



**INFORME DE SUPERVISIÓN DEL
MERCADO PENINSULAR
MAYORISTA AL CONTADO DE
ELECTRICIDAD. AÑO 2016**

6 de febrero de 2019

IS/DE/025/16

www.cnmc.es

1	RESUMEN	3
2	INTRODUCCIÓN	5
3	CONTEXTO NORMATIVO EUROPEO	6
3.1	Propuesta de Energía limpia para todos los europeos - “Clean Energy Package”	6
3.1.1	Mecanismos de capacidad	7
4	EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD	8
4.1	Evolución de la demanda eléctrica	8
4.2	Evolución de la potencia instalada	11
4.3	Evolución de la producción eléctrica	13
4.4	Evolución del coste de la electricidad en el mercado diario y en los servicios de ajuste	15
4.5	Mercado diario	16
4.5.1	Evolución del despacho en el mercado diario	16
4.5.2	Evolución del mix despachado en el mercado diario y contratos bilaterales	18
4.6	Mercado intradiario	19
4.7	Los servicios de ajuste del sistema	22
4.7.1	Restricciones técnicas al programa base de funcionamiento	24
4.7.2	Reserva de potencia a subir	26
4.7.3	Banda de regulación secundaria y energía de regulación secundaria	27
4.7.4	Gestión de desvíos	32
4.7.5	Energía de regulación terciaria	33
4.7.6	Restricciones técnicas en tiempo real	36
4.8	Coefficientes de ajuste horarios sobre pérdidas	38
4.9	Mercados a plazo	40
5	EVOLUCIÓN DEL NIVEL DE COMPETENCIA EN EL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD	42
5.1	Número de agentes en el mercado de generación	42
5.2	Análisis de la concentración del mercado	43
5.2.1	Programa Diario Base de Funcionamiento	46
5.2.2	Resolución de restricciones técnicas	50
5.2.3	Reserva de Potencia	53
5.2.4	Banda de Regulación Secundaria y Energía de Regulación Secundaria	53
5.2.5	Regulación Terciaria	55
5.2.6	Gestión de desvíos	57
5.2.7	Programa horario operativo (P48)	59
5.3	Integración vertical (generación y comercialización)	64
5.4	Liquidez en el mercado diario e intradiario	67
5.5	Evolución del precio del Mercado diario	69
5.6	Análisis de la potencia indisponible	72
5.7	Comportamiento de las energías renovables y de la cogeneración en el mercado	73
5.8	Acoplamiento de mercados	78
ANEXO I: DESCRIPCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO DE PRODUCCIÓN		86

INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD. AÑO 2016

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Benigno Valdés Díaz
D. Mariano Bacigalupo Saggese
D. Bernardo Lorenzo Almendros
D. Xabier Ormaetxea Garai

Secretario de la Sala

D. Joaquim Hortalà i Vallvé, Secretario del Consejo

En Madrid, a 6 de febrero de 2019

La Sala de Supervisión Regulatoria, en el ejercicio de la función de supervisión del correcto funcionamiento del sector, y en particular, de sus funciones décimo cuarta y décimo quinta del artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), emite el siguiente informe sobre el funcionamiento del mercado eléctrico peninsular de producción de energía eléctrica durante el año 2016.

1 RESUMEN

En el ámbito europeo, destaca en 2016 la publicación por parte de la Comisión Europea de la Propuesta de Energía Limpia y el informe final sobre la revisión de los mecanismos de capacidad europeos.

En España, en cuanto a la evolución del sistema eléctrico español, 2016 se caracterizó por el incremento de la demanda por segundo año consecutivo después de haberse reducido durante los cuatro años anteriores. Aun así, este incremento del 0,6% se debió, principalmente, a los efectos de la laboralidad y de las temperaturas puesto que, descontado el efecto de estos parámetros, la demanda corregida resultante fue un 0,1% inferior a la de 2015.

En cuanto a generación, cabe destacar el repunte de la generación hidráulica, principalmente durante el primer semestre del año, lo que elevó la cuota de producción de las energías renovables hasta el 40,8%, casi cuatro puntos más que en 2015. Este incremento de la producción renovable supuso una reducción importante del hueco térmico, afectando especialmente a la producción de las centrales de carbón, que se redujo un 31% con respecto al año anterior.

El precio medio final del mercado (considerando el mercado diario e intradiario, así como el sobrecoste correspondiente a los servicios de ajuste y los pagos por capacidad) que soportó la demanda peninsular en el mercado MIBEL-Zona española ascendió a 48,42€/MWh, lo que supuso una disminución del 23% respecto a 2015. Esta reducción del precio medio final en 2016 estuvo motivada principalmente por la disminución del precio del mercado diario, debido a la elevada participación de las energías renovables en los primeros meses del año. Este escenario motivó que el precio medio del mercado diario en 2016, aun incrementándose a finales de año, fuera menor que el año anterior. En concreto, la media aritmética del precio del mercado diario se situó en 39,67 €/MWh en 2016 frente a los 50,32 €/MWh de 2015.

Este incremento de final del año se inició en octubre con un aumento de la generación térmica española, motivado no por un incremento de la demanda interna -que se situó en los mismos niveles que en septiembre- sino por un incremento de las exportaciones hacia Francia ante un imprevisto aumento de la indisponibilidad de sus centrales nucleares. Esta situación coincidió con una reducida producción renovable en el último trimestre del año 2016, tanto respecto a otros periodos del mismo año como respecto al mismo periodo en años anteriores. Todo ello, fomentó el aumento del hueco término en este periodo, y en consecuencia, el despacho de un mayor número de centrales de carbón y de ciclo combinado, cuyas ofertas se habían incrementado especialmente en el último trimestre del año¹.

Por su parte, siguiendo la misma dinámica que en el año anterior, el sobrecoste de los servicios de ajuste también se redujo, pasando de 4,28 €/MWh en 2015 a 3,1 €/MWh de 2016, favorecido, en parte, por la modificación del tratamiento de las pérdidas, implementada en 2014 y 2015.

En cuanto a la evolución de la potencia instalada de generación eléctrica, destaca el cierre de cinco centrales de carbón, sumando 932 MW, lo que representa una reducción del 9% de la potencia instalada de esta tecnología con respecto a 2015. No obstante, el despacho de estas centrales había sido reducido durante el año anterior por lo que su impacto sobre el despacho de generación es poco relevante.

Por otra parte, desde la oferta de generación eléctrica el número de agentes generadores y representantes se mantuvo estable ante la falta de desarrollo de los mecanismos de hibernación mientras que, desde el lado de la demanda, el número de comercializadores sigue aumentando, reflejando una gran facilidad de entrada en el mercado diario spot.

¹ Este periodo fue objeto de investigación por parte de la CNMC, resultando la apertura de dos expedientes sancionadores por una presunta infracción grave de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico entre octubre de 2016 y enero de 2017, a dos empresas generadoras por la actuación de ciertas centrales de ciclo combinado. <https://www.cnmc.es/node/365999>.

En cuanto a los niveles de cuotas de producción, los resultados difieren en función del segmento, del ámbito y de las tecnologías analizadas. Así, si se considera el mercado diario en el ámbito de MIBEL (se analiza conjuntamente la zona española y la portuguesa, puesto que el mercado diario registra un acoplamiento superior al 90% en estas zonas), los niveles de concentración muestran una situación razonablemente competitiva si se toman todas las tecnologías. Por el contrario, si el análisis se hace considerando únicamente las tecnologías marginales (carbón, ciclos combinados e hidráulica), en 2016, se mantienen, al igual que en 2015, niveles elevados de concentración.

Esta misma situación se registra cuando se analizan los mercados de ajuste en el ámbito nacional dado que estos servicios son proporcionados fundamentalmente por aquellas centrales que tienen carácter gestionable, es decir, las centrales de carbón, ciclos combinados e hidráulica, cuya propiedad se encuentra bastante concentrada. No obstante, en el año 2016 cabe señalar el comienzo de la participación de las energías renovables, la cogeneración y los residuos en los mercados de ajuste, lo que está permitiendo la entrada de nuevos representantes en unos servicios que mayoritariamente estaban siendo proporcionados por los grupos empresariales tradicionales. En particular, estas energías han representado en 2016 una participación del 27% en la fase II de restricciones y del 2-3% en los servicios de ajuste de gestión de desvíos y terciaria.

En cuanto a la facilidad de entrada y liquidez del mercado de generación, el español se sitúa a la cabeza de Europa en términos de liquidez con un 71% del volumen total de energía negociada en el mercado spot. Lo mismo ocurre con el mercado intradiario, que es también el más líquido en términos de volumen negociado respecto a la demanda eléctrica del país. Todo ello muestra la transparencia y la facilidad de entrada al mercado a los nuevos agentes.

Con respecto a los mercados a plazo, si bien en el año 2016 se contabilizó un incremento del 26% en el volumen negociado respecto al registrado en 2015, todavía no se recuperó el nivel de liquidez previo a 2015. La cotización media con subyacente precio spot español² alcanzó en 2016 los 41,78 €/MWh, un 5,5% superior que el precio spot subyacente (39,67 €/MWh). Esta prima de riesgo ex post positiva se explica por los reducidos precios del mercado spot registrados durante el primer semestre del año respecto a los contratos a plazo con dicho vencimiento negociados previamente al primer semestre.

2 INTRODUCCIÓN

El mercado de producción de energía eléctrica está formado por el mercado diario donde se negocia cada día la energía para el día siguiente, los servicios de ajuste que permiten garantizar la seguridad del sistema eléctrico en tiempo

² Cotización del último día de cotización de los contratos de carga base mensuales.

real, y los mercados a plazo donde se negocia la electricidad en diferentes horizontes de tiempo de mayor plazo.

El coste derivado de estos mercados representa en la factura eléctrica³ en torno al 50% para un consumidor tipo doméstico de electricidad, y un 70% para un consumidor industrial. El resto del coste de la factura se debe a los peajes y cargos que deben retribuir los costes regulados del sistema. De ahí la importancia de analizar en profundidad la evolución de los diferentes mercados, así como de los factores que afectan a los mismos.

El objeto de este informe es analizar la evolución de estos mercados en España durante 2016. El capítulo 3 analiza la evolución de los diferentes segmentos que componen el mercado de producción, centrándose el capítulo 4 en valorar el grado de competencia efectiva en estos mercados.

3 CONTEXTO NORMATIVO EUROPEO

3.1 Propuesta de Energía limpia para todos los europeos - “Clean Energy Package”

La Comisión Europea, en el contexto de lanzamiento de la estrategia de “Unión Energética”, planteó una serie de cuestiones de política energética y de medidas regulatorias que debían servir para facilitar la creación de un verdadero mercado interior de la electricidad. Tras varias consultas públicas realizadas en 2015 sobre, entre otros aspectos, un nuevo diseño del mercado energético, una nueva directiva de energía renovable o una nueva directiva de eficiencia energética, presentó en noviembre de 2016 el llamado “Clean Energy Package”, en el que se abordaban aspectos fundamentales para la unión energética europea⁴:

Seguridad de suministro

- Nuevo Reglamento sobre Preparación ante Riesgos

Mercado Interior

- Nueva Directiva del Mercado de Electricidad
- Nuevo Reglamento del Mercado de Electricidad
- Nuevo Reglamento de ACER
- Informe sobre precios y costes en Europa
- Investigación sobre mecanismos de Capacidad

Eficiencia energética

- Nueva Directiva de Eficiencia Energética
- Nueva Directiva sobre Comportamiento Energético de Edificios
- Comunicación sobre el plan de trabajo Eco-design 2016-2019

³ Sin incluir impuestos de electricidad ni IVA

⁴ En diciembre de 2018 se han finalizado las negociaciones sobre la propuesta realizada por la Comisión Europea en noviembre de 2016, solo a falta de la ratificación de la directiva de mercado eléctrico por parte del Parlamento y el Consejo Europeo.

- Nuevo Reglamento sobre Eco-design para calefacción y frío
- Nuevo Reglamento sobre tolerancias en verificación de Eco-design
- Nuevo Reglamento de Tolerancias para el eco—labelling
- Directrices sobre medidas de auto-regulación de Eco-design para la industria

Renovables y bioenergía sostenible

- Nueva Directiva de energía Renovable

Descarbonización

- Comunicación para fomentar la inversión en tecnologías de bajo carbono

Innovación

- Comunicación sobre aceleración de procesos de innovación en energías limpias
- Comunicación sobre la estrategia UE en sistemas de transporte cooperativos e inteligentes

Otros

- Comunicación sobre el Mercado Interno y señales
- Nuevo reglamento sobre gobernanza de la Unión Energética

Desde su publicación en 2016, estas propuestas normativas están siendo debatidas por todos los agentes del sector, la Comisión Europea, el Parlamento Europeo y el Consejo Europeo durante el proceso legislativo de las mismas.

En concreto, cabe citar que el 18 de diciembre de 2017 el Consejo Europeo acordó sus posiciones de negociación sobre las propuestas legislativas del paquete de medidas sobre energía limpia.

La CNMC, en el ámbito de CEER (Consejo Europeo de Reguladores de Energía) y de la Agencia ACER está participando activamente en el análisis y desarrollo de estas propuestas normativas, principalmente en aquellas relacionadas con los mercados de electricidad.

3.1.1 Mecanismos de capacidad

Como resultado de la investigación llevada a cabo por la Comisión Europea sobre los mecanismos de capacidad y el impacto de éstos sobre la competencia y la negociación en el mercado interior de la energía, se publicó el informe final en noviembre de 2016⁵, entre las propuestas normativas del Clean Energy Package.

⁵ Varias de las consideraciones recogidas en el informe final de la Comisión Europea, fueron analizadas en el Informe de la CNMC IPN/CNMC/035/17: Orden por la que se modifica la Orden IET/2013/2013-mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad <https://www.cnmc.es/expedientes/ipncnmc03517>

El informe analiza 35 mecanismos de capacidad previos, existentes o previstos, en 11 estados miembros, incluido el mecanismo de España, concluyendo que en ocasiones los estados miembros han introducido mecanismos de capacidad sin realizar un análisis adecuado de las necesidades del sistema.

Las recomendaciones incluidas en este informe tienen a mejorar el diseño de estos mecanismos:

- Adecuándolos a las necesidades reales del sistema.
- Impulsando la mejora de las interconexiones cuando los fallos de mercado estén localizados geográficamente.
- Incentivando la respuesta de la demanda, y por lo tanto su participación.
- Utilizando mecanismos competitivos para fijar su cuantía.
- Permitiendo la participación de estados miembros vecinos.

4 EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD

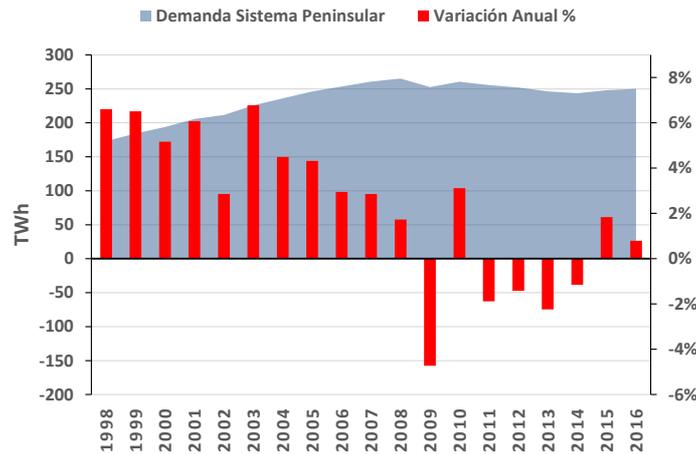
El mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, un mercado diario, seis mercados intradiarios, mercados no organizados y mercados de servicios de ajuste del sistema (en el Anexo I se incluye una breve descripción del mercado de producción). Estos últimos se definen como aquellos mercados gestionados por el Operador del Sistema que tienen por finalidad adaptar los programas de las unidades de producción, resultantes de la participación de los sujetos en las distintas plataformas de contratación de energía, para garantizar el cumplimiento de las condiciones de seguridad y calidad requeridas para el suministro de energía eléctrica. El mercado no organizado está constituido por los contratos físicos bilaterales, cuyos términos y condiciones económicas son acordados entre las partes, sin que sean conocidos por parte de la CNMC. Estos contratos bilaterales son nominados diariamente al Operador del Sistema. En este capítulo se analizará la evolución de cada uno de estos mercados durante el año 2016.

4.1 Evolución de la demanda eléctrica

La demanda de energía eléctrica peninsular registró entre 1998 y 2005 crecimientos anuales en el entorno del 4-7%. Sin embargo, en los años siguientes este crecimiento se moderó progresivamente, hasta que en el año 2009 se produjo una reducción del 4,7%. Tras una moderada recuperación del 3,1% en 2010, el consumo eléctrico volvió a reducirse cuatro años consecutivos, como consecuencia de una menor actividad económica. Posteriormente, y por primera vez en 2015, se invierte la tendencia creciendo un 2%. En 2016, la demanda de energía eléctrica peninsular creció por segundo año consecutivo, aunque a una tasa inferior a la anterior (0,6%) hasta situarse en 265.009 GWh.

Según datos de REE, la mayoría de este incremento se debe a laboralidad y temperatura, que suman un 0,7%, dejando la demanda corregida en tendencia negativa (-0,1%).

Gráfico 1. Evolución de la demanda Peninsular en barras de central.

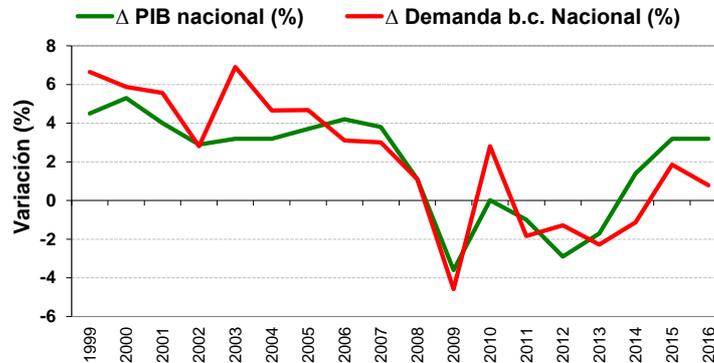


Fuente: REE

Por otra parte, 2016 es el primer año en que la punta máxima de demanda de verano supera a la punta máxima de invierno. Esta particularidad tiene su principal origen en las suaves temperaturas registradas en los meses de enero y febrero de 2016, coincidiendo además en esos meses con una reducción de la actividad económica. Así, la máxima demanda instantánea del año 2016 fue 40.489 MW (a las 13:32h del 06/09/2016); en valor medio horario resultó 40.144 MWh (a las 14h del 06/09/2016); y la máxima demanda diaria se situó en 816 GWh (06/09/2016). Todos estos valores son inferiores a los respectivos máximos históricos: 45.450 MW (a las 18:53h del 17/12/2007), 44.876 MW (a las 20h del 17/12/2007) y 906 GWh (18/12/2007).

En el año 2016, la demanda de energía eléctrica en España creció un 0,6% respecto al año anterior, mientras que el crecimiento del PIB fue del 3,2% en el mismo período, indicando un desacoplamiento entre la evolución de la actividad económica y de la demanda eléctrica.

