

Más cerca del Mercado Interior de Electricidad: Beneficios del acoplamiento y próximos retos

Pedro Mejía Gómez

Presidente de OMEL y Vicepresidente de OMIE

Beneficios del acoplamiento de los mercados

El 13 de mayo de 2014 se produjo de manera exitosa el acoplamiento completo de los mercados diarios (*day-ahead*) del noroeste (NWE) y del suroeste (SWE) de Europa. De esta forma, en la actualidad el mercado diario de electricidad se opera de manera coordinada para 17 países, desde Portugal a Finlandia, bajo el mecanismo conocido como *Price-Coupling of Regions* (PCR) desarrollado por los operadores de mercado europeos.

Desde esa fecha, la capacidad de interconexión España-Francia en el horizonte diario se asigna por parte del operador de mercado de forma implícita en el proceso de casación de todas las ofertas de precio y energía. Se trata de un mecanismo semejante al de *market splitting* que está en funcionamiento en MIBEL desde junio de 2007, para la gestión de la interconexión entre España y Portugal, y que ahora se ha adoptado como modelo para toda la UE. El acoplamiento completo entre los proyectos NWE y SWE permite el cálculo simultáneo de los precios de la electricidad y de los flujos transfronterizos en todas

las distintas áreas de precio de las citadas regiones. Como se verá en los siguientes apartados, este nuevo mecanismo se está traduciendo ya en un beneficio para el consumidor europeo, derivado de un uso más eficiente del sistema y de las infraestructuras transfronterizas.

Optimización del uso de las capacidades de interconexión existentes

El efecto más inmediato después de la implantación de las subastas implícitas en estas regiones de Europa ha sido la mejora de la utilización de las interconexiones existentes. En el caso del MIBEL, esta mejora ha sido muy significativa para la interconexión franco-española en los primeros meses del acoplamiento de mercados.

Según los cálculos de OMIE para 2012 y 2013, el porcentaje de horas al año en el que no se utilizó al máximo la capacidad transfronteriza entre Francia y España fue de alrededor de un 55% y un 47% respectivamente. Por lo tanto, en alrededor del 50% de las horas la interconexión entre los dos países estuvo infrutilizada. Este indicador fue aún peor en los primeros meses

de 2014, hasta que se puso en marcha el acoplamiento de mercados. Desde el 1 de enero hasta el 13 de mayo de 2014, la capacidad de interconexión no se utilizó al máximo en alrededor del 62% de las horas.

Desde la entrada en funcionamiento de la solución PCR, el 13 de mayo, el uso de las capacidades transfronterizas ha mejorado significativamente. En el período desde el 13 de mayo hasta el 31 de julio, la capacidad transfronteriza fue usada al máximo en el 94% de las horas y sólo en el 6% de las horas no fue utilizada al límite de su capacidad, al haber obtenido España y Francia el mismo precio.

Eliminación de flujos transfronterizos en sentido anti-económico

En 2010, los reguladores nacionales de la energía de SWE empezaron a publicar informes regionales sobre la gestión y explotación de las interconexiones. Uno de los resultados más relevantes de estos informes era la importante cantidad de capacidad que no se utilizaba en la dirección correcta, atendiendo a las diferencias de precios entre zonas.

Figura 1a. Diferencia de precio entre importaciones/exportaciones netas para la interconexión FR-ES (2014, hasta el 13 de mayo)

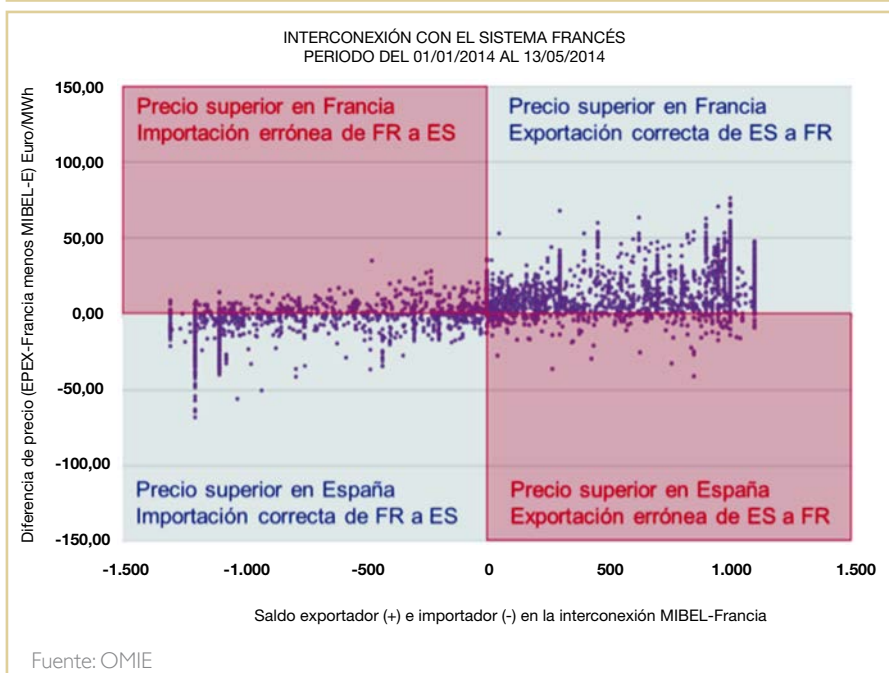
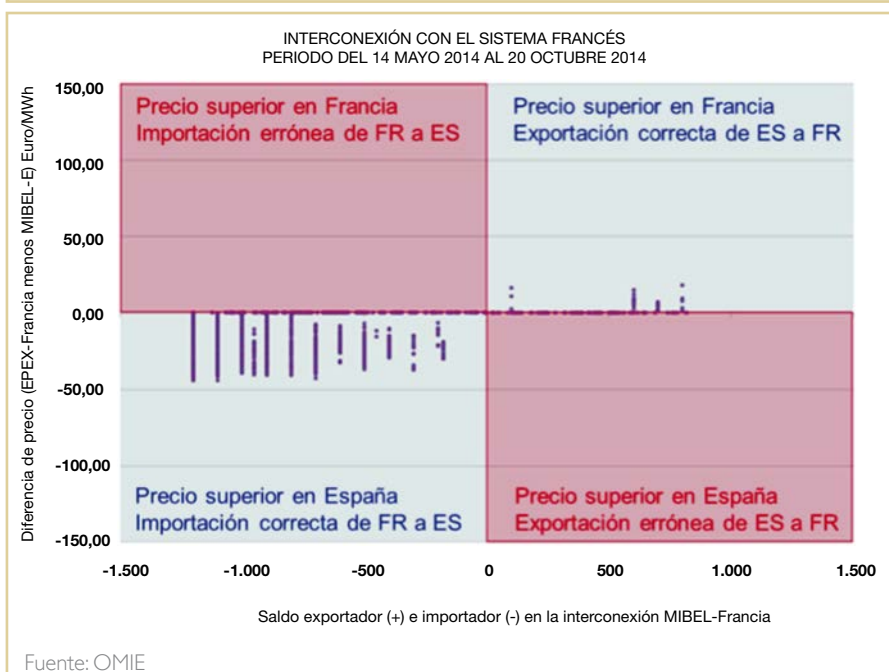


