



4. MERCADOS DE ELECTRICIDAD EN EUROPA

**Juan Luis Ríos, José Luis Rapún,
Gregorio Relaño, Ángel Chiarri**

SINOPSIS

El mercado de electricidad permite una operación eficiente de las centrales de producción, facilita la cobertura del riesgo de los generadores y comercializadores y proporciona una señal de precio para nuevas inversiones. El mercado de la electricidad ha ido evolucionando en la mayoría de los países europeos desde transacciones con entrega al contado o spot a transacciones con entrega a plazo (mercado a plazo). Esta evolución requiere de un cierto nivel de liquidez, transparencia y estabilidad regulatoria. A pesar de disponer de un marco regulatorio común a nivel europeo cuyo objetivo último es el mercado único de energía, el mercado eléctrico se han desarrollado desigualmente en los Estados Miembros. Las interconexiones son el elemento clave para fomentar la integración de los mercados eléctricos. Para facilitar la integración, las Iniciativas Regionales de Energía han dado un impulso a la armonización regulatoria entre países y a los proyectos de acoplamiento de mercado.

4.1 INTRODUCCIÓN

La primera directiva sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad (Directiva 1996/92/CE) puede considerarse como el punto de partida de los mercados de electricidad en el ámbito de la Unión Europea. Los principios que han guiado desde entonces la regulación europea del sector eléctrico han sido la sostenibilidad medioambiental, la seguridad de suministro y la introducción de la competencia que redunde en menores precios de la electricidad para el cliente final. Se ha producido una evolución



en los Estados Miembros desde un sistema eléctrico regulado y regido por una planificación casi obligatoria, a un sistema liberalizado en el que los agentes compiten en el despacho de sus centrales y en el suministro de electricidad para los clientes finales. Para ello se estableció una apertura parcial y progresiva cuyo último fin debería ser un **mercado único de electricidad** en toda Europa.

La electricidad es una *commodity*¹ que puede ser vendida y comprada con una calidad previamente definida y un alto nivel de estandarización. La entrega se realiza en las redes de alta tensión de cada país. Sin embargo, el mercado eléctrico presenta notables particularidades respecto al resto de *commodities* energéticos: el hecho de que la electricidad no se pueda “almacenar” afecta decisivamente a su **generación**, comercialización, transporte y distribución.

La electricidad se produce en centrales de generación. Las centrales se clasifican según la tecnología de la que provenga la energía: renovables (hidráulica o eólica principalmente), centrales nucleares, centrales térmicas de carbón, centrales térmicas de gas, etc. Las centrales pueden competir entre ellas para producir electricidad en función de los costes de combustibles y eficiencia. Por ello la producción de electricidad, también llamada generación, es una actividad en competencia, en el que los agentes construyen y operan centrales que les permitan competir en el suministro de electricidad.

La **comercialización** consiste en el suministro de electricidad a clientes finales. Esta actividad también está sujeta a competencia. Los comercializadores buscan la forma de ser más competitivos en el aprovisionamiento de electricidad e intentan diferenciarse mediante nuevos productos u ofertas innovadoras: oferta conjunta de gas y electricidad, servicio de mantenimiento, etc. Gracias a la competencia en la comercialización, los clientes finales se benefician de menores precios y productos que se adaptan mejor a sus necesidades. Así los comercializadores suministran a los clientes finales la electricidad que los generadores producen. No obstante ni los comercializadores ni los productores se encargan de llevarla desde su origen -las centrales- hasta su destino -los clientes.

En la mayoría de las ocasiones las centrales de generación suelen estar alejadas de los grandes puntos de consumo como ciudades o industrias. Además, en el transporte se producen pérdidas por efecto Joule (calentamiento), y con el objeto de minimizarlas se transforma la electricidad a alta tensión, típicamente a 400 kV. Posteriormente la electricidad es nuevamente transformada a los niveles de tensión a los que se abastece a los clientes finales -desde 220 kV hasta 380 V-. Se puede diferenciar dos actividades en todo

¹ *Commodity*: subyacente estandarizado que no presenta ninguna diferenciación entre lotes. Algunos ejemplos de mercado de *commodities* son el crudo, oro, soja,...



este proceso: **transporte** (alta tensión y distancias largas) y distribución (media-baja tensión y distancias cortas). Contrariamente a la generación y a la comercialización, las actividades de transporte y **distribución** son monopolios naturales² y por tanto no tiene sentido el desarrollo de la competencia en estas actividades.

Una de las principales características de la electricidad es que no es almacenable, es decir se debe producir en cada instante la misma cantidad que se consume. El **Operador del Sistema** es responsable de asegurar el equilibrio generación-consumo y que la electricidad fluya desde los puntos de generación hasta los puntos de consumo teniendo en cuenta las restricciones físicas de la red. Con el objetivo de desempeñar sus funciones de la forma más eficiente, el Operador del Sistema gestiona los mercados de servicios complementarios y de balance. Al igual que con el transporte y la distribución, la operación del sistema es un monopolio natural. De hecho la primera directiva se basaba en la separación de las actividades sujetas a competencia (generación y comercialización) de las actividades no sujetas a competencia (transporte, distribución y operación del sistema).

Como consecuencia de todo ello, el precio que pagan los clientes de la electricidad se puede descomponer en dos partes: precio de la energía -procedente de las actividades en competencia- y tarifas o peajes de acceso -retribuye las actividades reguladas. En algunos países, como en España, la tarifa de acceso también incluye los sobrecostos del régimen especial (renovable y cogeneración) y de los sistemas insulares.

Tal y como se verá posteriormente, el precio de la electricidad en los mercados es muy volátil y está influenciado por numerosos factores: meteorología (las bajas temperaturas en invierno y las altas temperaturas en verano provocan un aumento de la demanda de electricidad), hidráulidad, actividad económica, precio del carbón y gas en los mercados internacionales, capacidad de intercambio con los países vecinos, etcétera.

4.2. DISEÑO DEL MERCADO ELÉCTRICO

Los mercados tienen por objeto la asignación eficiente de recursos escasos. En el caso de la electricidad, el **Mercado Mayorista** es la “plaza pública” en la que se citan de forma continua los generadores (oferta), que necesitan vender el producto que producen

² Monopolio natural: situación de mercado en la que una única empresa (monopolista) puede abastecer a la demanda en un ámbito determinado (región, país,) de forma más competitiva que si hubiera varias empresas en competencia suministrando el mismo servicio.



-la electricidad- y los comercializadores (demanda), que compran la energía para suministrarla a los clientes finales bajo diferentes modalidades en las que compiten. Así, la electricidad (recurso escaso) es vendida por los generadores más eficientes -aquellos que pueden producir a un precio más bajo- y comprada por los comercializadores que pueden hacerlo a precios más elevados.

Los comercializadores actúan como agregadores de demanda de los clientes finales y compiten en la venta de energía para los clientes. El **Mercado Minorista** está formado por los comercializadores (oferta) y los clientes (demanda). En la mayoría de los países los clientes finales pueden aprovisionarse de energía directamente en el Mercado Mayorista. Esta alternativa no suele ser utilizada por los clientes ya que los volúmenes consumidos son relativamente pequeños y no alcanzan las economías de escala necesarias para reducir los costes de transacción unitarios asociados a su participación en el Mercado Mayorista.

Pero en el mercado eléctrico no sólo hay comercializadores y generadores: también participan **traders** que no tienen a priori una posición de compra o de venta. Los **traders** están dispuestos a asumir parte del riesgo de los generadores y de los comercializadores para obtener una expectativa de beneficio. La función realizada por los **traders**, más allá que la de ser meros intermediarios, es dotar de liquidez al mercado. En efecto, suelen poseer un portfolio diversificado de diferentes *commodities* y pueden ofrecerlo en distintos países gracias al acceso libre a las interconexiones eléctricas, que será analizado en el epígrafe 8.

Existen dos figuras claves en el mercado eléctrico: El **Operador del Sistema** y el **Operador del Mercado**. El Operador del Sistema, ya introducido anteriormente, se encarga de gestionar las entregas asociadas a la compra-venta de los agentes y asegura que esas entregas son físicamente viables en la red eléctrica. Para que los generadores, comercializadores y traders puedan entregar y recibir la energía en la red de alta tensión se debe regular el **Acceso de Tercero a Redes (ATR)**. Este acceso es gestionado por el Operador del Sistema de forma transparente y no discriminatoria. Podríamos asimilar al Operador del Sistema como el dueño de la “plaza pública” donde se negocia la electricidad y que es responsable de su funcionamiento. Además el Operador del Sistema gestiona los mercados de servicios complementarios y de balance. En estos mercados la negociación es muy cercana a la entrega (desde dos horas hasta apenas unos segundos) por lo que se requieren las tecnologías de generación más flexibles: sólo las centrales hidráulicas son capaces de subir y bajar carga en segundos. Por tanto, la energía entregada en el mercado servicios complementarios suele ser más valiosa que la energía comprada con mayor antelación.



El Operador del Mercado³ facilita que las transacciones se realicen de forma estandarizada y que todos los agentes dispongan de la misma información. Si bien las responsabilidades de los Operadores del Sistema son similares en todos los países de la Unión, el alcance del Operador del Mercado es diferente según el diseño del mercado eléctrico en cada país. La Tabla 1 muestra el nombre de los Operadores de Sistema y de Mercado en algunos países europeos.

TABLA 1. EJEMPLOS DE OPERADORES DE SISTEMA Y OPERADORES DE MERCADO (O MERCADO ORGANIZADO) EN EUROPA

	Operador del Sistema	Operadores del Mercado
España	Red Eléctrica de España (REE)	OMEL (Spot) OMIP (Plazo)
Portugal	Rede Nacional de Electricidade (REN)	
Alemania	AMPRION, Transpower, 50 Hertz, ENBW Transportnetze	EEX Spot (Spot) EEX Power Derivatives (Plazo)
Francia	Réseau Transport d'Électricité (RTE)	EEX Spot (Spot) EEX Power Derivatives (Plazo)
Holanda	TenneT	APX (Spot) ENDEX (Plazo)
Italia	TERNA	GME (Spot)

El diseño del mercado eléctrico puede ser un **pool** o un diseño basado en **responsables de equilibrio**. En un pool eléctrico, los agentes envían ofertas de venta al Operador del Mercado por cada una de sus centrales. Si además el agente es comercializador, deberá realizar una oferta de compra independiente de la venta de sus centrales. España e Italia son los dos países europeos más importantes con pool eléctrico. Los agentes de ambos países están obligados en la práctica a ofertar toda su energía disponible en el pool de forma individualizada para cada una de sus centrales.

En los países de Centroeuropa, como Alemania, Francia y Holanda, el diseño está basado en la figura del **responsable de equilibrio** o *balance responsible party*: cada agente tiene un “perímetro de equilibrio” compuesto por entradas -producción de las centrales propias, importaciones, - y salidas -venta a clientes, exportaciones, -. En consecuencia

³ A pesar de las diferencias existentes en cada país, en el presente documento se utiliza indistintamente Operador de Mercado y mercado organizado.



los agentes envían al Operador del Mercado sus ofertas ya neteadas, sin necesidad de realizar ofertas individuales por cada una de sus centrales. De hecho en la mayoría de estos países los agentes no están obligados a participar en las subastas del Operador del Mercado. Para cada hora, el balance de entradas y salidas de cada responsable de equilibrio tiene que estar compensado y en caso contrario, el Operador del Sistema suministra la energía de desvío necesaria para equilibrar el perímetro. La energía de desvío se suministra a través del mercado de servicios complementarios, y como se ha explicado anteriormente, es más flexible y tiene mayor valor que la energía negociada con antelación. En consecuencia los agentes están incentivados a equilibrar previamente sus posiciones, apareciendo transacciones entre los agentes que tienen exceso de energía y los que carecen de ella. Además, la optimización del parque de generación hace que los agentes prefieran comprar energía en el mercado si el precio es menor que los costes de sus centrales o vender energía si el precio es superior al coste de producción, a pesar de que las salidas de su perímetro puedan estar cubiertas previamente. Como consecuencia de todo ello, surge de forma natural y sin necesidad de obligaciones un mercado en el que los agentes intercambian electricidad para equilibrar sus perímetros y optimizar su producción.

Una de las mayores ventajas del diseño de mercado basado en responsables de equilibrio es la enorme flexibilidad que poseen los agentes para definir los productos que negocian, lo que permite que cada uno de ellos asuma el riesgo preciso que desea. No es casualidad que el mercado eléctrico más desarrollado y sofisticado en Europa sea precisamente el mercado alemán, con un diseño basado en Responsables de equilibrio que favorece la contratación bilateral y donde se ha evitado encorsetar y regular excesivamente la libre compra-venta de energía.

De forma general, el desarrollo del mercado eléctrico requiere que los agentes dispongan de libertad de contratación. Es decir, los generadores deben ser libres para decidir cómo, dónde y cuándo venden la producción de sus centrales. De igual forma, los comercializadores también deben ser libres para decidir cómo se aprovisionan. La restricción a la libertad de contratación (mercados obligatorios, obligaciones de compra o de venta, etc.) suele suponer un freno al desarrollo del mercado eléctrico.

Por último, en función de la anticipación con la que se realiza la compra-venta de electricidad podemos hablar de **mercado spot o al contado** y **mercado con entrega a plazo**. En el primero la compra-venta se perfecciona desde el día anterior al suministro hasta prácticamente el tiempo real en el que se entrega la electricidad. Como se verá en el epígrafe 4, la gran mayoría de la energía intercambiada al contado se hace a través de



subastas horarias organizadas por los Operadores de Mercado. Estas subastas horarias existen en la práctica totalidad de países europeos independientemente de que el mercado sea un pool o esté basado en responsables de equilibrio. En el mercado con entrega a plazo, el contrato se perfecciona con mayor antelación: desde tres años hasta dos días antes del suministro. La negociación se realiza bien bilateralmente (en la mayoría de ocasiones intermediada a través de *brokers*) o bien a través de los Mercados Organizados que disponen de cámaras centrales de contrapartida. La compra-venta a plazo es tratada en detalle en el epígrafe 5.

