

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.

---

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio  
«BOE» núm. 313, de 31 de diciembre de 2005  
Referencia: BOE-A-2005-21611

---

### TEXTO CONSOLIDADO

#### Última modificación: 1 de febrero de 2014

Norma derogada, salvo el art. 5, por la disposición derogatoria única de la Orden IET/107/2014, de 31 de enero. [Ref. BOE-A-2014-1052](#).

La Orden de 14 de julio de 1998 estableció el régimen jurídico aplicable a los agentes externos para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica en desarrollo de lo previsto en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica que, en sus artículos 34 a 37 desarrollaba, a su vez, lo previsto en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en materia de intercambios intracomunitarios e internacionales.

La citada Ley establece en su artículo 13 los principios generales que han de regir estos intercambios.

Posteriormente, el Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública modifica los apartados 2, 3 y 6 del artículo 13 de la Ley del Sector Eléctrico en materia de intercambios intracomunitarios e internacionales.

Asimismo, se modifican los artículos 33 y 34 de la Ley del Sector Eléctrico encomendando al Operador del Mercado y al Operador del Sistema las liquidaciones de los mercados y operaciones que son de sus respectivas competencias.

El Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifica determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico, adapta la normativa relativa al sector eléctrico a lo dispuesto en el Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública, y al Acuerdo de Consejo de Ministros, de 25 de febrero de 2005, por el que se adoptan mandatos para poner en marcha medidas de impulso a la productividad.

Por su parte, el Reglamento (CE) N.º 1228/2003 de 26 de junio de 2003 de la Comisión Europea regula los procedimientos empleados para asignar la capacidad de intercambio en las interconexiones entre países de la Unión Europea, previendo la coordinación de los mecanismos de asignación entre los sistemas que unen las interconexiones y permite a los Estados Miembros establecer una regulación más detallada de la contenida en el mismo.

Por ello, se hace necesario adaptar a la normativa citada los mecanismos de gestión de las interconexiones, considerando además la conveniencia de que queden establecidos separadamente en una única norma.

En el caso de la interconexión entre España y Francia, debido al diferente momento de implantación de los respectivos mercados organizados de producción en ambos países, se han venido utilizando mecanismos de asignación diferentes a ambos lados de la interconexión.

La Comisión Nacional de Energía presentó en enero de 2005 un informe en el que planteaba la posición común con su homólogo francés, la Comisión de Régulation de l'Énergie (CRE), sobre el mecanismo de gestión de la interconexión entre España y Francia, en el que recomendaba la sustitución del sistema actual por un único mecanismo aplicado de forma conjunta, con la participación de los operadores de los sistemas y de los mercados de ambos países.

Este nuevo mecanismo es el que recoge la presente Orden. Está compuesto por dos procesos complementarios, uno de ellos basado en la asignación de derechos físicos de capacidad mediante subastas explícitas en diferentes horizontes temporales, y otro de corto plazo basado en un mecanismo de Acoplamiento de los Mercados Diarios organizados de Francia y de España.

En el caso de la interconexión entre España y Marruecos se mantiene el sistema actual, incluyendo modificaciones que la experiencia adquirida desde su aplicación ha aconsejado. Este mismo sistema se continuará aplicando en la interconexión entre España y Portugal hasta que se adopte una posición común de ambos sistemas que permita establecer, como en el caso de la interconexión con Francia, un único mecanismo aplicado de forma conjunta.

En su virtud, dispongo:

#### **Artículo 1.** *Objeto.*

El objeto de la presente Orden es establecer el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica.

#### **Artículo 2.** *Ámbito de aplicación.*

1. La presente Orden será de aplicación a los productores, autoprodutores, agentes externos, distribuidores, comercializadores y consumidores.

2. Asimismo será de aplicación a los operadores del sistema y del mercado en el ámbito de sus competencias.

#### **Artículo 3.** *Sujetos habilitados para la realización de intercambios.*

1. Los sujetos del mercado de producción a que se refiere el artículo 13 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, podrán establecer libremente intercambios intracomunitarios e internacionales de energía de acuerdo con las condiciones que se establecen en las disposiciones de desarrollo de la citada Ley y en la presente Orden.

2. No obstante lo dispuesto en el párrafo anterior, las adquisiciones de energía en otros países comunitarios fuera del ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad o en terceros países para la realización de operaciones de importación no podrán ser realizadas por los operadores que tengan la condición de Operadores Dominantes en el sector eléctrico, de acuerdo con lo establecido en el apartado 7 del artículo 13 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

#### **Artículo 4.** *Integración y tratamiento de los intercambios intracomunitarios e internacionales en el mercado de producción.*

1. Las importaciones intracomunitarias podrán canalizarse a través de cualesquiera de las modalidades de contratación que se autoricen en el desarrollo de la Ley 54/1997, del sector eléctrico.

2. El Gobierno podrá prohibir operaciones de exportación concretas, incluso intracomunitarias, que impliquen un riesgo cierto para la prestación del suministro de energía eléctrica en aplicación del artículo 10.2.a) de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico.

3. La integración de los intercambios intracomunitarios e internacionales en el mercado de producción se regirán por lo siguiente:

En el proceso de aceptación de ofertas del Mercado Diario e Intradía de producción español y en el proceso de aceptación de contratos bilaterales con entrega física, la energía máxima horaria total a importar o exportar por sujeto del mercado de producción estará limitada en cada momento por la capacidad comercial máxima publicada por el Operador del Sistema español en cada sentido, incrementada por la capacidad comercial máxima publicada por el Operador del Sistema español en sentido opuesto entre España y el correspondiente sistema eléctrico exterior.

En los procesos de casación de ofertas, aceptación de contratos bilaterales con entrega física y solución de restricciones técnicas y congestiones en las interconexiones internacionales, los programas de intercambio de energía en las interconexiones internacionales por sujeto del mercado de producción estarán constituidos por números enteros de MWh.

