



**INFORME SOBRE LAS PROPUESTAS
DE REGLAS “HAR” DE CASC PARA LA
ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD
TRANSFRONTERIZA Y MODIFICACIÓN
DE LAS REGLAS “IFE”
(INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ENTRE
ESPAÑA Y FRANCIA)**

26 de noviembre de 2014

INF/DE/0145/14

INFORME SOBRE LAS PROPUESTAS DE REGLAS “HAR” DE CASC PARA LA ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD TRANSFRONTERIZA Y MODIFICACIÓN DE LAS REGLAS “IFE” (INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ENTRE ESPAÑA Y FRANCIA)

Expediente núm. INF/DE/0145/14

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA DE LA CNMC

Presidenta

D^a. María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D. Josep Maria Guinart Solà

D^a. Clotilde de la Higuera González

D. Diego Rodríguez Rodríguez

Secretario de la Sala

D. Tomás Suárez-Inclán González, Secretario del Consejo

En Madrid, a 26 de noviembre de 2014

Visto el expediente relativo a la propuesta del Operador del Sistema de Reglas para la asignación de capacidad transfronteriza mediante subastas explícitas en la plataforma CASC y la correspondiente propuesta de modificación de las Reglas IFE relativas a la interconexión eléctrica entre España y Francia, y una vez efectuado el proceso de audiencia a través del Consejo Consultivo de Electricidad, la Sala de Supervisión Regulatoria acuerda emitir el siguiente informe.

Antecedentes

En el año 2006, la Asociación de Reguladores Europeos del Gas y de la Electricidad (ERGEG) impulsó, con el apoyo de la Comisión Europea, las Iniciativas Regionales, cuyo objetivo es la creación de siete mercados eléctricos y tres mercados gasistas de naturaleza regional como paso intermedio para alcanzar el objetivo último de creación de un mercado único energético. En el año 2011, las Iniciativas Regionales pasaron a ser responsabilidad de ACER.

En este contexto, dentro de la región Sudoeste de electricidad (liderada por el regulador español desde el año 2007) Red Eléctrica de España, de forma coordinada con su homólogo francés (Réseau de Transport d'Électricité – RTE), llevó a cabo las actuaciones necesarias para utilizar la plataforma CASC (Capacity Allocation Service Company) para el desarrollo de las subastas anuales y mensuales de la capacidad de intercambio entre Francia y España. Esta plataforma proporcionaba un esquema centralizado de este tipo de subastas para otras regiones europeas, como son la Central West Europe (CWE – Alemania, Bélgica, Francia, Luxemburgo y Holanda), la Central South Europe (CSE – Austria, Alemania, Francia, Grecia, Italia y Eslovenia) y las fronteras suizas.

Este proyecto se enmarcó en el proceso de armonización de la gestión a plazo de las interconexiones eléctricas en la Unión Europea, teniendo en cuenta las Directrices Marco de ACER sobre Asignación de Capacidad y Gestión de Congestionamientos, de julio de 2011, y en particular lo relativo a integración de plataformas de subastas y armonización de reglas de asignación de la capacidad de intercambio. Además, contó con el apoyo de los reguladores europeos y nacionales¹, habiendo sido el proyecto promovido y supervisado en el marco de la región Sudoeste de la Iniciativa Regional de Electricidad (ERI SWE region), que lidera esta Comisión.

La Circular 2/2014, de 12 de marzo, de la CNMC por la que se establece la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión, así como la metodología relativa a la prestación de servicios de equilibrio entre Sistemas gestionados por distintos Operadores del Sistema prevé la aprobación, por parte de la CNMC, de las Reglas de Asignación de Capacidad para la Interconexión Francia-España, necesarias para la ejecución del Capítulo III de la Circular. La versión 3.1 de las Reglas IFE (Interconexión Francia - España) propuesta por el Operador del Sistema, previo acuerdo entre los Operadores de los Sistemas eléctricos español y francés, permitía la transferencia de las subastas de capacidad a plazo de dicha interconexión a la plataforma CASC.

¹ Cartas de conformidad remitidas a REE tanto por la Dirección General de Política Energética y Minas como por la extinta Comisión Nacional de Energía, esta última, en octubre de 2012.