4.3. INSTITUCIONES REGULADORAS DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD

La liberalización del sector energético desde mediados de los años 80, y el establecimiento del mercado interior de electricidad y gas natural son los factores que impulsan el establecimiento de los Reguladores Energéticos en la Unión Europea, cuyas competencias fundamentales son: la introducción de competencia en actividades de generación y comercialización y el acceso de terceros a redes e infraestructuras de transporte y distribución.

Los agentes que participan en el mercado eléctrico están sujetos a una prolija regulación procedente de la Unión Europea y de las Administraciones Nacional, Regional y Local. Cada ámbito posee sus propias instituciones para regular y/o vigilar el mercado de electricidad.

4.3.1. Nivel Europeo

- **Comisión Europea**, Comisario de Energía (DGENERGY): Sus competencias comprenden la iniciativa legislativa y vigilancia de ejecución de normas aprobadas por el Parlamento y el Consejo europeos en materia energética. Su comisario actual es el alemán Günter Oettinger.
- **Consejo y Parlamento Europeos**: Aprueban la regulación europea de electricidad conforme a lo establecido en los Tratados, y cuyos pilares son:
 - Directiva 2009/72/CE de normas comunes del mercado interior de electricidad.



- Reglamento 7/4/2009 donde se establecen las condiciones de acceso a red para el comercio transfronterizo.

La actual Directiva y Reglamento son conocidos comúnmente como “tercer paquete”. Sus antecedentes son:

- Primera directiva de electricidad (1996/92): su objetivo era la creación de un mercado único mediante la liberalización, comenzando por un cambio de un sistema regulado a uno liberalizado y una apertura parcial y progresiva.
- Segunda directiva de electricidad (2003/54): buscaba la aceleración del proceso de liberalización con la apertura total y prohibición de tarifas integrales, aunque, para compensar, se reforzaban las obligaciones de servicio público. En la práctica, siguen existiendo problemas para la constitución de los mercados nacionales y sobre todo, del comunitario.
- **Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER):** Agencia creada a partir del tercer paquete debido a la necesidad de disponer de un organismo común, un regulador independiente a nivel europeo, que presentara propuestas a la Comisión en decisiones sustantivas. Además asiste a las Autoridades Regulatorias Nacionales (NRA). Sus funciones son el tratamiento de problemas transfronterizos, la supervisión de la reglamentación y cooperación entre los Gestores de Redes de Transporte, la toma de decisiones sobre cuestiones técnicas y sobre condiciones de acceso y seguridad de infraestructuras transfronterizas, así como la supervisión e información sobre el sector de gas y electricidad.
- **Grupo de Reguladores Europeos de Electricidad y Gas (ERGEG):** Órgano consultivo de la Unión Europea. Surge por decisión de la Comisión de (2003/796/CE) como una versión formal del anterior Consejo Europeo de Reguladores de Energía (CEER) y como punto de contacto entre las Autoridades Regulatorias Nacionales y la Comisión. Sus funciones son asesorar y asistir a la Comisión Europea en la consolidación del mercado interior de la energía. ERGEG propuso la creación de las Iniciativas Regionales de Energía que se tratan en el epígrafe 8.d.
- **European Network of Transmission System Operators (ENTSO-E):** Se trata de una organización establecida tras el tercer paquete legislativo para velar por la gestión óptima de la red de transporte eléctrica europea. Constituye el cuerpo de los Operadores del Sistema a nivel europeo y en la actualidad participan 42 Operadores del Sistema de 34 países. Su principal función es preparar códigos de



red, que una vez aprobados por ACER, serán de obligado cumplimiento dentro de la Unión Europea. Además bianualmente prepara un plan de desarrollo de la red europea a diez años y realiza recomendaciones sobre coordinaciones técnicas entre Operadores del Sistema.

- **Foro Regulatorio de Electricidad (Foro de Florencia):** reuniones que se organizan anual o bianualmente sin poder normativo pero que contribuyen al desarrollo armonizado de la regulación. Son foros convocados por la Comisión Europea en los que intervienen los gobiernos de los Estados Miembros, los reguladores, ENTSO-E, la comunidad académica y los participantes en los mercados energéticos a través de Asociaciones: EURELECTRIC para los generadores, EFET para los traders, etc. En la actualidad el Foro de Florencia está trabajando en las directivas marco de conexión de red, adjudicación de capacidad y congestión de capacidad, en la preparación de un reglamento sobre transparencia de información fundamental y sobre el impacto de las energías renovables en el mercado de la electricidad.

4.3.2. Nivel Nacional

- **Parlamentos, Gobiernos, Ministerios de Energía, Industria o Economía** encargados de la regulación del mercado eléctrico.
- **Autoridades Regulatoras Nacionales (NRA):** entidades nacionales cuyas competencias y poderes se otorgan por la legislación nacional, cumpliendo con los mínimos establecidos por la legislación de la Unión Europea. Las Autoridades Regulatorias Nacionales son órganos consultivos y en algunos países tienen capacidad de decisión sobre determinados asuntos. Para asegurar su independencia, son entidades legalmente separadas de los ministerios de energía o de otros organismos del gobierno. Sus principales funciones son publicar informes comparativos sobre el funcionamiento de las empresas de redes, verificar el acceso abierto y no discriminatorio a la red, sancionar por incumplimiento de la legislación, revisar tarifas o reducir la retribución ante incumplimientos y revocar licencias. Además, la regulación de ciertos países concede a las Autoridades Regulatoras Nacionales potestad para supervisar el mercado eléctrico



y los productos derivados con subyacente eléctrico. Esta última función está contemplada en el Reglamento CE/714/2009.

La Ilustración 1 muestra los distintos reguladores nacionales existentes en Europa.

GRÁFICO 1. AUTORIDADES REGULATORIAS NACIONALES EN EUROPA



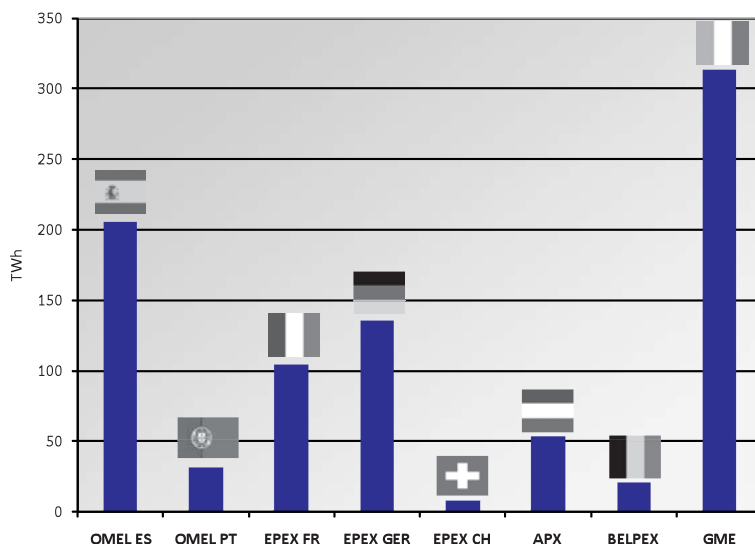
Fuente: Eurelectric report on regulatory models in liberalised European electricity market. Enero 2004

4.4. MERCADOS AL CONTADO DE ELECTRICIDAD

En los **mercados al contado** o **mercados spot**, la entrega del subyacente se realiza “al instante”. El hecho de que la electricidad sea una *commodity* que no puede ser almacenada hace la definición de “al instante” algo más complicada. En la mayoría de los mercados eléctricos, se considera mercado spot aquellos en los que se negocia la energía que será entregada al día siguiente (también llamados day-ahead). Por ejemplo, OMIE-Polo Español (anterior OMEL) organiza diariamente una **subasta** (Mercado Diario) en la que se intercambia energía para ser entregada en España y Portugal en el día siguiente. El precio horario resultante del mercado spot es utilizado por los agentes para optimizar la flexibilidad de sus activos y contratos. La optimización es evidente en el caso de los generadores: producirán si el precio de venta es suficiente para compensar los costes de generación. Es decir, el mercado *spot* permite **explotar de forma eficiente el parque de generación**.



GRÁFICO 2. VOLÚMENES NEGOCIADOS EN MERCADOS AL CONTADO EUROPEOS
OMEL (ES, PT), EPEX SPOT (FR, GER, CH), APX (NL), BELPEX (BG) Y GME (IT)



La Ilustración 2 muestra el volumen negociado en los mercados spot de diferentes países europeos. Italia y España son los países en los que el volumen es mayor debido al diseño **pool** de sus mercados. Como se ha visto con anterioridad, en los pool eléctricos cada unidad de producción debe ofertar de forma individual al mercado. Los mercados tipo pool son líquidos (debido a la obligación a ofertar en ese mercado) y generalmente son mercados con elevada transparencia. Sin embargo no suelen ser mercados flexibles que se adapten a las necesidades específicas de contratación de los agentes.

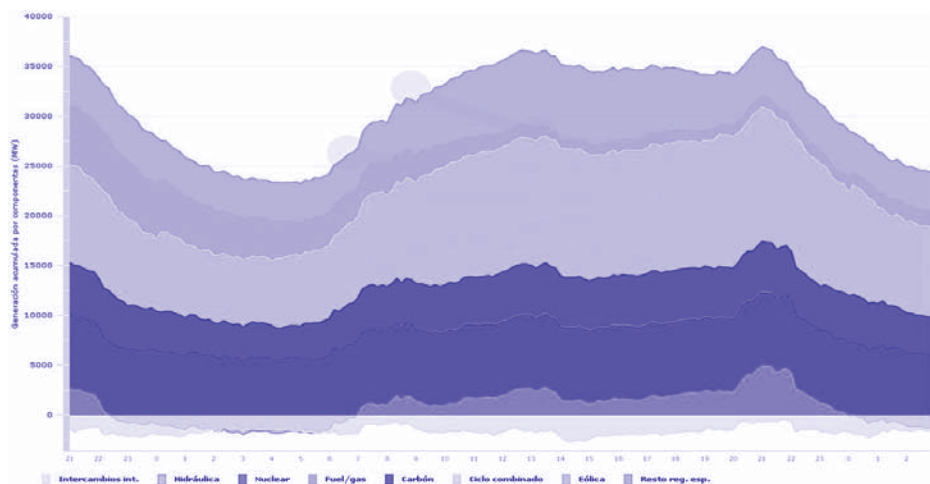
El mercado eléctrico es una subasta marginalista. Es decir, el precio de referencia de compra-venta es el coste de la central más cara necesaria para suministrar la demanda. En efecto, si se intercambia el mismo producto en el mismo instante, la retribución debe ser la misma independientemente de que sea producida con tecnologías submarginales, como la nuclear, o tecnologías con mayores costes variables como el carbón o el gas.

En consecuencia, la demanda se cubre horariamente por las tecnologías de generación ordenadas crecientemente por sus costes variables. Así, las tecnologías con menores costes



variables (nuclear e hidráulica fluyente) y las que tienen **prioridad de acceso a la red**⁴ como el régimen especial (cogeneraciones, eólica, fotovoltaica, etc.) serán las primeras en “cubrir” la demanda. En efecto, las tecnologías citadas anteriormente producirán siempre que estén disponibles. Además, en el caso del régimen especial, su producción dependerá de factores de difícil predicción como la meteorología. La diferencia entre la demanda y las tecnologías mencionadas anteriormente se denomina **hueco térmico** o *Price Dependent Demand*. El hueco térmico es la cantidad de electricidad que debe ser producida por las tecnologías de generación térmicas (en su mayoría carbón y gas) para que la demanda eléctrica sea totalmente satisfecha. La tecnología de generación térmica tiene unos costes variables mayores como consecuencia del precio del combustible y de los derechos de emisión -ver epígrafe 6.d- y serán necesarias si las tecnologías anteriores (nuclear, hidráulica fluyente, régimen especial) no son suficientes para satisfacer la demanda. Para que las centrales térmicas produzcan deberán recibir unos ingresos que sean suficientes para pagar la totalidad de los costes variables y una parte de los costes fijos. Como el mercado es marginalista, el precio que pagará la demanda aumentará según vaya requiriéndose centrales con costes más elevados para completar el hueco térmico. Precisamente el hecho de que el mercado sea marginalista permite lanzar las señales adecuadas de inversión en cada tecnología.

GRÁFICO 3: ESTRUCTURA DE GENERACIÓN DEL DÍA 14 DE SEPTIEMBRE 2010 EN ESPAÑA



Fuente: REE

⁴ La directiva CE/28/2009 sobre promoción y desarrollo de energías renovables establece que la electricidad producida con fuentes renovables tiene prioridad de acceso a la red de transporte.



Como se ha visto, las centrales térmicas competirán por “entrar” en el hueco térmico. Sólo lo conseguirán aquellas cuyos costes sean más competitivos. El **orden de mérito** establece qué tecnología -en especial gas y carbón- es utilizada de forma preeminente para “cubrir” el hueco térmico. La Ilustración 3 muestra la estructura de generación en España durante las 24 horas del día 14 de Septiembre de 2010. Se observa como la demanda se cubre primeramente con la producción del régimen especial (fluctuante debido sobre todo a la eólica) y con la producción nuclear (estable). Posteriormente se utiliza el carbón de importación y por último los ciclos combinados de gas natural, que adaptan su producción a la variación de demanda a lo largo del día. Las centrales que queman carbón nacional son las últimas en el orden de mérito al ser sus costes variables mayores que el de las centrales de carbón importado o de gas natural. Finalmente la producción hidráulica no fluyente y los intercambios internacionales servirán para cubrir la demanda en función del coste de oportunidad del agua y del precio en los países vecinos respectivamente (ver capítulo 6).