**Artículo 5.** *Otros ingresos y costes aplicables a los intercambios intracomunitarios e internacionales.*

1. Las adquisiciones de energía para la realización de operaciones de exportación de energía eléctrica deberán abonar:

Los peajes y pérdidas que se establezcan para los intercambios internacionales de acuerdo con el artículo 13.6 de la Ley 54/1997, por el uso de las redes de transporte y distribución que permitan la colocación de la energía eléctrica adquirida en los puntos de interconexión con los sistemas eléctricos exteriores, salvo en el caso de los tránsitos internacionales de energía eléctrica a través del sistema eléctrico español y las operaciones de exportación de energía eléctrica a través de interconexiones con aquellos sistemas eléctricos vecinos correspondientes a países con los que se establezcan acuerdos de reciprocidad.

Los costes por garantía de potencia y costes de seguridad y abastecimiento que correspondan, salvo las exportaciones a países comunitarios.

Los servicios de ajuste que correspondan, salvo las exportaciones a países comunitarios que harán frente únicamente al pago de los desvíos en los que puedan incurrir.

2. No tendrán derecho al cobro por garantía de potencia las importaciones de energía eléctrica.

**Artículo 6.** *Resolución de las congestiones en las interconexiones.*

1. La resolución de congestiones en las interconexiones intracomunitarias e internacionales se llevará a cabo respetando los criterios técnicos o de seguridad, sin que pueda existir reserva de capacidad salvo para los intercambios de regulación cuya gestión corresponde al Operador del Sistema, según lo dispuesto en el artículo 36 del Real Decreto 2019/1997.

2. Los mecanismos de resolución de las congestiones de las interconexiones se regirán por los principios establecidos en los anexos I, II y III de la presente Orden. Estos mecanismos serán objeto de desarrollo en los procedimientos de operación y en las reglas de funcionamiento del mercado de producción español.

**Disposición transitoria única.** *Período transitorio.*

En tanto no hayan sido aprobados los procedimientos de operación que desarrollen lo establecido en el Anexo I de esta Orden y la adaptación de las reglas de funcionamiento del mercado a lo dispuesto en el mismo, el mecanismo para la resolución de las congestiones técnicas de la interconexión entre España y Francia se regirá por lo dispuesto en el Anexo II.

**Disposición derogatoria única.** *Derogación normativa.*

Quedan derogados los apartados séptimo y noveno de la Orden de 14 de julio de 1998 por la que se establece el régimen jurídico aplicable a los agentes externos para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica y

cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo dispuesto en la presente Orden.

**Disposición final primera. Desarrollo.**

1. Para la interconexión entre España y Francia, en un plazo máximo de un mes a partir de la publicación de esta Orden, el Operador del Sistema, en cooperación con su homólogo francés, deberá presentar al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio una propuesta de revisión de los procedimientos de operación que desarrollen lo establecido para la aplicación de la Fase 1 del mecanismo de gestión de congestiones descrito en el Anexo I de esta Orden. En el mismo plazo, el Operador del Mercado deberá presentar al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio una propuesta de adaptación de las reglas de funcionamiento del mercado de energía eléctrica a lo dispuesto en el mismo.

2. El plazo para que el Operador del Sistema y el Operador de Mercado, en cooperación con sus respectivos homólogos franceses, presenten al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio la propuesta de revisión de los procedimientos de operación y de reglas de mercado para la aplicación de la Fase 2 del mecanismo de gestión de congestiones descrito en el Anexo I de esta Orden, será de seis meses a contar desde la fecha de entrada en vigor de la Fase 1, de acuerdo con lo dispuesto en el apartado anterior.

3. La fecha de entrada en vigor de la Fase 3 prevista en el Anexo I se fijará por la Secretaría General de la Energía mediante las correspondientes Resoluciones por las que se aprueben el procedimiento de operación del sistema y la adaptación de las reglas de funcionamiento del mercado correspondientes.

**Disposición final segunda. Entrada en vigor.**

La presente Orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial del Estado, excepto lo dispuesto en el apartado 3 del artículo 4, que entrará en vigor a los 30 días.

Madrid, 30 de diciembre de 2005.

MONTILLA AGUILERA

**ANEXO I**

**Principios del mecanismo de resolución congestiones en la interconexión España-Francia.**

El mecanismo para la resolución de las posibles congestiones de la interconexión entre España y Francia se regirá por los siguientes principios:

1. La gestión de esta interconexión internacional se realizará a través de un mecanismo compuesto de dos procesos complementarios. Uno de ellos estará basado en la asignación de derechos físicos de capacidad mediante subastas explícitas en diferentes horizontes temporales y el otro estará articulado dentro del Mercado Diario de producción y basado en un Acoplamiento en los Mercados diarios organizados de Francia y de España. El primero de los procesos será gestionado por el Operador del Sistema y el segundo por el Operador de Mercado. La gestión de ambos procesos la realizarán los citados operadores de manera coordinada con sus respectivos homólogos franceses.

2. Con anterioridad a cada una de las sesiones de subastas para la adjudicación de capacidad de intercambio desarrolladas en el apartado 3 del presente anexo, el Operador del Sistema, en colaboración con su homólogo francés, publicará la capacidad disponible de exportación e importación para su adjudicación en dicha sesión. Del mismo modo, hará públicas las capacidades máximas previstas en cada sentido de flujo para cada período de programación deducida la capacidad reservada a los intercambios de regulación.

Asimismo publicará, también en colaboración con su homólogo francés, y de acuerdo con lo que se establezca en el correspondiente procedimiento de operación, los volúmenes y precios resultantes de los procesos de subastas explícitas de capacidad establecidos en los apartados 3 y 4 del presente anexo.