Figura 1b. Diferencia de precio entre importaciones/exportaciones netas para la interconexión FR-ES (2014, desde el 13 de mayo hasta el 20 de octubre)



La siguiente figura (Fig. 1.a) muestra el número de transacciones transfronterizas en la frontera FR-ES que tuvieron lugar en la dirección incorrecta debido a la asignación explícita de las capacidades, antes de la entrada en operación del sistema de acoplamiento de mercados. Por el contrario, la figura 1.b presenta lo que sucede actualmente con las transacciones transfronterizas en la misma interconexión. Como se puede observar fácilmente, después de la puesta en marcha del acoplamiento de mercados no existe ninguna transacción en el sentido anti-económico de los precios. En otras palabras, en todos los casos, los flujos transfronterizos de electricidad van del área de menor precio al área con precios más elevados.

De acuerdo con estimaciones de OMIE para 2012 y 2013, las operaciones transfronterizas fueron ejecutadas en la dirección opuesta durante el 17% y el 13% de las horas, respectivamente. En 2014, la misma situación ocurrió en el 16% de las horas hasta que se puso en marcha el acoplamiento de mercados.

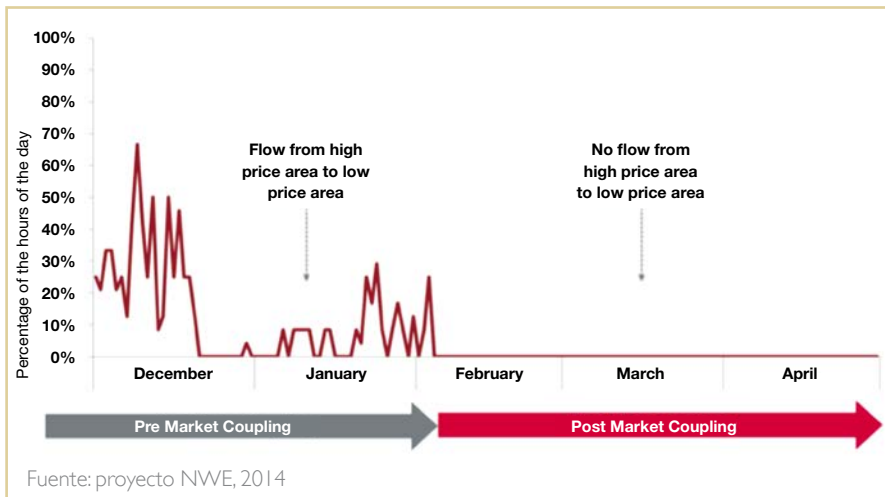
Tras la entrada en operación del acoplamiento de mercados, esta situación ha desaparecido en todas las interconexiones de los países acoplados. A modo de ejemplo, la figura 2 muestra cómo los flujos transfronterizos anti-económicos también han desaparecido en la interconexión Francia-Inglaterra.

En relación con la capacidad promedio utilizada en la dirección opuesta, supuso alrededor de 780 MW antes del acoplamiento de mercados (estimación para 2012, 2013 y enero-mayo 2014).

Aumento de la convergencia de precios

Los beneficios de las subastas implícitas serán similares a los que se muestran en la figura 3

Figura 2. Flujos de electricidad en acoplamiento de mercados para la interconexión (IFA) entre Francia e Inglaterra



Francia ha sido el mismo en el 6,2% de las horas. Esta cifra aumentará sin duda con la puesta en marcha de la nueva línea en el próximo año.