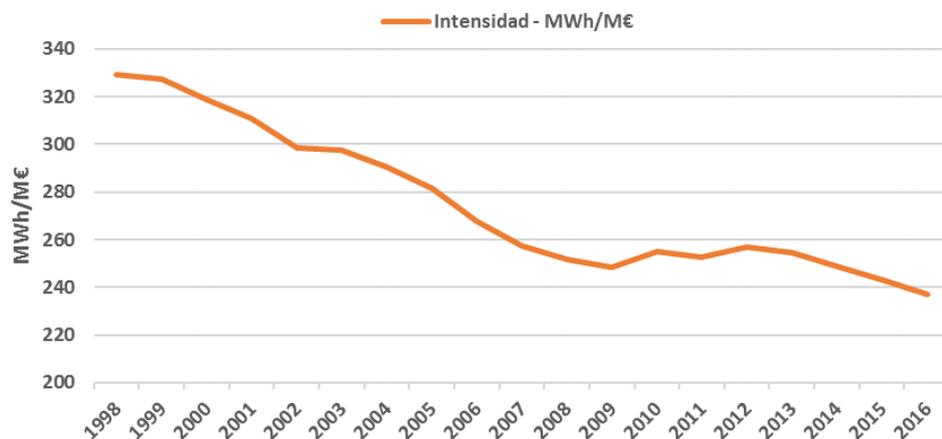
Gráfico 2. Evolución de las variaciones del PIB y del consumo eléctrico en España en los últimos años.



Fuente: INE y REE

La intensidad energética, es decir, la ratio entre demanda eléctrica y PIB, lleva reduciéndose paulatinamente durante las últimas dos décadas - la cantidad de demanda energética por cada euro generado de PIB es cada vez menor-, salvo en el periodo comprendido entre 2009 a 2012, periodo de fuerte inestabilidad tanto de la demanda como del PIB. Tras 2012, la intensidad energética retoma la senda decreciente lo que resulta consistente con el hecho de que en la economía española, el sector que ha determinado la expansión económica después de la crisis, haya pasado a ser el de servicios, menos intensivo en electricidad que la industria y la construcción, sectores que sufrieron las mayores caídas durante los años de la crisis.

Gráfico 3. Evolución de la intensidad energética en España



Fuente: INE, REE, CNMC

4.2 Evolución de la potencia instalada

En la tabla siguiente se muestra la potencia instalada en el sistema peninsular a finales de 2016, desglosada por tecnología. Nótese que la cuota de potencia por tecnología difiere considerablemente de la correspondiente a la producción de energía. Esto es debido a diversos motivos como son el factor de disponibilidad de energía primaria (especialmente en el caso de fuentes de energía renovables), las indisponibilidades de la propia instalación de generación, así como el coste variable de generación de cada tecnología que determina el orden de mérito a la hora de resultar casado en despacho diario.

Cuadro 1. Parque generador peninsular a 31 de diciembre de 2016 y Balance de energía 2016.

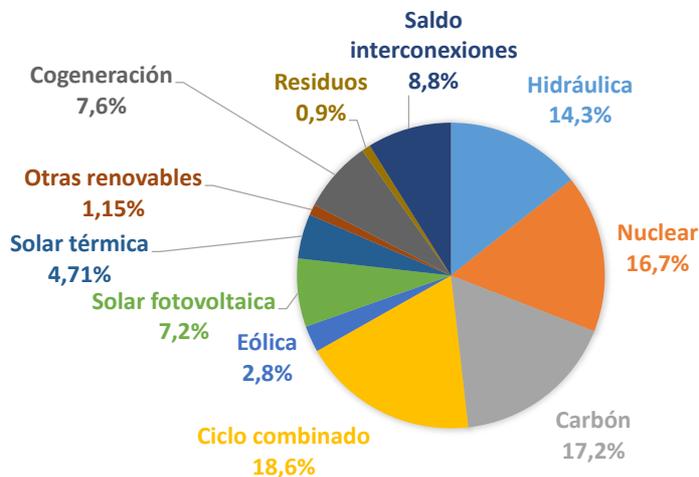
Tecnología	Potencia instalada (MW)		Energía producida (GWh)	
Hidráulica	20.352	20,3%	39.168	15,8%
Nuclear	7.573	7,6%	56.099	22,6%
Carbón	9.536	9,5%	35.188	14,2%
Fuel + Gas	-	0,0%	-	0,0%
Ciclo combinado	24.948	24,9%	25.686	10,3%
Eólica	22.900	22,9%	47.296	19,0%
Solar fotovoltaica	4.430	4,4%	7.567	3,0%
Solar térmica	2.299	2,3%	5.060	2,0%
Otras renovables	743	0,7%	3.416	1,4%
Cogeneración	6.600	6,6%	25.782	10,4%
Residuos	677	0,7%	3.121	1,3%
Total	100.059	100%	248.383	100%

Fuente: REE, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en: hidráulica no UGH, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, otras renovables, cogeneración y residuos.

Nota: Otras renovables incluyen biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica.

La punta máxima del año natural 2016, citada en el apartado anterior (día 6 de septiembre, entre las 13 y las 14 horas, alcanzando 40.144 MWh de potencia media horaria), junto con la demanda del enlace con Baleares, fue cubierta por la generación peninsular en un 91%, mientras el resto correspondió al saldo importador.

Gráfico 4. Cobertura de la demanda de potencia máxima horaria del año 2016 (H14 del 6 de septiembre).



Fuente: REE

Nota: No incluye el efecto de los desvíos de generación en tiempo real

A lo largo del año 2016 se produjo una reducción de la potencia instalada en el sistema peninsular de 932,2 MW, que se corresponde con la baja en el mercado de cinco centrales de carbón. Esto supuso un descenso del 8,9% de la potencia instalada de carbón y una potencia total instalada a final de 2016 de 105.279 MW, un 0,8% menos que el año anterior. Este descenso llegó tras varios años en los que la potencia instalada se había incrementado, a excepción de 2014, que registró una ligera reducción.

Con respecto a la potencia instalada de energías renovables, cogeneración y residuos, en 2016 siguió sin sufrir ningún cambio, al igual que en los tres últimos años. En enero de 2016 se convocaron las primeras subastas para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa situadas en el sistema eléctrico peninsular y a instalaciones de tecnología eólica (Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, y en la Orden IET/2212/2015, de 23 de octubre).⁶ En mayo de 2017 se convocaron las segundas subastas de renovables⁷. La nueva potencia renovable correspondiente a ambas subastas deberá estar en funcionamiento antes de

⁶ En la primera subasta para la asignación del régimen retributivo específico, celebrada el 14 de enero de 2016, se subastaron y adjudicaron 200 MW de potencia con derecho a la percepción del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones de biomasa situadas en el sistema eléctrico peninsular y 500 MW de potencia con derecho a la percepción del régimen retributivo específico para instalaciones de tecnología eólica.

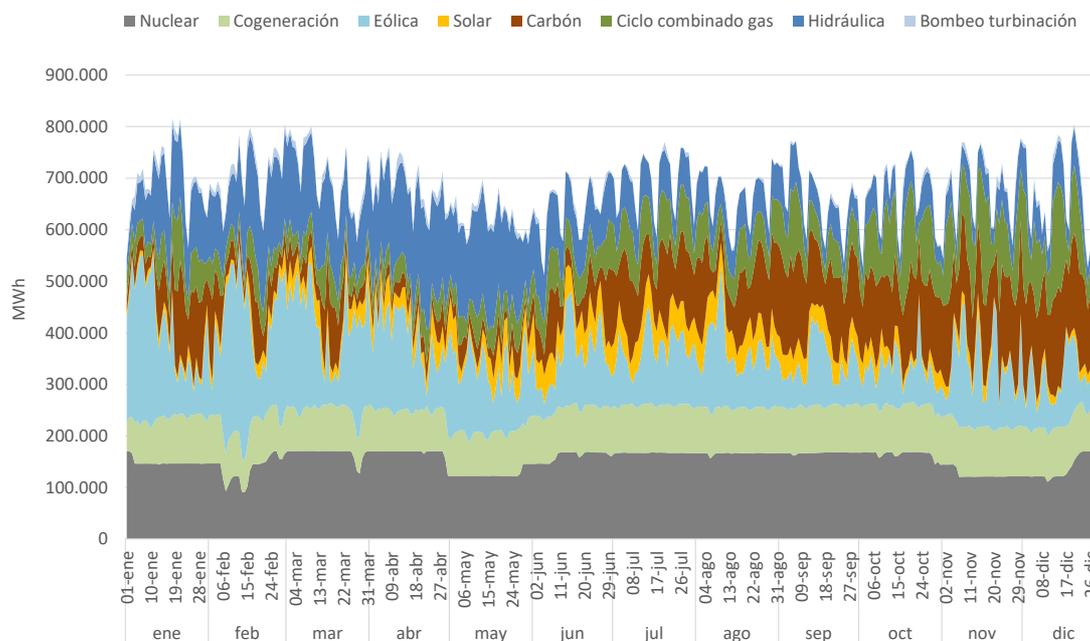
⁷ El 17 de mayo de 2017 se celebró la segunda subasta para establecer el régimen de pago específico para las nuevas instalaciones de generación renovable, convocada por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, resultando adjudicadas 2.979 MW eólicos, 1 MW fotovoltaico, y 19 MW correspondientes a biomasa y otras tecnologías.

2020. Para ello, se han introducido en la normativa mecanismos y avales para garantizar que se llevan a cabo los proyectos adjudicados en ese plazo.

4.3 Evolución de la producción eléctrica

En el gráfico siguiente se muestra la evolución de la generación diaria en España donde se aprecia la fuerte participación de la eólica e hidráulica durante el primer semestre del año. Esto hizo que la cuota de las tecnologías renovables en el mix de generación del año 2016 fuera del 40,8% debido, principalmente, al incremento de generación hidráulica del 25,5% respecto a 2015, debido a las condiciones hidrológicas del año.

Gráfico 5. Producción por tecnología durante 2016 considerando todos los segmentos

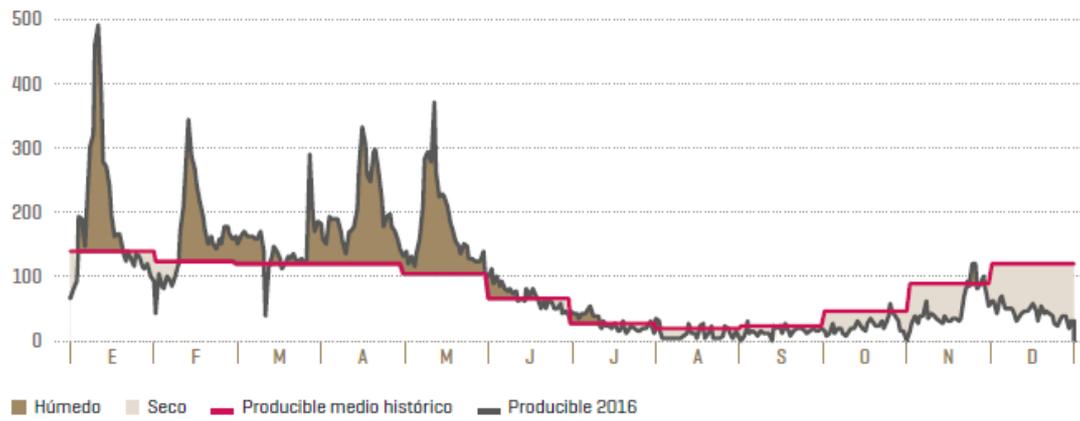


Fuente: CNMC

Durante los ocho primeros meses del 2016, la producción hidráulica fue superior tanto a la generación del 2015 como a la media histórica. A partir de septiembre esta situación cambió, ya que la producción hidráulica descendió un 3,3 % en el cuarto trimestre del 2016.

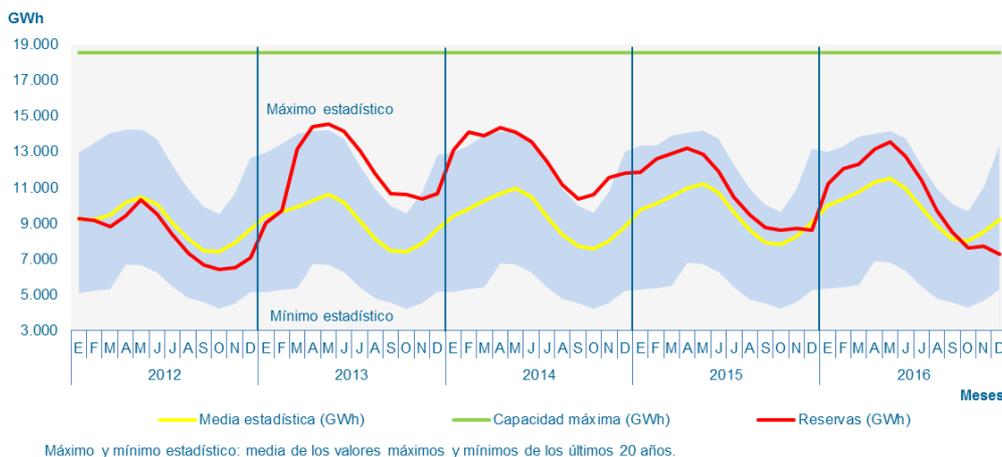
Este comportamiento de la hidráulica vino determinado por unos niveles de producible anuales (34.422 GWh) mayores a los de años anteriores (38,4% superior a 2015). No obstante, las reservas se situaron en niveles inferiores al valor medio estadístico, dado el reducido producible que se registró en los últimos meses del año.

Gráfico 6. Energía producible hidráulica diaria durante 2016 y media histórica. GWh



Fuente: REE

Gráfico 7. Reservas hidroeléctricas del sistema eléctrico español



Fuente: REE

La eólica también marcó máximos históricos de generación horaria y diaria. El máximo horario fue entre las 13:00 y las 14:00 horas del 11 de enero de 2016, con una producción de 17.390 MWh. El máximo diario (el 12 de febrero de 2016) fue un 3,6% superior al registrado en 2015.

Las energías no renovables, por su parte, redujeron su cuota de participación al 59,2% (fue del 63,1% en 2015), siendo el carbón, la tecnología que mayor descenso registró en 2016 – un 30,9% respecto a 2015-.

La producción de los ciclos combinados creció por segundo año consecutivo, tras la caída sufrida en los seis años anteriores, motivado principalmente por su mayor despacho en los últimos meses del año. No obstante, su coeficiente de utilización apenas alcanzó el 13%.

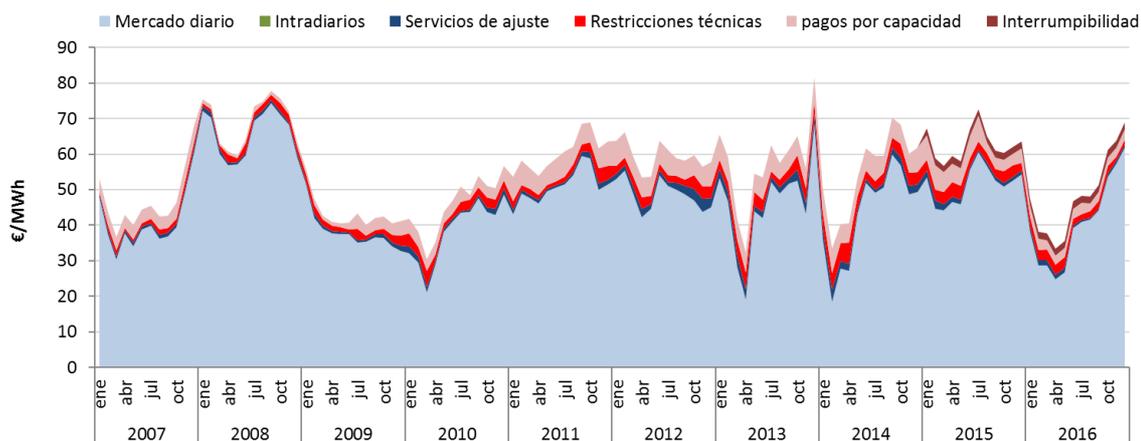
4.4 Evolución del coste de la electricidad en el mercado diario y en los servicios de ajuste

El precio medio final del mercado de generación eléctrica (considerando el mercado diario e intradiario, así como el sobrecoste correspondiente a los servicios de ajuste, interrumpibilidad y los pagos por capacidad) que soportó la demanda peninsular en el mercado MIBEL-Zona española fue 48,42 €/MWh, lo que representa una reducción del 23% respecto al año anterior. Esta reducción se debe, principalmente, a la disminución del precio del mercado diario durante el primer semestre del año, motivado por una fuerte hidraulicidad coincidente con una fuerte producción eólica en ese periodo. Así, la media del precio del mercado diario que soportó la demanda se situó en 2016 en 40,62 €/MWh, cuando en 2015 se situó en 51,67 €/MWh. Adicionalmente, también contribuyeron a esta reducción del precio final, el menor precio de los servicios de ajuste y de los pagos por capacidad:

Así, tras la reducción del precio de los servicios de ajuste del año anterior, 2016 siguió con la tendencia del último año, reduciéndose ésta vez hasta los 3,10 €/MWh (en 2015 fue de 4,28 €/MWh).

El sobrecoste de pagos por capacidad se vio reducido, pasando de 5,02 €/MWh en 2015 a 2,76 €/MWh en 2016, motivado por la reducción del precio para la financiación de los pagos por capacidad, establecida en la Orden de peajes de electricidad para 2016⁸.

Gráfico 8. Componentes del precio final medio de generación de electricidad que soporta la Demanda peninsular



Fuente: CNMC

⁸ Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

En términos de importes anuales, el coste de adquisición de la energía en el mercado spot de electricidad supuso para el conjunto de la comercialización un valor de unos 12.000 Millones de euros, de los cuales 10.000 Millones de euros corresponden a compras en el mercado diario, 800 Millones de euros al pago de servicios de ajuste, 700 Millones de euros a los pagos por capacidad y 500 Millones de euros al coste del servicio de interrumpibilidad. No obstante, dado que las comercializadoras pueden haber efectuado coberturas financieras en los mercados a plazo, su coste de adquisición podría ser diferente en función del resultado global de la liquidación de los productos a plazo contratados (diferencia entre el precio del contrato a plazo y el precio spot).

Cuadro 2. Componentes del precio final medio de generación de electricidad. Demanda peninsular. Precios en barras de central.

Años	Mercado diario	Intradiarios	Servicios de ajuste	Restricciones técnicas	Pagos por capacidad	Interrump.	Total
2007	41,08	0,00	0,94	1,34	3,90	0,00	47,26
2008	65,91	0,00	0,94	1,66	1,07	0,00	69,57
2009	38,17	-0,02	0,85	1,85	2,49	0,00	43,33
2010	38,46	-0,02	1,21	2,55	3,49	0,00	45,68
2011	50,97	-0,06	1,12	2,09	6,10	0,00	60,22
2012	48,84	-0,04	2,04	2,58	6,09	0,00	59,52
2013	46,23	-0,06	2,30	3,29	6,04	0,00	57,80
2014	43,46	-0,04	1,93	3,76	5,93	0,00	55,05
2015	51,67	0,00	1,29	2,98	5,02	1,89	62,85
2016	40,62	0,00	0,92	2,19	2,76	1,95	48,44

Fuente: CNMC

Nota: El precio del mercado diario corresponde al precio medio ponderado con el perfil de compras de la demanda peninsular en el PDBF.