3. El proceso basado en subastas explícitas de capacidad deberá desarrollarse, a propuesta del Operador del Sistema, en coordinación con su homólogo francés, en un procedimiento de operación específico, que deberá ser aprobado mediante Resolución de la Secretaría General de Energía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía y respetará los siguientes principios:

3.1 El procedimiento establecerá los ámbitos temporales de las subastas, que no podrán exceder de un año, y la distribución de la capacidad de intercambio entre los diferentes procesos y ámbitos temporales.

La capacidad total ofrecida en este proceso de subastas explícitas tendrá en cuenta la superposición de transacciones firmes en ambos sentidos de flujo, evitando en todo momento que la asignación total de capacidad dé lugar a un saldo neto de programas de intercambio que supere la capacidad prevista en el correspondiente sentido de flujo y período de programación.

3.2 El Operador del Sistema, en coordinación con su homólogo francés, asignará la capacidad de intercambio en función de los precios ofertados, comenzando la asignación por la oferta de precio más elevado y continuando hasta agotar la capacidad disponible para esa subasta.

3.3 La asignación de capacidad de intercambio generará una obligación de pago firme para el sujeto adjudicatario que será función del precio y del volumen de capacidad asignada en los diferentes horizontes temporales, tal y como se establezca en el procedimiento de operación específico de desarrollo de las subastas explícitas. No existirá pago por la asignación de capacidad en aquellos casos en los que el total de solicitudes no llegue a alcanzar la capacidad ofrecida en dicha subasta en el mismo sentido de flujo.

3.4 La capacidad adquirida podrá ser puesta a la venta en subastas explícitas posteriores por los sujetos adjudicatarios, transferida a terceros mediante acuerdo bilateral, debiendo notificarse el cambio de titularidad de los derechos, o bien se podrá no utilizar dicha capacidad en cuyo caso será ofrecida al proceso de Acoplamiento de Mercados, y todo ello en la forma y plazos que se recojan en el citado procedimiento de operación del sistema.

3.5 La utilización de la capacidad asignada en las subastas explícitas será notificada a los operadores del sistema con anterioridad a la correspondiente sesión del Mercado Diario de producción español y del mercado organizado de Francia, en los plazos fijados por el correspondiente procedimiento de operación, dando lugar así a la existencia de una transacción firme. La capacidad no utilizada será ofrecida en posteriores procesos de asignación de capacidad.

3.6 El Operador del Sistema español, en coordinación con su homólogo francés, establecerá un sistema de subastas explícitas en horizonte intradiario u otros posibles mecanismos de asignación de capacidad posteriores a la subasta explícita diaria, al objeto de permitir maximizar la utilización de la capacidad de intercambio. En el correspondiente procedimiento de operación del sistema se definirá este mecanismo de asignación de capacidad en horizonte intradiario.

3.7 El Operador del Sistema verificará, en coordinación con su homólogo francés, que los sujetos que notifiquen la utilización de derechos físicos de capacidad disponen de garantías suficientes, de acuerdo a la legislación vigente en su respectivo sistema, para hacer frente a los desvíos que pudiera ocasionar la energía asociada a dichos derechos. El incumplimiento de dichos requisitos llevará asociado la no aceptación de dicha transacción.

3.8 El requerimiento de garantías específicas para dar cobertura a las obligaciones económicas derivadas de la participación de los sujetos en el sistema de subastas, será establecido en el correspondiente procedimiento de operación. El Operador del Sistema verificará, en coordinación con su homólogo francés, que los sujetos que participan en el sistema de subastas disponen de garantías suficientes para hacer frente a todos los pagos pendientes, incluidos los correspondientes a la capacidad ofertada en una determinada subasta explícita.

4. El proceso basado en el Acoplamiento de Mercados será desarrollado en las Reglas de Funcionamiento del Mercado Diario de producción español y respetará los siguientes principios:

4.1 Antes de cada sesión del Mercado Diario de producción español y del mercado organizado de Francia, los operadores del sistema enviarán a los operadores de los mercados la información relativa a la capacidad de intercambio disponible en la interconexión en cada uno de los dos sentidos de flujo, importador y exportador, para su consideración en el proceso de casación de ofertas correspondiente. Este valor de capacidad será establecido por los operadores del sistema, teniendo en cuenta la capacidad correspondiente a los derechos físicos de capacidad cuyo uso se haya hecho efectivo mediante la programación de transacciones firmes, así como la superposición de transacciones firmes en ambos sentidos de flujo, y una vez deducida la capacidad reservada a los intercambios de regulación.

4.2 La participación en el proceso de acoplamiento de mercados se articulará mediante la presentación de ofertas de compra y venta de energía en los mercados nacionales. En el lado español, podrán participar en el proceso de Acoplamiento de Mercados todos los sujetos autorizados para la compra o venta de energía en el Mercado Diario de producción español, sin que resulte necesaria la autorización a la que se refieren los puntos 2 y 3 del artículo 13 de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico. Análogamente los sujetos autorizados en el lado francés presentarán sus ofertas de compra o venta de energía en el mercado organizado de Francia.

Los agentes externos participarán en este mecanismo, a todos los efectos como cualquier otro agente del Mercado Diario de producción español, siendo todas las asignaciones de capacidad realizadas de manera conjunta y simétrica por el Operador del Mercado Diario de producción español y por su homólogo francés.

4.3 El Operador del Mercado Diario de producción español, en coordinación con su homólogo francés, tendrá en cuenta a la hora de realizar la casación del Mercado Diario la capacidad comercial disponible, comunicada por los operadores del sistema de acuerdo con el punto 1 del presente apartado, garantizando en todo momento que el saldo neto de programas de intercambio no supere la capacidad prevista en el correspondiente sentido de flujo y período de programación.

4.4 Las ofertas de compra y de venta de energía que sean programadas en el proceso de acoplamiento de mercados serán liquidadas al precio marginal resultante para el correspondiente período de programación, en el Mercado Diario de producción español o bien en el mercado organizado de Francia, según donde haya sido presentada dicha oferta de compra o venta de energía.