Con el objetivo de mostrar los posibles efectos sobre los precios con la nueva interconexión de 1.400MW entre Francia y España, se ha realizado una simulación de los resultados en el año 2013 y se han comparado con los precios reales que tuvimos en el mercado MIBEL. Los resultados muestran que el porcentaje de horas con diferencia de precio inferior a 1 €/MWh aumentaría del 5,8% al 30,8%, y que el porcentaje de horas con diferencia de precio inferior a 2 €/MWh aumentaría del 10,4% al 33,2%.

para la interconexión España-Portugal, donde podemos ver lo que ha sucedido en el pasado. La creación del mercado ibérico de electricidad ha aumentado la convergencia de precios entre ambos países y, en consecuencia, ha disminuido la renta de congestión.

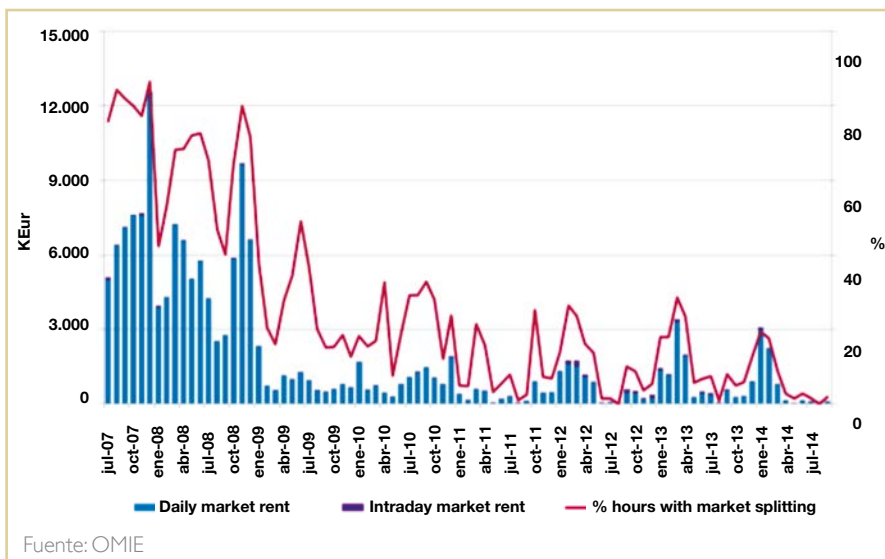
Estos mismos efectos se verán en la frontera franco-española en los próximos años y, en particular, cuando la nueva línea de interconexión inicie su funcionamiento en los próximos meses. Hasta hoy, desde el 14 de mayo 2014, el precio del MIBEL y de

Social welfare del acoplamiento de mercados

Con el fin de completar los beneficios que genera el acoplamiento de mercados, también se puede analizar la eficiencia en términos del *social welfare* o incremento del "bienestar social". Esta eficiencia económica consiste en el aumento del "excedente" de la oferta y de la demanda como consecuencia de permitir la entrada de las unidades más eficientes, independientemente del país en el que se encuentren. Esta ganancia del sistema aumenta hasta que aparece la congestión en las interconexiones y los mercados deben separarse. A continuación se presentan algunos resultados de interés de los estudios que la Agencia de Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER) realiza al respecto¹.

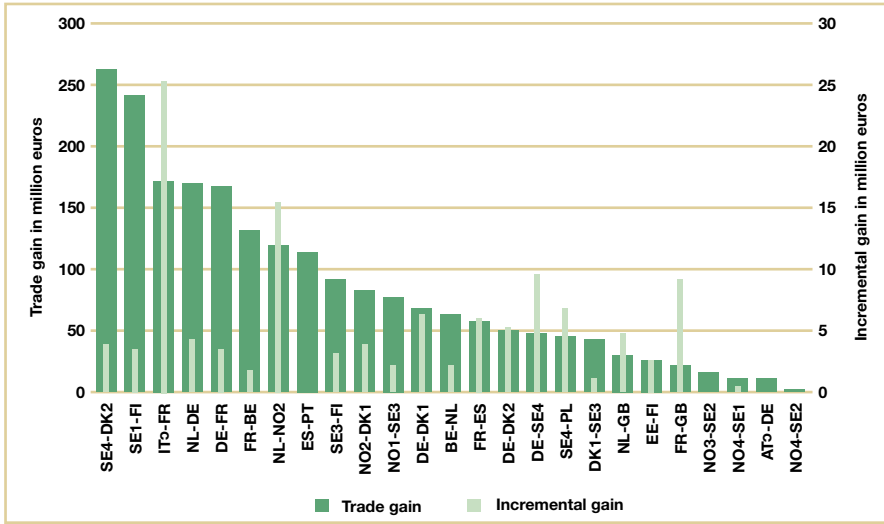
En su informe para el año 2012, *ceteris paribus* el resto de los datos, ACER compara los resultados entre el escenario de poder negociar entre las diferentes áreas de precio y el de mercados aislados (sin posibilidad

Figura 3. Renta de congestión en la interconexión Hispano-Portuguesa en los mercados diario e intradiarios (Julio 2007 – Septiembre 2014)



¹ Annual report on the results of monitoring the internal electricity and natural gas markets. ACER, 2012

Figura 4. Beneficios en términos de *Gross welfare* de la negociación transfronteriza e incremento de ganancia por frontera – 2012 (millones de euros)



de negociar entre sí). ACER también estima el “incremento de ganancia” al incrementar la capacidad de interconexión en 100 MW en cada frontera. Ambos indicadores se presentan en la figura 4.