4.5 Mercado diario

4.5.1 Evolución del despacho en el mercado diario

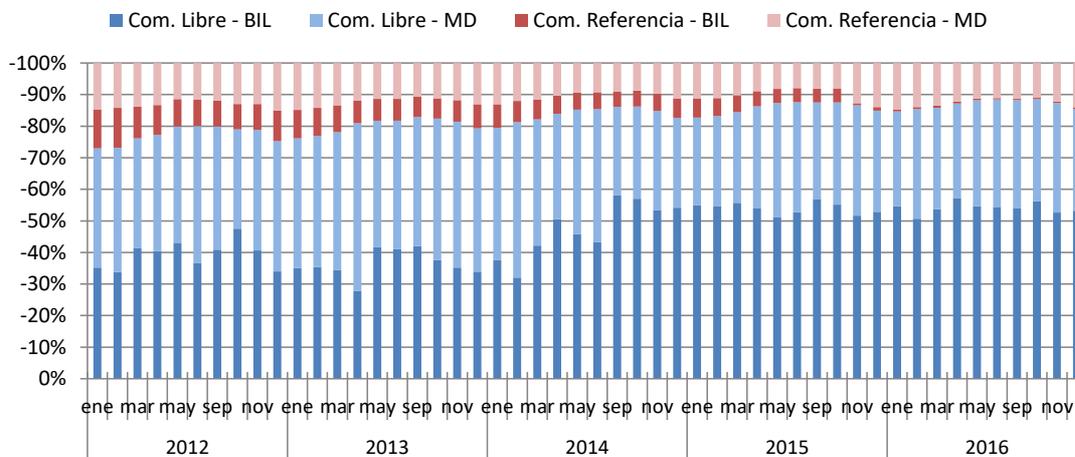
El mercado diario, como parte fundamental del mercado de producción de energía eléctrica, tiene por objeto determinar, para el día siguiente, el conjunto óptimo de transacciones de energía eléctrica (despacho), mediante la casación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica, presentadas por parte de los agentes al operador del mercado. En el mercado español, todas las unidades de producción tienen la obligación de presentar ofertas al mercado diario por la potencia disponible que no esté afecta a un contrato bilateral físico. Seguidamente se procesan estas ofertas de manera conjunta con las de los operadores del mercado acoplados del MRC (Market Coupling of Regions), utilizando un algoritmo europeo denominado EUPHEMIA, determinándose el despacho óptimo para cada una de las 24 horas de día siguiente.

El volumen de energía negociada en el mercado diario en el sistema eléctrico español en 2016 se situó en 250 TWh, lo que supone un aumento del 1,2% respecto a 2015.

El 73,6% del total de las ventas de los generadores fue negociado en el mercado spot (72% en 2015), mientras que el 26,4% restante fue negociado a través de contratos bilaterales.

Por su parte, desde el punto de vista de la demanda, el 45%⁹ de las adquisiciones de energía se negociaron en el mercado spot, mientras que el 55% restante correspondió a contratos bilaterales físicos¹⁰. Dichos porcentajes fueron del 41% y 59% respectivamente en 2015. El suministro en mercado libre continuó la tendencia registrada en años anteriores, de tal forma que la energía suministrada por los comercializadores distintos a los comercializadores de referencia siguió incrementándose, hasta alcanzar una cuota del 87,3% en 2016, frente al 86,3% del año anterior.

Gráfico 9 - Evolución anual de las compras en Programa Diario Base de Funcionamiento PDBF (mercado diario + bilateral) de los comercializadores de referencia (COR) y del resto de los comercializadores



Fuente: CNMC

Nota: Durante noviembre y diciembre de 2015 se produce una reducción en las compras realizadas a través de bilaterales por parte de una de las COR y se mantiene durante 2016.

⁹ La diferencia entre esta cifra y la cifra que aparece en el párrafo anterior se debe a la existencia de contratos bilaterales realizados con unidades genéricas de venta, cuya energía contabiliza cuando se analiza el porcentaje desde el lado de la demanda (pues existe una contraparte de un comercializador en el contrato bilateral) pero no se contabilizan cuando el análisis se realiza por el lado de la generación.

¹⁰ La diferencia existente entre la energía vendida y comprada a través del mercado spot se debe a la existencia de unidades que compran en mercado diario para vender en bilateral (o compran en bilateral para vender en mercado diario) para finalmente quedarse con un saldo nulo.

La media aritmética del precio del mercado diario se situó en 39,67 €/MWh en 2016 (50,32 €/MWh en 2015).

4.5.2 Evolución del mix despachado en el mercado diario y contratos bilaterales

El precio del mercado diario resulta fuertemente afectado por el mix tecnológico que resulta despachado cada día. El cuadro siguiente muestra el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) correspondiente a los últimos años. Este programa es establecido por el Operador del Sistema a partir del programa resultante de la casación del mercado diario y la información de ejecución de contratos bilaterales con entrega física.

Durante el año 2016, el despacho de las energías renovables se incrementó significativamente, registrando niveles similares a 2014. Esto fue motivado fundamentalmente por una elevada programación hidráulica durante el primer semestre del año (incremento de 40% respecto a 2015). La demanda de electricidad se incrementó únicamente un 0,6% en 2016, lo que unido al incremento de la generación con renovables, supuso una reducción del despacho de las tecnologías térmicas. Son destacables las reducciones del despacho de las centrales de carbón respecto a 2015 (33%), así como de las centrales de ciclo combinado (16%) que duplicaron su producción en 2015 respecto al año anterior. El resto de tecnologías mantuvieron su despacho en los mismos niveles que en 2014 y 2015.

Cuadro 3. Participación de cada tecnología en el Programa Base de Funcionamiento Diario (PDBF)

Años	Meses	Nuclear	de Cogeneración <50MW y otros	de Cogen >50 MW	Renovables					Total Renovables	Carbón Litoral	Carbón Interior	Ciclo Comb. Gas	Total general
					Eólico	Pequeña Hidráulica	Solar	Gran Hidráulica	Bombeo Puro Gen.					
Total 2010		23%	12%	1%	19%	3%	2%	15%	2%	41%	6%	2%	15%	100%
Total 2011		22%	14%	2%	20%	2%	3%	12%	2%	40%	8%	3%	11%	100%
Total 2012		24%	14%	2%	22%	2%	4%	8%	2%	38%	10%	3%	9%	100%
Total 2013		22%	14%	2%	24%	3%	5%	12%	2%	45%	8%	3%	5%	100%
2014	ene	22%	14%	2%	32%	3%	2%	17%	2%	56%	4%	2%	1%	100%
	feb	24%	11%	1%	30%	3%	3%	25%	2%	62%	1%	0%	1%	100%
	mar	26%	10%	1%	25%	4%	6%	23%	2%	59%	1%	0%	1%	100%
	abr	27%	10%	2%	21%	4%	7%	24%	2%	58%	1%	0%	1%	100%
	may	23%	12%	2%	22%	3%	8%	13%	2%	49%	9%	4%	2%	100%
	jun	18%	12%	2%	17%	3%	8%	10%	1%	39%	15%	10%	3%	100%
	jul	21%	12%	2%	18%	2%	9%	9%	1%	39%	14%	9%	4%	100%
	ago	23%	12%	2%	16%	2%	9%	8%	1%	36%	13%	9%	5%	100%

Años	Meses	Nuclear	de Cogeneración <50MW y otros	de Cogen >50 MW	Renovables					Total Renovables	Carbón Litoral	Carbón Interior	Ciclo Comb. Gas	Total general
					Eólico	Pequeña Hidráulica	Solar	Gran Hidráulica	Bombeo Puro Gen.					
	sep	24%	12%	2%	11%	2%	6%	7%	1%	27%	15%	13%	7%	100%
	oct	26%	12%	2%	18%	2%	5%	7%	2%	34%	12%	9%	5%	100%
	nov	23%	12%	2%	28%	3%	3%	10%	2%	45%	8%	5%	5%	100%
	dic	23%	11%	2%	24%	3%	3%	12%	1%	43%	9%	6%	5%	100%
	Total 2014	23%	12%	2%	22%	3%	6%	14%	1%	46%	9%	6%	3%	100%
2015	ene	24%	11%	2%	23%	2%	3%	9%	1%	39%	13%	6%	5%	100%
	feb	23%	11%	2%	30%	3%	3%	14%	1%	51%	7%	3%	4%	100%
	mar	25%	12%	2%	24%	3%	6%	15%	2%	50%	6%	1%	5%	100%
	abr	25%	12%	2%	22%	3%	6%	11%	1%	44%	9%	4%	5%	100%
	may	18%	12%	2%	26%	3%	8%	12%	1%	51%	8%	4%	5%	100%
	jun	19%	12%	2%	16%	2%	8%	9%	0%	36%	16%	10%	5%	100%
	jul	21%	11%	2%	13%	2%	8%	7%	0%	30%	16%	11%	10%	100%
	ago	24%	11%	2%	15%	2%	7%	6%	1%	31%	15%	9%	7%	100%
	sep	25%	12%	2%	17%	2%	6%	7%	1%	32%	15%	7%	7%	100%
	oct	22%	13%	2%	22%	2%	4%	7%	1%	36%	15%	5%	6%	100%
	nov	21%	13%	2%	21%	2%	4%	8%	1%	36%	15%	7%	6%	100%
	dic	25%	12%	2%	19%	2%	3%	6%	1%	31%	15%	8%	7%	100%
	Total 2015	23%	12%	2%	21%	2%	6%	9%	1%	39%	12%	6%	6%	100%
2016	ene	22%	12%	2%	29%	3%	2%	14%	2%	49%	7%	2%	6%	100%
	feb	20%	12%	2%	33%	3%	3%	18%	2%	59%	4%	1%	3%	100%
	mar	25%	11%	2%	28%	4%	5%	18%	2%	57%	4%	0%	2%	100%
	abr	25%	11%	2%	25%	4%	5%	23%	3%	60%	0%	0%	2%	100%
	may	21%	13%	2%	23%	4%	7%	24%	3%	62%	1%	0%	2%	100%
	jun	26%	14%	2%	20%	3%	9%	14%	2%	48%	7%	1%	3%	100%
	jul	25%	13%	2%	18%	3%	8%	10%	1%	40%	11%	4%	5%	100%
	ago	26%	13%	2%	20%	2%	9%	10%	1%	41%	10%	5%	4%	100%
	sep	26%	13%	2%	16%	2%	7%	8%	1%	34%	12%	9%	4%	100%
	oct	26%	13%	2%	14%	2%	4%	8%	1%	29%	10%	11%	9%	100%
	nov	19%	13%	2%	21%	2%	3%	6%	1%	34%	12%	10%	10%	100%
	dic	22%	13%	2%	15%	2%	2%	8%	2%	29%	14%	11%	10%	100%
	Total 2016	24%	12%	2%	22%	3%	5%	13%	2%	45%	8%	4%	5%	100%

Fuente: CNMC

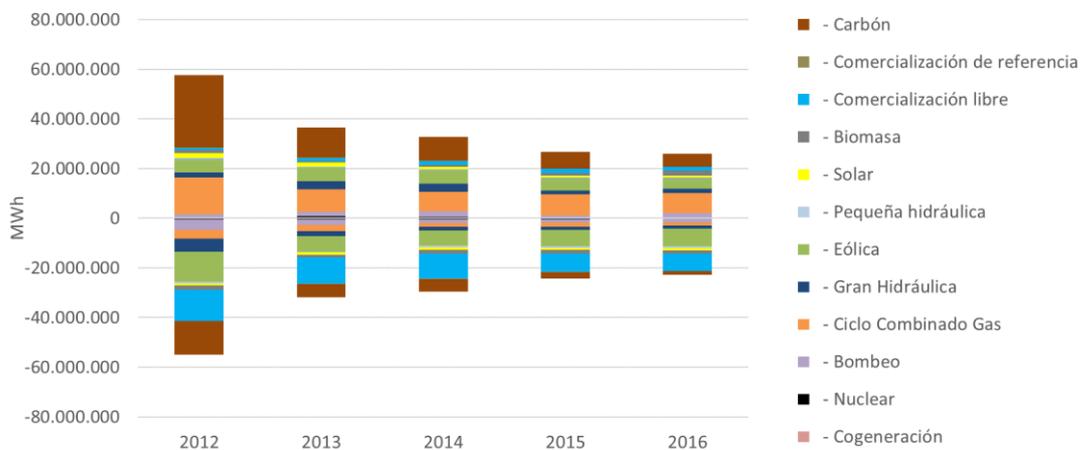
4.6 Mercado intradiario

Los mercados intradiarios permiten a los agentes ajustar su posición vendedora o compradora dentro del día, para adaptarla a sus mejores expectativas de producción o consumo, para optimizar el funcionamiento de aquellas centrales que han sido objeto de redespachos por restricciones técnicas o para acoplar una central que adquiere un compromiso de funcionamiento en los servicios de reserva de potencia a subir o de banda de secundaria.

La contratación de energía en el mercado intradiario en el sistema eléctrico español durante el año 2016 volvió a reducirse por cuarto año consecutivo, situándose en 27,6 TWh, un 0,7% inferior a la de 2015. Esta reducción vino

motivada, siguiendo la tendencia del año anterior, por unas menores ventas de las centrales de carbón. También se redujeron las ventas de energía eólica en el mercado intradiario. Por el lado de las compras, también siguió reduciéndose, igual que el año anterior, la demanda de las comercializadoras libres y el carbón litoral, posiblemente motivado por el acercamiento del precio medio del mercado intradiario al diario.

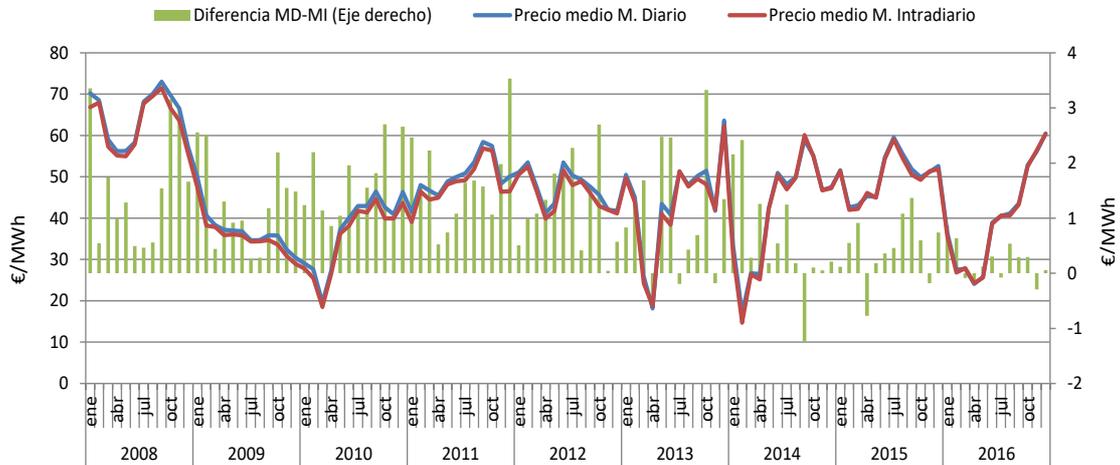
Gráfico 10 - Evolución de la participación de las ventas y las compras en el mercado intradiario (ventas con signo positivo)



Fuente: CNMC

El precio medio aritmético del mercado intradiario en 2016 se situó en 39,5 €/MWh, un 19% menor que en 2015, y muy cercano al precio del mercado diario (39,7 €/MWh). De esta forma, se volvió a reducir un año más la diferencia existente entre el precio del mercado diario y el intradiario (0,61 €/MWh en 2014, 0,45 €/MWh en 2015 y 0,21 €/MWh en 2016).

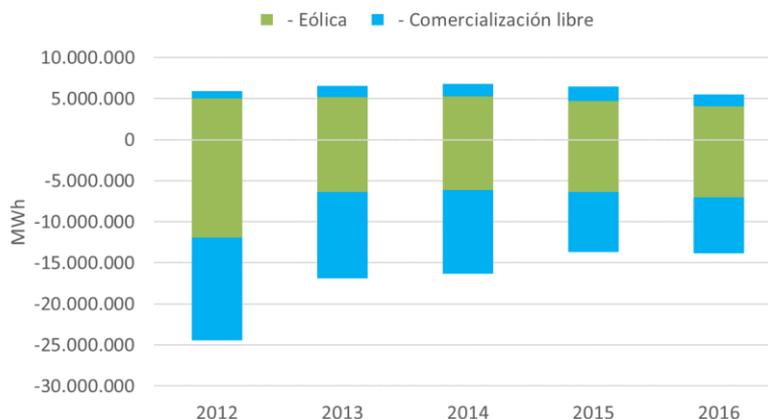
Gráfico 11 - Evolución anual del precio medio horario de los mercados Diario e Intradía.



Fuente: CNMC

Al igualarse un año más el precio del mercado intradía con el diario, se reduce nuevamente el incentivo a realizar arbitrajes entre ambos mercados. Así, se tiende hacia un mayor equilibrio entre las ventas y las compras de agentes como los comercializadores libres o la eólica, aunque siguen manteniendo un sesgo comprador, tal y como puede apreciarse en el gráfico siguiente.

Gráfico 12. Evolución de la participación de las ventas y las compras en el mercado intradía (ventas con signo positivo) de la energía eólica y de los comercializadores libres

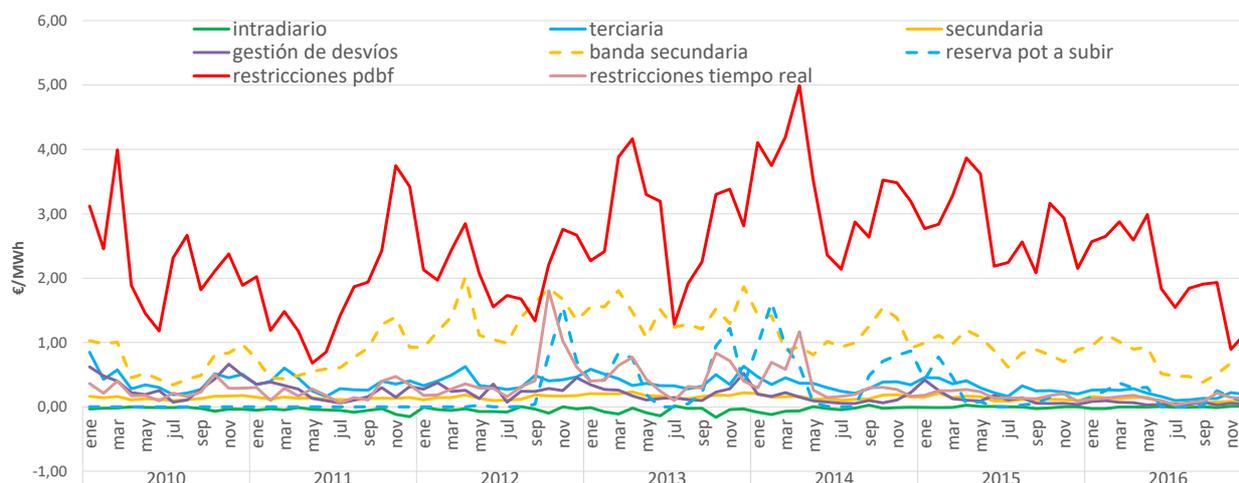


Fuente: CNMC

4.7 Los servicios de ajuste del sistema

A continuación, se muestra la evolución del sobrecoste (con respecto al precio del mercado diario) de los servicios de ajuste en los últimos años, donde se aprecia que, tanto el coste de la programación por restricciones en tiempo real, como el coste de la banda de regulación secundaria y de reserva de potencia adicional a subir, que empezaron a reducirse en 2015, siguen con tendencia negativa en 2016. Como se puede observar en el gráfico siguiente, el sobrecoste de los servicios de ajuste tuvo una repercusión más alta en el precio en los primeros meses del año, coincidiendo con la mayor aportación de energía renovable en ese periodo. Aun así, la media anual del sobrecoste fue inferior a la del año anterior.