4.5 La liquidación del Mercado Diario de producción español y del mercado organizado de Francia tras la aplicación del proceso de Acoplamiento de Mercados dará lugar a unos ingresos iguales al producto en cada hora de la diferencia de precios entre ambos mercados por la capacidad de intercambio efectivamente utilizada en el marco del proceso de Acoplamiento de Mercados.

A este respecto no se tendrá en cuenta la capacidad utilizada por los titulares de derechos físicos de capacidad cuyo uso haya sido programado por los operadores del sistema con anterioridad a la correspondiente sesión del Mercado Diario, ni la capacidad asignada que no haya sido utilizada conforme a lo establecido en el punto 3.4. El Operador del Sistema eléctrico español gestionará estos ingresos conforme a lo especificado en el apartado 6.

4.6 Los sujetos que disponiendo de capacidad asignada en el proceso de subastas explícitas descrito en el apartado 3, decidan renunciar a su uso conforme a lo establecido en el punto 3.4, obtendrán un derecho de cobro igual al producto de dicha capacidad por la diferencia entre el precio del mercado organizado de Francia y el precio resultante en el Mercado Diario de producción español.

5. Las actuaciones a llevar a cabo en caso de reducción de la capacidad de intercambio con respecto a la inicialmente prevista, serán desarrolladas a través de un procedimiento de operación del sistema de acuerdo con los siguientes principios:

5.1 Si la capacidad de intercambio queda reducida con anterioridad a la notificación de su uso descrita en el apartado 3.5, el Operador del Sistema procederá a la publicación de los nuevos valores de capacidad de intercambio y, una vez finalizado el plazo de notificación de uso, procederá, cuando así sea necesario, al reparto mediante prorrata de la capacidad disponible entre los titulares de derechos físicos de capacidad cuya utilización se notifique.

Salvo en caso de fuerza mayor, el propietario de la capacidad que resulte reducida recibirá una compensación económica valorada en base a la diferencia positiva existente entre el precio de mercado de destino del derecho y el precio resultante en el mercado origen del mismo.

5.2 Por el contrario, si la reducción de capacidad de intercambio tiene lugar con posterioridad a la programación de cualquier tipo de transacción (asignación de capacidad mediante derechos físicos de capacidad o en el proceso de Acoplamiento de Mercados), la capacidad programada tendrá la consideración de firme y será garantizada por los operadores del sistema mediante acciones coordinadas de balance en ambos sistemas, utilizando para ello los respectivos sistemas de ajuste generación-demanda, salvo en caso de fuerza mayor.

6. Los ingresos obtenidos por los operadores del sistema como consecuencia de las subastas de capacidad y del proceso de Acoplamiento de Mercados se destinarán en primer lugar a la compensación de los derechos perdidos en caso de reducción de capacidad, de acuerdo con lo dispuesto por procedimiento de operación del sistema. Los ingresos restantes se distribuirán al 50% entre los dos sistemas interconectados.

En los casos recogidos en el punto 5.2, los costes de las acciones coordinadas de balance en ambos sistemas se repartirán entre citados sistemas conforme a lo que se disponga por procedimiento de operación del sistema. Los costes que, en su caso, correspondan al sistema español se sufragarán con cargo a los ingresos derivados de los procesos de subastas y del Acoplamiento de Mercados.

Los ingresos o costes netos resultantes se incluirán en los costes para el cálculo de las tarifas de acceso y estarán sometidos al proceso de liquidaciones establecido Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

7. Si se estimase necesario a la vista del funcionamiento de los mecanismos previstos en este Anexo 1, se podrán establecer, a través de resolución de la Secretaria General de Energía, limitaciones en el valor máximo de capacidad de interconexión que pueda ser adquirido o utilizado por cada sujeto.

8. Sin perjuicio de lo dispuesto en los apartados 1 a 5, ambos inclusive, precedentes, la implantación del mecanismo de gestión de congestiones descrito se realizará progresivamente, según las Fases que se detallan a continuación:

8.1 Fase 1: Se caracterizará por lo siguiente:

De los dos procesos descritos en los apartados 3 y 4, únicamente se aplicará el mecanismo de subastas explícitas previsto en el apartado 3.

En el caso de que el sujeto titular de una asignación de capacidad no notifique la utilización de dicha capacidad en los plazos establecidos antes del Mercado Diario de producción español, dicha capacidad podrá reasignarse a otros sujetos, mediante subastas explícitas en horizontes diario e intradiario, conforme se disponga mediante procedimiento de operación del sistema, sin dar derecho a los titulares a la compensación contemplada en el punto 4.6.

La capacidad asignada en horizonte diario, incluida la reasignada a la que se refiere el apartado anterior, podrá ser utilizada tanto para la ejecución de contratos bilaterales con entrega física como para la programación de transacciones en el Mercado Diario de producción español, conforme se disponga en el correspondiente procedimiento de operación del sistema, sin dar derecho a los titulares iniciales a la compensación contemplada en el punto 4.6.

No será de aplicación la compensación contemplada en el punto 5.1. en caso de reducción de capacidad. En el correspondiente procedimiento de operación del sistema se definirá un método transitorio de compensación.

8.2 Fase 2: Se caracterizará por:

Introducción del proceso de Acoplamiento de Mercados, apartado 4, de forma limitada reservándose para dicho proceso un valor de capacidad que en ningún caso podrá ser superior al 15 % de la capacidad total prevista en el correspondiente sentido de flujo.

En el caso de que no se utilice la capacidad asignada en subastas explícitas, dicha capacidad podrá reasignarse a otros sujetos mediante el proceso de Acoplamiento de Mercados, sin dar derecho a los titulares a la compensación contemplada en el punto 4.6.