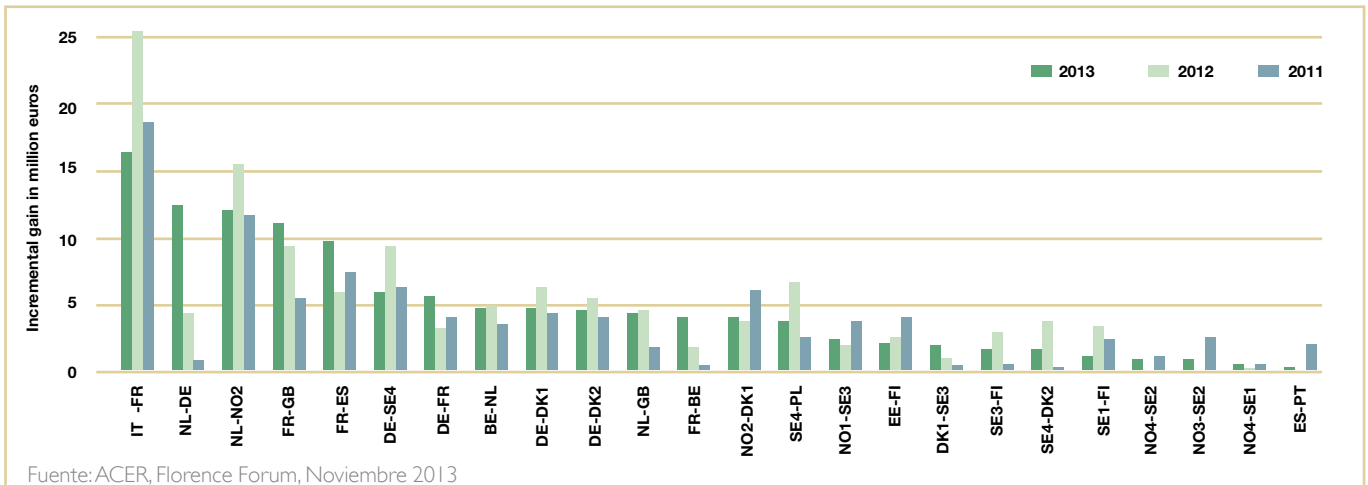
El resultado de estas simulaciones ha arrojado luz sobre los beneficios que el

acoplamiento de mercados trae en el comercio de electricidad dentro del mercado MIBEL y también adelanta la previsión de los beneficios que las subastas implícitas con el resto del continente traerá en términos de bienestar social, tanto para NWE como para SWE, en sus respectivas áreas de precios.

Análogamente, ACER también presentó los resultados de las “ganancias incrementales” calculados para 2013, con la misma metodología pero teniendo en cuenta la potencialidad del nuevo algoritmo del PCR. Los datos muestran (figura 5) que el incremento de ganancia en la frontera Francia-España sería de cerca de 10 M€, convirtiéndose en el quinto punto transfronterizo de electricidad que mayor beneficio reportaría dentro de Europa, con un aumento de 100 MW de capacidad transfronteriza. Mientras que la frontera Portugal-España sería el lugar donde menor beneficio reportaría un aumento de la capacidad, lo que significa que la capacidad de esta frontera podría considerarse como apropiada para el comercio transfronterizo existente.

También se han hecho otros estudios dentro del mercado MIBEL. En este caso, se ha estudiado la diferencia de precio obtenido con el uso de la interconexión con Francia en comparación con el escenario de tener un mercado aislado. Los resultados muestran que a pesar de que la capacidad de interconexión con Francia es todavía muy pequeña, la influencia media de precio por hora ha sido de aproximadamente de 1,7 €/MWh.

Figura 5. Incremental gain del acoplamiento de mercados del PCR market coupling en diferentes interconexiones de la UE



Fuente: ACER, Florence Forum, Noviembre 2013

Retos de los mercados mayoristas de electricidad

Hacia un mercado intradiario europeo

Por otro lado, los operadores de mercado europeos están trabajando en la implantación de una plataforma pan-europea de comercio transfronterizo intradiario continuo compatible con las subastas intradiarias del Mercado Ibérico. Este proyecto, continuación del proyecto de acoplamiento del mercado diario, responde a los proyectos de cooperación entre los operadores de mercado y los operadores de sistema, que vienen siendo impulsados por la Comisión Europea, la Agencia de Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER) y las autoridades reguladoras nacionales para dar respuesta al acuerdo del Consejo Europeo en febrero de 2011, y por el que: "...el mercado interior de la energía tiene que haberse realizado de aquí a 2014, de modo que esté garantizada la libre circulación del gas y la electricidad. Para ello es preciso, ... el acoplamiento de mercados...".

Si bien el acoplamiento del mercado diario del MIBEL con Europa es ya una realidad, el proyecto de integración de los mercados intradiarios transfronterizos llevará más tiempo y es muy probable que se materialice una vez aprobada la nueva normativa europea sobre asignación de capacidad y gestión de congestiones. En relación a esta última, se destaca que este modelo europeo permitirá la complementariedad de un mercado continuo intradiario a nivel europeo en este horizonte temporal, con mercados por subastas implícitas para interconexiones entre áreas de precio con mayor liquidez.

Transparencia y competencia

Otro gran reto a nivel europeo es el promover una mayor transparencia y competencia

en el mercado mayorista. La transparencia es un elemento esencial y una de las características básicas de cualquier mercado organizado. Su existencia es una condición necesaria para una formación eficiente de precios y, por tanto, para mantener la confianza en el mercado.

Su finalidad primera es explicitar las condiciones de acceso al mercado, presupuesto necesario para la apertura del mismo y para aumentar las posibilidades de acceso al mercado de nuevos entrantes. Los operadores conocen cómo pueden acceder al mercado, y saben que si las condiciones son transparentes desaparecerá la discriminación entre los operadores existentes y los nuevos entrantes, con lo que se evita la desigualdad de trato en favor de operadores privilegiados.