Gráfico 13. Sobrecoste que representa cada servicio de ajuste sobre la energía consumida en barras de central



Fuente: CNMC

Nota: Cada sobrecoste se calcula como la diferencia entre el coste del servicio y su valoración al precio del mercado diario en cada hora, dividido entre la energía finalmente consumida.

A continuación, se muestra en términos de importe económico, el sobrecoste que representan los servicios de ajuste con respecto al precio del mercado diario expresado en millones de euros:

Cuadro 4. Evolución del importe de los sobrecostes de servicios de ajuste con respecto al precio del mercado diario 2010-2016 (en millones de euros)

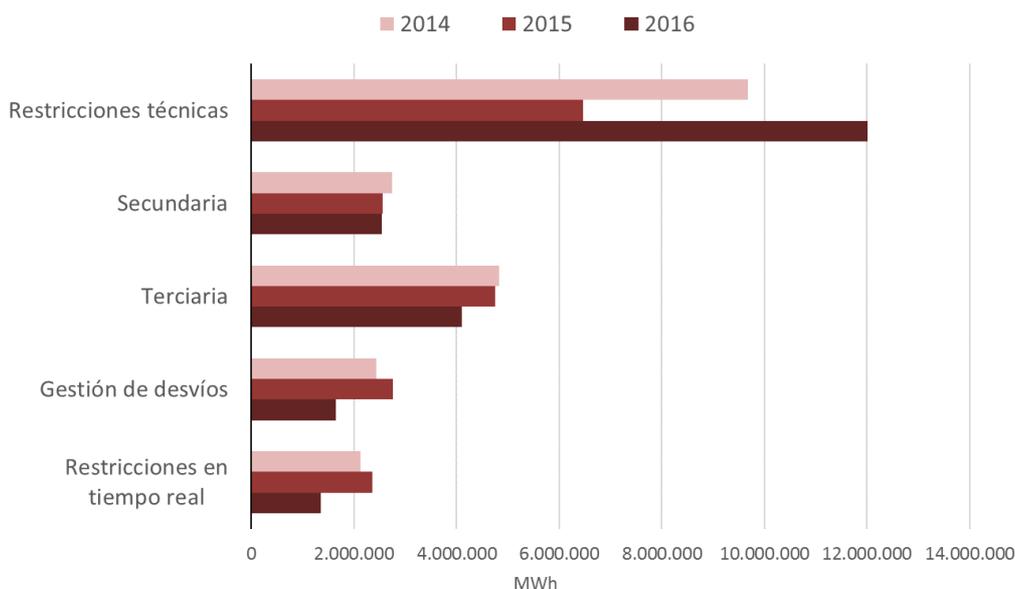
Años	Restricciones al PDBF	Banda de secundaria	Reserva de potencia a subir	Secundaria	Terciaria	Gestión de desvíos	Restricciones en tiempo real
2010	594	181	-	36	107	92	68
2011	469	192	-	33	88	57	60
2012	522	338	62	36	99	66	119
2013	681	350	107	44	100	54	111
2014	809	269	142	36	83	30	89

2015	691	225	48	32	74	34	45
2016	513	178	38	25	48	14	31

Fuente: CNMC

En cuanto a los volúmenes de energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema, presentan en 2016 una ligera reducción en los segmentos de secundaria, terciaria, gestión de desvíos y restricciones en tiempo real, motivado probablemente en parte, por la modificación del tratamiento de las pérdidas llevado a cabo en 2014 y la desaparición del segmento de cierre. El segmento de restricciones técnicas, en cambio, casi dobla su volumen de energía con respecto a 2015. En el siguiente apartado se analiza el incremento de la energía requerida en este segmento.

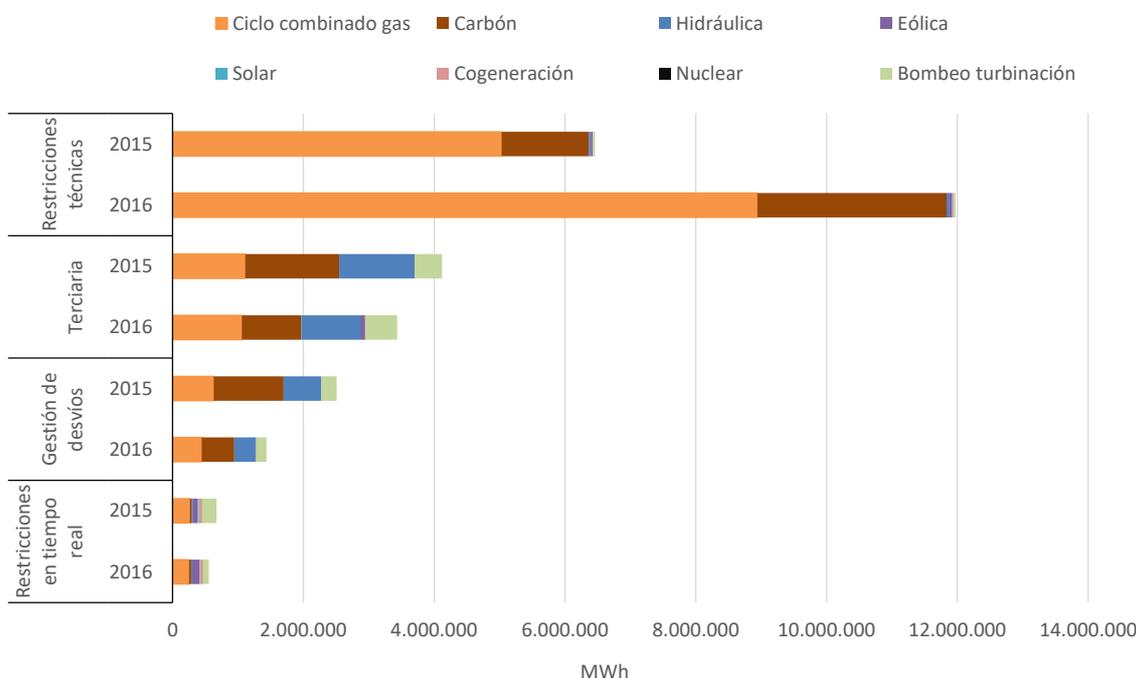
Gráfico 14. Volumen de energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema



Fuente: CNMC

Las tecnologías de generación que predominan en la prestación de los servicios de ajuste del sistema siguieron siendo el ciclo combinado de gas, el carbón y con menos volumen, la energía hidráulica. El resto de las energías renovables y la cogeneración comenzaron a tener participación en estos mercados tal y como se indica en el apartado 5.7.

Gráfico 15. Energía gestionada en servicios de ajuste por tecnología de generación



Fuente: CNMC

En cuanto a la participación de la demanda en los servicios de ajuste, de acuerdo con la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, el operador del sistema puede solicitar una ejecución de la opción de reducción de potencia de los proveedores del servicio de interrumpibilidad, respondiendo a criterios económicos, en situaciones en que la aplicación del servicio suponga un menor coste que el de los servicios de ajuste del sistema. No obstante, el uso de la interrumpibilidad en el sistema peninsular por criterios económicos fue nulo en 2016¹¹.

4.7.1 Restricciones técnicas al programa base de funcionamiento

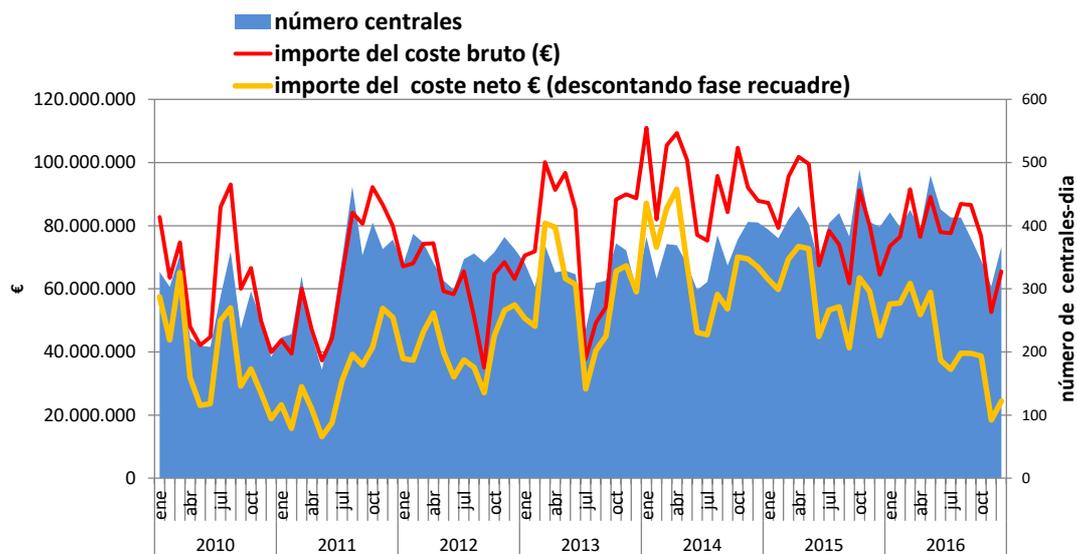
Sobre la base del programa diario base de funcionamiento (PDBF), que integra los resultados de la casación de ofertas en el mercado diario junto con los contratos bilaterales con entrega física cuya ejecución ha sido nominada diariamente por los sujetos del mercado, el Operador del Sistema (OS) inicia el proceso de análisis y solución de restricciones técnicas, a fin de garantizar que el suministro de energía eléctrica se pueda realizar con las adecuadas

¹¹ La Orden ETU/1133/2017, de 21 de noviembre, por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, introdujo modificaciones orientadas a flexibilizar los parámetros de aplicación del servicio por criterios económicos y reajustar el precio que sirve de referencia a la retribución variable correspondiente a la prestación efectiva del servicio, con el fin de aumentar la utilización de este servicio.

condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad. En el caso de que el PDBF no cumpla con dichas condiciones, el OS lleva a cabo un proceso mediante el cual elimina las restricciones técnicas identificadas en el sistema mediante la aplicación de redespachos de energía a subir y/o a bajar y el establecimiento de limitaciones a subir o bajar en el programa de determinadas unidades.

Durante el 2016, tal y como se aprecia en el gráfico siguiente, el número de centrales programadas por el OS para resolver restricciones técnicas al programa base de funcionamiento se incrementó ligeramente durante el primer semestre del año, ante el reducido despacho de centrales en el PDBF, reduciéndose significativamente en el segundo semestre, al resultar casado en el PDBF un número elevado de centrales térmicas ante una participación reducida de energías renovables. Por su parte, el importe que representa el coste de las restricciones técnicas siguió reduciéndose en 2016, al igual que en el año anterior.

Gráfico 16. Restricciones técnicas al PDBF: importe del coste bruto y neto frente al número de centrales-día programadas por restricciones en cada mes



Fuente: CNMC

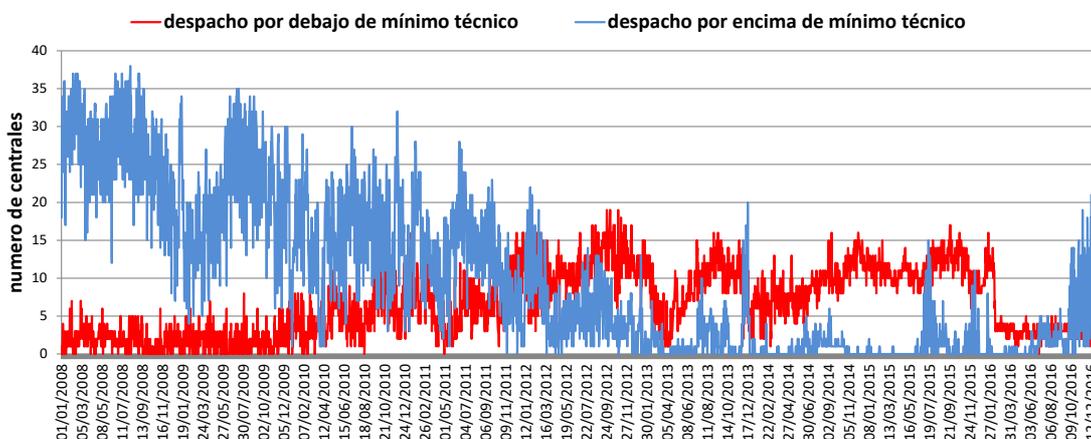
Nota 1: El coste neto se obtiene descontando el ahorro que supone compensar estas energías en la fase de recuadre (fase II de restricciones).

A continuación, se muestra como desde 2012 y hasta 2015, se registraba un número elevado de centrales despachadas en el PDBF con programas por debajo de mínimo técnico pero cercano a dicho umbral¹². La entrada en vigor del

¹² Al no alcanzar su potencia de mínimo técnico, el Operador del Sistema no puede exigir su presencia en el programa horario final (establecimiento un límite de producción mínima). De esta forma la central consigue que siga siendo necesaria su programación por restricciones para obtener un programa viable, pero a la vez hace que el volumen necesario a programar por restricciones, hasta alcanzar el mínimo técnico, sea más reducido (llegando en el límite

Procedimiento de Operación 3.2, a partir de febrero de 2016, estableció un nuevo criterio para la selección de ofertas más económicas en la programación de restricciones técnicas que internaliza el importe que se obtiene en la fase de reequilibrio de restricciones técnicas, con objeto de desincentivar en cierta medida, la aparición en el despacho diario de centrales con programas no factibles (por debajo de mínimo técnico). Como se puede observar, en 2016 el número de centrales despachadas con programas no factibles se ha reducido considerablemente.

Gráfico 17. Número diario de centrales de ciclo combinado despachadas en el PDBF con programas factibles (por encima de mínimo técnico) y no factibles (por debajo de mínimo técnico)



Fuente: CNMC

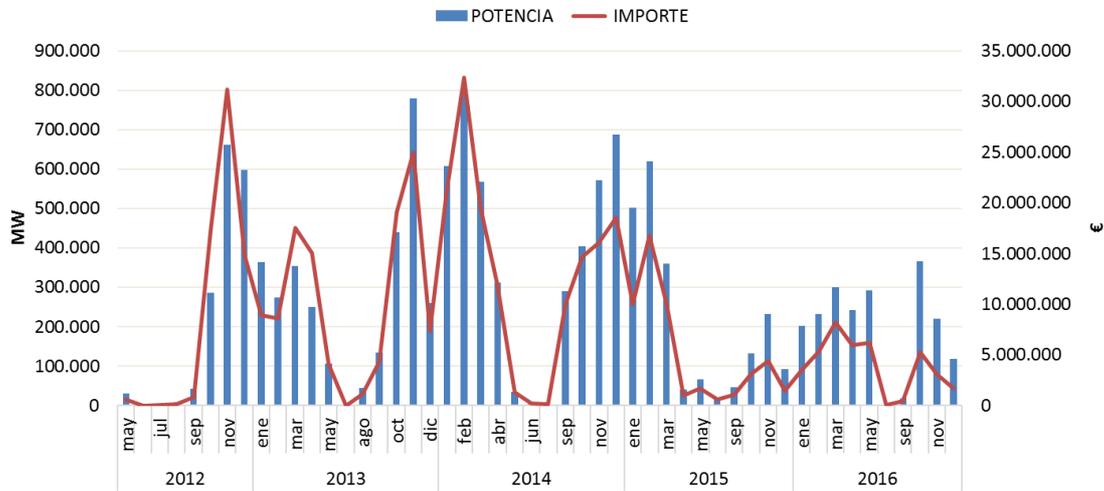
4.7.2 Reserva de potencia a subir

En aquellos casos en los que el operador del sistema identifica que las centrales que componen el programa diario viable provisional (PDVP) pudieran no proporcionar la suficiente capacidad de subir carga cerca del tiempo real, se hace necesario incluir en el despacho centrales adicionales que aporten suficiente reserva de potencia a subir. Hasta mayo de 2012, la programación de dichas unidades se incluía como parte de las restricciones técnicas al PDBF, pero a partir de esa fecha se ha constituido un mercado específico que provee dicho servicio (mecanismo de insuficiente reserva de potencia adicional a subir).

Si se analiza la evolución del coste registrado hasta la fecha del actual mecanismo de reserva de potencia adicional a subir, se aprecia, tras la disminución de la necesidad de potencia y de coste del servicio de 2015, un leve incremento en 2016 aun sin llegar a los niveles anteriores a 2015.

incluso a ser de 1 MWh). De esta forma la central obtiene una posición más competitiva frente a otras centrales de su zona que requieran un mayor volumen de programa por restricciones para alcanzar su nivel de potencia de mínimo técnico.

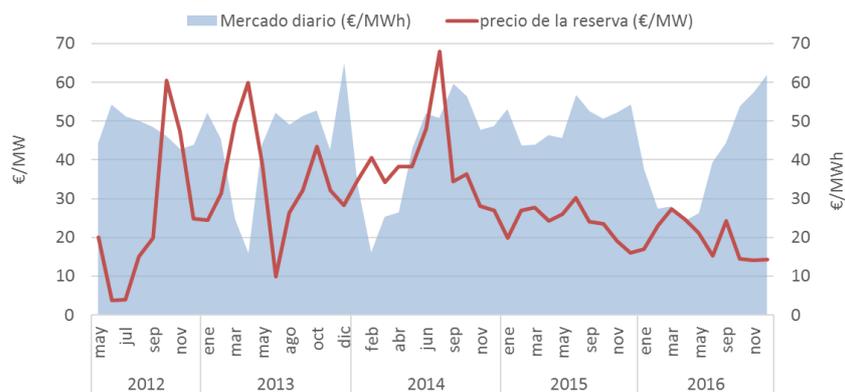
Gráfico 18. Evolución del volumen de reserva a subir (MW) y del importe (€)



Fuente: CNMC

En términos de coste unitario (€/MW) se siguió apreciando una reducción en 2016, después de la fuerte reducción de 2015, derivada de una menor demanda del servicio.

Gráfico 19. Coste unitario de la reserva a subir €/MW



Fuente: CNMC

4.7.3 Banda de regulación secundaria y energía de regulación secundaria

El servicio de regulación secundaria tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-consumo, corrigiendo el desvío instantáneo respecto al programa neto de intercambio en potencia del Bloque de Control “España”, y el desvío de la frecuencia respecto al valor de consigna establecido (normalmente 50 Hz). Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta

los 15 minutos. Este servicio es retribuido mediante mecanismos de mercado por dos conceptos: disponibilidad (banda de regulación) y utilización (energía).