No será de aplicación la compensación contemplada en el punto 5.1. e en caso de reducción de capacidad. En el correspondiente procedimiento de operación del sistema se definirá un método transitorio de compensación.

8.3 Fase 3: Se caracterizará por:

Aplicación sin limitación alguna de lo dispuesto en los apartados 1 a 5 precedentes, inclusive.

El reparto de capacidad entre los procesos de subastas explícitas y Acoplamiento de Mercados será establecido en la Resolución por la que se fije la entrada en vigor de esta Fase.

## **ANEXO II**

### **Principios del mecanismo de resolución de congestiones en la interconexión España-Marruecos**

El mecanismo para la resolución de las posibles congestiones en la interconexión España-Marruecos se regirá por los siguientes principios:

1. El Operador del Sistema hará pública, con una antelación de una semana, la capacidad máxima de importación y exportación con cada uno de los países vecinos para cada período de programación del mercado de producción organizado, deducida la capacidad reservada para los intercambios de regulación primaria.

2. Una vez realizada la casación, habiendo tenido en consideración tanto las transacciones presentadas a la misma como los saldos por interconexión y sentido de flujo de los contratos bilaterales con entrega física a ejecutar, información ésta última que le habrá sido comunicada por el Operador del Sistema, el Operador del Mercado determinará si se producen congestiones y en qué sentido de flujo.

3. Realizado lo anterior, el Operador del Mercado repartirá proporcionalmente entre el conjunto de las transacciones afectadas derivadas del mercado de producción organizado y el conjunto de contratos bilaterales con entrega física afectados la limitación en el volumen de energía a transitar a que dé lugar la congestión.

4. Una vez llevada a cabo la citada distribución entre los dos bloques de operaciones se procederá del siguiente modo:

a) Para las transacciones afectadas del mercado organizado se atenderá a la oferta económica presentada para cada período de programación en el mercado de producción organizado y se procederán a retirar, en el caso de congestiones a la exportación, aquellos bloques de oferta que se hubieran ofertado a menor precio y, en el caso de importación, las ofertadas a mayor precio.

b) En el caso de los contratos bilaterales con entrega física afectados por la congestión, el Operador del Sistema procederá a la adjudicación de la capacidad disponible en la interconexión, utilizando para ello las ofertas específicas para la asignación de capacidad, expresadas en €/MWh, presentadas por sus titulares al Operador del Sistema, quedando adjudicada la capacidad a partir de la oferta de mayor precio hasta alcanzar aquélla que complete la citada capacidad. El precio de la última oferta asignada en cada período de programación establecerá el precio marginal horario de la asignación de capacidad en dicho período, precio que será utilizado para la liquidación de este proceso de asignación de capacidad mediante subasta.

Los ingresos obtenidos por el Operador del Sistema como consecuencia de esta subasta se integrarán como ingresos para el cálculo de las tarifas de acceso y estarán sometidos al proceso de liquidaciones establecido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

### ANEXO III

#### **Principios aplicables a los procedimientos de subasta y de separación de mercados relativos a la interconexión entre España-Portugal**

##### 1. Separación de mercados

La utilización de la capacidad física de esta interconexión internacional se arbitrará a través de un mecanismo de separación de mercados tal y como se dispone en el artículo 8 del Convenio de Santiago.

El proceso de Separación de Mercados será desarrollado en las Reglas de Funcionamiento del Mercado Diario e Intradía de producción y respetará los siguientes principios:

1.1 Antes de cada sesión del Mercado Diario de producción el Operador del Sistema, en coordinación con su homólogo portugués, enviará al Operador del Mercado y publicará la información relativa a la capacidad de intercambio disponible en la interconexión en cada uno de los dos sentidos de flujo, importador y exportador, para su consideración en el proceso de casación de ofertas correspondiente.

Este valor de capacidad será establecido por los operadores del sistema una vez deducida la capacidad reservada a los intercambios de regulación.

1.2 La participación en el proceso de Separación de Mercados se articulará mediante la presentación de ofertas de compra y venta de energía en el Mercado Diario e Intradía de producción. Podrán participar en el proceso de Separación de Mercados todos los sujetos autorizados para la compra o venta de energía en el Mercado Diario e Intradía de producción.

1.3 El Operador del Mercado tendrá en cuenta a la hora de realizar la casación del Mercado Diario e Intradía la capacidad comercial disponible, comunicada por el Operador del Sistema de acuerdo con lo establecido en el apartado 1.1, garantizando en todo momento que el saldo neto de programas de intercambio no supere la capacidad prevista en el correspondiente sentido de flujo y período de programación.

1.4 Las ofertas de compra y de venta de energía que sean programadas en el proceso de Separación de Mercados serán liquidadas a los precios marginales que resulten en el Mercado Diario e Intradía para cada uno de los sistemas eléctricos, español y portugués, en el correspondiente período de programación.

1.5 La liquidación del Mercado Diario e Intradía de producción tras la aplicación del proceso de Separación de Mercados dará lugar a unos ingresos iguales al producto en cada hora de la diferencia de precios de cada sistema eléctrico por la capacidad de intercambio efectivamente utilizada en el marco del proceso de Separación de Mercados en ese mercado.

1.6 Si existiese una reducción de capacidad de intercambio con posterioridad al cierre de la recepción de ofertas de los mercados diario o intradía, la capacidad efectivamente utilizada en los procesos del mercado tendrá la consideración de firme y será garantizada por los operadores del sistema mediante acciones coordinadas de balance en ambos sistemas, utilizando para ello los respectivos sistemas de ajuste generación-demanda, salvo en caso de fuerza mayor.

Los costes de las acciones coordinadas de balance en ambos sistemas serán asumidos por cada sistema de forma independiente.

##### 2. Subastas de contratos financieros

La cobertura financiera del riesgo de precios que se deriva del mecanismo de separación de mercados definido en el artículo anterior se instrumentará a través de un mecanismo de subasta de contratos basados en las diferencias de precios para cada hora en el mercado diario entre el sistema eléctrico español y el sistema eléctrico portugués en diferentes horizontes temporales.