La transparencia es asimismo un medio para que los consumidores conozcan los precios que rigen el mercado. En este punto, la transparencia cumple una de sus finalidades principales, evitar la asimetría de información entre los agentes.

En este sentido, la normativa que regula la transparencia del mercado spot de electricidad, gestionado por OMIE, está considerada a nivel europeo como una de las más favorecedoras del conocimiento de las actividades que se desarrollan en un mercado eléctrico. Desde el comienzo del mercado, en enero de 1998, la obligatoriedad de asociar las ofertas a unidades de compra y venta fue uno de los aspectos determinantes para asegurar la posibilidad efectiva de supervisión del mercado por el Regulador y su transparencia, así como la publicidad de toda la información necesaria para que se pudiese reproducir el resultado del mercado en un cierto plazo de tiempo.

Sin embargo, por la propia naturaleza de los mercados, la transparencia debe

responder a una búsqueda continua de medidas que garanticen la competencia. De esta forma, el Operador de Mercado ha implantado mejoras en sus servicios de información y transparencia para que cualquier agente pueda acceder de manera fácil a los resultados del MIBEL. Estas mejoras también han ido encaminadas a satisfacer la mayor demanda de información sobre la gestión del mercado mayorista que la sociedad en su conjunto reclama en el contexto del nuevo sistema de determinación del PVPC.

El mercado mayorista de electricidad ha mejorado los niveles de competencia de forma significativa. En concreto, en el año 2002 los cinco primeros grupos de generación ostentaban una cuota en el Programa Base de Casación (PBC) de casi el 94%, pasando en 2013 esta misma cuota al 53%. En el Programa Horario Final (PHF), la cuota de los cinco primeros generadores pasó del 93% en 2002 al 65% en 2013.

En términos de Índice de Herfindahl-Hirschman (HHI), éste ha pasado en el PBC de 2.810,4 en 2002 a 747,9 en 2013. Para el PHF, el HHI era de 2.738,0 en 2002 y de 1.090,3 en 2013. La reducción de este índice ha sido muy significativa en los últimos años, situándose en 2013 en niveles de competencia admitidos como adecuados para mercados eléctricos. A nivel europeo, estos índices de concentración son menores a los de otros mercados spot. Adicionalmente, como consecuencia de la situación de exceso de oferta, ningún generador tiene una condición de pivotalidad en el mercado.

En el ámbito europeo, el 28 de diciembre de 2011 entró en vigor el nuevo Reglamento 1227/2011, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del

Figura 6. Comparación de los precios en OMIE (base 100) con otros mercados europeos. Actualizado a 20 de octubre de 2014

Media precio OMIE	Año	OMIE	APX	NORDPOOL	EPEX SPOT DE	EPEX SPOT FR	GME	MEDIA
27,9€	2004	100	113,1	103,5	102,1	100,7	184,7	117,4
53,7€	2005	100	97,2	54,7	85,7	86,9	109,1	88,9
50,5€	2006	100	115,0	96,2	100,5	97,5	147,9	109,5
39,3€	2007	100	106,7	71,0	96,6	103,9	180,4	109,8
64,4€	2008	100	108,7	69,4	102,1	107,3	135,0	103,8
37,0€	2009	100	106,0	94,7	105,1	116,4	172,4	115,8
37,0€	2010	100	122,6	143,4	120,2	128,3	173,3	131,3
49,9€	2011	100	104,2	94,2	102,4	97,9	144,7	107,2
47,2€	2012	100	101,6	66,1	90,2	99,4	159,8	102,8
44,3€	2013	100	117,4	86,1	85,4	97,7	142,3	104,8
40,5€	2014	100	99,5	72,8	79,8	81,9	125,3	106,8

OMIE participa activamente en los grupos de trabajo establecidos por ACER en relación a la implantación del nuevo Reglamento (EC) 1227/2011 sobre integridad y transparencia del mercado mayorista de energía. En concreto, OMIE colabora en el proyecto piloto de ACER para la implantación de REMIT.

Sobre la volatilidad del mercado spot

Como es conocido, nuestro mercado spot ofrece precios comparables a los de otros mercados organizados en la UE. En la figura 6 se presenta la comparativa de precios entre OMIE (base 100) y otros operadores de mercado.

Los mercados spot de electricidad, por su naturaleza, son mercados volátiles en que el precio del producto fluctúa en una banda esperada. La figura 7 presenta la distribución de precios en el mercado diario para los tres últimos años.

mercado mayorista de la energía (en adelante REMIT). Este Reglamento establece normas que prohíben las prácticas abusivas que afectan a los mercados mayoristas de

la energía y asigna a ACER el control y supervisión de dichos mercados en estrecha colaboración con las autoridades reguladoras nacionales.