El mercado, además de servir para optimizar el parque de generación, realiza una función de **descubrimiento de precio**: el precio al que se realiza la compra-venta sirve como referencia para que los comercializadores conozcan el importe que pagarán por la electricidad y que recibirán los generadores por su venta. El precio del mercado se convierte así en una referencia importante para posteriores decisiones de inversión. No obstante, estas decisiones también están influenciadas por otros elementos como la independencia energética, la seguridad de suministro, compromisos medioambientales de reducción de emisiones, etc. En la práctica, la mayoría de los mercados no consiguen generar todas las señales adecuadas para tener en cuenta estos elementos en las decisiones de inversión. El mercado eléctrico proporciona una operación eficiente del parque de generación y como se verá posteriormente, la posibilidad de que los agentes reduzcan el riesgo de precio en un plazo que como máximo no excede los tres años. Sin embargo, las decisiones de inversión se toman para plazos más amplios, desde 20 a 60 años, por lo que suele resultar clave otro tipo de mecanismos como los pagos por capacidad (*capacity payments*), contratos de largo plazo (*power purchase agreements*).

4.4.1. Estacionalidad en los mercados spot

Como ya se ha visto anteriormente, en cada instante se produce la misma electricidad que se consume puesto que no es un bien almacenable. En consecuencia, el precio en



cada **periodo de liquidación** depende exclusivamente de la demanda en ese instante. Se denomina periodo de liquidación al mínimo intervalo de tiempo en el que se realiza la entrega de la electricidad. En la mayoría de los países, como España, el periodo de liquidación es horario, aunque también puede ser medio-horario como en Reino Unido. La evolución de la demanda es continua y presenta una fuerte estacionalidad:

- Continuidad: la demanda en cada instante evoluciona a partir de la demanda en el instante anterior sin presentar “saltos”.
- Estacionalidad: la demanda sigue patrones cíclicos que se repiten a lo largo del tiempo. Por ejemplo, la demanda en las horas centrales de un día laborable se parece más a la demanda del anterior día laborable durante las horas centrales que a la del mismo día durante las horas de la noche.

La fuerte estacionalidad de la demanda se refleja también en los precios. Podríamos diferenciar entre tres tipos de estacionalidad: estacionalidad diaria, semanal y anual.

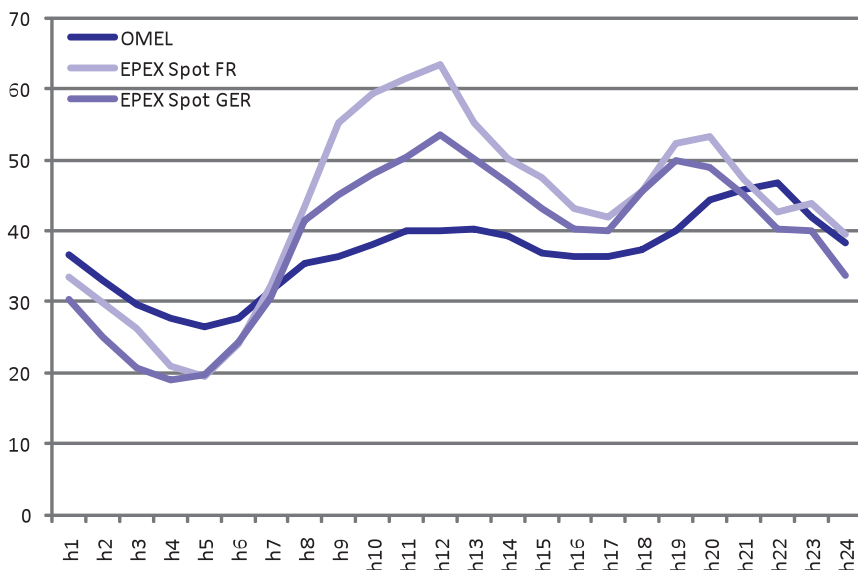
- **Estacionalidad diaria:** El comportamiento cíclico de la demanda dentro de cada día (mayor consumo durante las horas centrales) tiene reflejo en el precio de cada periodo horario. La Ilustración 4 muestra la media aritmética en 2009 de los precios de cada hora en los mercados spot de España (OMIE-Polo Español, anteriormente OMEL), Francia y Alemania (EPEX Spot). Se puede observar como los precios son superiores en las horas centrales del día (de h9 a h20, es decir desde las 8:00h hasta las 20:00h). Se observa también que Francia es el país con mayor variabilidad de precios horarios mientras que España tiene la menor variabilidad. Esta variabilidad depende del parque de generación de cada país y de la flexibilidad de los activos de generación. Francia tiene un mix de generación basado casi íntegramente en centrales nucleares con una flexibilidad muy reducida. Durante las horas valle sólo producen las nucleares y el excedente de energía es exportado a los países vecinos, mientras que en las horas centrales suelen utilizar producción hidráulica, carbón e importaciones. Sin embargo España posee un parque de generación diversificado y flexible, con menor generación de base pero más capacidad de punta, y por ello una menor variabilidad de precios horarios.

Las centrales de bombeo aprovechan la diferencia horaria de precios para bombear agua en las horas más baratas y turbinar en las horas más caras. En estas centrales, el diferencial de precios horario justifica la pérdida de energía en el proceso bombeo-turbinación



(típicamente un 30%). De hecho, estas centrales son lo más parecido a un “acumulador” de energía eléctrica, que se carga por las noches y produce durante el día.

GRÁFICO 4. MEDIA ARITMÉTICA DE LOS PRECIOS HORARIOS DE LA ELECTRICIDAD SPOT EN ESPAÑA, FRANCIA Y ALEMANIA DURANTE 2009.

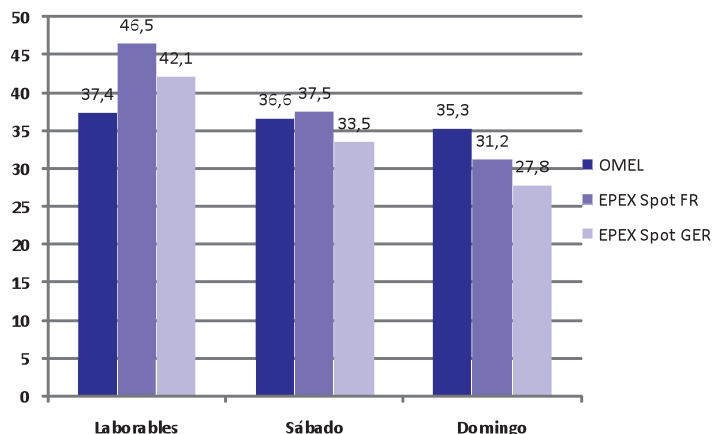


Fuente: Elaboración propia

- **Estacionalidad semanal:** La demanda también sigue un patrón cíclico de periodo semanal. La Ilustración 5 muestra la media aritmética en 2009 de los precios diarios de electricidad en los mercados spot de España, Francia y Alemania, diferenciado por día de la semana. Se observa como la demanda es función de la laboralidad. Una vez más, la variabilidad en el precio es mayor en Francia y menor en España. Las causas son las mismas: un parque de generación más equilibrado y flexible en España.



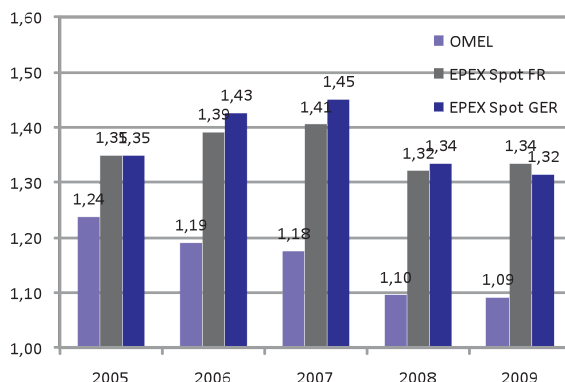
GRÁFICO 5. MEDIA ARITMÉTICA DE LOS PRECIOS DIARIOS DE LA ELECTRICIDAD SPOT EN ESPAÑA, FRANCIA Y ALEMANIA DURANTE 2009.



Fuente: Elaboración propia

Un indicador de la variabilidad de precios en un mercado es el **apuntamiento**. El apuntamiento se define como el cociente del precio de h9 a h20 de lunes a viernes entre el precio en carga base. Los mercados con elevado apuntamiento tienen una mayor diferencia de precio entre las horas de mayor demanda (típicamente de h9 a h20 de lunes a viernes) y las horas de menor demanda. La Ilustración 6 muestra la evolución del apuntamiento en los mercados spot durante los últimos cinco años.

GRÁFICO 6. EVOLUCIÓN DEL APUNTAMIENTO DE LOS PRECIOS SPOT (PEAK/BASE) EN ESPAÑA

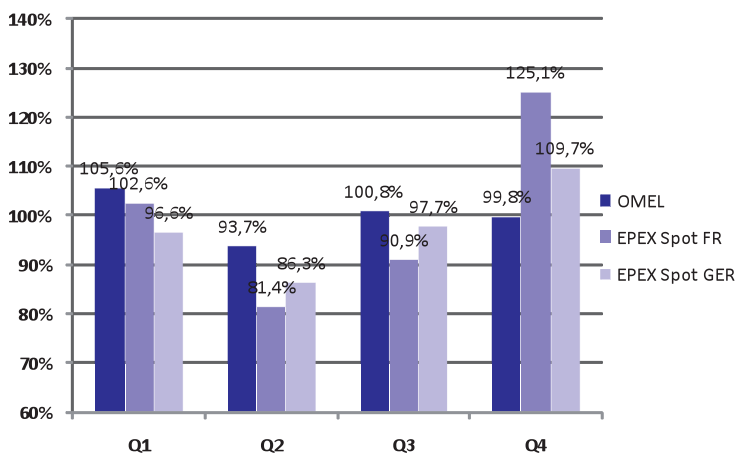


Fuente: Elaboración propia



- **Estacionalidad anual:** Por último, la demanda eléctrica evoluciona a lo largo del año en función de la temperatura y laboralidad de cada mes. La Ilustración 7 muestra como, durante el periodo 2005-2009, el precio del primer y cuarto trimestre es mayor que el del segundo y tercer trimestre del mismo año. Las diferencias entre cada país son debidas en parte al clima: inviernos más fríos en Centroeuropa que provocan un mayor consumo de electricidad durante el primer y cuarto trimestre mientras que el uso intensivo del aire acondicionado hace que el peso del tercer trimestre sea mayor en España.

GRÁFICO 7. PESO MEDIO DE CADA TRIMESTRE EN EL PRECIO DEL AÑO DURANTE 2005-2009 EN ESPAÑA, FRANCIA Y ALEMANIA



Fuente: Elaboración propia

4.5. MERCADO DE ELECTRICIDAD CON ENTREGA A PLAZO

El mercado *spot* tiene una limitación clave: sólo permite conocer el precio del día siguiente. Los generadores y los comercializadores necesitan negociar con mayor antelación si quieren asegurarse el precio de compra-venta de la energía a futuro y aislarse de los vaivenes del precio *spot*. De forma natural surge el **mercado con entrega a plazo** (conocido como **mercado a plazo**), en el que los agentes intercambian energía con entrega en el futuro. Así, los comercializadores tendrán un precio fijo de aprovisionamiento de energía y los generadores unos ingresos de venta durante un plazo



determinado. De igual forma que el mercado spot asigna eficientemente el despacho del parque de generación, el mercado a plazo, conformado por comercializadores, generadores y traders **asigna eficientemente el riesgo** de precio a futuro.

Si en el mercado spot la mayor parte del volumen suele intercambiarse mediante subasta, en los mercados a plazo se realiza mediante **trading continuo**. El trading continuo consiste en que los agentes muestran sus ofertas firmes de compra y venta durante un plazo determinado de forma que el resto de los participantes puedan acceder a esas ofertas. Según se desarrolla el mercado y adquiere más complejidad, el porcentaje de volumen negociado mediante trading continuo va aumentando y puede superar el 90% de volumen total del mercado.

4.5.1. Factores clave en el desarrollo del mercado a plazo

Antes de cualquier otra consideración, el desarrollo del mercado requiere que éste tenga **utilidad**. El mercado a plazo es innecesario si el importe que finalmente recibe la generación y paga la demanda no está basado en el precio del mercado. Tal y como se verá en el epígrafe 6, el desarrollo del mercado a plazo va acompañado de un Mercado Minorista en el que los clientes finales se aseguran un precio de la energía. Esto es incompatible con las tarifas integrales de venta que no están basadas en el precio de la electricidad en el Mercado Mayorista. Además hay otros tres factores clave para el desarrollo de los mercados a plazo:

- **Liquidez:** un mercado líquido es aquél en el que se pueden negociar volúmenes elevados sin sufrir una variación significativa del precio. Un mercado sin liquidez suficiente genera señales de precio poco creíbles, lo que puede provocar que los agentes decidan no participar y, en consecuencia, reducir aún más la liquidez del mismo. La liquidez está íntimamente ligada con el volumen negociado. La Tabla 2 compara el cociente del volumen negociado en el mercado a plazo y la demanda en 2009 en diferentes países europeos. Se observa que de media, cada MWh consumido en Alemania ha sido comprado y vendido 9 veces, dando una idea de la liquidez de este mercado. Este cociente es de 0,72 en el caso de España, aunque se espera que en 2010 sea superior a 1,20.