2.1 El nominal de cada contrato será de 1 MW. Habrá tres tipos de contratos objeto de subasta:

Contrato 1: “contrato forward de cobertura para exportación de energía eléctrica de España a Portugal”.

Contrato 2: “contrato opción de cobertura para exportación de energía eléctrica de España a Portugal”.

Contrato 3: “contrato opción de cobertura para exportación de energía eléctrica de Portugal a España”.

El comprador de un contrato 1 (forward) tendrá:

Derecho a recibir el producto de la energía asociada al nominal del contrato de potencia cada hora por la diferencia entre el precio del mercado diario en el polo portugués (Pp) menos el precio correspondiente en el polo español (Pe), en aquellas horas para las que dicha diferencia (Pp–Pe) sea positiva.

Obligación de pagar el producto de la energía asociada al nominal del contrato de potencia cada hora por la diferencia entre el precio del mercado diario en el polo español menos el precio correspondiente en el polo portugués, en aquellas horas para las que en las cuales la diferencia Pe–Pp sea positiva.

El vendedor de un contrato 1 (forward) tendrá:

Obligación de pagar el producto de la energía asociada al nominal del contrato de potencia cada hora por la diferencia entre el precio del mercado diario en el polo portugués (Pp) menos el precio correspondiente en el polo español (Pe), en aquellas horas para las que dicha diferencia (Pp–Pe) sea positiva.

Derecho a recibir el producto de la energía asociada al nominal del contrato de potencia cada hora por la diferencia entre el precio del mercado diario en el polo español menos el precio correspondiente en el polo portugués, en aquellas horas para las que en las cuales la diferencia Pe–Pp sea positiva.

El comprador de un contrato 2 (opción para exportación desde España hacia Portugal) tendrá el derecho a recibir el producto de la energía asociada al nominal del contrato de potencia cada hora por la diferencia entre el precio del mercado diario en el polo portugués (Pp) menos el precio correspondiente en el polo español (Pe), en aquellas horas para las que dicha diferencia (Pp–Pe) sea positiva.

Por su parte, el vendedor de un contrato 2 (opción para exportación desde España hacia Portugal) tendrá la obligación de pagar el producto de la energía asociada al nominal del contrato de potencia cada hora por la diferencia entre el precio del mercado diario en el polo portugués (Pp) menos el precio correspondiente en el polo español (Pe), en aquellas horas para las que dicha diferencia (Pp–Pe) sea positiva.

El comprador de un contrato 3 (opción para exportación desde Portugal hacia España) tendrá el derecho a recibir el producto de la energía asociada al nominal del contrato de potencia cada hora por la diferencia entre el precio del mercado diario en el polo español (Pe) menos el precio correspondiente en el polo portugués (Pp), en aquellas horas para las que dicha diferencia (Pe–Pp) sea positiva.

Por su parte, el vendedor de un contrato 3 (opción para exportación desde Portugal hacia España) tendrá la obligación de pagar el producto de la energía asociada al nominal del contrato de potencia cada hora por la diferencia entre el precio del mercado diario en el polo español (Pe) menos el precio correspondiente en el polo portugués (Pp), en aquellas horas para las que dicha diferencia (Pe–Pp) sea positiva.

A través de un proceso de subasta en el cual se equilibren oferta y demanda, se obtendrá un resultado que establecerá el número de contratos asignados para cada participante, la posición compradora o vendedora de cada uno de ellos y el precio único de compra-venta aplicable a los contratos adjudicados de cada producto.

2.2 La Secretaría de Estado de Energía determinará el número de contratos de cada tipo ofrecidos por el Sistema Eléctrico Español en cada una de las subastas que se realicen, con el límite máximo de la capacidad de interconexión disponible asignada a dicho Sistema. A

ellos se podrán sumar las ofertas de venta y de compra de contratos presentadas, en su caso, por los sujetos participantes a diferentes niveles de precios.

2.3 Por resolución de la Secretaría de Estado de Energía se determinarán los horizontes temporales de los productos negociados que podrán ser anuales, semestrales, trimestrales, mensuales y semanales, según se defina en las reglas de aplicación de las subastas, así como la periodicidad de la celebración de éstas.

2.4 Las reglas de aplicación en las subastas deberán regirse mediante los siguientes principios generales:

i. La convocatoria será pública y dirigida a cualquier sujeto que cumpla con los requisitos establecidos.

ii. La Comisión Nacional de Energía supervisará la gestión de las subastas y certificará que se desarrollan de forma objetiva, competitiva y no discriminatoria. Para ello designará a dos representantes que actuarán en nombre de dicha Comisión, con plenos poderes en la función de supervisión de la subasta y que tendrán acceso completo a la información gestionada en la subasta.

iii. En la información que la entidad responsable de la ejecución de la subasta distribuirá a todos los sujetos que muestren interés en la fase inicial, se incluirá:

a) Tipo de contrato objeto de subasta y una breve descripción del mismo.

b) Una breve descripción del procedimiento de subasta, el cual podrá consistir en un sistema de casación de ofertas “de tipo sobre” o en una subasta “de reloj” de precio ascendente.

c) Número máximo de contratos ofertados por el Sistema Ibérico.

d) Las fechas y plazos orientativos para cada una de las diferentes etapas de la subasta (precalificación, calificación, formación, subasta y perfeccionamiento).

e) Los requisitos de precalificación y calificación.

iv. El proceso de precalificación requerirá la firma de compromisos de confidencialidad y no colusión.

v. En la información que la entidad responsable de la ejecución de la subasta hará pública, se incluirá:

a) Las reglas de la subasta.

b) El contrato de adhesión.