Figura 7. Distribución de precios medios diarios en el mercado diario en 2011, 2012 y 2013 (€/MWh)

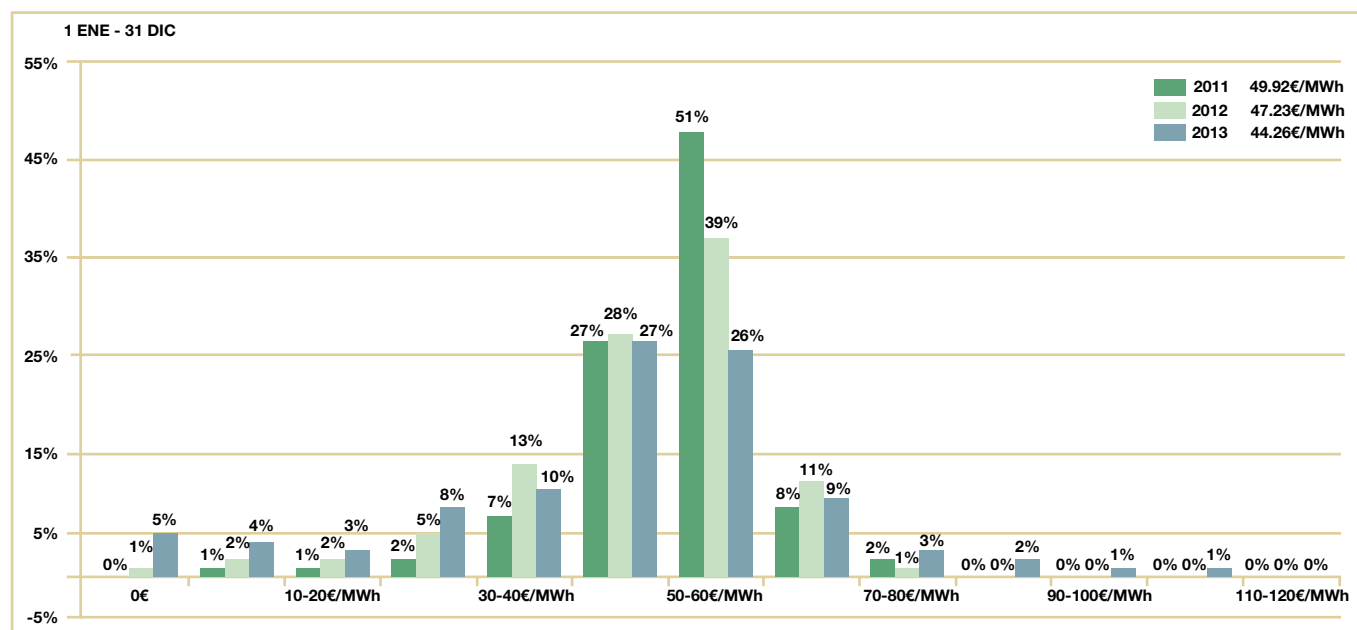
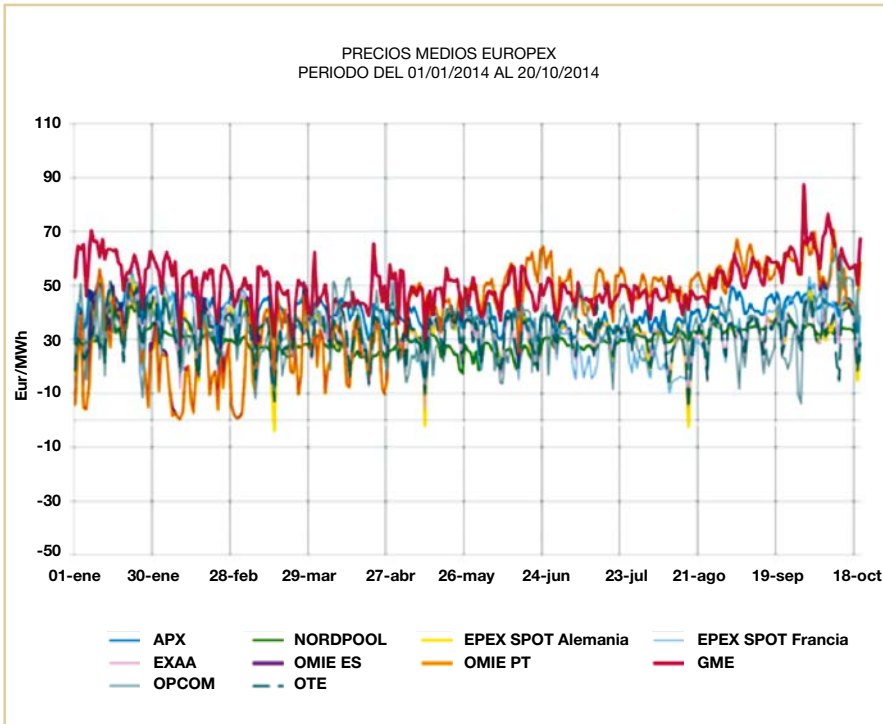


Figura 8. Precios medios diarios EUROPEX (€/MWh). Diciembre 2013 - 20 octubre de 2014