TABLA 2: RATIO VOLUMEN NEGOCIADO / DEMANDA

(Año 2009)	Volumen negociado (TWh)	Demanda (TWh)	Ratio volumen negociado / demanda
Alemania	5562.6	617.5	9.01
Francia	418.5	518.8	0.81
Holanda	182.5	126.2	1.45
Italia	200.5	367.1	0.55
España	179.9	251.3	0.72

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de brokers

• **Transparencia:** un mercado es transparente cuando todos los agentes tienen a su disposición los datos que afectan de forma relevante en la formación del precio. El mercado de la electricidad es uno de los más complejos y que mayor información necesita para tener una expectativa de precio razonablemente correcta. La temperatura, pluviosidad, evolución de la demanda, previsión de precios en los mercados vecinos o disponibilidad de las centrales son datos necesarios para construir la expectativa de precio. Pero no sólo se necesitan previsiones a futuro, también se requiere los datos de producción por central, demanda, disponibilidad, etc. lo más cerca del tiempo real. El mercado eléctrico español, el de los países nórdicos (Nordpool) y el del Reino Unido son los mercados que más y mejor información proporcionan a los agentes. La transparencia de estos mercados permite alcanzar un campo de juego equilibrado que promueve la competencia y favorece la aparición de nuevos entrantes. Sin embargo, las iniciativas voluntarias de transparencia de los países de Centro-Europa se encuentran a un nivel considerablemente inferior.

• **Estabilidad regulatoria:** el desarrollo del mercado mayorista de electricidad necesita un marco regulatorio predecible que favorezca el comercio de energía. El mercado no sólo sirve para optimizar el despacho de la generación y la compra de la energía a corto plazo, también debe suministrar las señales adecuadas de inversiones, cuyo plazo de recuperación es de decenas de años. Existen numerosos precedentes de cambios de regulación que han alterado considerablemente la lógica del mercado tanto en España (RDL 3/2006 sobre bilateralización forzosa entre empresas verticalmente integradas y RD 1221/2010 sobre garantía de suministro) como en el extranjero (Tarifa Regulada Transitoria de Acceso al Mercado -Tartam-, propuesta de reforma del mercado eléctrico francés -Nome-,) El daño provocado por intervenciones regulatorias que alteran las señales del mercado va más allá del plazo en el que están en



vigor: generan una desconfianza que requiere mucho tiempo antes de ser olvidada por los agentes.

4.5.2. Riesgo de crédito: contratos marco y cámaras de compensación

Tal y como se ha explicado, los generadores, comercializadores y traders pueden gestionar el **riesgo de mercado** (potencial efecto adverso en una cartera motivado por la volatilidad de los mercados) mediante la compra-venta en el mercado a plazo. Sin embargo, la participación en el mercado a plazo supone la aparición del **riesgo de crédito** o riesgo de contrapartida, que es el potencial efecto adverso provocado por el incumplimiento de las obligaciones contractuales de la contraparte.

La negociación de la electricidad puede hacerse de forma **bilateral** o a través de un **mercado organizado**. La negociación bilateral, también llamada OTC (*over-the-counter*) suele estar intermediada por un *broker* que obtiene una comisión una vez que se ha cerrado el contrato de compra-venta. En la mayoría de las ocasiones la transacción se realiza a través de plataformas electrónicas suministradas por los brokers. En efecto, la negociación bilateral supone asumir un riesgo de crédito, pues la contraparte puede incumplir sus obligaciones-en caso de *default* o quiebra, como sucedió con Lehman Brothers en Septiembre de 2008- . Con el objetivo de estandarizar las transacciones y mitigar el riesgo de crédito se han diseñado **contratos marco** específicos para cada commodity. Los nombres de estos contratos marco suelen ser el de las asociaciones que los elaboraron: EFET -European Federation of Energy Traders- para contratos de electricidad con entrega física, ISDA -International Swaps & Derivatives Association - para contratos financieros, IETA -International Emissions Trading Association- para contratos de derechos de emisión, etc. Los contratos marco suele tener cláusulas en las que se establecen garantías una vez superada una determinada posición o cuando el *rating* de la contraparte baja de un umbral.

Si se desea reducir el riesgo de crédito, se debe recurrir a una **cámara central de contrapartida**, también conocida como cámara de compensación. En las cámaras centrales de contrapartida, las contrapartes se comprometen a depositar garantías para hacer frente a las obligaciones de los participantes en caso de incumplimiento. Las transacciones realizadas en los mercados organizados pasan automáticamente a la cámara de compensación del mercado. Además, las contrapartes de un *deal* OTC pueden acordar llevar la



transacción a la cámara de compensación bien porque no tengan un contrato marco entre ellas bien porque no desean aumentar su exposición crediticia.

Como consecuencia de la última crisis financiera, el G-20 acordó en la cumbre de Pittsburgh celebrada en Septiembre de 2009 una regulación más estricta de los productos OTC con el objetivo de reducir el riesgo de crédito. Basándose en las conclusiones de esta cumbre y en las reformas emprendidas en Estados Unidos, las autoridades europeas están planteando una reforma con un triple objetivo: (i) aumentar la transparencia para facilitar una mayor supervisión de las operaciones por parte de las autoridades reguladoras, (ii) reducir el riesgo de crédito mediante una estricta regulación y supervisión de las cámaras centrales de contrapartida, (iii) la obligación de enviar todas las operaciones OTC estándar a estas cámaras centrales de contrapartida y medidas obligatorias de mitigación del riesgo para las operaciones OTC no estándar que no hayan sido enviadas a las cámaras.

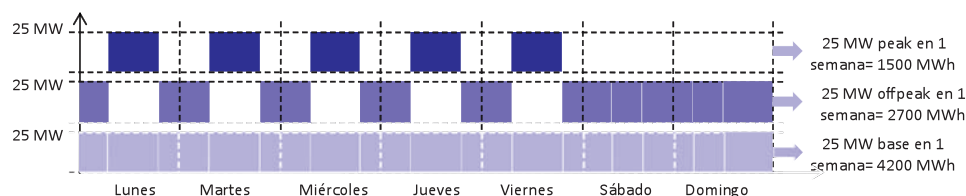
En el último borrador presentado por la Comisión, se propone que las instituciones financieras estén obligadas a llevar a cámaras de compensación la totalidad de los productos OTC estándar que negocien. Las empresas no financieras (como las *utilities*) estarán exentas de esta obligación hasta que no se alcance un determinado umbral aún por determinar. Para determinar si se ha alcanzado o no este umbral, no se tendrá en cuenta las operaciones OTC realizadas como cobertura de la actividad habitual que realicen las empresas no financieras, por ejemplo la compra de combustible y la venta a plazo de electricidad para una *utility*.

4.5.3. Volúmenes negociados a plazo

La electricidad negociada mediante trading continuo se intercambia de forma habitual en bloques estándar: carga base (de 0h a 24h), *peak* (de 8h a 20h de lunes a viernes) y *offpeak* (de 0h a 8h y de 20h a 24h de lunes a viernes y las 24 horas de sábado y domingo). Es decir la venta de 25 MW de electricidad en carga base durante una semana determinada supone entregar 25 MWh durante todas las horas de la semana: 4200 MWh ($25 \text{ MWh} * 24 \text{ horas} * 7 \text{ días}$). De igual forma la venta de 25 MW de *peak* durante una semana supone la entrega de 1500 MWh y 25 MW de *offpeak* suponen 2700 MWh.



GRÁFICO 8. SUMINISTRO DE 25 MW CARGA PEAK, OFFPEAK Y BASE DURANTE UNA SEMANA

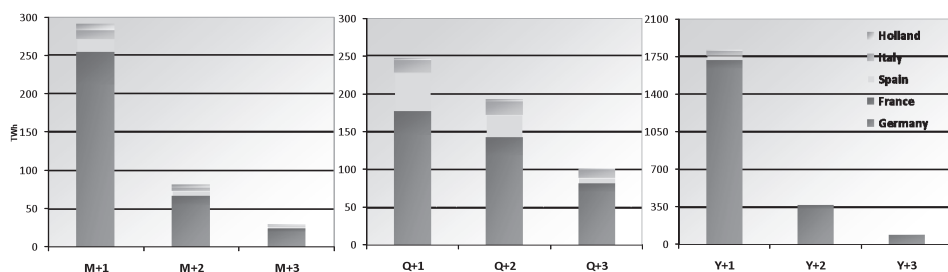


Aunque en los mercados puede negociarse cualquier plazo, en la mayoría de las ocasiones coinciden con días (D), semanas (W), meses (M), trimestres (Q) y años naturales (Y). El producto con entrega desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre del año siguiente se denomina Y+1. Si la entrega del producto año comienza el 1 de enero de dentro de dos años, se denomina Y+2, y así sucesivamente. Es decir, durante el mes de febrero de 2010, el producto M+1 es marzo 2010, M+2 es abril 2010, Q+1 es el segundo trimestre de 2010, Q+2 el tercer trimestre, Y+1 el año 2011 e Y+2 el año 2012. Además la negociación suele hacerse en piezas estándar de 25 MW para el producto M (es decir 18000 MWh) y de 5 MW para los productos Q e Y (10950 y 43800 MWh respectivamente).

La Ilustración 9 muestra los volúmenes negociados en los mercados a plazo por país -Alemania, Francia, España, Italia y Holanda-, por tipo de producto (Y, Q, M) y tiempo restante para suministro. Obsérvese como el producto Y es el que presenta el mayor volumen negociado. Además la negociación se concentra en los plazos con entrega más próxima en todos los productos. Por último conviene destacar el elevado volumen de Alemania en comparación con el resto de países. De hecho, para cubrir una posición de venta en Francia para 2012, se puede comprar la energía en Alemania para 2011, y posteriormente llevársela a Francia mediante un *location spread* de Alemania a Francia y mediante un *time spread* de 2011 a 2012 (ver epígrafes 4.6.2 y 4.6.3). Como se verá posteriormente, la fuerte correlación de precios de la energía entre países y plazos permite que el agente cubra prácticamente todo el riesgo de su posición al realizar la compra en Alemania para 2011 y cerrarla por completo cuando el producto Francia 2012 presente suficiente liquidez. Es decir, los agentes consiguen disminuir el riesgo de sus carteras participando de forma inmediata en los mercados más líquidos.



GRÁFICO 9. VOLÚMENES NEGOCIADOS EN FUNCIÓN DEL PAÍS, TIPO DE PRODUCTO (M, Q, Y) Y TIEMPO RESTANTE PARA SUMINISTRO (+1, +2, +3). ESTIMACIÓN PARA 2010 A PARTIR DE DEALS DESDE ENERO HASTA SEPTIEMBRE



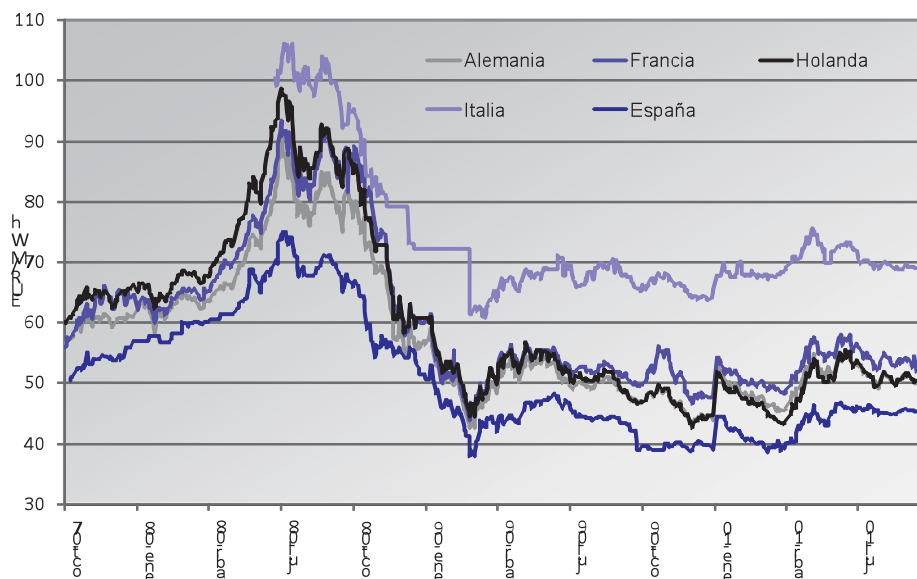
Fuente: Elaboración propia

4.5.4. Niveles de precio y volatilidad

La Ilustración 10 muestra el precio en varios países europeos del producto carga base con entrega durante el año natural siguiente (Y+1). Se observa como Francia, Holanda y Alemania presentan un nivel de precios similar, mientras que Italia tiene un precio claramente superior y España un precio inferior. Todos los mercados presentan las mismas tendencias pues independientemente de las especificidades y estructura del sector eléctrico de cada país, los mercados de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (CO₂) y de combustibles de ciertas tecnologías de generación (carbón, gas, fuel) son globales. Además, como se verá posteriormente, las interconexiones eléctricas favorecen la convergencia de precios al permitir el flujo de electricidad hacia los mercados con precios más altos.



GRÁFICO 10. EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL PRODUCTO CARGA BASE Y+1 EN ALEMANIA, FRANCIA, HOLANDA, ITALIA Y ESPAÑA



Fuente: Bloomberg

Durante los últimos tres años, el nivel de precios del producto carga base con entrega en Alemania durante el año natural siguiente ha oscilado entre un mínimo de 43 €/MWh y un máximo de 91 €/MWh. La cotización mínima y máxima del mismo producto en España ha sido 38 y 75 €/MWh respectivamente. Se puede observar la fuerte bajada experimentada por dicho producto a lo largo de la segunda mitad de 2008 como consecuencia de la crisis financiera y la quiebra de Lehman Brothers. La cotización en Alemania cae desde 90,9 €/MWh hasta 41,6 €/MWh entre el 4 de Julio de 2008 y el 6 de marzo de 2009. Esto supone un descenso de casi un 55% en menos de 9 meses. Una comparación con la commodity más negociada y de mayor repercusión en el entorno macroeconómico, el crudo, revela que en realidad, pese a lo drástico del movimiento, el barril de Brent se comportó de manera más radical: cayó de 147,5 a 36,2 \$/bbl entre el 11 de Julio de 2008 y el 6 de Diciembre de 2008, un 75,5% en 6 meses.