La CNMC aprobó la versión 3.1 de las Reglas IFE el 13 de marzo de 2014 mediante Resolución. Desde entonces, las subastas mensuales de capacidad de intercambio entre España y Francia se realizan en la plataforma CASC.

Posteriormente, en el seno de la región Sudoeste de la Iniciativa Regional de Electricidad se acordó integrar en las propias Reglas de CASC (Harmonised Auction Rules - HAR) aquellas disposiciones que regulan la asignación de capacidad de largo plazo, contenidas previamente en las Reglas IFE, al igual que ocurre con el resto de interconexiones cuya capacidad es subastada por CASC. Para ello, ha sido necesario que todos los Operadores de los Sistemas eléctricos comprendidos en el ámbito de actuación de CASC propongan una nueva versión de Reglas HAR. En este ámbito, la propuesta realizada por el Operador del Sistema eléctrico español recoge la redacción de Reglas HAR acordada por los Operadores del Sistema comprendidos en el ámbito de actuación de CASC. En paralelo, los Operadores de los Sistemas eléctricos español y francés han propuesto las modificaciones oportunas en las Reglas IFE, cuyo ámbito queda restringido a la asignación de capacidad en horizonte intradiario (dado que la asignación de largo plazo pasa a regularse en las Reglas HAR de CASC y la asignación en horizonte diario se produce de manera implícita mediante el mecanismo de acoplamiento de mercados).

Las propuestas de Reglas HAR de CASC (versión 2.0) y de Reglas IFE (versión 4) fueron sometidas a consulta pública conjunta por parte de los Operadores del Sistema afectados entre el 7 y el 25 de julio de 2014.

Con fecha 22 de octubre de 2014, la CNMC recibió las propuestas finales del Operador del Sistema y con fecha 6 de noviembre de 2014, la CNMC remitió a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad la mencionada propuesta al objeto de permitirles formular las observaciones que estimaran oportunas en el plazo de diez días.

1. Normativa aplicable

La **Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico**, establece en su Artículo 11 los principios que regirán los intercambios intracomunitarios e internaciones de electricidad.

La **Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia**, otorga en su artículo 7 a esta Comisión, entre otras cosas, la competencia de establecer mediante circulares, previo trámite de audiencia y con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión, de acuerdo con el marco normativo de acceso a las infraestructuras y de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica y a los criterios que se determinen reglamentariamente.

La Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, establecía el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica, antes de que la CNMC diera cumplimiento mediante Circular a lo establecido en la Ley 3/2013, según se indica en el párrafo anterior. Según lo previsto en la **Disposición transitoria cuarta y en la Disposición derogatoria única de la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014**, dicha Orden ITC/4112/2005, salvo el artículo 5, dejó de ser aplicable en el momento en que la CNMC aprobó la citada Circular.

La Circular 2/2014 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión, así como la metodología relativa a la prestación de servicios de equilibrio entre Sistemas gestionados por distintos Operadores del Sistema fue aprobada por esta Comisión el 12 de marzo de 2014. La Disposición adicional única de la citada Circular prevé el desarrollo mediante Resolución de la CNMC de las Reglas de Asignación de Capacidad para la Interconexión Francia-España, a propuesta del Operador del Sistema.

2. Propuesta

Como continuación de los trabajos necesarios para integrar el mercado de electricidad ibérico en el mercado europeo resulta preciso que las subastas de capacidad de largo plazo de la interconexión España - Francia, que hasta ahora estaban siendo gestionadas por la plataforma CASC de acuerdo a unas reglas bilaterales (Reglas IFE versión 3.1), propuestas por los Operadores del Sistema francés y español, pasen a integrarse en las reglas propias de dicha plataforma de asignación (Harmonised Auction Rules - HAR) como ya ocurre con el resto de interconexiones cuya capacidad es subastada por CASC². Esta plataforma surge como respuesta a lo establecido en la Directriz Marco de Asignación de Capacidad y Gestión de Congestionamientos, donde se prevé que la gestión a plazo de todas las interconexiones se realice en una única plataforma.

Con este objetivo, se han recibido del Operador del Sistema dos propuestas: Una nueva versión de las Reglas de CASC (HAR versión 2) consensuadas por los Operadores de los Sistemas eléctricos comprendidos en el ámbito de actuación de CASC y una nueva versión de las Reglas IFE (IFE rules versión 4) acordadas por los Operadores de los Sistemas eléctricos francés y español.