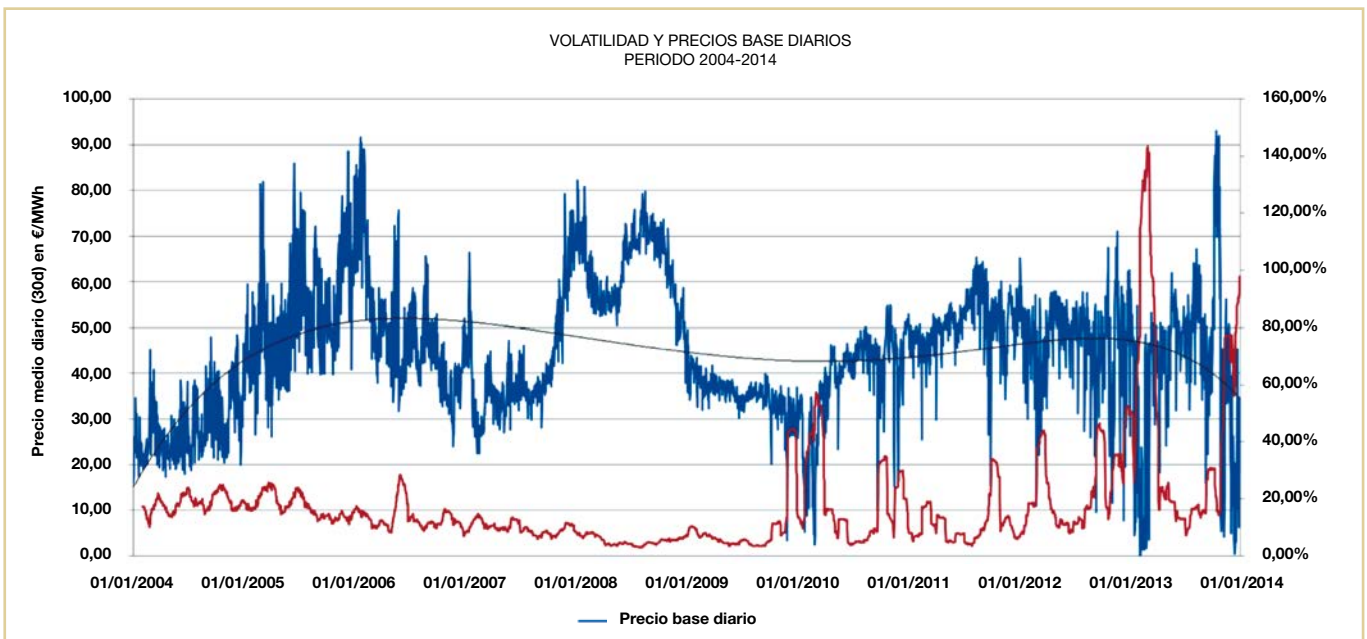


El siguiente gráfico muestra las fluctuaciones del precio medio diario en distintos mercados europeos (figura 8).

De las variaciones de precios que se observan en los diferentes mercados se deduce que la volatilidad del mercado spot en MIBEL presenta una volatilidad similar o menor al del resto de los mercados spot en la UE. Si el precio del mercado diario en MIBEL puede oscilar entre 0 €/MWh y 180 €/MWh, en otros mercados con igual o mayor liquidez, como el de North-West Europe (NWE), esta oscilación puede ser de entre (-) 500 €/MWh y (+) 3.000 €/MWh.

La figura 9 muestra un gráfico con los precios medios diarios de los últimos diez años en el MIBEL con los resultados del análisis de volatilidad efectuado. Para el cálculo de la volatilidad de los precios se han tomado los precios de base diarios (media aritmética de precios horarios) y se ha calculado la volatilidad diaria tomando series móviles de 30 días.

Figura 9. Precios medios diarios en el MIBEL y volatilidad (2004-2013)



Durante los años 2004 a 2009 se observan largos periodos de baja volatilidad, que se corresponden con movimientos lentos de precios en entornos de entre 40 y 60 €/MWh.

A partir del año 2010 aparecen frecuentes picos de volatilidad, aunque no volatilidad permanente. Este incremento en la volatilidad coincide, cómo es lógico, con una mayor fluctuación en los niveles de precios del mercado diario, debido al mayor impacto en el mismo de la incorporación creciente de energías no gestionables en el mercado (eólica y agua no embalsable especialmente).

Es de destacar que no se observa correlación entre niveles absolutos de precios y volatilidad, si bien, las fuertes oscilaciones en los precios marginales diarios, por entrada de las energías no gestionables, dan lugar a periodos de alta volatilidad.

Tampoco se observan grandes diferencias en tendencias de mayores o menores precios entre periodos temporales de mayor o

menor nivel de volatilidad. No obstante, sí se observa que las puntas de alta volatilidad coinciden con niveles de precios muy bajos.

Adicionalmente se ha efectuado un análisis comparado de la volatilidad observada en el año 2013 respecto a la que hubiera habido en el caso de haber estado en operación la futura interconexión eléctrica entre España y Francia. Ésta permitirá incrementar la capacidad de interconexión entre ambos Estados en 1.400 MW en cada sentido (importación y exportación) para finales del 2014 o principios de 2015.