La Ilustración 11 representa la volatilidad anualizada⁵ del producto carga base Y+1 en Alemania, Francia, Holanda, España e Italia. Se observa cómo no sólo el nivel de precios tiene una fuerte variabilidad sino también la volatilidad dista mucho de ser constante en el tiempo. En el último año, la volatilidad mínima en Alemania ha sido 7% y la máxima 27,1%. La volatilidad mínima y máxima durante el mismo periodo de referencia pero con entrega en España ha sido 4% y 28,4% respectivamente.

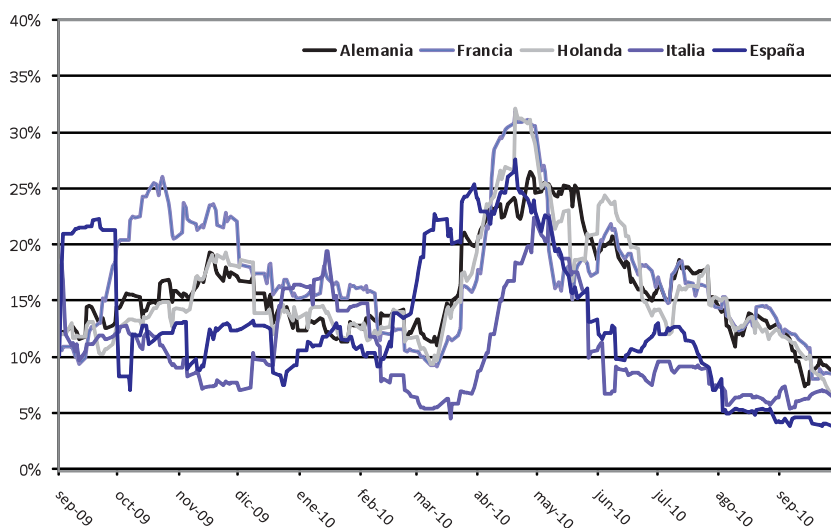
Una vez más, la respuesta a la variación de la volatilidad es la elevada correlación -que a su vez varía con el tiempo- con otros commodities como el carbón, gas, fuel y CO2 (ver epígrafe 6.d). Alemania basa su generación marginal en centrales de carbón y ciclos combinados, siendo el precio de la electricidad muy influenciado por estos dos subyacentes (carbón y gas), así como por las emisiones de CO2. Esto provoca que el precio alemán internalice parte de la volatilidad de estos tres subyacentes. Holanda posee uno de los mayores puertos de descarga de metaneros de Europa, Zeebrugge, constituyendo el mayor hub (punto de intercambio de gas) de gas europeo y el mercado más líquido de esta commodity en Europa (gas TTF). No parece raro, por ende, que su generación esté basada en los ciclos combinados. Por su parte, Francia basa su producción eléctrica en la generación nuclear, utilizando para las puntas de demanda producción hidráulica, gas e importaciones de los países vecinos. Así una variación de la volatilidad en un commodity motivada por una causa cualquiera (modificación de previsiones macroeconómicas, indisponibilidad de la capacidad de producción...). Suele tener un efecto contagio sobre el resto de commodities. Por otro lado, la menor liquidez de los mercados a plazo de España e Italia provoca que la volatilidad en estos mercados también sea menor.

⁵ La volatilidad se mide como la desviación estándar de los rendimientos diarios.

volatilidad anualizada = $\text{desvest}_t \left\{ \ln \left(\frac{P_t}{P_{t-1}} \right) \right\} \cdot \sqrt{250}$



GRÁFICO 11. VOLATILIDAD ANUALIDAD DEL PRODUCTO CARGA BASE Y+1 CON ENTREGA EN ALEMANIA, FRANCIA, HOLANDA, ITALIA Y ESPAÑA (20 DÍAS).



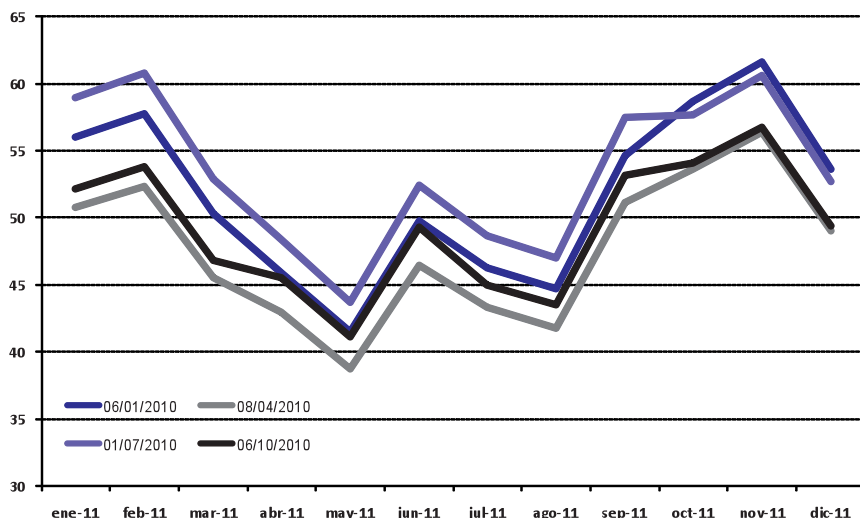
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Bloomberg

4.5.5. Estacionalidad en el mercado a plazo

Tal y como se ha visto en el epígrafe 4.a, el precio de la electricidad presenta una fuerte estacionalidad debido a que el subyacente no es almacenable. La estacionalidad no sólo se observa en el mercado spot, también en el mercado a plazo como consecuencia de las diferentes expectativas de demanda de los agentes del mercado. La demanda esperada para un fin de semana será menor que la de los días laborables. De igual forma, la demanda que los agentes esperan durante los meses de invierno es superior a la de los meses de verano. Esta diferente expectativa tiene su reflejo en los precios del mercado a plazo: mayores en los meses de invierno que en los de verano. La Ilustración 12 muestra la cotización en cuatro fechas distintas de la electricidad con entrega en 2011. Los niveles medios son distintos en cada fecha, pero la forma de la curva es relativamente estable debido a la estacionalidad.



GRÁFICO 12. COTIZACIÓN DEL 6-ENE-10, 8-ABR-10, 1-JUL-10 Y 6-OCT-10 DE LA ELECTRICIDAD CON ENTREGA EN ALEMANIA DURANTE LOS MESES DE 2011



Fuente: Elaboración propia

Como se verá posteriormente en el epígrafe 6.a Diferencial plazo – spot, que la cotización a plazo de la electricidad con entrega en invierno sea mayor no significa que automáticamente el precio de la electricidad con entrega al contado durante esos meses sea superior al precio spot durante el verano.

Precisamente para evitar el efecto de la temporalidad en la electricidad suelen utilizarse los años naturales (productos Y) como referencia de precio.

4.6. SPREADS Y CROSS-COMMODITIES

4.6.1. Diferencial plazo – spot

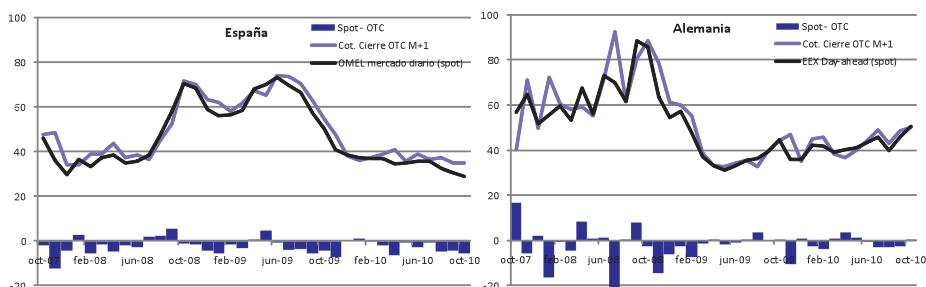
Los agentes pueden comprar y vender indistintamente en el mercado spot y en el mercado a plazo. Si el precio de la electricidad con entrega al contado fuese sistemáticamente superior o sistemáticamente inferior al precio de la electricidad con entrega a plazo, habría una oportunidad de arbitraje: los agentes comprarían en el mercado barato y ven-



derían en el caro, haciendo disminuir el diferencial hasta desaparecer la oportunidad de arbitraje. Sin embargo esto no significa que en todo momento las cotizaciones del mercado a plazo “acierten” con el precio de la electricidad del mercado spot. Las expectativas del mercado a plazo pueden ser erróneas: existe una componente aleatoria en la demanda (proveniente de la meteorología) que se transmite al precio spot. Además la cotización a plazo de un producto no es más que la “fotografía” en un instante del valor del subyacente. Las expectativas de los agentes varían desde la última cotización del mercado a plazo hasta el suministro de la electricidad, provocando un nuevo factor de incertidumbre en el diferencial plazo-spot.

En la Ilustración 13 se ha representado el diferencial entre la última cotización a plazo del producto M+1 y el precio al contado de ese mes en Alemania y España. Puede observarse que unos meses el mercado a plazo se “equivocó” cotizando la electricidad por encima del precio observado posteriormente en el spot, mientras que otros meses el error fue en sentido opuesto. Conviene constatar que en Alemania el diferencial plazo-spot presenta mayor variabilidad que en España como consecuencia de la mayor volatilidad del mercado (ver epígrafe 5.d) Además en mercados con tendencia descendente la última cotización del producto M+1 suele ser superior al precio spot. Alternativamente en mercados con tendencia ascendente el precio spot suele ser mayor que la última cotización del producto M+1.

GRÁFICO 13. SPREAD MERCADO A PLAZO SPOT EN ESPAÑA Y ALEMANIA, CALCULADO COMO LA DIFERENCIA ENTRE LA ÚLTIMA COTIZACIÓN DEL PRODUCTO M+1 Y EL PRECIO SPOT



Fuente: Elaboración propia



Por otro lado el mercado a plazo no suelen anticipar situaciones extremas, y cuando éstas suceden en el mercado al contado, las cotizaciones a plazo suelen sobre reaccionar *a posteriori*.

– La cotización del producto base con entrega en Francia el 19 Octubre de 2010 era del orden de 80 €/MWh durante la semana anterior. Sin embargo la casación de EPEX Spot para ese día (precio spot) fue de 612,8 €/MWh, con varias horas al máximo técnico del mercado: 3000 EUR/MWh. La causa de esta “superpunta” fue la baja disponibilidad del parque nuclear, la indisponibilidad fortuita de una importante central hidráulica y sobre todo, la pobre transparencia del mercado francés. En la Ilustración 11 se observa el aumento de la volatilidad en Francia durante el mes de Octubre de 2009 como consecuencia de esta “superpunta”.

– El mercado a plazo tampoco previó los precios negativos en Alemania. El día 25 de Diciembre de 2009 la cotización del day-ahead carga base (electricidad para entrega el día 26 de Diciembre de 2009 a lo largo de las 24 horas del día) era aproximadamente 5 €/MWh. Finalmente el precio spot resulto ser -35,6 €/MWh. Estos precios negativos surgen como consecuencia del acceso prioritario de la producción eólica, 25777 MW instalados en diciembre 2009⁶, con un régimen económico que les apantalla del precio del mercado de electricidad (*feed-in tariff*).

4.6.2. Diferencial entre mercados: location spread

En el epígrafe 4.5.4. Niveles de precio y volatilidad, se ha mostrado la evolución de precios y de volatilidad en distintos países europeos. Tal y como se ha indicado, los mercados se mueven de forma similar, no sólo debido a que los subyacentes de todos los países son relativamente los mismos sino también a que las redes de alta tensión están interconectadas, permitiendo el flujo de electricidad de un país a otro.

Como se verá posteriormente, los agentes pueden acceder a la capacidad de interconexión mediante subastas competitivas y posteriormente comprar en el mercado barato y vender en el mercado caro, provocando que el diferencial entre mercados disminuya.

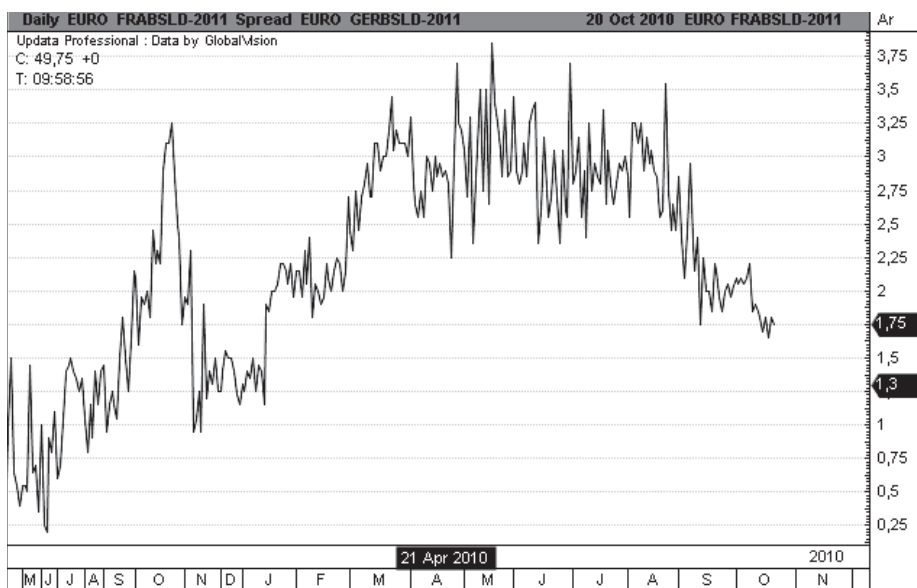
⁶ Dato proveniente del Regulador alemán BundesNetzAgentur.



