazo, de modo que se alcance hasta un máximo del 100% de la capacidad disponible, si bien iniciando su puesta en práctica con valores inferiores a dicho límite.
- Una solución sostenible, en la que el saldo de las rentas de congestión se mantenga globalmente positivo.

3.2 FORMAS DE NEGOCIACIÓN

Los FTR del MDC-IPE son negociados inicialmente a través de una subasta de emisión primaria, con reglas propias, y posteriormente, en mercado secundario, mediante negociación en continuo, en la plataforma del Mercado de Derivados del MIBEL.

La subasta de emisión primaria será del tipo “sobre cerrado”, de precio marginal.

La negociación en el mercado secundario organizado se produce diariamente, en los términos de las reglas específicas para la negociación en el Mercado de Derivados del MIBEL.

3.3 PARTICIPANTES

3.3.1 OPERADORES DE LAS REDES DE TRANSPORTE (REN Y REE)

Los operadores de las redes de transporte actuarán como emisores primarios del MDC-IPE, de acuerdo con el mecanismo regulatoriamente establecido. A tal efecto deben satisfacerse las siguientes condiciones:

- La participación de los operadores de las redes de transporte en el MDC-IPE deberá limitarse a la venta de FTR en subasta.
- Mediante autorización conjunta de ERSE y de CNE, los costes inherentes a la participación de los operadores de las redes de transporte en el ámbito de las presentes disposiciones son soportados por las rentas de congestión provenientes del proceso de separación de mercados (*market splitting*).
- Los operadores de las redes de transporte, a los efectos de la prestación de garantías, podrán utilizar el producto de las subastas y las rentas de congestión para asegurar el cumplimiento de las obligaciones correspondientes ante la cámara de compensación apta a tal efecto en los términos del Acuerdo de Santiago.

3.3.2 OTROS AGENTES

Podrán participar en el MDC-IPE, como compradores y vendedores, todos los agentes previstos en las respectivas reglas, previéndose la participación de entidades del sector eléctrico (productores, comercializadores, consumidores) y entidades financieras. Las condiciones específicas de adhesión a este mercado serán incluidas en las reglas del MDC-IPE. Dichas reglas podrán prever restricciones específicas a la participación de operadores dominantes, de acuerdo con la "Definición del concepto de operador dominante: metodologías y aplicaciones", publicado por el Consejo de Reguladores en febrero de 2008.

3.4 ENTIDADES DE SUPERVISIÓN

Atendiendo a las características de este mercado, la intervención de las entidades de supervisión es llevada a cabo por el Consejo de Reguladores, a través de las entidades en él representadas y haciendo uso de las competencias propias, a saber:

- Aprobar las propuestas relativas al modelo de subasta de FTR.

-
- Autorizar la utilización de las rentas de congestión provenientes del proceso de separación de mercados (*market splitting*) del mercado diario para la liquidación de los FTR por parte de los operadores de las redes de transporte.
 - Aprobar la periodicidad de las subastas y las respectivas cantidades sujetas a subasta, mediante propuesta conjunta de los operadores de las redes de transporte.
 - Garantizar la sujeción del funcionamiento y las reglas del mecanismo MDC-IPE a las disposiciones legales aplicables.

3.5 INFORMACIÓN

El Consejo de Reguladores, a través de las entidades que lo componen, tiene acceso a toda a información prevista en las reglas correspondientes.

Los miembros de los MDC-IPE, incluyendo los operadores de las redes de transporte, tienen acceso a la información que se refiera específicamente a ellos.

La información públicamente accesible será definida, principalmente, en las reglas de funcionamiento de las subastas.

3.6 GESTIÓN DE RIESGO / LIQUIDACIÓN

Las posiciones abiertas por la negociación del MDC-IPE deberán estar sujetas a compensación ante la entidad competente a tal efecto, supervisada por el Consejo de Reguladores del MIBEL, en los términos del Acuerdo de Santiago.

Los participantes en este mercado deberán constituir garantías en la forma y cuantía a establecer en las correspondientes reglas de la cámara de compensación que funcione como contraparte central.

Participarán en la compensación y liquidación todos los agentes con posiciones abiertas, en particular, los operadores de las redes de transporte.

3.7 COSTES

Los costes relativos a la gestión del mecanismo MDC-IPE serán analizados por el Consejo de Reguladores.