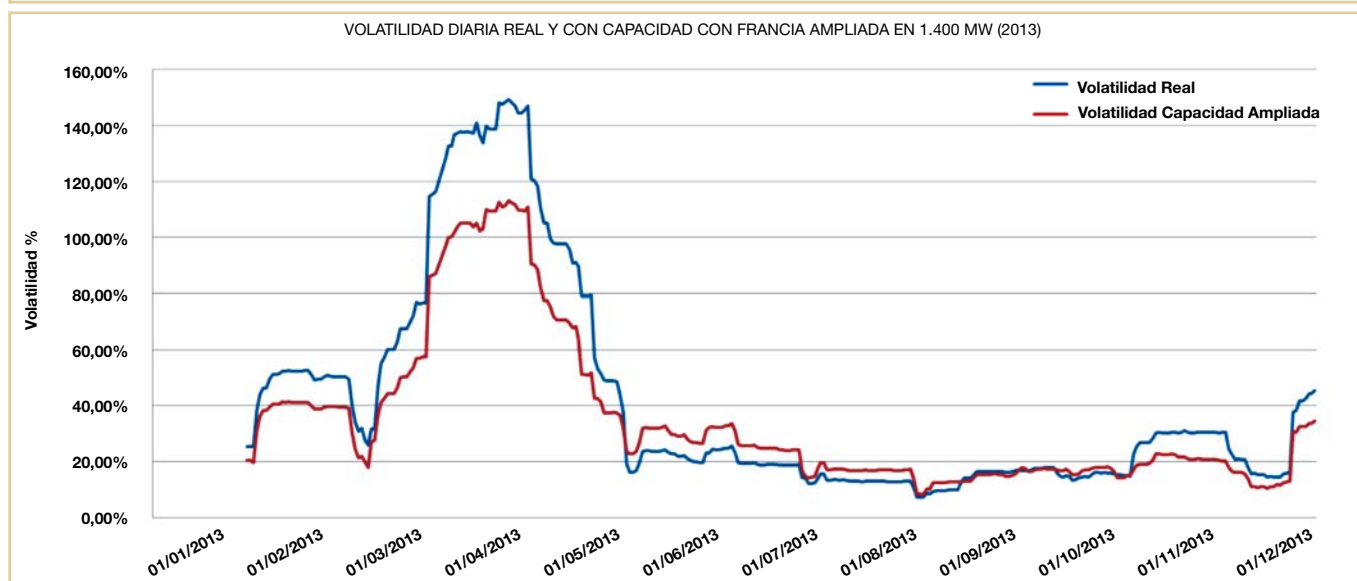
Como refleja la figura 10, en el caso de que entrara en operación la futura línea en la interconexión eléctrica entre España y Francia, la volatilidad tendería a atenuarse ya que los precios medios diarios, al existir una mayor capacidad de intercambio con el mercado de Centroeuropa, presentaría en algunos periodos temporales una menor volatilidad, sobre todo en situaciones de precios extremos.

Acercar los mercados al tiempo real

El mercado intradiario permite a los agentes ajustar sus posiciones tras el cierre del mercado diario. Como se ha señalado en diversas ocasiones por los reguladores, la existencia de estos mercados basados en subastas marginalistas son esenciales para crear liquidez y permitir la participación de agentes de menor tamaño, en la mayoría de los casos precio-aceptantes, que puedan corregir sus posiciones en igualdad de condiciones con las empresas de mayor tamaño y mayor integración vertical.

Por otra parte, la mayor presencia de energías renovables en los mercados ha llevado a que estos mercados adquieran mayor relevancia en la formación eficiente de precios. Acorde con el modelo adoptado en Europa, los mercados deben acercarse hasta una hora antes del tiempo real, punto en el que los criterios de seguridad del sistema y, en definitiva, de estabilidad de la red, deben primar sobre los criterios de eficiencia económica.

Figura 10. Volatilidad real en 2013 comparada con la que hubiera habido si hubiera estado en operación la futura interconexión eléctrica entre España y Francia



En este contexto, es deseable que se implanten a corto plazo un número mayor de sesiones de mercado intradiario (actualmente existen 6) como medida concreta para acercar un mercado líquido, que arroja precios comparables al mercado diario, al tiempo real. En un futuro, cuando se alcance un acuerdo para una solución europea común

intradía transfronteriza, un mercado continuo intradiario complementado con una sesión del mercado intradiario para cada hora del día permitirá a las plantas de generación, especialmente a las de energías renovables, corregir su posición con mayor rapidez, en un mayor número de ocasiones, y a precios públicos iguales para todos. Este número de

sesiones permitirá una integración adecuada con el mercado pan-europeo continuo suponiendo de hecho una nominación competitiva de las unidades (compra y venta) en nuestra área de precios, una hora antes del tiempo real, en lugar de la nominación decidida unilateralmente por los agentes participantes en el mercado continuo.

Conclusión

El acoplamiento exitoso de los mercados diarios de electricidad en las regiones NWE y SWE ha constituido un primer gran paso hacia un verdadero mercado europeo de la electricidad. Actualmente, esta iniciativa ya está arrojando beneficios tangibles, como el aumento de la eficiencia en el uso de las interconexiones existentes, la mayor convergencia de precios y, en definitiva, el incremento del social welfare de productores y consumidores.

Entre otros proyectos a nivel europeo, OMIE trabaja intensamente en el proyecto de creación de un mercado intradiario de electricidad a nivel europeo. La mayor presencia de tecnologías de generación a partir de fuentes renovables de energía, la participación cada vez más activa de la demanda en los mercados gracias a las nuevas tecnologías de información, entre otros, harán del mercado intradiario un mercado cada vez más relevante en los próximos años. El MIBEL cuenta con el mercado intradiario más líquido de Europa y preservar esta liquidez será fundamental para continuar con una formación eficiente del precio.

A finales de 2015, se espera que pueda entrar en funcionamiento una plataforma pan-europea que permita establecer un mercado continuo (con asignación implícita de capacidad transfronteriza) en el horizonte intradiario, compatible con la existencia de subastas intradiarias a nivel subregional, como en el caso de MIBEL.

Hasta hace poco tiempo se hablaba del acoplamiento a nivel europeo de los mercados diarios de electricidad como el “futuro” del mercado eléctrico, como uno de los retos principales en el largo proceso de creación del Mercado Interior de la electricidad en la UE. Hoy, tras muchos años de esfuerzo de todas las partes involucradas, podemos decir que ese “futuro” ha llegado y que sus beneficios ya son tangibles; que los retos a los que ahora nos enfrentamos son otros y que, por complejos que sean, deberán ser afrontados con la misma determinación si queremos seguir avanzando en el proceso de construcción de un verdadero mercado interior. ■