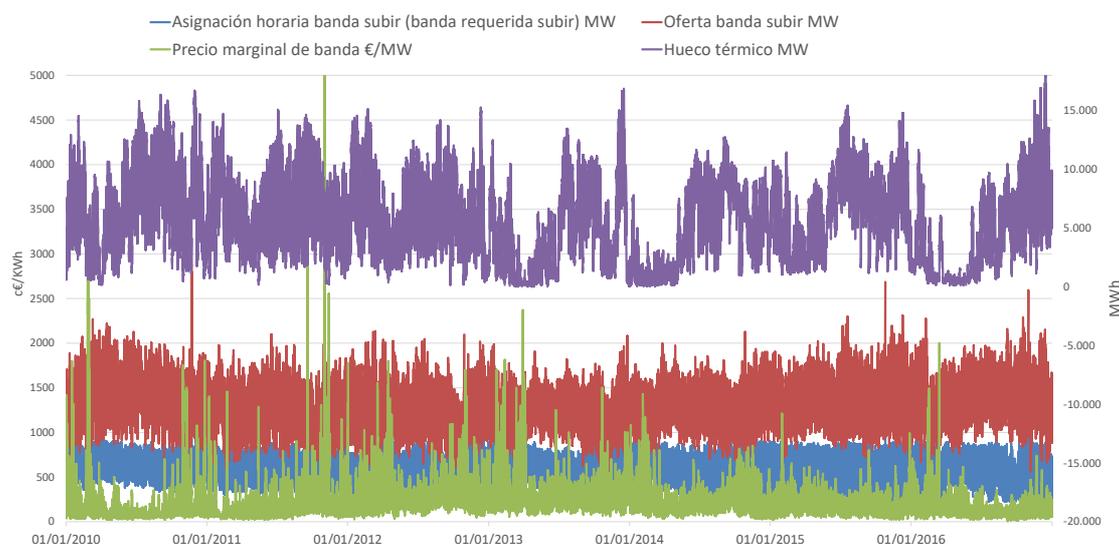
Se define la banda de regulación secundaria del sistema como el margen de variación de la potencia en que el generador puede actuar automáticamente y en los dos sentidos, partiendo del punto de funcionamiento en que se encuentre en cada instante. El margen de potencia en cada uno de los dos sentidos se conoce como reserva o banda a subir o a bajar.

La utilización de energía de regulación secundaria se realiza de forma automática como consecuencia del seguimiento en tiempo real de los requerimientos de regulación, distribuyéndose entre las diferentes zonas de regulación, de acuerdo con la asignación de banda de regulación secundaria resultante de la asignación de ofertas, el día anterior, a través del correspondiente mercado. La energía de regulación secundaria utilizada se valora al precio marginal de la energía de regulación terciaria que hubiera sido necesario programar en cada hora, tanto a subir como a bajar, para sustituir este uso neto de energía de regulación secundaria.

Como se ha indicado anteriormente, el sobrecoste de la banda de regulación secundaria se ha venido reduciendo en los últimos años, registrando en el año 2016 un valor medio de 0,71 €/MWh, inferior a los 0,91 €/MWh de 2015 y muy inferior a los 1,08 €/MWh de 2014, volviendo a niveles similares a los de 2011.

En 2016 el nivel de requerimiento de banda siguió estable oscilando entre los 500 MW y los 900 MW como en los últimos seis años. El volumen de potencia ofertada se mantuvo con respecto a 2015, después del incremento que se dio en ese año:

Gráfico 20. Requerimiento y ofertas y precio de banda de secundaria a subir

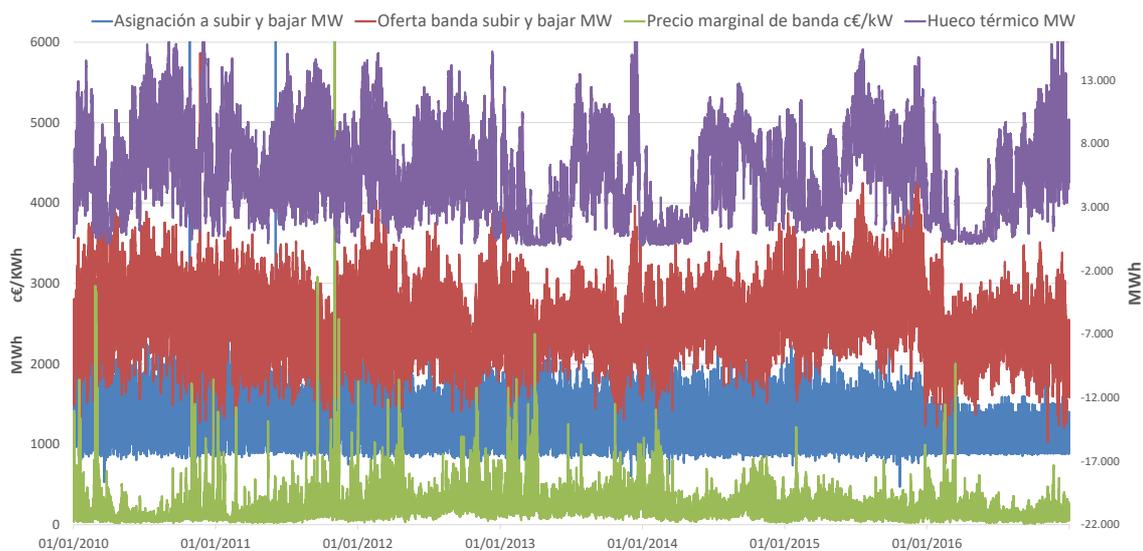


Fuente: CNMC

Los momentos de reducción del volumen de energía ofertada para aportar banda de secundaria coinciden con periodos en los que existe reducido hueco térmico y por tanto con precios reducidos en los mercados diario e intradiario. Además, en estos periodos los grupos térmicos no casados en mercado diario que ofertan banda, deben incrementar el precio de sus ofertas a banda, ya que en caso de resultar adjudicados, se verían obligados a resultar despachados en unos mercados intradiarios que no van a retribuir sus costes de arranque y funcionamiento, pudiendo incluso en algún caso resultar no factible su despacho por exceso generación eólica.

Si se incluye en el análisis la variación de la reserva de regulación secundaria en tiempo real, que considera las reservas contratadas que han sido incapaces de contribuir a la regulación así como las reservas residuales que han aportado regulación adicional, se obtiene el siguiente gráfico:

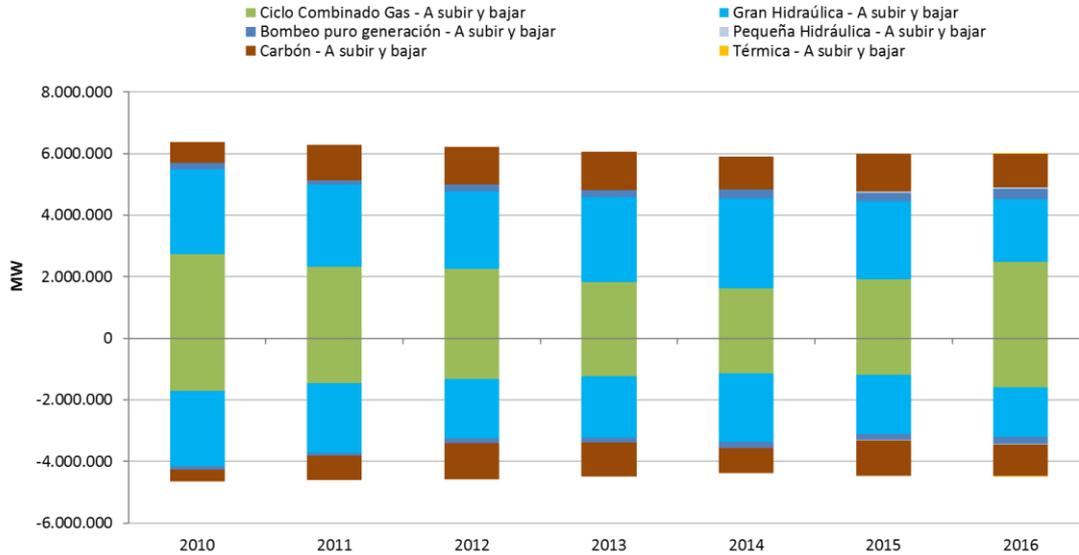
Gráfico 21 . Requerimiento y ofertas y precio de banda de secundaria en ambos sentidos, considerando incumplimientos y reserva residual adicional (BS1+BS2)



Fuente: CNMC

En cuanto a las tecnologías proveedoras de este servicio se observa, en términos anuales, una reducción en la energía asignada tanto a subir como a bajar de la hidráulica, así como un incremento de la de los ciclos combinados. El carbón mantiene un nivel similar al año anterior y la cogeneración (RE térmica en el gráfico) aún no aporta un volumen de energía significativo de secundaria.

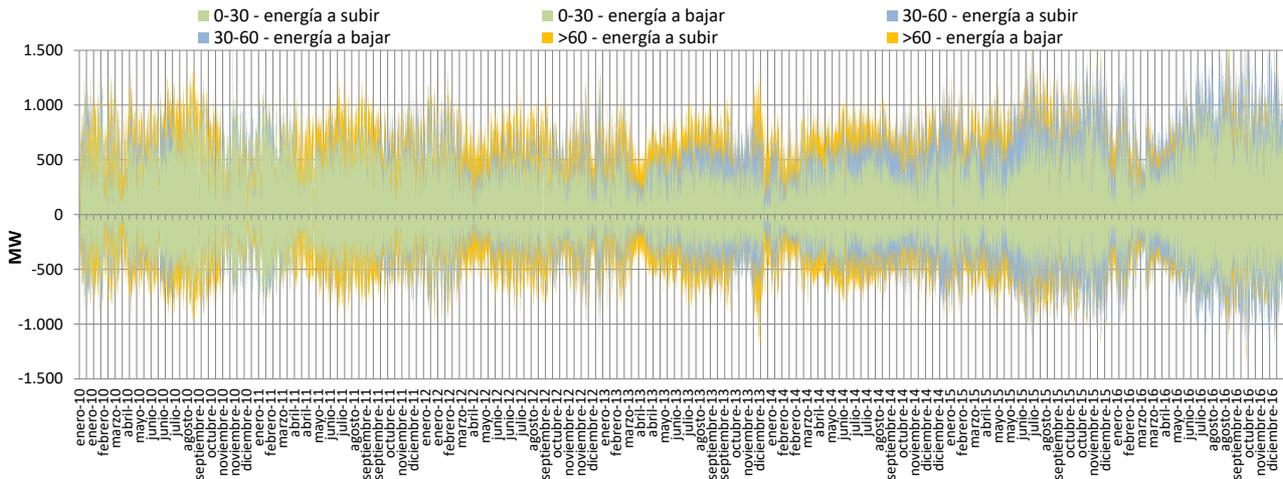
Gráfico 22 . Banda secundaria asignada a subir y bajar por tecnología (MW)



Fuente: CNMC

Analizando las ofertas de banda presentadas por precio, se puede observar cómo siguió aumentándose el volumen de ofertas de centrales térmicas de precio reducido en 2016, tendencia que ya se había dado el año anterior.

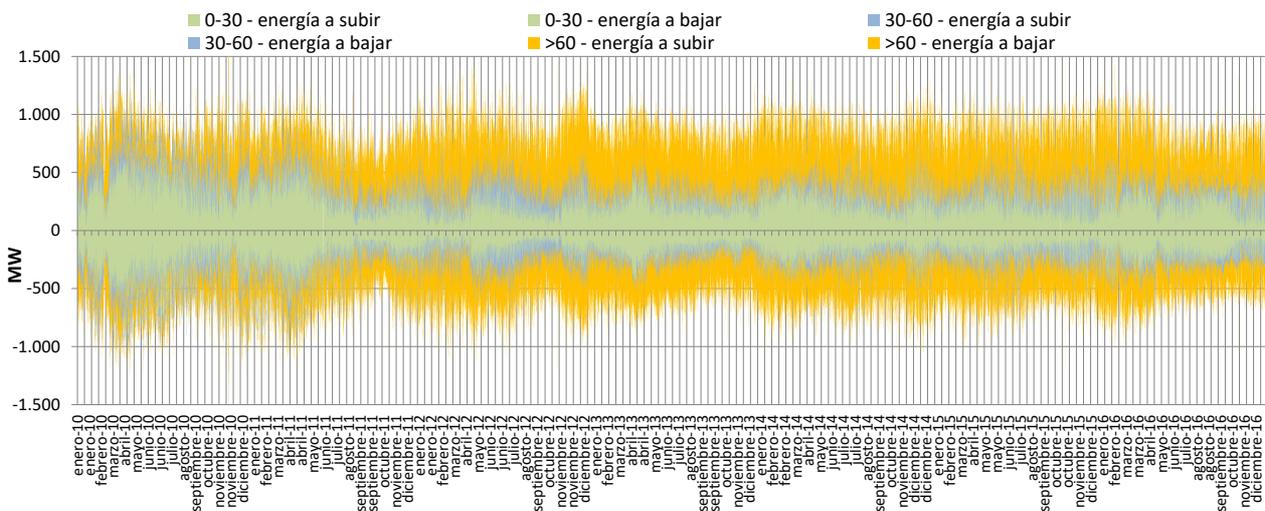
Gráfico 23. Volumen de energía (MW) ofertada agrupada por rangos de precio (€/MW) ofertados de banda de secundaria. Centrales térmicas



Fuente: CNMC

Por su parte, el volumen de la oferta de banda de la hidráulica se incrementó en los primeros meses del año y se redujo a partir de abril. Esto provocó que el precio siguiera una dinámica parecida, siendo más barato en esos primeros meses y encareciéndose a partir de septiembre, como se puede observar en el gráfico, posiblemente motivado por el empeoramiento del nivel de reservas en la segunda mitad del año (ver capítulo 4.3):

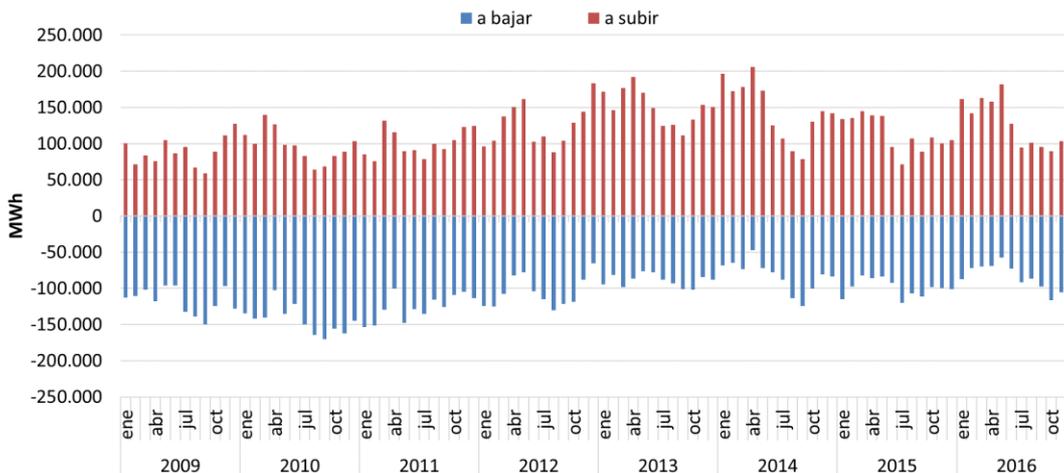
Gráfico 24. Volumen de energía (MW) ofertada agrupada por rangos de precio (€/MW) ofertados de banda de secundaria. Centrales hidráulicas



Fuente: CNMC

En cuanto a energía de regulación secundaria, el volumen utilizado a subir aumentó ligeramente en 2016 tras haberse reducido considerablemente el año anterior. Sin embargo, la energía de regulación secundaria a bajar utilizada en 2016 disminuyó respecto a 2015. Esto provocó que el volumen total de energía de regulación secundaria utilizada disminuyera ligeramente en 2016 con respecto al año anterior.

Gráfico 25. Evolución mensual del volumen programado de energía de regulación secundaria a subir y bajar



Fuente: CNMC

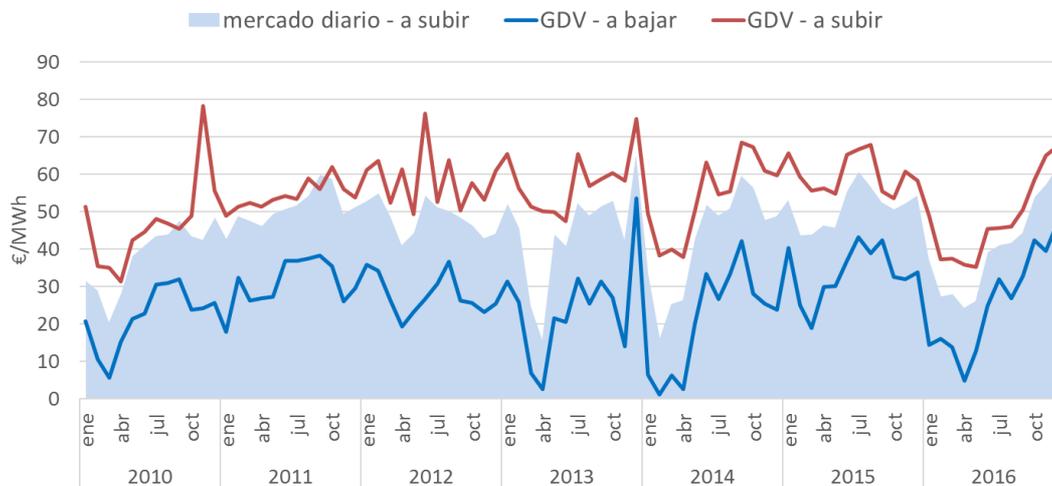
4.7.4 Gestión de desvíos

El servicio de Gestión de desvíos tiene por objeto resolver los desvíos superiores a 300 MWh entre generación y consumo que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de aplicación de la siguiente sesión, cuando la reserva de terciaria va a resultar insuficiente. Dichos desvíos pueden ser sobrevenidos por indisponibilidades del equipo generador o pueden ser causados por modificaciones en previsión de demanda o de las instalaciones de producción renovable. Se retribuye por mecanismo de mercado al precio marginal de las ofertas asignadas en cada periodo horario.

Como se vio anteriormente el sobrecoste que genera este mecanismo sobre el precio final que ve el consumidor es relativamente reducido. En 2016 estos sobrecostes fueron especialmente bajos, casi nulos, oscilando entre valores mensuales de 0,03 €/MWh y 0,1 €/MWh.