² Actualmente, CASC asigna capacidad en las interconexiones de Central West Europe (CWE – Alemania, Bélgica, Francia, Luxemburgo y Holanda), Central South Europe (CSE – Austria, Alemania, Francia, Grecia, Italia y Eslovenia), las interconexiones suizas y la interconexión España - Francia.

Cabe mencionar que la CNMC y el regulador francés (CRE) se han coordinado durante el proceso de elaboración de las citadas reglas con el fin de analizarlas conjuntamente antes de la fase de aprobación y han mantenido un diálogo con los Operadores del Sistema en el contexto de la consulta pública que tuvo lugar entre el 7 y el 25 de julio de 2014. A raíz de dicha consulta, los Operadores del Sistema incorporaron algunas mejoras y aclaraciones en el texto de ambas reglas (HAR e IFE) a propuesta de los reguladores.

A continuación se indican los principales cambios recogidos en las propuestas remitidas por el Operador del Sistema con respecto a las vigentes Reglas IFE (versión 3.1), que incluyen las mejoras propuestas por los reguladores:

• **Reglas HAR de CASC para la asignación de capacidad transfronteriza (Harmonised Auction Rules, versión 2)**

Las Reglas HAR de CASC (Harmonised Auction Rules - HAR) remitidas para aprobación regulan la asignación de capacidad transfronteriza en las regiones Central West Europe (CWE – Alemania, Bélgica, Francia, Luxemburgo y Holanda), Central South Europe (CSE – Austria, Alemania, Francia, Grecia, Italia y Eslovenia), las fronteras suizas y la frontera Francia – España. De hecho, una de las principales novedades de la nueva versión de estas reglas consiste en la incorporación de la frontera Francia – España cuya capacidad de largo plazo hasta ahora se asignaba en la plataforma CASC de acuerdo a las Reglas IFE versión 3.1 mediante subastas anuales y mensuales.

Prácticamente todas las estipulaciones contenidas en las Reglas IFE previas han sido incorporadas a las Reglas HAR de CASC, salvo algunas modificaciones que se indican a continuación:

- a) Eliminación del límite (cap) horario de la diferencia de precios en la valoración de la compensación por capacidad reducida. Se entiende que este límite deja de estar justificado en la interconexión una vez que las zonas de precio de Francia y España se encuentran acopladas mediante el mecanismo llamado Multi Regional Coupling (MRC) desde el 13 de mayo de 2014. Gracias a la asignación automática de las capacidades de las interconexiones en horizonte diario, este mecanismo reduce la volatilidad del diferencial de precios entre zonas vecinas. Además, la eliminación de este límite está en línea con la posición de ACER sobre firmeza de derechos de capacidad, la cual desaconseja este tipo de “caps”.
- b) Asimilación al esquema de la región CWE para la compensación de capacidad no nominada que no pueda ser revendida en horizonte diario por capacidad diaria reducida. En este caso, para no favorecer la nominación física respecto a la reventa de la capacidad al mecanismo de acoplamiento de mercados, la capacidad sería plenamente compensada según la diferencia de precios. Cabe recordar que en caso de haber sido nominada, dicha capacidad habría devenido físicamente firme. Por tanto, en estos

casos, la capacidad sería completamente firme sea nominada o no. Esta modificación responde a una de las propuestas de mejoras realizada por los reguladores español y francés a los operadores del sistema previo al trámite de audiencia.

- c) Inclusión de las Subastas de Respaldo (Shadow Auctions) en caso de no funcionamiento del Acoplamiento de Mercados de modo que la asignación de capacidad pasaría de implícita a explícita. La fecha de implantación de dichas subastas de respaldo en la interconexión Francia-España se prevé a partir de marzo de 2015. Este mecanismo ya estaba previsto en el Capítulo III de la Circular 2/2014 de la CNMC, el cual establece que “ante situaciones en las que no sea posible el acoplamiento previsto de los mercados, podrán celebrarse subastas explícitas de emergencia para la asignación de la capacidad de la interconexión España-Francia”.