Sin embargo la capacidad no es infinita y en numerosas ocasiones el diferencial no se puede anular.

A pesar de que el diferencial entre países presenta una variabilidad menor que el precio del subyacente en cada uno de ellos, la diferencia de precio entre países, también conocido como *location spread* presenta variaciones importantes. En la Ilustración 14 se observa como el diferencial entre el suministro de electricidad en carga base para 2011 entre Alemania y Francia evolucionó desde los 3 €/MWh en el segundo trimestre de 2010 a 1,75 €/MWh en Octubre. El spread sufre variaciones por la modificación de las fechas de incorporación de nueva capacidad (generación o interconexiones), variación de la previsión de crecimiento en cada país, etc.

GRÁFICO 14. LOCATION SPREAD DE ELECTRICIDAD BASE ENTRE FRANCIA Y ALEMANIA PARA 2011. NOTA: LAS VARIACIONES BRUSCAS ENTRE DÍAS CONSECUTIVOS PUEDEN SER DEBIDAS A FALTA DE COTIZACIONES DE ALGUNO DE LOS DOS PRODUCTOS



Fuente: Elaboración propia



4.6.3. Diferencial entre plazos: time spread

Otro producto característico de los mercados eléctricos son los *time spreads*. Éstos consisten en la compra de un producto a plazo y la venta de otro en el mismo país, pero con un plazo diferente. Por ejemplo, un time spread 2011-2012 en Alemania consistiría en la compra o venta de un Y+1 en Alemania, y la venta o compra, respectivamente, de un Y+2 en Alemania. La Ilustración 15 muestra la evolución de un *time spread*, en concreto 2011-2012 en Alemania. Se puede ver cómo este producto también dista notablemente de ser estable, dependiendo fundamentalmente del nivel de *contango* o *backwardation*⁷ de las *commodities* subyacentes (especialmente carbón y gas) y de datos macroeconómicos como el crecimiento del PIB. A principios de 2010 se preveía que la electricidad en Alemania para 2012 fuese 4 EUR/MWh más cara que en 2011. Sin embargo el diferencial se ha reducido a 2 EUR/MWh en Octubre. En cualquier caso, la curva ha estado en contango durante este periodo de tiempo.

GRÁFICO 15. TIME SPREAD DE ELECTRICIDAD BASE EN ALEMANIA ENTRE 2012 Y 2011. NOTA: LAS VARIACIONES BRUSCAS ENTRE DÍAS CONSECUTIVOS PUEDEN SER DEBIDAS A FALTA DE COTIZACIONES DE ALGUNO DE LOS DOS PRODUCTOS



Fuente: Elaboración propia

⁷ **Contango:** situación de mercado en la que los precios a futuro son mayores que los de spot, siendo mayores a medida que aumenta el plazo.

Backwardation: situación de mercado en la que los precios a futuro son menores que los de spot, siendo menores a medida que aumenta el plazo.



También existen *time spreads* entre trimestres y meses. En estos casos hay que tener en cuenta la fuerte estacionalidad de la electricidad, tal y como se ha visto en los epígrafes 4.4.1 y 4.5.5.

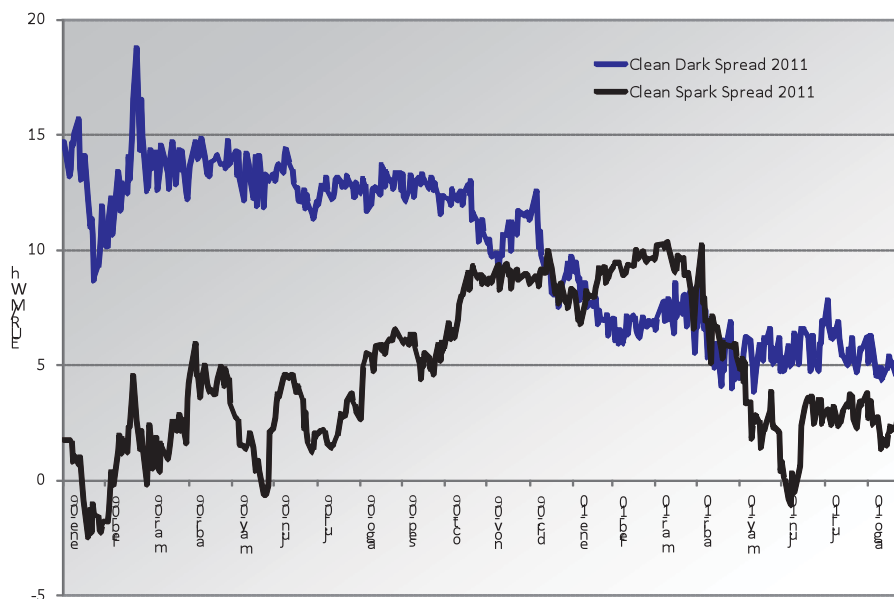
4.6.4. Cross-commodities

La venta a plazo de la energía de los generadores supone asegurar los ingresos. No obstante, el margen de los generadores no queda asegurado ya que depende además de cómo evolucionen los costes de combustible. Esto no es así para las centrales nucleares, puesto que el coste de combustible nuclear sólo representa un pequeño porcentaje de precio obtenido por la venta de la energía, ni para las tecnologías renovables. Sin embargo, este riesgo es crítico para las tecnologías de generación marginales como el carbón y el ciclo combinado. De forma natural, las centrales de estas tecnologías acompañarán las ventas de electricidad a plazo con la compra de sus elementos de coste más volátiles (combustibles y derechos de emisión⁸) para asegurar los márgenes. La negociación conjunta de electricidad y combustibles se denomina **cross-commodities**. El **Clean Dark Spread** representa el margen de una central de carbón con una eficiencia y factor de emisión determinado, mientras que el **Clean Spark Spread** representa el margen de un ciclo combinado. La Ilustración 16 muestra la evolución del **Clean Dark Spread** y del **Clean Spark Spread** para un funcionamiento en carga base durante el año 2010 en Alemania. Durante la mayor parte del periodo representado, el margen previsto de una central de carbón fue superior al de un ciclo combinado. Sin embargo, la fuerte bajada del precio del gas a finales de 2009 provocó que el margen del ciclo aumentase y que en consecuencia una central estándar de ciclo combinado en Alemania estuviese antes en el “orden de mérito” que una central estándar de carbón hasta Abril de 2010. Esta situación varía continuamente en función de cómo evolucionen los precios de electricidad y combustibles.

⁸ La Directivas 2003/87CE y 2009/29/EC establecen que las instalaciones sujetas al régimen europeo de comercio de emisiones, en las que están incluidas todas las centrales de generación con combustibles fósiles, deben entregar anualmente un derecho de emisión por cada tonelada de gas de efecto invernadero que emitan. Existe un mercado europeo donde se negocia el derecho de emisión, que es considerado como un coste más por las centrales de generación con combustibles fósiles.



GRÁFICO 16. CLEAN DARK SPREAD Y CLEAN SPARK SPREAD PARA FUNCIONAMIENTO EN CARGA BASE Y ENTREGA EN ALEMANIA DURANTE EL AÑO. Y+1. REFERENCIA PRECIO CARBÓN: API#2; REFERENCIA PRECIO GAS: TTF; REFERENCIA PRECIO EMISIONES: ECX. FACTOR EMISIÓN CCGT=0.411 TCO2/MWH; FACTOR EMISIÓN CARBÓN: 0.960 TCO2/MWH; EFICIENCIA CCGT=49,13%; EFICIENCIA Carbón=35%

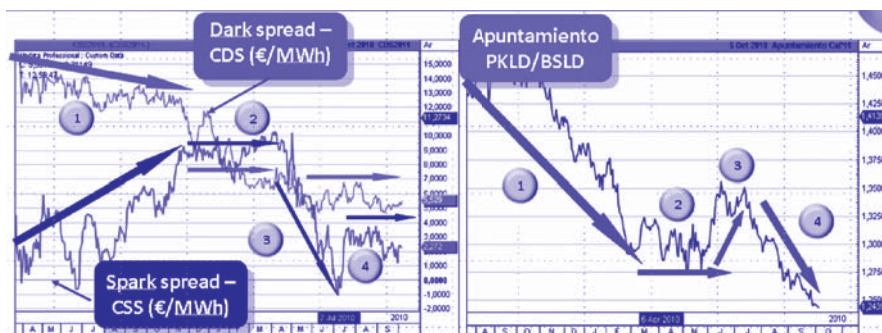


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Bloomberg

Existe una correlación entre el *Clean Dark Spread* y *Clean Spark Spread*, es decir el margen que obtienen los generadores, y el apuntamiento de la electricidad. Como se puede apreciar en la Ilustración 17, cuanto más igualados estén los *spreads*, menos apuntamiento existirá en la curva. En efecto, al ser indiferente producir con cualquiera de las dos tecnologías dejará de existir diferencia entre punta y base mientras no haya ninguna otra tecnología que marque el precio marginal en alguna hora; fuel para las horas punta, renovable o nuclear para las horas valle.



GRÁFICO 17. CLEAN DARK SPREAD Y CLEAN SPARK SPREAD EN ALEMANIA PARA 2011 (IZQUIERDA). APUNTAMIENTO (RATIO PEAK/BASE) DE LA ELECTRICIDAD EN ALEMANIA PARA 2011



Fuente: Elaboración propia

Finalmente, la Tabla 3 muestra las correlaciones entre los precios de la electricidad de los diferentes países y entre los mismos y las commodities subyacentes principales. El siguiente cuadro muestra el coeficiente de correlación⁹ entre todas ellas, clasificando las correlaciones en alta (rojo), media (amarillo), baja (verde) y nula (blanco).

TABLA 3. MATRIZ DE CORRELACIONES A 100 DÍAS DE DIFERENTES COMMODITIES: EUA (CO₂), API2 (CARBÓN), TTF (GAS) Y ELECTRICIDAD EN ALEMANIA, FRANCIA Y ESPAÑA

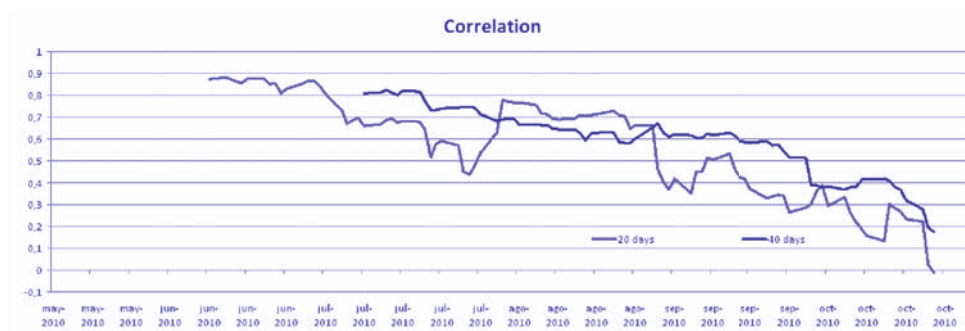
	BRENT	EUA	API2	TTF	GER Y+1	FR Y+1	GER Y+2	FR Y+2	ESP Y+1
BRENT	1,000	0,124	0,063	0,013	0,212	0,196	0,214	0,141	0,236
EUA	0,124	1,000	0,332	0,456	0,606	0,561	0,509	0,512	0,215
API2	0,063	0,332	1,000	0,612	0,630	0,502	0,597	0,521	0,306
TTF	0,013	0,456	0,612	1,000	0,649	0,525	0,623	0,500	0,356
GER Y+1	0,212	0,606	0,630	0,649	1,000	0,847	0,921	0,811	0,464
FR Y+1	0,196	0,561	0,502	0,525	0,847	1,000	0,760	0,942	0,600
GER Y+2	0,214	0,509	0,597	0,623	0,921	0,760	1,000	0,757	0,430
FR Y+2	0,141	0,512	0,521	0,500	0,811	0,942	0,757	1,000	0,548
ESP Y+1	0,236	0,215	0,306	0,356	0,464	0,600	0,430	0,548	1,000

⁹ El coeficiente de correlación de Pearson es un índice que mide la relación lineal entre dos variables aleatorias cuantitativas. Se define como $\rho = \text{Cov}(X, Y) / (\sigma_X \cdot \sigma_Y)$ donde σ representa la desviación estándar.



Se observa una correlación fuerte entre Alemania y Francia y baja entre estos países y España, debido especialmente a la reducida capacidad de interconexión entre la Península Ibérica y Centroeuropa. Alemania es el país con mayor correlación con las diferentes commodities subyacentes -carbón, gas y CO_2 -. No obstante, estas correlaciones no son constantes en el tiempo, como se muestra en la Ilustración 18.

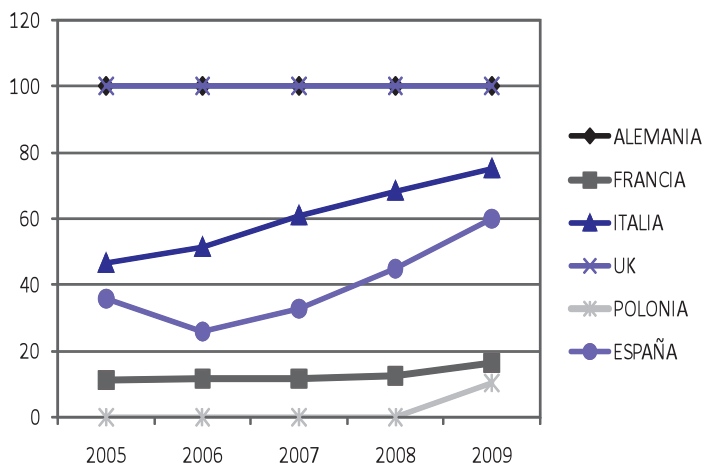
GRÁFICO 18. COEFICIENTE DE CORRELACIÓN ENTRE LA ELECTRICIDAD CON SUMINISTRO EN ALEMANIA EN 2011 Y EL CARBÓN API#2 CON ENTREGA EN 2011





acompañado por un potente desarrollo del mercado a plazo que ha permitido la aparición de nuevos agentes en competencia.