En el siguiente gráfico se muestra el precio de este servicio para energías a subir y bajar, desde 2010:

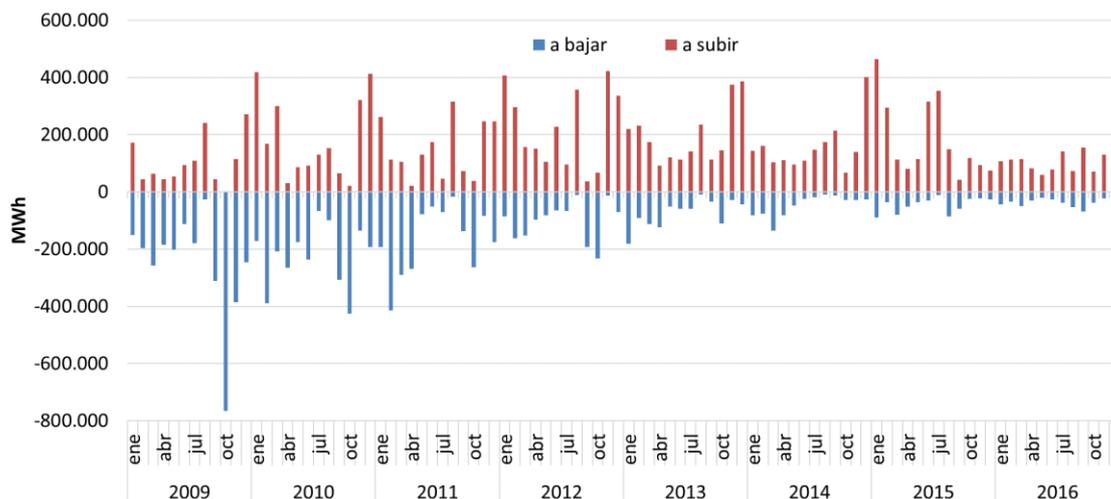
Gráfico 26. Evolución mensual del precio del servicio de gestión de desvíos



Fuente: CNMC

En cuanto al volumen programado en este servicio a subir y a bajar, la necesidad del servicio a bajar siguió la tendencia de los últimos años y se situó en niveles inferiores. Por su parte, la necesidad del servicio a subir se redujo con respecto a 2015.

Gráfico 27. Evolución mensual del volumen programado del servicio de gestión de desvíos



Fuente: CNMC

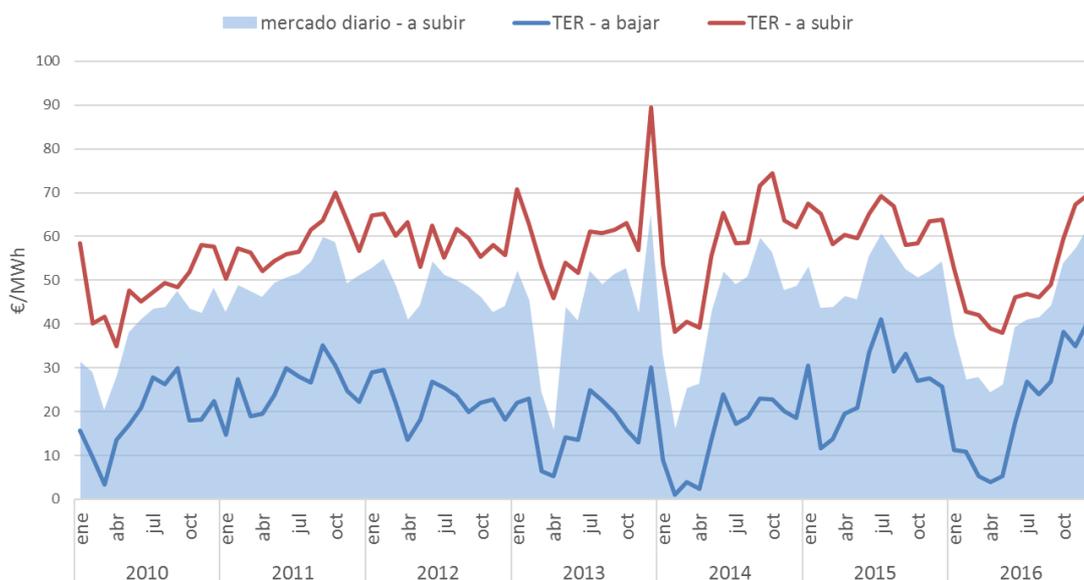
4.7.5 Energía de regulación terciaria

La reserva de regulación terciaria está constituida por la variación máxima de potencia a subir o a bajar de los grupos del sistema que puede ser movilizadada en un tiempo inferior a quince minutos con objeto de reconstituir la reserva de regulación secundaria.

La regulación terciaria tiene por objeto la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada y el ajuste del equilibrio generación-demanda en periodos no superiores a una hora. Es gestionado mediante mecanismos de mercado, estando la asignación del servicio basada en criterios de mínimo coste y estableciéndose para cada hora precios marginales diferenciados para la reserva de regulación terciaria movilizada a subir y a bajar.

El coste del servicio de regulación terciaria a subir se mantuvo relativamente estable en los últimos años a pesar de la fuerte caída y recuperación de los meses de marzo, abril y mayo. Mantiene diferenciales similares con respecto al precio del mercado diario:

Gráfico 28. Precios medios ponderados mensuales de la energía de terciaria a subir y bajar frente al precio del mercado diario 2010-2016.

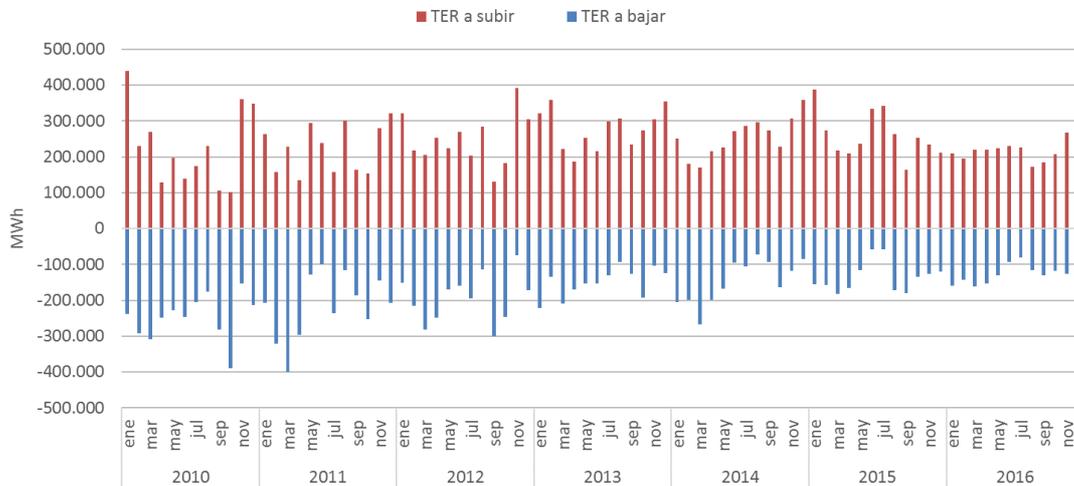


Fuente: CNMC

El sobrecoste que representa la regulación terciaria a subir respecto al precio del mercado diario se redujo nuevamente en 2016 situándose en 0,19 €/MWh frente a los 0,28 €/MWh de 2015 y 0,33 €/MWh de 2014.

El volumen mensual de energía programada de regulación terciaria se redujo respecto al año anterior en ambos sentidos, como puede apreciarse en el siguiente gráfico:

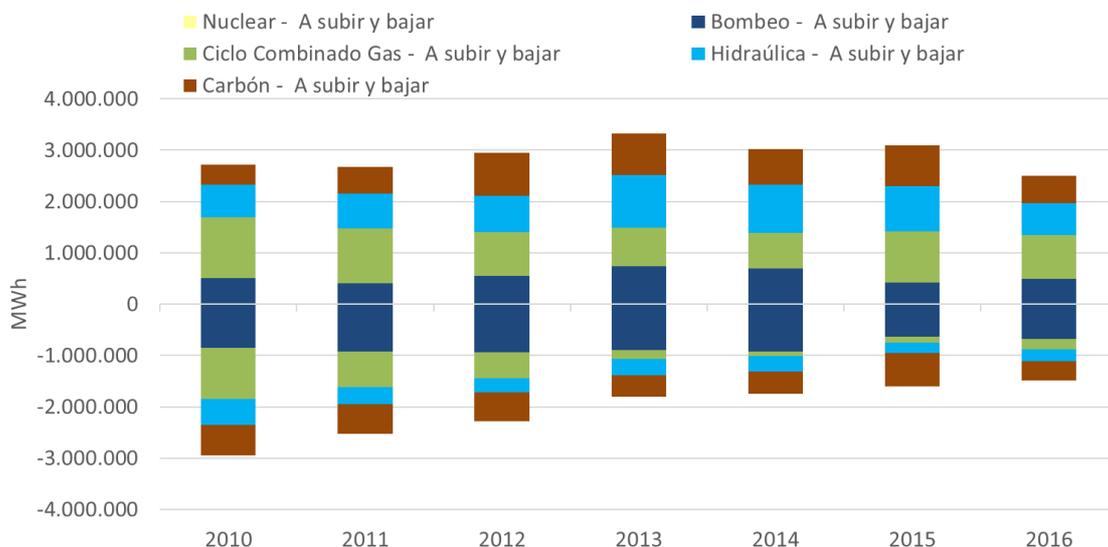
Gráfico 29. Evolución mensual del volumen programado de energía de regulación terciaria a subir y bajar



Fuente: CNMC

En cuanto a las tecnologías proveedoras del servicio, cabe destacar el decremento de la participación de las centrales hidráulicas y de carbón autóctono y un leve incremento de la turbinación de las centrales de bombeo puro.

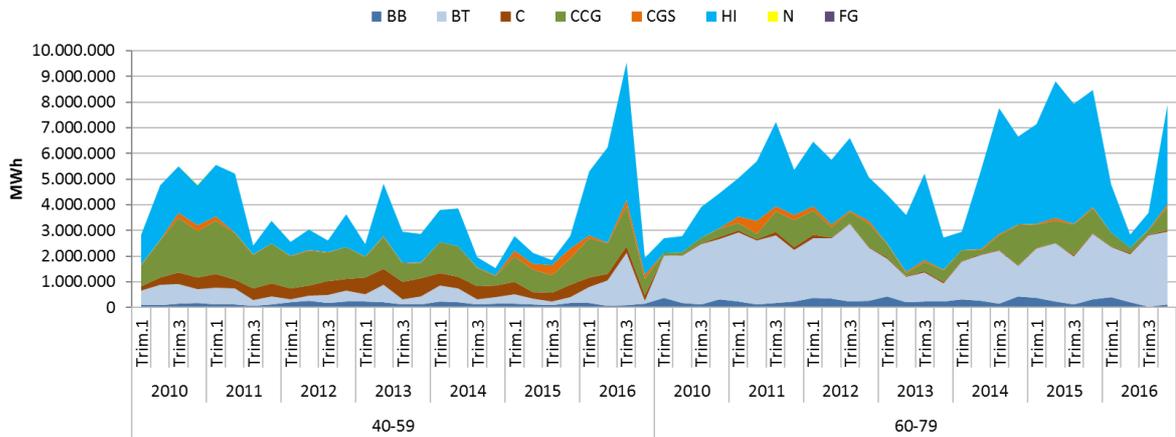
Gráfico 30. Evolución trimestral de la energía terciaria a subir y a bajar asignada por tecnología 2010-2016



Fuente: CNMC

En cuanto a las ofertas de terciaria a subir, los ciclos y el carbón se sitúan en la banda más barata (40-60 €/MWh), mientras que el bombeo sitúa gran parte de su volumen en un segundo escalón (60-80). La hidráulica, por su parte, sitúa su volumen en ambas franjas.

Gráfico 31. Evolución trimestral del precio de las ofertas de terciaria a subir 2010-2016 (Diferenciando bandas de precio 40-59 y 60-79 €/MWh)

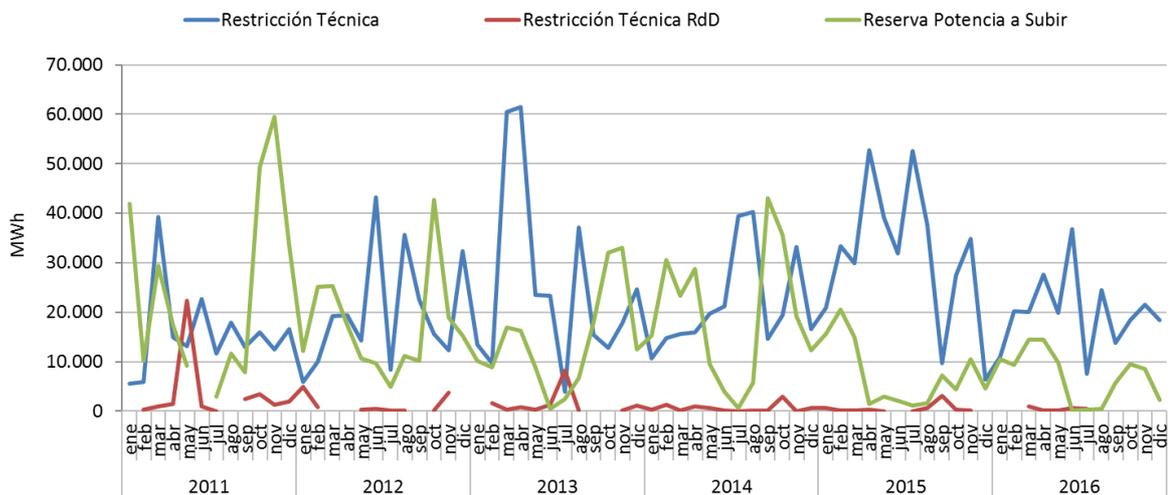


Fuente: CNMC

4.7.6 Restricciones técnicas en tiempo real

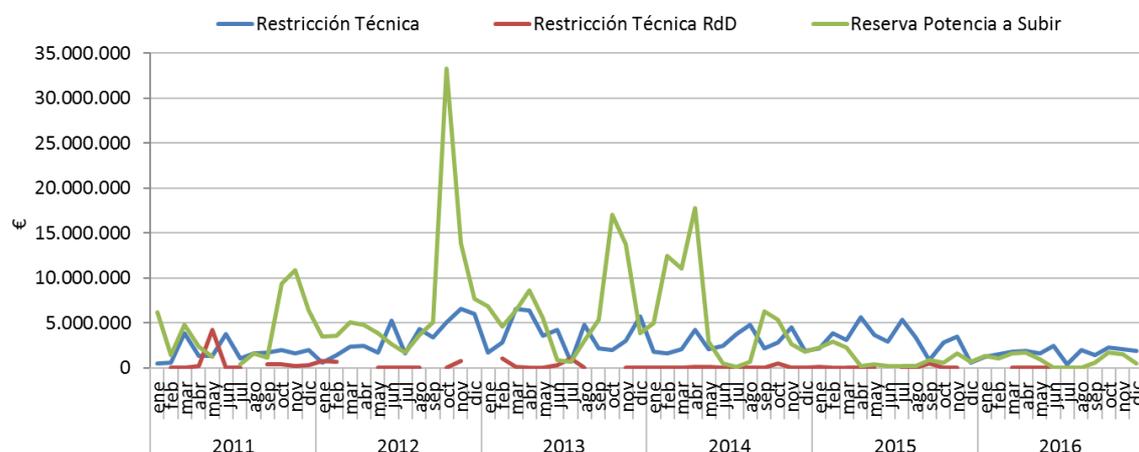
La programación por restricciones en tiempo real en 2016 se redujo por segundo año consecutivo por el descenso del volumen de redespachos requeridos por insuficiente reserva a subir.

Gráfico 32. Energía programada en restricciones en tiempo real



Fuente: CNMC

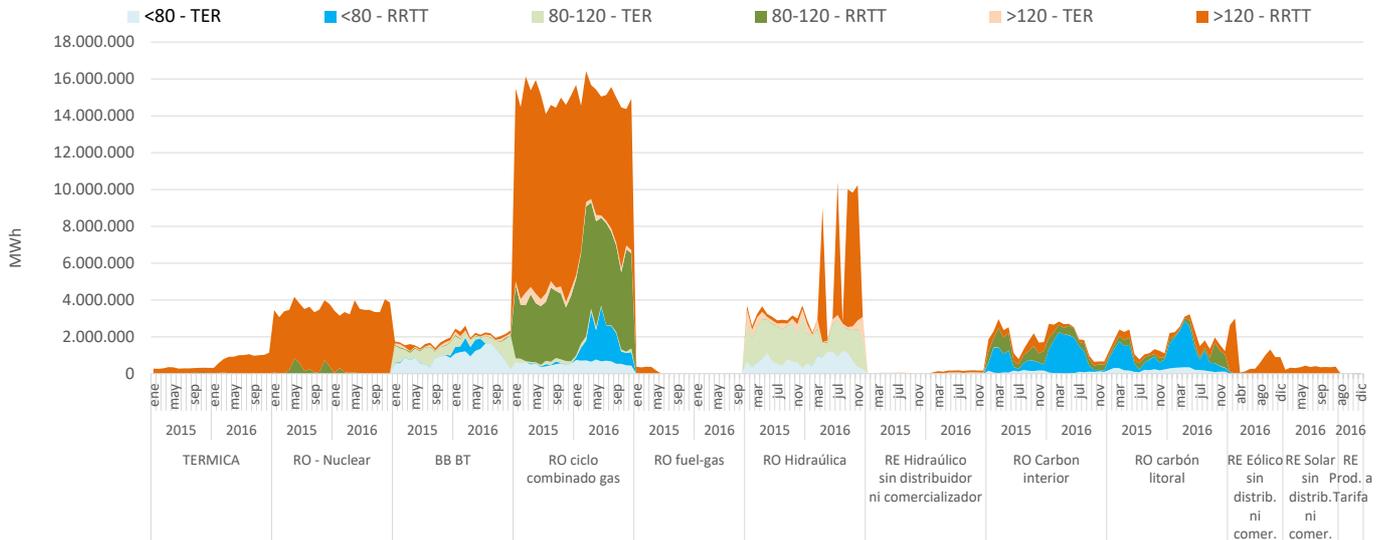
Gráfico 33. Importe resultante de la programación en restricciones en tiempo real



Fuente: CNMC

El gráfico siguiente muestra la evolución en los años 2015 y 2016 de las ofertas de terciaria y de restricciones que pueden ser escogidas para redespachos en tiempo real. Por un lado, cabe destacar la aparición en 2016 de oferta procedente de tecnologías eólica y solar, así como el aumento de la oferta de pequeñas térmicas en el segmento de restricciones técnicas, tras la adaptación de los procedimientos de operación del sistema a lo establecido en el artículo 10 del Real Decreto 413/2014. La oferta hidráulica y de bombeo se presenta mayoritariamente en la programación de terciaria, por la elevada gestionabilidad de estas tecnologías, aunque en 2016 también se observa oferta hidráulica programada en restricciones técnicas. El carbón, la nuclear y los ciclos, por su lado, requerirían de la utilización de ofertas de restricciones técnicas, en los momentos en los que no presentan ofertas a terciaria bien por necesidad de arrancar o por tener un gradiente de subida de potencia limitado.

Gráfico 34. Volumen de energía disponible de terciaria y restricciones para redespachos en tiempo real. 2015-2016



Nota: La valoración económica se ha realizado seleccionando la oferta de terciaria, o en su defecto la oferta a restricciones simple o compleja en caso de programa nulo en programa horario final.