• **Reglas de Asignación de Capacidad para la Interconexión Francia-España en horizonte intradiario (Reglas IFE, versión 4)**

- a) La principal modificación en las Reglas IFE es la estructura y alcance del documento, que hasta ahora contenía todos los horizontes de asignación. Como ya se ha expuesto en el apartado anterior, la mayoría de las disposiciones contenidas en la versión 3.1 de las Reglas IFE que se referían a la asignación de capacidad a plazo han sido incorporadas a las Reglas HAR de CASC. Por tanto, el alcance de la versión 4 de las Reglas IFE queda reducido al horizonte intradiario de asignación mediante las dos sesiones de subastas explícitas intradiarias ya existentes. No se producen cambios en lo relativo a la organización de dichas subastas intradiarias.
- b) Adicionalmente, desaparece la obligación de ser participante en todos los horizontes de subastas, pudiendo ahora ser signatario sólo de uno de los conjuntos de reglas o bien de ambos. Por otra parte, dado que las Reglas IFE han quedado restringidas a las subastas intradiarias, se ha reducido el importe de las garantías bancarias exigidas a los participantes.

3. Consejo Consultivo y consideraciones de la CNMC

En el transcurso del periodo de comentarios, se han recibido escritos de UNESA y de la Generalitat de Cataluña, indicando esta última que no tiene observaciones.

Se resumen a continuación los principales comentarios efectuados por UNESA, así como las consideraciones de esta Comisión al respecto:

- UNESA remite observaciones de dos empresas asociadas: Endesa e Iberdrola. Ambas consideran que, al objeto de promover un mayor aprovechamiento de la interconexión con Francia, un mayor volumen de

negociación y convergencia de precios en el ámbito intradiario, las dos subastas explícitas intradiarias actuales deberían ser reemplazadas por un sistema continuo de asignación explícita de la capacidad. De esta forma se podría asignar la capacidad sin coste para los agentes. Endesa plantea que REE habilite esta posibilidad en eSios o contratando el servicio a un tercero. Las capacidades asignadas explícitamente serían firmes ya que irían acompañadas de un tránsito de energía, que se declararía a REE como un bilateral de importación/exportación.

En esta cuestión, esta Comisión comparte el criterio de ACER según el cual la introducción de sistemas continuos de asignación de la capacidad con carácter transitorio en algunas interconexiones solo debería tener lugar si se garantiza que dicha introducción no supondría un retraso para la implantación de la plataforma europea de asignación continua intradiaria (XBID). Según la información recabada en el AESAG³, tanto ACER como esta Comisión consideran que esta condición no se cumple⁴: La implantación del modelo transitorio puede ser larga y detraería recursos para el desarrollo de la plataforma europea de asignación continua intradiaria. Además, la propuesta de Endesa e Iberdrola implica la asignación gratuita de la capacidad de manera explícita y no implícita, como establece la Directriz de Asignación de Capacidad y Gestión de Congestionamientos, lo cual plantea varios problemas sobre los criterios de asignación de la capacidad transfronteriza entre los agentes que la soliciten.

No obstante lo anterior, esta Comisión comparte con los miembros del Consejo Consultivo indicados, la necesidad de poder realizar un aprovechamiento mayor de la interconexión en el horizonte intradiario. Por ello, en el contexto de la región SWE de la Iniciativa Regional de Electricidad esta Comisión ha solicitado a los Operadores del Sistema español y francés que analicen conjuntamente la posibilidad de reducir el intervalo de tiempo entre el cierre de la subasta explícita intradiaria de la interconexión y el comienzo del periodo de utilización de la capacidad asignada en dicha subasta. Otra cuestión que está siendo tratada en los foros europeos es la posibilidad de recalcular la capacidad transfronteriza disponible durante el día con el fin de poder asignar más capacidad en las subastas intradiarias.

- Por otra parte, Endesa indica que en la versión en inglés de las Reglas IFE, en el artículo 6.01 apartado c), habría que eliminar “Daily” ya que esta versión de las Reglas solo abarca el horizonte intradiario:

³ AESAG: Agency Electricity Stakeholder Advisory Group

⁴ “The prerequisites for “quick-wins” solutions are not yet fulfilled” (Mensajes de ACER sobre la pronta implementación del modelo intradiario, 27ª edición del Foro de Florencia).