vi. Se ofrecerá a los sujetos calificados o en proceso de calificarse la oportunidad de presentar comentarios a las reglas de la subasta y al contrato de adhesión. La versión final de dichos documentos será aprobada por Resolución del Secretario de Estado de Energía.

vii. El proceso de calificación requerirá:

a) Firmar el contrato de adhesión.

b) Declarar el número máximo de contratos por los que desean pujar.

c) Presentar las garantías asociadas a dicho volumen máximo.

viii. Con el fin de familiarizar a los sujetos con el formato y sistemas de la subasta, se podrán celebrar sesiones de formación antes de la ejecución de la subasta. Dichas sesiones de formación incluirán sesiones informativas (en modo de seminario) y de prueba de sistemas y procedimientos.

ix. Sistema de casación de ofertas “de tipo sobre”.

a) Los agentes compradores del producto presentarán ofertas de adquisición determinadas por un número de bloques de adquisición y un precio.

b) El número de bloques total de adquisición estará limitado al número de bloques máximo declarado en el proceso de calificación.

c) Los agentes vendedores del producto presentarán ofertas de venta determinadas por un número de bloques de venta y un precio.

d) El número de bloques total de venta estará limitado al número de bloques máximo declarado en el proceso de calificación.

e) Cada agente podrá realizar un número máximo de ofertas del producto a distintos precios.

x. Subastas “de reloj” de precio ascendente.

a) El precio de salida de la subasta será fijado de modo que sea inferior al precio de cierre esperado, con el fin de asegurar que al inicio de la subasta exista un nivel adecuado de presión competitiva. El precio de cualquier contrato no podrá reducirse entre una ronda y la siguiente.

Los sujetos calificados podrán presentar posiciones vendedoras que incrementen la oferta del tipo de contrato objeto de subasta en la ronda correspondiente.

b) La cantidad precisa de exceso de demanda en cada ronda para el tipo de contrato subastado se mantendrá confidencial.

c) La fórmula de variación de precio del contrato subastado entre rondas se basará en el exceso de su demanda. Dicha fórmula será confidencial y podrá contener un elemento de aleatoriedad o discrecionalidad de forma que se evite que los sujetos puedan inferir la cantidad precisa de exceso de demanda.

d) El cierre de la subasta se producirá cuando tras la variación del precio del contrato en una ronda desaparezca el exceso de demanda existente como resultado de la ronda anterior.

e) El precio de cierre de la subasta podrá venir determinado por “retiradas de demanda” presentadas por los compradores del contrato en cada ronda, en las que especifiquen el número de contratos cuya demanda retiran para diferentes aumentos intermedios del precio y por “ofertas de entrada” de posiciones vendedoras de contratos en las cuales especifiquen el número de contratos que añaden a la oferta ya existente en la ronda anterior, ante diferentes aumentos intermedios del precio.

f) La entidad responsable de la ejecución de la subasta podrá decidir paralizar las rondas o cancelar la subasta en caso necesario (por ejemplo, errores en la presentación de ofertas o demandas del tipo de contrato que esté siendo subastado en cada ronda, incumplimiento de los procedimientos establecidos, mal funcionamiento de los sistemas).

xi. Antes de que transcurran 24 horas desde el momento de finalización de la subasta, la Comisión Nacional de la Energía deberá validar los resultados, confirmando que el proceso de la subasta que se ha desarrollado de forma objetiva, competitiva y no discriminatoria.

xii. Una vez validados, los resultados agregados de la subasta (sentido del flujo de la cobertura ofrecida por el Sistema Eléctrico Español en el cierre de la subasta en el caso de subastas de contratos forward, número de contratos totales adjudicados, precio de los contratos) serán públicos. Los datos relativos al desarrollo de la subasta se mantendrán confidenciales durante el período que se establezca en las Reglas de la Subasta. Determinados datos podrán ser públicos desde la celebración de la subasta, siempre que la publicación de tales datos no pueda alterar el desarrollo competitivo de subastas futuras.

xiii. Con posterioridad al cierre de la subasta, la Comisión Nacional de Energía elaborará un informe sobre el desarrollo de la misma con el fin de identificar posibles mejoras a considerar en sesiones futuras.

2.5 Sin perjuicio de las facultades de supervisión de la Comisión Nacional del Mercado de Valores sobre estos instrumentos financieros, de acuerdo con lo establecido en el artículo 33.2, k) de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, se asigna al Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español, directamente o a través de una filial, la organización y gestión de las subastas de contratos, el mercado secundario de los mismos y las correspondientes liquidaciones.

2.6 Conforme a lo previsto en la directriz modificada 2.10 de la Decisión de la Comisión 2006/770/CE, de 9 de noviembre, cuando el sentido del flujo de la cobertura se trate de exportaciones de Portugal a España no podrán adquirir contratos las entidades, incluidas en todo caso igualmente las empresas comercializadoras, pertenecientes a grupos empresariales cuya cuota de generación en el mercado español haya superado el umbral del 20% del total, durante el año natural anterior a la fecha de celebración de la subasta.

Cuando el sentido del flujo de la cobertura se trate de exportaciones de España a Portugal no podrán adquirir contratos las entidades, incluidas en todo caso igualmente las empresas comercializadoras, pertenecientes a grupos empresariales cuya cuota de generación en el mercado portugués haya superado el umbral del 20% del total, durante el año natural anterior a la fecha de celebración de la subasta.

Estas limitaciones se aplicarán tanto en el mercado primario como en el mercado secundario de los contratos que hayan sido objeto de subasta y afectan a todas las adquisiciones realizadas por las entidades afectadas por los límites descritos, bien actúen directamente o a través de persona interpuesta.

Se considerará persona interpuesta, a los efectos de la presente orden, aquella que en nombre propio, adquiera, transmita o posea contratos financieros a los que se refiere el apartado 2.1 por cuenta de otra persona jurídica. Asimismo, se presumirá tal condición cuando se deje total o parcialmente a cubierto de los riesgos inherentes a las adquisiciones, transmisiones o a la posesión de los contratos.