4.8 Coeficientes de ajuste horarios sobre pérdidas

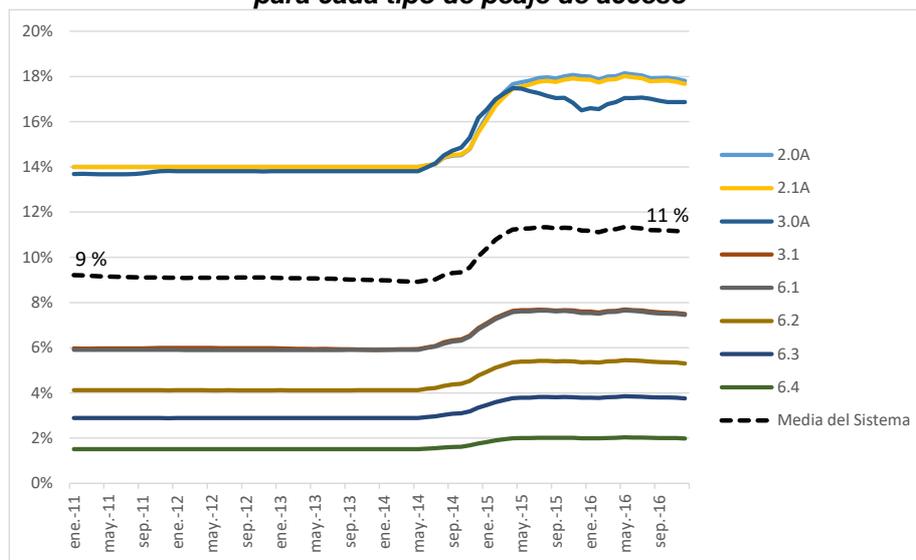
El Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, que establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica introdujo una modificación sustancial del tratamiento de las pérdidas, estableciendo a partir de junio de 2014 un coeficiente de ajuste horario que aplica sobre el coeficiente de pérdidas estándar de tal forma que el consumo medido elevado a barras de central coincida exactamente con la generación, haciendo así desaparecer el segmento de cierre¹³. A partir de abril de 2015, el

¹³ Antes del 1 de julio de 2009, la energía demandada en el mercado de producción coincidía con la energía producida, ya que la demanda asignada a los distribuidores se calculaba como diferencia entre la producción y la demanda de la comercialización libre. Así mientras que las medidas de los clientes en comercializadoras se calculaba elevando a barras de central las medidas de contador de sus clientes utilizando los coeficientes de pérdidas estándares y perfiles de consumo correspondientes, la demanda de los distribuidores se determinaba como la medida de contador en fronteras de transporte/distribución, incrementada en las pérdidas de transporte que le correspondan a cada distribuidor, y detrayendo la medida de los clientes liberalizados dentro de su área de distribución. Este ajuste horario que realizaban los distribuidores permitía que en cada hora el consumo en barras de central coincidiera con la generación. Desde el 1 de julio de 2009, la función de suministro que venían haciendo los distribuidores, es reemplazada por los comercializadores de último recurso, (posteriormente denominados de referencia), que al igual que el resto de comercializadoras, compran en el mercado de acuerdo a la energía que van a consumir sus clientes, elevada a barras de central mediante las pérdidas estándares y teniendo en cuenta unos perfiles de consumo estándares, que reparten la energía diaria/mensual de forma horaria. En este modelo aparece una diferencia entre la medida del consumo elevada a barras de central y la energía generada que se denomina “cierre” de energía. Este segmento desaparece en abril de 2015.

segmento de cierre del mercado ya no existe, y son los propios comercializadores los responsables de comprar en el mercado diario la mejor estimación disponible de la energía que les correspondería del segmento desaparecido. En consecuencia, desde entonces, los comercializadores compran la energía de sus clientes elevada a barras de central con el coeficiente estándar de pérdidas y adicionalmente, con el coeficiente derivado de dicha estimación.

El gráfico siguiente muestra el incremento registrado por las pérdidas, que pasó pasado de valores medios en 2013 del 9,1% al 11% a finales de 2016, calculadas éstas como el producto de las pérdidas estándares y los mencionados coeficientes de ajuste horario. Desde entonces, los niveles de pérdidas se mantienen estables. A este respecto, se ha de recordar que el incentivo que tienen los comercializadores es estimar el porcentaje de pérdidas que deben tener en cuenta al realizar sus compras de la manera más ajustada posible, no a reducir dichas pérdidas, función que correspondería al distribuidor¹⁴.

Gráfico 35. Pérdidas medias registradas durante los 12 meses anteriores a cada fecha para cada tipo de peaje de acceso



Fuente: CNMC

Nota: A los efectos del cálculo de las pérdidas medias, las curvas de carga de cada grupo tarifario se ha confeccionado distribuyendo la demanda en consumo de cada período tarifario, entre las horas que componen dicho período tarifario, con la excepción de los consumidores de baja tensión, para los que se han considerado los perfiles finales publicados por REE en su página web.

¹⁴ Ver propuesta de la CNMC en este ámbito en el Informe de la CNMC sobre Alternativas de Regulación en Materia de Reducción de Pérdidas y Tratamiento del Fraude en el Suministro Eléctrico (PDN/DE/001/2015)

4.9 Mercados a plazo¹⁵

En 2016 se negociaron un total de 196,5 TWh, lo que supuso un incremento del 26% en el volumen negociado respecto al mismo periodo de 2015 (155,9 TWh). El volumen negociado en 2016 representó el 78,7% de la demanda eléctrica peninsular en este periodo (249,8 TWh), superior al porcentaje (62,9%) que representó la negociación en el año 2015.

Por tipo de contrato, el mayor volumen de negociación en 2016 en los mercados a plazo, a diferencia del año 2014 y 2015, se concentró en los contratos anuales (37,4%), seguidos de los contratos trimestrales y mensuales (33,7% y 20,9%, respectivamente).

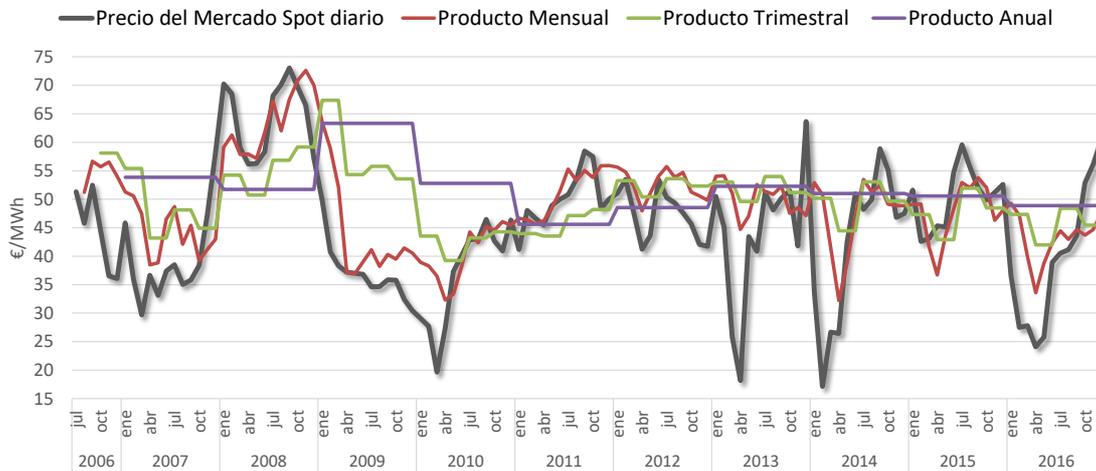
A lo largo de 2016, la liquidez de los contratos con vencimiento anual se concentró en el contrato con liquidación en el año siguiente (Cal+1). Así, dicho contrato representó el 82,8% del total negociado sobre contratos anuales, mientras que el contrato con vencimiento a dos años vista (Cal+2) supuso el 16,1% del total.

Al igual que lo indicado con anterioridad, los mayores porcentajes relativos de contratación anual sobre la contratación total en 2015 y en 2016 respecto a 2014, así como a más largo plazo (Cal+2 y Cal+3), podría indicar que el perfil de los agentes que participan en los mercados a plazo en la actualidad es más coberturista.

La cotización media del último día de cotización de los contratos de carga base mensuales con subyacente precio spot español alcanzó en 2016 los 41,78 €/MWh, un 5,5% superior que el precio spot subyacente (39,61 €/MWh). Esta cotización media fue superior a la existente en Alemania (29,04 €/MWh, siendo su precio spot subyacente 28,95 €/MWh) y en Francia (40,52 €/MWh, siendo su precio spot subyacente 36,71 €/MWh).

¹⁵ Se muestra aquí un extracto del Informe de Seguimiento de los Mercados a Plazo de energía eléctrica en España. Diciembre 2016. <https://www.cnmc.es/expedientes/isde00316>

Gráfico 36. Evolución mensual de la cotización de contratos de futuros carga base con subyacente precio spot de electricidad en zona española versus precio del mercado spot mensual



Fuente: OMIP y CNMC.

Nota: Las referencias OMIP se han construido con la media de las cotizaciones de los productos con entrega en cada periodo

En 2016 el diferencial promedio entre el precio de los contratos de carga base mensuales con subyacente precio spot español y el precio del mercado diario (prima de riesgo ex post¹⁶) aumentó respecto a los contabilizados en los años 2015 y 2014. Concretamente, la prima de riesgo ex post media registró un valor de +2,17 €/MWh en 2016, frente a un valor medio de -1,60 €/MWh el año anterior y de 1,95 €/MWh en 2014. Por tanto, en 2016 se liquidaron las posiciones netas vendedoras (compradoras) con beneficios (pérdidas). En este sentido, debe considerarse que durante el primer semestre de 2016 se registraron bajos precios de contado en el MIBEL, debido a la fuerte penetración de renovables, lo que podría explicar las primas de riesgo positivas registradas en siete de los doce meses de 2016.

Las primas de riesgo ex post en el mercado español en los tres últimos años (1,95 €/MWh en 2014; -1,60 €/MWh en 2015 y 2,17 €/MWh) fueron superiores a las primas de riesgo en el mercado alemán (0,76 €/MWh en 2014; 0,14 €/MWh en 2015 y 0,08 €/MWh). Sin embargo, fueron en 2014 y 2016 inferiores a las primas de riesgo en el mercado francés (2,86 €/MWh en 2014; 3,80 €/MWh en 2016). Si bien existen diferencias en las primas de riesgo ex post, las mismas son del mismo orden de magnitud e inferiores a las diferencias entre mercados de los precios a plazo y de los precios spot.

¹⁶ Se ha definido la prima de riesgo ex post como la diferencia entre el precio de referencia de los productos carga base con liquidación mensual el último día de negociación en OMIP, y el precio medio (media aritmética) del mercado diario en el periodo correspondiente.

5 EVOLUCIÓN DEL NIVEL DE COMPETENCIA EN EL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD

La valoración del estado de la competencia en los mercados mayoristas pasa por considerar un amplio conjunto de factores de estructura del mercado que se analizan a continuación.

5.1 Número de agentes en el mercado de generación

Tras la entrada en el mercado de ciclos combinados primero, y de numerosos agentes de renovables y cogeneración posteriormente, el número de agentes generadores se ha ido reduciendo desde 2008 como consecuencia de la participación de estos agentes a través de representantes. Como puede verse en la tabla, en 2016 el número de agentes generadores en el mercado sigue en niveles similares desde 2010, tras haberse reducido considerablemente ese año, ante la falta de entrada de nueva capacidad.

En cuanto a las salidas de agentes generadores del mercado, cabe recordar que existe una falta de desarrollo normativo que permita la hibernación temporal de las centrales de generación, a diferencia de lo que ocurre en otros países europeos. Si bien la Ley 24/2013 contempla el cierre temporal de las instalaciones de producción, opción no prevista anteriormente por la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, resulta necesario un desarrollo normativo donde se concreten los detalles económicos y técnicos del procedimiento, a fin de que esta opción pueda resultar de aplicación.

Los comercializadores, por su parte, han aumentado año tras año, tal como se puede observar en la tabla. Este incremento en el número de comercializadores muestra la facilidad de entrada que existe en el mercado español, donde, por una parte, los requisitos para realizar esta actividad fueron flexibilizados en 2010 mediante el Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio¹⁷ y por otra, la liquidez del mercado de producción permite de forma sencilla la adquisición de energía para cualquier nuevo entrante.

Cuadro 5. Número de agentes de generación y de comercialización en el mercado eléctrico

	Generadores	Comercializadores
2008	104	60
2009	108	102
2010	76	133
2011	73	142

¹⁷ Artículo 46 de la Ley 24/2013. Artículo 73 del Real Decreto 1955/2000

2012	75	175
2013	76	207
2014	78	246
2015	84	278
2016	84	310

Fuente: CNMC

Nota. Se han considerado como agentes aquellos con unidades ofertantes activas en mercado diario sin agregar por grupo empresarial. Se han incluido en los agentes comercializadores los consumidores directos a mercado.

5.2 Análisis de la concentración del mercado

La definición de mercado, tanto desde el punto de vista del producto como de su dimensión geográfica debe permitir identificar a aquellos competidores reales de las empresas afectadas que pueden limitar el comportamiento de éstas o impedirles actuar con independencia de cualquier presión que resulte de una competencia efectiva. Desde esta perspectiva, la definición permite, calcular las cuotas de mercado, que aportan una información significativa con respecto al poder de mercado de una determinada empresa.

Desde una perspectiva de producto, como ya se ha dicho anteriormente, el mercado mayorista eléctrico se configura como el conjunto de transacciones económicas al por mayor entre agentes vendedores y compradores de electricidad en los mercados organizados de contado y a plazo, así como mediante las transacciones en el mercado no organizado (Over-the-Counter o OTC) y la negociación de contratos bilaterales entre generadores, comercializadores¹⁸ y/o clientes.

Con carácter general, en lo que concierne a los mercados diarios y a la contratación a plazo, donde pueden participar todos los generadores y otros agentes del mercado, cabe considerar que se trata realmente de un único producto desde el punto de vista de la demanda: la entrega física de un kWh en un determinado momento y punto del sistema eléctrico. Desde el punto de vista de la oferta, la energía es negociada indistintamente en el mercado diario y a través de contratos bilaterales, en función de la relación existente en cada momento entre los precios del mercado y los costes de las tecnologías habitualmente inframarginales. Con respecto a los mercados a plazo financieros, no se dispone de información completa de la estructura de los mercados de derivados con liquidación financiera y, en particular, de los mercados OTC, por lo que no se analizan en este apartado.

En lo que concierne a los servicios complementarios y a la gestión de desvíos no se plantea estrictamente su definición como mercado separado, pero debe tenerse en cuenta que en estos servicios la oferta potencial, con carácter general, procede únicamente de centrales de generación consideradas como gestionables por el operador del sistema (tecnologías de carbón, ciclos

¹⁸ Incluyendo unidades de exportación e importación

combinado, fuel-gas, hidráulica modulable y determinadas centrales del anterior Régimen Especial), por lo que se realiza un análisis independiente de estos mercados.

Finalmente, en el caso de la resolución de restricciones técnicas zonales parece apropiado definir un mercado de producto separado, debido a que se trata de restricciones en el sistema de transporte que pueden determinar situaciones en las cuales, dependiendo del nivel de la demanda de la zona y de las características de las instalaciones de generación, son resueltas solamente por las centrales más cercanas, configurando así mercados zonales diferenciados en el ámbito del mercado mayorista.

A efectos de definir el ámbito geográfico de un mercado eléctrico es habitual considerar tanto el tamaño de la capacidad de interconexión con respecto a la demanda punta o al total de capacidad instalada, como las posibles diferencias regulatorias que pudieran obstaculizar el comercio entre países. De esta forma se pretende establecer en qué medida un consumidor puede sustituir efectivamente la electricidad producida localmente mediante electricidad importada. El sistema peninsular español presenta, en general, un grado de interconexión limitado con otros países. No obstante, en lo que concierne a la interconexión con Portugal cabe resaltar el importante grado de integración obtenido a través de la implementación del Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica en el que la capacidad de la interconexión únicamente se saturó en el 8% de las horas durante 2016 (2% en 2015). Por el contrario, con Francia, a pesar de haberse duplicado la capacidad de la interconexión a finales de 2015 (cerca de 3.000 MW de importación y de 2.500 MW de exportación), la diferencia de costes de generación hace que la capacidad se encuentre saturada en un 70% de las horas. En conclusión, dadas las limitaciones de tamaño, se puede excluir que el mercado mayorista eléctrico relevante tenga una dimensión europea. Sin embargo, aun cuando los intercambios entre España y Portugal son reducidos con respecto a la demanda en España, dado el elevado grado de acoplamiento entre ambos mercados, se identifica como mercado geográfico el ámbito ibérico en el análisis del mercado diario.

Por otra parte, en cuanto a los servicios de ajuste, el desarrollo y gestión técnica de cada sistema eléctrico sigue bajo la responsabilidad del Operador del Sistema de cada país. Aun cuando existen importantes avances en los intercambios transfronterizos de energías de balances llevados a cabo por el Operador del Sistema español con el portugués y el francés (desde junio de 2014 funcionan los servicios transfronterizos de balance en la región Suroeste de Europa, que usan la capacidad de intercambio entre sistemas que queda vacante tras el ajuste de los programas de intercambios comerciales en el horizonte intradiario), el volumen de energía asignada en estos mercados representa un porcentaje reducido con respecto a la energía asignada en los servicios de ajuste en España (la energía activada a solicitud de REE por parte de los operadores vecinos ha representado en 2016 un 4,7% de la energía asignada en regulación terciaria en

España). Por tanto, el ámbito geográfico de los servicios de ajuste se ha considerado nacional en el análisis presentado en el presente epígrafe.

De acuerdo con lo indicado anteriormente, el análisis se ha realizado en los distintos mercados del mercado mayorista: Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF, que incluye mercado diario + bilaterales) en el ámbito del MIBEL, los mercados de reserva de potencia, secundaria, terciaria, gestión de desvíos, y Programa horario operativo (P48) en el ámbito del sistema eléctrico español peninsular (El P48 incluye la programación de los servicios de ajuste, y dado que los generadores portugueses no pueden participar en los servicios de ajuste solicitados por el operador del sistema español, se considera únicamente el ámbito nacional), y el mercado de restricciones técnicas a nivel zonal.