“The Participant loses ~~Daily~~ or Intra-Day PTR that has not been Nominated in accordance with paragraph (b), with no financial compensation”

Esta Comisión considera que se trata de una errata y, por tanto se ha corregido en las Reglas IFE.

- Según Endesa sería deseable que los productos que se subastasen fuesen estrictamente producto base (sin periodo de mantenimiento prefijado). Cuando haya un mantenimiento y la capacidad se reduzca, se compensaría a los titulares del derecho con el “market spread” conforme se detalla en las Reglas HAR. Endesa expone posibles ventajas de este enfoque relativas a una cotización mayor del producto en la subasta y a la flexibilidad que tendría el Operador del Sistema para programar el mantenimiento de las líneas.

Esta Comisión considera que los Operadores del Sistema deben valorar las características del producto que es más adecuado ofrecer en las subastas mensuales o anuales analizando costes y beneficios. En particular, el tratamiento de los periodos de mantenimiento será objeto de análisis en las futuras reglas armonizadas para la UE (EU HAR), que en la actualidad, se encuentra en fase de elaboración por parte de ENTSO-E.

- Finalmente, Endesa señala tres artículos de las Reglas HAR en los que habría que revisar la coherencia de las traducciones al español. Estos son: Artículo 2.06 (b) (i), último párrafo, artículo 4.02 (d) sexto párrafo y artículo 9.02 (b) (ii).

Esta Comisión considera que la versión inglesa, que es la oficial, está correctamente redactada. La traducción al español se ha corregido en los términos propuestos por Endesa.

- En relación con las Reglas IFE, Iberdrola propone un mecanismo de respaldo a aplicar (por ejemplo envío de ofertas por email) en el caso de que por problemas técnicos no se puedan celebrar las subastas explícitas intradiarias.

Esta Comisión entiende que el riesgo existente con respecto a un posible fallo de las subastas intradiarias es muy limitado habida cuenta del escaso número de subastas canceladas en la interconexión Francia-España en los últimos meses (2 en el periodo julio 2013 – junio 2014) y de la escasa capacidad negociada en las mismas. No obstante, REE podría analizar esta cuestión a la vista de la experiencia que se obtenga en este ámbito.

- Iberdrola considera, con relación a las Reglas HAR, que quedan pendientes varias mejoras en relación a la armonización europea requerida para la consecución de un mercado único de la electricidad, como por ejemplo la armonización de las reglas de nominación y la constitución de una bolsa

anual para compensar las reducciones de capacidad como sugiere ACER. Concretamente, Iberdrola propone lo siguiente:

1. Se debería implementar la opinión de ACER en relación a que el “cap” a las compensaciones ante reducciones de capacidad en la interconexión debería estar basado en lo recaudado en todo el año, y no sólo en un sentido de la interconexión sino en ambos sentidos.
2. En cuanto a la implementación de las subastas de respaldo (“shadow auctions”), Iberdrola sugiere: 1) Una revisión de las Reglas de Funcionamiento de Mercado respecto a la operativa específica del mercado español que obliga a la realización de bilaterales entre unidades genéricas y unidades de frontera. 2) En caso de imposibilidad de celebrarse las subastas de respaldo el reparto de la capacidad será equitativo, excepto en la interconexión España-Francia, donde la asignación se realizará en la primera subasta intradiaria. Iberdrola cree necesaria una armonización en este sentido a nivel europeo.
3. Iberdrola sugiere una redacción alternativa en el artículo 9.02 para reflejar la transitoriedad de la ausencia de las shadow auctions.
4. Iberdrola considera necesaria la armonización de las reglas de nominación para la consecución de un verdadero mercado interior de la electricidad, en la línea defendida por ACER en su recomendación del código de red FCA. Respecto a las autorizaciones para programar, se pide armonización en varios puntos entre los que destaca el hecho de que CASC es el remitente de estas autorizaciones excepto para el caso de España-Francia donde es el Operador del Sistema el remitente.
5. Iberdrola propone que siempre exista la posibilidad de reventa de derechos anuales en posteriores subastas mensuales, independientemente de los períodos de mantenimiento. Para ello propone buscar otras soluciones como, por ejemplo, celebrar varias subastas mensuales.
6. En opinión de Iberdrola debería armonizarse el reparto de capacidad de interconexión en diferentes horizontes temporales maximizando la capacidad asignada en el largo plazo.
7. Por último, Iberdrola propone que, en las fronteras en las que existe acoplamiento de mercados, los agentes que revenden sus derechos para ser usados en el proceso diario de acoplamiento reciban un reconocimiento de los tránsitos que han sido realizados con esos derechos con el fin de poder acceder a otros mecanismos de apoyo nacionales.