### 3. Gestión económica.

3.1 Gestión económica del proceso de separación de mercados.–El Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español repartirá entre los dos sistemas, español y portugués, los ingresos a los que se refiere el punto 1.5 de este anexo, en proporción a la parte de la capacidad de cada uno de los sistemas que haya considerado en el proceso de Separación de Mercados establecido en los puntos 1.1 a 1.4, y que inicialmente se corresponde con el 50% para cada uno de los sistemas eléctricos español y portugués.

#### 3.2 Gestión económica de las subastas de contratos financieros.

3.2.1 Los sujetos que en el cierre de la subasta hayan resultado compradores de los contratos asignados en la subasta tendrán una obligación de pago correspondiente al precio de adjudicación de cada tipo de producto en la subasta multiplicado por el número de contratos de cada tipo de producto de los que hubieran resultado compradores.

3.2.2 Los sujetos que en el cierre de la subasta hayan resultado vendedores de los contratos asignados en la subasta tendrán un derecho de cobro correspondiente al precio de adjudicación de cada tipo de producto en la subasta multiplicado por el número de contratos de cada tipo de producto de los que hubieran resultado vendedores.

3.2.3 Liquidación a los titulares de un contrato 1 (forward): A los titulares como compradores de un contrato 1 se les liquidará como un derecho a cobrar el resultado de multiplicar el número de contratos de los que sean titulares por la diferencia entre los precios horarios obtenidos en el mercado diario en el mercado eléctrico portugués menos los precios horarios obtenidos en el mercado diario en el mercado eléctrico español, cuando tal diferencia sea positiva. Asimismo se les liquidará como una obligación a pagar el resultado de multiplicar el número de contratos de los que sean titulares por la diferencia entre los precios horarios obtenidos en el mercado diario en el mercado eléctrico español menos los precios horarios obtenidos en el mercado diario en el mercado eléctrico portugués, cuando tal diferencia sea positiva.

A los titulares como vendedores de un contrato 1 se les liquidará como un derecho a cobrar el resultado de multiplicar el número de contratos de los que sean titulares por la diferencia entre los precios horarios obtenidos en el mercado diario en el mercado eléctrico español menos los precios horarios obtenidos en el mercado diario en el mercado eléctrico portugués, cuando tal diferencia sea positiva. Asimismo se les liquidará como una obligación a pagar el resultado de multiplicar el número de contratos de los que sean titulares por la diferencia entre los precios horarios obtenidos en el mercado diario en el mercado eléctrico portugués menos los precios horarios obtenidos en el mercado diario en el mercado eléctrico español, cuando tal diferencia sea positiva.

3.2.4 Liquidación a los titulares de un contrato 2 (opción para exportación desde España hacia Portugal): A los titulares como compradores de un contrato 2 se les liquidará como un derecho a cobrar el resultado de multiplicar el número de contratos de los que sean titulares por la diferencia entre los precios horarios obtenidos en el mercado diario en el mercado eléctrico portugués menos los precios horarios obtenidos en el mercado diario en el mercado eléctrico español, cuando tal diferencia sea positiva.

A los titulares como vendedores de un contrato 2 se les liquidará como una obligación a pagar el resultado de multiplicar el número de contratos de los que sean titulares por la diferencia entre los precios horarios obtenidos en el mercado diario en el mercado eléctrico portugués menos los precios horarios obtenidos en el mercado diario en el mercado eléctrico español, cuando tal diferencia sea positiva.

3.2.5 Liquidación a los titulares de un contrato 3 (opción para exportación desde Portugal hacia España): A los titulares como compradores de un contrato 3 se les liquidará como un derecho a cobrar el resultado de multiplicar el número de contratos de los que sean titulares por la diferencia entre los precios horarios obtenidos en el mercado diario en el mercado eléctrico español menos los precios horarios obtenidos en el mercado diario en el mercado eléctrico portugués, cuando tal diferencia sea positiva.

A los titulares como vendedores de un contrato 3 se les liquidará como una obligación a pagar el resultado de multiplicar el número de contratos de los que sean titulares por la diferencia entre los precios horarios obtenidos en el mercado diario en el mercado eléctrico español menos los precios horarios obtenidos en el mercado diario en el mercado eléctrico portugués, cuando tal diferencia sea positiva.

3.2.6 Sin perjuicio de las facultades de supervisión de la Comisión Nacional del Mercado de Valores sobre estos instrumentos financieros, de acuerdo con lo establecido en el artículo 33.2, k) de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, se establece que el Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español, directamente o a través de una filial, aplicará lo establecido en los puntos desde el 3.2.1 hasta el 3.2.5 anteriores a los sujetos que sean titulares, en cada momento, como compradores o como vendedores, de los contratos.

Las liquidaciones se calcularán por semanas naturales de lunes a domingo.

3.2.7 Por resolución de la Secretaría de Estado de Energía se determinarán los costes imputables a la organización de la subasta. Estos costes, que no podrán ser superiores a 100.000 euros por cada subasta, deberán ser satisfechos a la entidad gestora de la subasta con cargo a los ingresos que correspondan al sistema eléctrico español en el proceso de separación de mercados, según se establece en el punto 3.1 del presente anexo.

3.2.8 Al Sistema Eléctrico Español se le liquidarán los derechos de cobro y obligaciones de pago que, en aplicación de los puntos desde el 3.2.1 al 3.2.5 anteriores, le correspondan por los contratos de los cuales sea titular.

Los ingresos o costes netos resultantes que correspondan al Sistema Eléctrico Español se incluirán en los costes para el cálculo de las tarifas de acceso y estarán sometidos al proceso de liquidaciones establecido por el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

Este texto consolidado no tiene valor jurídico.  
Más información en [info@boe.es](mailto:info@boe.es)