GRÁFICO 19. PORCENTAJE DE ENERGÍA COMERCIALIZADA EN EL MERCADO LIBRE EN DIFERENTES PAÍSES EUROPEOS



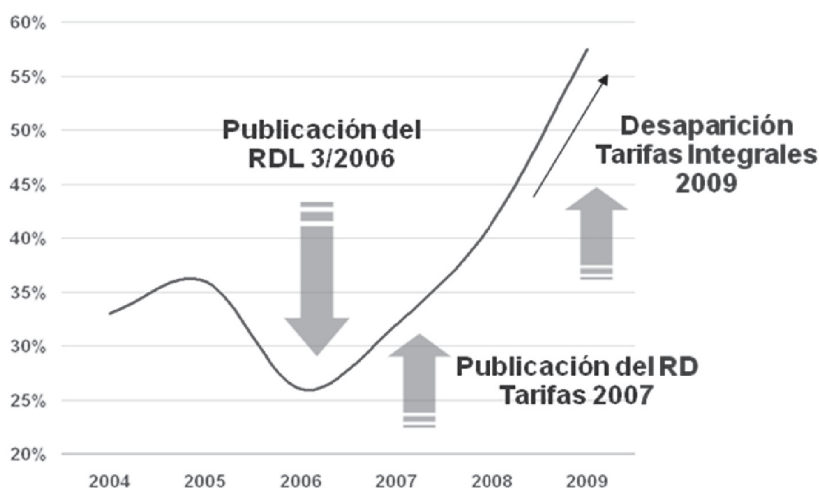
Fuente: Bundesnetzagentur (Alemania), CRE (Francia, no se consideran los suministros acogidos a TARTAM), Balance anual Acquirente Unico (Italia), Nera (UK), URE (Polonia), REE y CNE (España)

El gráfico 19 muestra el porcentaje de energía comercializada a través del mercado minorista con respecto al total de la demanda del país. En aquellos países en los que se ha alterado la lógica del mercado se ha producido a la larga un efecto desincentivador del desarrollo del mercado minorista: España con el Real Decreto Ley 3/2006 por el que se obligaba a celebrar contratos con precios regulados entre la generación y las distribuidoras, o Francia con la Tarifa Regulada Transitoria de Acceso al Mercado -Tartam- y la propuesta de reforma del mercado eléctrico francés -ley NOME- por la que se regulará parte del precio de suministro a los clientes. En el extremo opuesto se encuentran países como Reino Unido o Alemania donde las tarifas reguladas se abolieron definitivamente en 2002 y 1998 respectivamente. Claramente, aquellos mecanismos dirigidos a “apan-tallar” el precio real de la energía, como por ejemplo las tarifas integrales que, a pesar de estar prohibidas por la segunda directiva sobre el mercado interior de la electricidad, subsisten en determinados países, hacen desaparecer la necesidad del mercado y en consecuencia, impiden su desarrollo.



En el caso español, la transposición de dicha directiva se materializó en la desaparición de las tarifas de alta tensión a partir de julio de 2008 y la creación del suministro de último recurso a partir de julio de 2009. La Ilustración 20 muestra el impacto de estas medidas en la evolución del mercado minorista en España.

GRÁFICO 20. PORCENTAJE DE ENERGÍA COMERCIALIZADA EN EL MERCADO LIBRE MINORISTA EN ESPAÑA Y EFECTO DE LAS MEDIDAS REGULATORIAS SOBRE EL MERCADO MINORISTA EN ESPAÑA

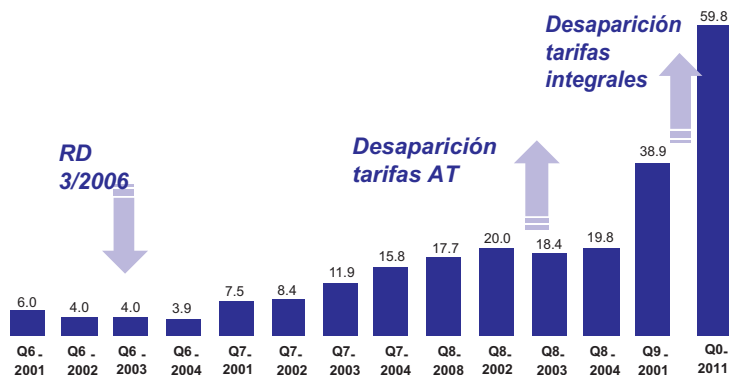


Fuente: Elaboración propia

En la mayoría de las ocasiones, los consumidores finales quieren conocer con antelación el precio al que se le suministrará la energía. Para ello los comercializadores aseguran el precio de venta para los clientes finales y cubren la venta mediante una compra en el mercado a plazo que, a su vez, favorecerá la competencia y permitirá capturar para estos clientes mejores precios finales. La Ilustración 21 muestra la evolución de la negociación en el mercado a plazo español y el efecto de las medidas regulatorias adoptadas desde 2006.



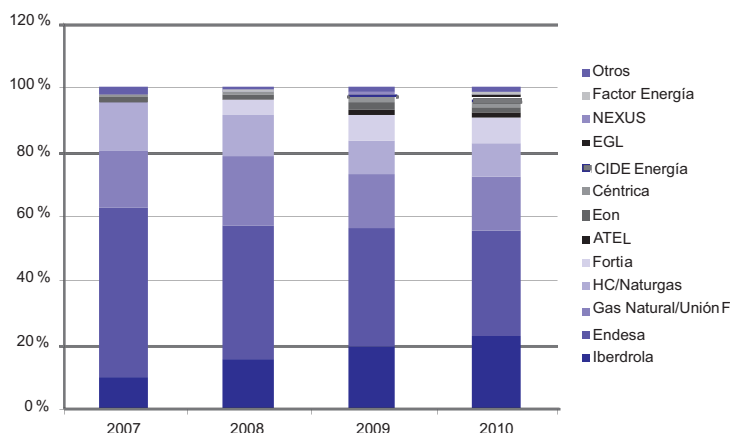
GRÁFICO 21. VOLUMEN NEGOCIADO EN EL MERCADO OTC ESPAÑOL



Fuente: Elaboración propia

El número de agentes que comercializan libremente en el mercado español ha pasado de 6 en 2007 a más de 15 en 2010 (Ilustración 22), lo que ha redundado en un precio más competitivo para los clientes finales y en un paso progresivo de clientes desde el suministro de último recurso al mercado libre. En cumplimiento de la segunda directiva sobre el mercado interior de la electricidad, el suministro de último recurso debería convertirse en el corto o medio plazo en un mecanismo residual de contratación.

GRÁFICO 22. CUOTAS DE COMERCIALIZACIÓN DE ELECTRICIDAD EN EL MERCADO LIBRE ESPAÑOL POR AGENTE



Fuente: CNE



4.7.2. Productos negociados en el mercado minorista

Los productos negociados en el mercado minorista de electricidad en Europa son muy diversos, y van desde el suministro “full-requirement” a precio fijo -el cliente puede consumir el volumen que desee sin ninguna penalización- hasta el suministro de carga base indexada al precio del mercado a plazo que se cierra a elección del cliente. Asimismo, los plazos negociados también se han ido incrementando con el desarrollo de este mercado.

GRÁFICO 23. TIPOS DE PRODUCTOS NEGOCIADOS EN EL MERCADO MINORISTA DE ELECTRICIDAD EN EUROPA



La Ilustración 23 muestra algunos de los productos negociados en el mercado minorista de electricidad en Europa. Los productos de la parte superior de la ilustración son los más simples y los que tienen mayor firmeza en el precio. En la parte inferior se muestran los productos más complejos y en los que los clientes finales pueden capturar en mayor medida las oportunidades del mercado.

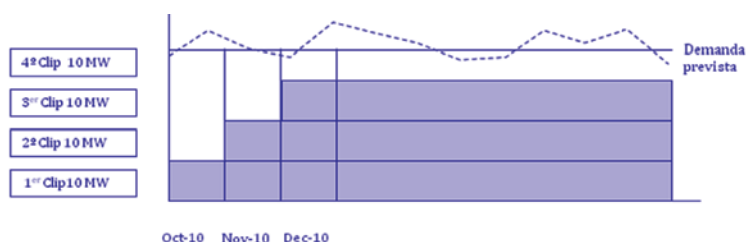
Los productos más frecuentes en el **mercado doméstico** consisten en suministros “full-requirement” a precio fijo. En ellos se incluye la totalidad de la energía consumida por el cliente sin ningún tipo de restricción, con un precio fijo cerrado que incluye todos los costes del suministro (coste de la energía, servicios de ajuste del sistema, peajes regula-



dos y margen de comercialización). En esta modalidad pueden coexistir ofertas individualizadas mediante campañas específicas, descuentos con respecto a una referencia de mercado y precios asegurados para un mayor plazo que el habitual (normalmente un año para el mercado doméstico).

En el **mercado de grandes clientes industriales** cada vez aparecen más productos en los que el cliente final tiene la posibilidad de aprovechar oportunidades del mercado a costa de asumir un riesgo mayor. En este tipo de contratos el precio final está indexado a referencias de mercado (spot o plazo) con la posibilidad de cerrar a precio fijo la totalidad o una parte de la energía en determinados momentos del año.

GRÁFICO 24. CIERRE DE ENERGÍA MEDIANTE CLIPS



La Ilustración 24 muestra el mecanismo de formación de precio mediante cierres de diferentes *clips* o bandas de energía en diversos momentos a lo largo de la vida del contrato. Así, el precio de venta final será la media de los precios cerrados por el cliente.

Asimismo, el aumento de la competencia en los mercados minoristas está favoreciendo la creación de agentes públicos o privados encaminados a favorecer los cambios de suministrador (oficinas de cambio de suministrador, *brokers*, plataformas electrónicas) que buscan las ofertas más competitivas en cada momento y las ofrecen a los clientes finales.

4.8. INTEGRACIÓN DE LOS MERCADOS ELÉCTRICOS NACIONALES

La segunda y tercera directiva sobre el mercado interior de electricidad (2003/54/CE y 2009/72/CE respectivamente) han incidido en los problemas para constituir los mercados nacionales, y sobre todo un mercado único de electricidad en el ámbito europeo. El alcance desigual de la liberalización entre los países miembros impedía el desarrollo de la competencia, por lo que se ha intentado fomentar el desarrollo del comercio transfron-



terizo a través de las **interconexiones eléctricas**. Las interconexiones desempeñan un papel clave en (i) la **integración de los mercados nacionales**, (ii) **fomento de la competencia** en el mercado eléctrico, (iii) **seguridad de suministro** e **integración de las tecnologías renovables**, caracterizadas por la producción fluctuante y poco predecible.

4.8.1. Integración de mercados

Las interconexiones **integran los mercados** al permitir un flujo de energía desde los países con menores precios hacia países con precios mayores, reduciendo el diferencial de precio entre los mercados. La Ilustración 25 muestra como en un país A con curvas de oferta y demanda agregada O y D respectivamente, el precio de la electricidad es P_A . Si el país A posee una interconexión con el país B con capacidad de exportación C_E y el precio en el país B es mayor que en A, la demanda agregada se desplazará hasta D' y el precio de equilibrio será P_A' ($P_A' > P_A$). Al contrario, si la capacidad de importación de la interconexión C_I y el precio en el país B es menor que en A, la oferta agregada se desplazará hasta O' y el nuevo precio de equilibrio será P_A'' ($P_A'' < P_A$).

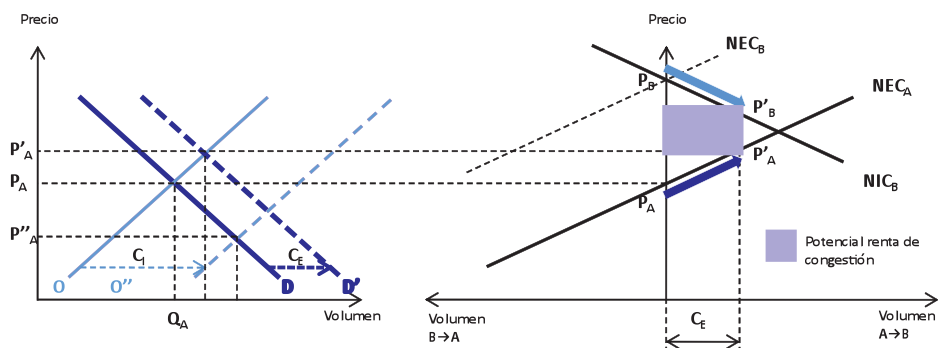
La variación del precio de la electricidad en un país puede expresarse en función del volumen de exportación mediante la función *Net Export Curve* (NEC) que resulta de restar las funciones de oferta y demanda agregadas. La parte derecha de la Ilustración 25 muestra la función NEC del país A. En la zona positiva del eje de abscisas el país A exporta energía al país B, mientras que en la zona negativa el país A importa energía procedente del país B. Alternativamente se puede representar en la misma figura la función *Net Import Curve* (NIC) del país B. La existencia de la interconexión permitirá disminuir el precio de la energía en el país con el precio más caro, que pasará de P_B a P_B' . Como contrapartida, el precio aumentará en el país A, y evolucionará de P_A a P_A' .

La integración de los mercados se produce gracias a la reducción del diferencial de precios entre los dos países, que pasa de $P_B - P_A$ a $P_B' - P_A'$. En la práctica esto supone una operación más eficiente de los activos de generación que la que habría si no hubiera tránsito entre los dos países. La exportación desde el país A genera unas rentas de congestión por el hecho de comprar en el país “barato” y vender en el “caro”, que idealmente son el producto de la capacidad C_E por el nuevo diferencial de precios $P_B' - P_A'$.