Esta Comisión coincide con Iberdrola en que las Reglas HAR propuestas son un paso intermedio hacia una armonización europea en varias cuestiones como las mencionadas por Iberdrola que ya se están

negociando a nivel europeo fundamentalmente entre ACER y ENTSO-E en el contexto de la pronta implementación de las futuras Directrices de Asignación de Capacidad a Plazo (FCA). Muchas de las cuestiones planteadas por Iberdrola están siendo tenidas en cuenta en dicho proceso ya que actualmente ENTSO-E está preparando una propuesta de reglas armonizadas de asignación de capacidad a plazo para toda la Unión Europea (EU HAR) que podrían aprobarse en otoño de 2015. Sobre las propuestas concretas planteadas por Iberdrola, esta Comisión considera lo siguiente:

1. La opinión de ACER sobre las Directrices de Asignación de Capacidad a Plazo (FCA), en línea con las alegaciones recibidas, considera que el “cap” a las compensaciones ante reducciones de capacidad en la interconexión debería consistir en lo recaudado en todo el año, y no sólo en un sentido de la interconexión sino en ambos sentidos. No obstante, este diseño no se ha implementado todavía, dado que las directrices no están formalmente adoptadas en comitología, y que esta cuestión se está debatiendo actualmente en el foro de ACER.
2. En cuanto a la implementación de las subastas de respaldo (“shadow auctions”), podría ser útil la revisión de las Reglas de Funcionamiento de Mercado en el foro adecuado con el fin de analizar el alcance e implicaciones del cambio sugerido. En todo caso, es una cuestión que excede el ámbito de aplicación de las Reglas HAR. Por otra parte, en caso de imposibilidad de celebrarse las subastas de respaldo, el reparto de la capacidad podrá ser armonizado cuando se implante el mecanismo paneuropeo de asignación continua de la capacidad. Hasta que llegue ese momento, esta Comisión entiende que es más eficiente la asignación mediante subasta intradiaria que la asignación equitativa (“equal share”).
3. El valor añadido por el cambio propuesto es muy reducido. El significado y el efecto de ambas redacciones sería el mismo, por tanto se considera que no es necesario modificar esta redacción.
4. La armonización de las reglas de nominación está prevista por ACER y ENTSO-E a medio plazo después de la armonización de las reglas de asignación. No obstante, dicha armonización debería tener en cuenta las especificidades de nuestro modelo de mercado, y en particular, de la operativa descrita en nuestra regulación (realización de bilaterales entre unidades genéricas y unidades de frontera).
5. Tal y como se ha dicho anteriormente, el tratamiento de los períodos de mantenimiento, y en particular la posibilidad de reventa de derechos anuales en posteriores subastas mensuales con independencia de los períodos de mantenimiento, será objeto de análisis en las futuras reglas armonizadas para la UE (EU

HAR). La posibilidad de celebrar varias subastas mensuales para un mismo mes por ahora no se contempla en el ámbito europeo.

6. La maximización de la capacidad asignada en el largo plazo es un aspecto que también está siendo debatido a nivel europeo en la actualidad, por lo que esta cuestión podrá ser recogida en la próxima revisión de las reglas.
7. El reconocimiento de los tránsitos que han sido realizados con los derechos revendidos para ser usados en el proceso diario de acoplamiento y la posibilidad de acceder a otros mecanismos de apoyo nacionales plantea varias cuestiones que deben ser analizadas. Por ejemplo, no es evidente que la energía exportada mediante un derecho físico explícito (donde sería más fácil identificar el origen de la energía) deba tener el mismo tratamiento que una capacidad de exportación utilizada de modo financiero mediante el mecanismo de UIOSI (Use it or sell it). En cualquier caso, esta cuestión será analizada por el Consejo Europeo de Reguladores de Energía (CEER) a lo largo del año 2015.