Conviene notar que la total integración desde el punto de vista de los precios se producirá si la capacidad de exportación de A a B fuese suficiente para que el nuevo precio en los dos países sea el mismo. En ese caso no existirán rentas de congestión.



GRÁFICO 25. INTEGRACIÓN DE MERCADOS A TRAVÉS DE LAS INTERCONEXIONES Y GENERACIÓN DE RENTAS DE CONGESTIÓN



4.8.2. Desarrollo de la competencia. Mecanismos de asignación de la capacidad de interconexión

Gracias a las interconexiones un generador en un Estado Miembro puede vender su producción a clientes de un país vecino, compitiendo con los generadores de ese país. Para ello tiene que existir un mecanismo de acceso que permita que los agentes adquieran el derecho a usar la interconexión.

La Tercera Directiva establece que los Operadores de Sistema son responsables de gestionar el acceso a las interconexiones. Además, el Reglamento 2003/1228/CE -en la actualidad 2009/714/CE- y la posterior guía de gestión de las congestiones en las interconexiones, establece que el acceso a las mismas debe ser no discriminatorio y basado en mecanismos de mercado. Según el reglamento, las rentas de congestión obtenidas en los mecanismos de asignación de capacidad sólo pueden ser destinadas a garantizar la firmeza de la capacidad subastada y a la inversión en la mejora de las interconexiones. De hecho, la causa última de que no exista un mercado único de electricidad es la limitada capacidad de las interconexiones eléctricas.

La mayoría de las interconexiones tienen un mecanismo de asignación de capacidad diferenciado por plazos:



4.8.2.1 Capacidad a plazo

La capacidad asignada a plazo permite a los agentes asegurarse el tránsito de energía entre países durante un periodo determinado. Esto es esencial para fomentar la competencia entre generadores y comercializadores de diferentes países. Además, permite desarrollar la liquidez en los mercados de los países vecinos gracias a las operaciones de cobertura realizadas por los poseedores de capacidad a plazo. En la mayoría de las ocasiones la capacidad es asignada en plazos que coinciden con años y meses naturales.

El mecanismo de asignación suele consistir en subastas explícitas organizadas por los Operadores del Sistema, u oficinas de subasta en las que han delegado los Operadores del Sistema. Los agentes adjudicatarios obtienen el derecho a transitar horariamente energía desde un país a otro durante un plazo determinado. Este derecho se denomina *Physical Transmission Right* (PTR). Como contrapartida, los agentes pagan el precio resultante en la subasta. Este mecanismo es utilizado prácticamente en la totalidad de interconexiones eléctricas en Europa (España-Francia, Francia-Reino Unido, Francia-Alemania,) Desde el punto de vista financiero, un PTR es una sucesión horaria de opciones de compra (*call options*) con precio de ejercicio cero y subyacente el *location spread* (ver epígrafe 4.6.2) entre los dos países.

En la actualidad las subastas de capacidad transfronteriza presentan una elevada competencia, debido a la escasez de capacidad y al elevado número de agentes presentes en la puja (generadores, comercializadores, clientes finales, instituciones financieras y casas de trading).

4.8.2.2. Capacidad diaria

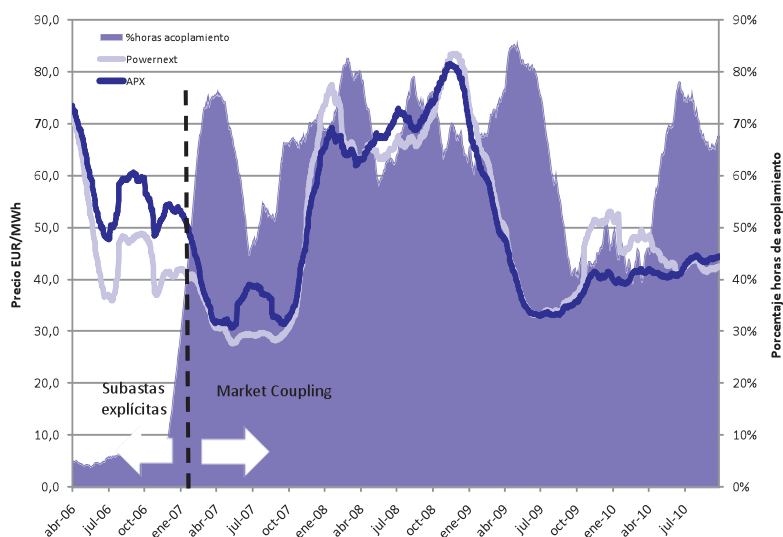
Los agentes pueden realizar un ajuste de las posiciones en los distintos países europeos mediante la capacidad diaria. Esta capacidad permite transitar energía a través de una interconexión determinada tan sólo para el día siguiente. El mecanismo de asignación de capacidad diaria puede consistir en subastas explícitas, como las actualmente existentes entre España y Francia. En estas subastas diarias se realizan pujas independientes por cada una de las horas de suministro del día inmediatamente posterior a la subasta.

En la actualidad hay una tendencia hacia la asignación de capacidad diaria mediante el **acoplamiento de mercados eléctricos** (*market coupling*). En el acoplamiento de mercados los Operadores del Mercado realizan la casación diaria (ver epígrafe 4) teniendo en cuenta las funciones *Net Export Curve* y *Net Import Curve* de los países vecinos y la capacidad libre disponible en las interconexiones. Si el precio resultante



de la casación es distinto en los dos países y queda capacidad libre en la interconexión, el tránsito a través de la misma aumenta desde el país con energía más barata hacia el país con energía más cara (ver Ilustración 25). El uso de la capacidad de interconexión provoca una variación del precio en cada país conforme a la *Net Export Curve* y *Net Import Curve*. Este proceso se repite iterativamente hasta que se obtiene bien el mismo precio en los dos países, bien la cogestión de la capacidad de interconexión. Al contrario que las subastas explícitas, el *market coupling* asegura un uso totalmente eficiente de la interconexión. La Ilustración 26 muestra como antes de la introducción del acoplamiento de mercados entre Francia, Bélgica y Holanda el porcentaje de horas en las que el precio era idéntico en Francia y Holanda era apenas el 5%. A partir de Noviembre de 2006, con la puesta en marcha del acoplamiento de mercados, este porcentaje aumentó considerablemente a pesar de que la capacidad de intercambio entre los países no aumentó.

GRÁFICO 26. EVOLUCIÓN DEL PRECIO SPOT EN FRANCIA (POWERNEXT) Y HOLANDA (APX). EVOLUCIÓN NÚMERO DE HORAS DIFERENCIAL HORARIO MENOR DE 1 EUR/MWH. MEDIAS MÓVILES 90 DÍAS.



Fuente: Elaboración propia

El acoplamiento de mercados puede coexistir con subastas explícitas de capacidad a plazo. Esto permite a los agentes competir a través de las interconexiones y asegurarse



un uso totalmente eficiente de la capacidad adquirida. En ese caso, los agentes tienen la opción de revender la capacidad a los Operadores del Sistema para que ésta sea incorporada en el proceso de acoplamiento de mercados. El precio de venta es precisamente la renta de congestión obtenida por esta capacidad adicional.

Las experiencias de acoplamiento de mercados de Nordpool (países nórdicos), MIBEL (España y Portugal) y Trilateral Market Coupling (Francia, Bélgica y Holanda) han sido un éxito. Cabe destacar que en Noviembre 2010 ha entrado en funcionamiento el proyecto más ambicioso por el volumen de los mercados: el acoplamiento entre Francia, Bélgica, Holanda, Alemania y los países Nórdicos.

4.8.2.3. Capacidad intradiaria

Los Operadores del Sistema asignan toda la capacidad comercial disponible en las interconexiones en las subastas de capacidad a plazo y en las subastas diarias o acoplamiento de mercados. Sin embargo esto no significa que toda la capacidad sea utilizada íntegramente, bien porque no existe una diferencia de precio horario entre los dos países –en el caso de acoplamiento de mercados- bien porque los agentes no utilicen de forma totalmente eficiente los derechos de capacidad adquiridos al tener unas expectativas equivocadas acerca del diferencial de precios –en el caso de subastas explícitas-.

En ambas situaciones, existe capacidad en las interconexiones que podría ser utilizada posteriormente por los agentes para realizar un último ajuste de las posiciones. La capacidad asignada con posterioridad a las subastas diarias o acoplamiento de mercados se denomina capacidad intradiaria. La asignación de la capacidad puede realizarse de forma implícita y continua tal y como sucede en Nordpool o entre Alemania y Francia desde finales de 2010. De igual forma a como sucede con la capacidad a plazo, este mecanismo permite desarrollar la liquidez en los mercados intradiarios y asignar rápida y eficientemente la capacidad en caso de “contraflujos” generados por la fuerte variabilidad de la producción eólica.

Las subastas explícitas también pueden ser utilizadas para asignar capacidad intradiaria, tal y como sucede entre España y Francia. No obstante, la ventaja que se obtiene al introducir un mecanismo de mercado como las subastas para la capacidad intradiaria puede verse compensada con las rigideces en el número de subastas que impiden un uso



totalmente eficiente de las interconexiones. Esto es especialmente relevante en sistemas con fuerte penetración de capacidad eólica, como el español.

4.8.3. Seguridad de suministro e integración de tecnologías renovables

La seguridad de suministro de Europa es uno de los objetivos de la Directiva 2009/72/CE, y requiere un mix energético diversificado y una suficiente capacidad de interconexión entre los Estados Miembros. El Consejo Europeo reunido en Barcelona de 2002 consideró que la capacidad transfronteriza debería ser un 10% de la capacidad instalada en cada país. Sin embargo, la red de alta tensión europea sigue presentando fuertes congestiones, muchas de ellas transfronterizas. Uno de los casos más notables de débil capacidad de interconexión se encuentra entre la Península Ibérica y Francia, donde la capacidad está limitada desde hace más de 20 años a 1400 MW de importación y 600 MW de exportación. Sin embargo, gracias al acuerdo alcanzado entre España y Francia en junio de 2008, se prevé que la nueva línea entre Baixas-Santa Llogaia esté plenamente operativa en 2013 y suponga una capacidad aproximada de 2500 MW en cada sentido.

El fuerte desarrollo de las energías renovables, notablemente de la producción eólica, ha agravado los problemas provocados por la débil capacidad de interconexión. En España, la capacidad eólica instalada superó los 19100 MW en Junio 2010. La producción eólica puede cambiar en más de 10000 MW en apenas unas horas y a pesar de los avances realizados en predicción, los errores siguen siendo significativos. Una mayor capacidad de interconexión entre la Península Ibérica y Francia permitiría una gestión más segura del Sistema Eléctrico Español. De hecho uno de los factores que limita en la actualidad una mayor penetración de las energías renovables en España es la limitada capacidad de exportación a Francia. Además una rápida asignación de la capacidad de interconexión disponible cerca del tiempo real (mecanismo de asignación implícita y continua) permitiría una mayor competencia en el reajuste de la posición de los productores eólicos, y a la larga unos menores costes de reserva para el sistema.

Por otro lado, el refuerzo de las interconexiones permite compensar parcialmente las distorsiones introducidas en el mercado eléctrico por la prioridad de acceso y apoyo a las energías renovables reconocido en la directiva 2009/28/CE. El caso de Alemania es paradigmático: durante 2009 el precio de la electricidad en el mercado mayorista fue negativo en 71 horas (0,8%) debido a la fuerte producción eólica. Sin embargo, el precio en los países vecinos fue considerablemente superior en esas horas. Una mayor capa-



ciudad de interconexión habría permitido que los países vecinos pudieran absorber más producción eólica alemana.

4.8.4. Iniciativas Regionales de Energía

La asociación de reguladores nacionales de energía, ERGEG, propuso la creación de las **Iniciativas Regionales de Energía** en Junio de 2005, con las que se pretendía dar un impulso a la armonización de los mercados entre países vecinos.

Para ello se crearon 6 iniciativas regionales: **Sur-Oeste** (Portugal, España, Francia), **Centro-Oeste** (Francia, Bélgica, Holanda, Luxemburgo y Alemania), **Francia - Reino Unido – Irlanda**, **Báltica** (Estonia, Lituania y Letonia), **Nórdica** (Alemania, Polonia, Dinamarca, Finlandia, Suecia, Noruega), **Centro-Este** (Alemania, Austria, Chequia, Polonia, Hungría, Eslovaquia, Eslovenia) y **Centro-Sur** (Austria, Francia, Alemania, Eslovenia, Italia, Grecia). El objetivo de las Iniciativas Regionales es solucionar las causas que en la práctica impiden el comercio transfronterizo a través de la armonización de mercados vecinos, sin perder de vista el objetivo último: creación del mercado único de energía en Europa.

Dentro del ámbito de la Iniciativa Regional de Europa Sur-Oeste, se ha identificado el acoplamiento de mercados entre España y Francia como un hito clave en la integración del mercado de la Península Ibérica con el resto del continente. No obstante, también debería promoverse un uso más eficiente de la interconexión Francia-España modificando la regulación nacional española que impide, de forma inédita en Europa, que los Operadores Dominantes españoles participen en igualdad de condiciones que el resto de los agentes.

Para asegurar la coherencia en el trabajo de las distintas iniciativas regionales, se desarrolló en 2009 los *Project Coordination Group* con el objetivo de establecer un “modelo ideal” de gestión de las interconexiones europeas. De forma muy sucinta, el modelo ideal se basa en la asignación de capacidad a plazo firme mediante subastas explícitas, acoplamiento de mercados para la capacidad diaria, asignación implícita y continua en el ámbito intradiario y la utilización de las interconexiones para los mercados de servicios complementarios gracias a la comunicación entre Operadores del Sistema.