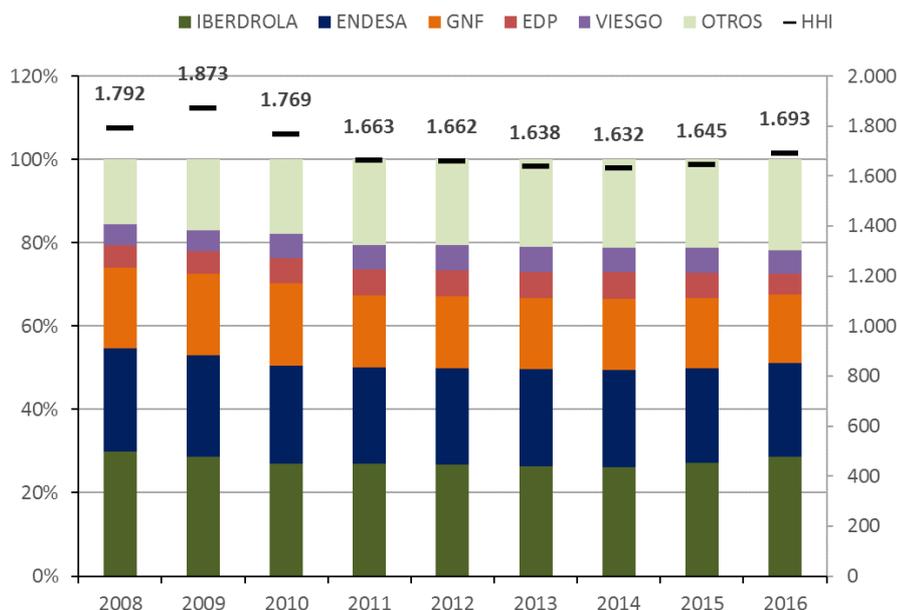
El peso relativo de una empresa en el mercado eléctrico puede medirse en términos de potencia disponible (MW) o de energía producida (GWh). La primera medida es una variable estructural que no está afectada por el comportamiento estratégico de las empresas, pero puede ignorar determinadas restricciones a la utilización de la potencia (en particular la hidráulica y la eólica) y acabar sobrestimando el poder de mercado existente. La segunda mide la participación realmente observada de las empresas en el mercado, incorporando las conductas estratégicas. Por ello, a efectos de analizar la evolución histórica reciente de la concentración en el mercado, se han utilizado ambos indicadores. A continuación, se muestran los niveles de concentración teniendo en cuenta la potencia disponible (MW), afectando la potencia instalada de todas las tecnologías del porcentaje correspondiente de disponibilidad media histórica. Los apartados siguientes analizan los índices de concentración teniendo en cuenta la energía despachada efectivamente en cada mercado.

En el siguiente gráfico se muestran los índices de concentración de mercado Herfindahl-Hirschman (HHI) entre los años 2008 y 2016 tomando la potencia disponible de todas tecnologías de generación. Tras la reducción que experimentó el índice después de 2009 (motivada por las desinversiones de GNF para cumplir con los compromisos adoptados por la empresa en la resolución de la CNC¹⁹ y por la entrada de energías renovables), se mantiene durante los últimos años en niveles alrededor de 1.500 (el umbral que la Comisión Europea considera de referencia es de 2.000 con una cuota de empresa inferior a 25%²⁰). En el caso español, la empresa con más cuota sigue siendo Iberdrola con una cuota cercana al 29%. Todos los grupos mantienen unas cuotas estables durante los últimos años, siendo Endesa (22%) y Gas Natural Fenosa (17%) los dos grupos con mayor cuota de potencia disponible después de Iberdrola.

¹⁹ Resolución CNC de 11 de febrero de 2009 sobre la operación de concentración C-098/08 GAS NATURAL/UNION FENOSA.

²⁰ La Comisión Europea utiliza estos umbrales para analizar una operación de concentración. Señala que es improbable que se encuentren problemas de competencia horizontal en una concentración que dé lugar a un HHI de entre 1000 y 2000 y a un delta inferior a 250, salvo que se den circunstancias especiales.

Gráfico 37. Cuota e Índices HHI teniendo en cuenta la potencia disponible de generación en zona española



Fuente: CNMC

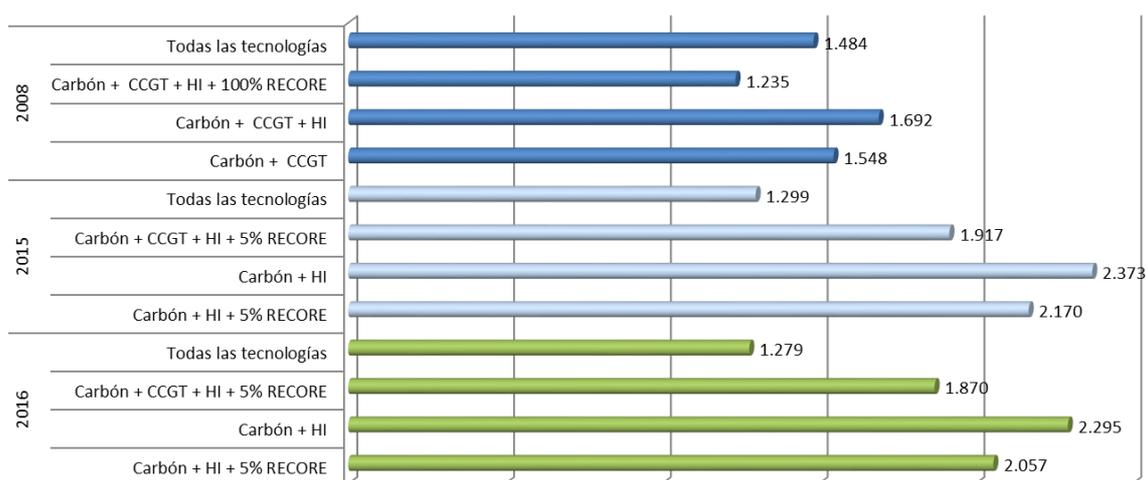
Nota: El análisis se realiza en zona española por no disponer de información sobre potencia instalada por propietario en Portugal. Se ha considerado el porcentaje de disponibilidad de cada tecnología de acuerdo con lo establecido en la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de la financiación del Operador del Mercado.

5.2.1 Programa Diario Base de Funcionamiento

El análisis de los niveles de concentración del Programa Diario Base de Funcionamiento se ha calculado, por una parte, teniendo en cuenta todas las tecnologías y por otra, referido únicamente a las tecnologías retirables y, en particular, a aquellas que habitualmente compiten en el margen: Por tanto, la energía nuclear y la mayor parte de la producción de las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos (producción RECORE), no se considera. Se ha considerado como tecnología retirable desde 2014 un 5% de la producción RECORE, ya que tras la entrada en vigor del Real Decreto 413/2014, su producción se ve retribuida por el precio resultante del mercado diario, y en torno a un 5% de esta energía, ha dejado de ser precio aceptante, resultando únicamente despachada a partir de unos ciertos umbrales de precio (ver capítulo 5.7).

En el siguiente gráfico se muestran los índices Herfindahl-Hirschman (HHI) en los años 2008, 2015 y 2016 tomando, por un lado, todas las tecnologías y, por otro, sólo aquellas que pudieran resultar marginales.

Gráfico 38. Índices HHI según distintas tecnologías en el PDBF en el ámbito del MIBEL



Fuente: CNMC

Nota: Desde 2008 hasta 2011, en Portugal el régimen especial es neteado de la demanda de EDP CUR, pasando a partir de entonces a participar en el mercado representada por EDP CUR. El despacho de las instalaciones RECORE se considera agrupado por cada uno de sus representantes.

Del análisis de los datos anteriores, se desprende que, cuando se consideran todas las tecnologías, el índice HHI habría mejorado sustancialmente con respecto a 2008. No obstante, en los últimos años se ha mantenido estable, ante la falta de entrada de nuevos agentes en el mercado. Así fue de 1.484 en 2008, 1.299 en 2015 y 1.279 en 2016. Si se consideran únicamente las tecnologías que pueden resultar marginales, la evolución ha sido negativa. Este hecho se debe a la reducida participación de los ciclos combinados en estos mercados en los últimos años, -tecnología en la que participan varias empresas no vinculadas a las compañías tradicionales energéticas-. Por el contrario, en las tecnologías marginales restantes, tanto en el carbón como en la hidráulica, la generación se concentra en los grupos energéticos tradicionales. Así, si se consideran únicamente las tecnologías marginales (consideradas éstas como las centrales de carbón, ciclos combinados, hidráulica y un porcentaje de energías renovables y cogeneración que resulta marginal), se ha pasado de un HHI en 2008 de 1.692, a 1.917 en 2015 y a 1.870 en 2016.

En la siguiente tabla se muestra la evolución de las cuotas de generación en PDBF de los principales grupos empresariales, considerando todas las tecnologías. En ella destacan, en 2016, el aumento de la cuota de Iberdrola (3 puntos) y la pérdida de cuota de EDP, que pasa del 19% al 14%. El resto se mantienen en niveles similares al año anterior (desviándose como máximo un

punto porcentual). Las variaciones de las cuotas se producen fundamentalmente en aquellas empresas que poseen o representan una cuota relevante de producción hidráulica. El índice HHI se mantiene también similar al del año anterior, habiéndose reducido de 1.484 en 2008 a 1.279 en 2016.

Cuadro 6. Cuotas de generación de los principales grupos empresariales e índices HHI en el PDBF en el ámbito del MIBEL considerando todas las tecnologías

Año	ENDESA	IBERDROLA	GNF	EDP	VIESGO	AXPO	ACCIONA	ENERGYA VM	WIND TO MARKET	NEXUS	DETISA	OTROS	HHI
2008	27%	22%	16%	13%	1%	4%	3%	1%	1%	1%	1%	10%	1.484
2009	20%	23%	11%	13%	4%	7%	3%	2%	2%	1%	2%	14%	1.176
2010	19%	24%	9%	12%	3%	8%	5%	2%	2%	2%	2%	12%	1.255
2011	23%	21%	7%	12%	2%	9%	5%	3%	2%	2%	1%	12%	1.251
2012	23%	18%	8%	16%	2%	9%	5%	3%	2%	2%	1%	12%	1.236
2013	21%	19%	7%	19%	1%	8%	6%	3%	3%	2%	1%	10%	1.304
2014	21%	21%	6%	20%	1%	7%	5%	2%	3%	2%	1%	10%	1.396
2015	21%	18%	7%	19%	2%	7%	5%	2%	3%	2%	1%	13%	1.299
2016	21%	21%	7%	14%	2%	9%	6%	3%	3%	2%	1%	11%	1.279

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS". En la elaboración de la tabla, además, se ha considerado conjuntamente a Gas Natural y Unión Fenosa desde 2008, pero se han tenido en cuenta sus respectivas cuotas en el cálculo del HHI. Desde 2008 hasta 2011, en Portugal el régimen especial es neteado de la demanda de EDP CUR, pasando a partir de entonces a participar en el mercado representada por EDP CUR. El despacho de las instalaciones RECORE se considera agrupado por cada uno de sus representantes.

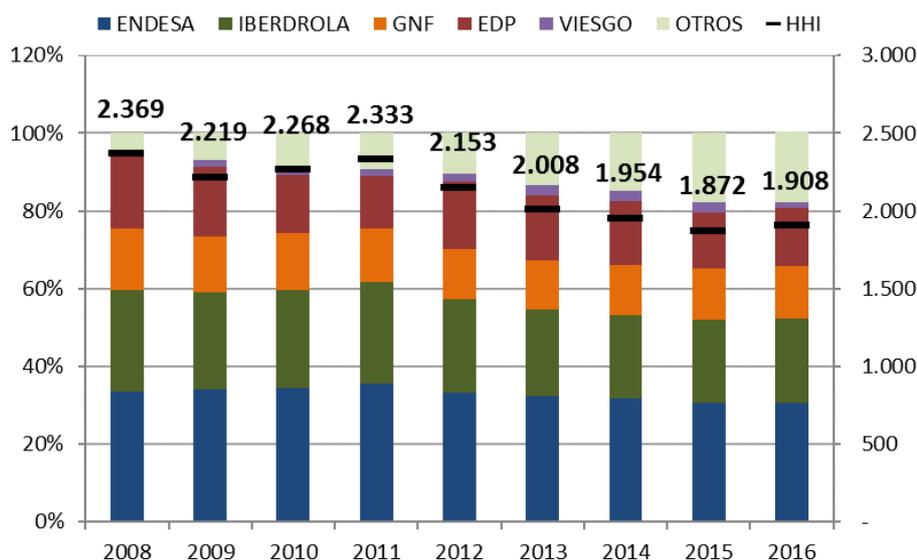
Cuadro 7. Cuotas de generación de los principales grupos empresariales e índices HHI en el PDBF en el ámbito del MIBEL considerando tecnologías marginales.

Año	ENDESA	IBERDROLA	GNF	EDP	VIESGO	AXPO	ACCIONA	ENERGYA VM	WIND TO MARKET	OTROS	HHI
2008	29%	16%	25%	16%	2%	0%	0%	0,0%	0,0%	12%	1.692
2009	21%	18%	18%	18%	7%	0%	0%	0,0%	0,0%	18%	1.366
2010	20%	23%	17%	15%	7%	0%	2%	0,0%	0,0%	16%	1.544
2011	40%	22%	7%	16%	3%	2%	3%	0,6%	0,4%	6%	2.409
2012	43%	11%	8%	22%	3%	2%	3%	0,6%	0,5%	7%	2.556
2013	36%	19%	10%	20%	2%	2%	4%	0,6%	0,5%	6%	2.176
2014	36%	22%	10%	18%	2%	1%	4%	0,4%	0,5%	6%	2.264
2015	35%	16%	10%	22%	3%	1%	3%	0,3%	0,4%	7%	2.170
2016	31%	24%	12%	18%	3%	2%	3%	0,5%	0,5%	6%	2.057

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS". En la elaboración de la tabla, además, se ha considerado conjuntamente a Gas Natural y Unión Fenosa desde 2008, pero se han tenido en cuenta sus respectivas cuotas en el cálculo del HHI. Se han considerado tecnologías marginales, de 2008 a 2010, carbón, ciclos combinados e hidráulica, mientras que de 2011 a 2016 se han considerado tecnologías marginales carbón, hidráulica y el 5% de la producción RECORE. Desde 2008 hasta 2011, en Portugal el régimen especial es neteado de la demanda de EDP CUR, pasando a partir de entonces a participar en el mercado representada por EDP CUR. El despacho de las instalaciones RECORE se considera agrupado por cada uno de sus representantes.

En el lado de la demanda, se aprecia por primera vez desde 2011 un empeoramiento del índice HHI. Este aumento del HHI viene motivado por los ligeros incrementos de cuota de Iberdrola y EDP.

Gráfico 39. Índices HHI en la demanda en PDBF en el ámbito del MIBEL



Fuente: CNMC

Cuadro 8. Cuotas de compras de los principales comercializadores e índices HHI en el PDBF en el ámbito del MIBEL

AÑO	ENDESA	IBERDROLA	GNF	EDP	VIESGO	FORTIA	ENERGYA VM	AXPO	ACCIONA	NEXUS	OTROS	HHI
2008	33%	26%	16%	20%	1%	2%	0%	0%	0%	0%	1%	2.369
2009	34%	25%	14%	18%	2%	4%	1%	0%	0%	0%	2%	2.219
2010	34%	25%	14%	15%	2%	4%	1%	0%	0%	0%	4%	2.268
2011	35%	26%	14%	14%	2%	4%	1%	0%	0%	1%	4%	2.333
2012	33%	24%	13%	17%	2%	3%	1%	0%	1%	1%	5%	2.153
2013	32%	23%	13%	17%	3%	4%	1%	1%	2%	0%	5%	2.008
2014	32%	21%	13%	16%	3%	3%	1%	1%	1%	1%	7%	1.954
2015	31%	21%	13%	14%	3%	4%	2%	2%	1%	1%	8%	1.872
2016	30%	22%	13%	15%	2%	3%	2%	2%	1%	1%	9%	1.908

Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS". En la elaboración de la tabla, además, se ha considerado conjuntamente a Gas Natural y Unión Fenosa desde 2008, pero se han tenido en cuenta sus respectivas cuotas en el cálculo del HHI.

5.2.2 Resolución de restricciones técnicas

Una restricción técnica es cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación del sistema producción-transporte que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente requiere la modificación de los programas de energía. El proceso de resolución de restricciones técnicas resulta muy relevante desde la perspectiva de la competencia, porque el incumplimiento de las condiciones de seguridad suele producirse en una determinada zona o nudo del sistema, debiendo resolverse en las proximidades físicas de dicha zona, por lo que sólo determinadas centrales disponen de capacidad para resolver el problema.

Se distinguen varios procesos, en función del horizonte temporal en el que sean identificadas y resueltas las restricciones técnicas: solución de restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF), tras cada sesión del mercado intradiario y en tiempo real. De éstos, en este informe se aborda el primero – solución de restricciones al PDBF-, por ser éste el proceso que involucra mayor volumen de energía.

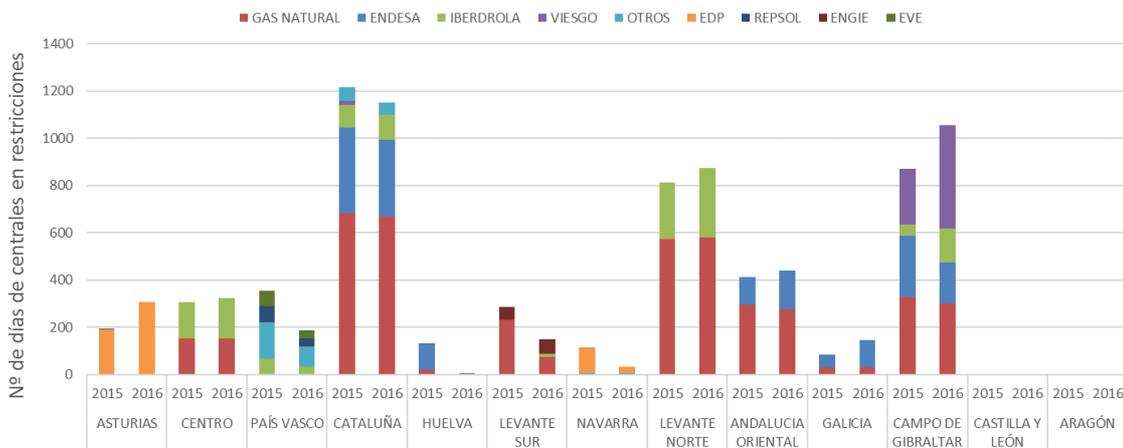
Dado que, como se ha expuesto anteriormente, la posible participación en la resolución de restricciones técnicas está fuertemente ligada a las distintas zonas eléctricas, el análisis de concentración se lleva a cabo de forma individual para cada una de dichas zonas. A continuación se muestra, agrupado por zonas, el despacho por restricciones técnicas de las centrales de cada empresa en cada zona en 2015 y 2016. Como puede apreciarse, hay zonas donde únicamente existe una empresa que pueda resolver los problemas locales y otras donde existen 2,3 y 4 empresas. En muchas de estas zonas, existen más empresas que pudieran resolver los problemas, pero sus centrales presentan un despacho muy reducido o casi nulo en los últimos años, por lo que la competencia efectiva se reduce a las empresas indicadas en el gráfico siguiente.

Adicionalmente, en algunas de las zonas señaladas, el despacho de una de las centrales de una empresa no es totalmente sustituible por las centrales de las otras empresas instaladas en la zona²¹, por lo que el número de empresas que pueden resolver un problema específico puede ser menor y, por tanto, la concentración de mercado ser superior, que la mostrada en el gráfico siguiente. Por ejemplo, cabría citar el despacho de centrales que resultan despachadas

²¹ Hay una serie de factores que pueden limitar el número de instalaciones con capacidad para resolver una determinada restricción zonal en un momento dado: tipo de combustible (determina entre otras cosas el tiempo de arranque), nivel de tensión al que se conecta la instalación a la red (limita la efectividad en la resolución si la restricción se produce en otro nivel de tensión), potencia mínima de funcionamiento o mínimo técnico (condiciona el coste del despacho), ubicación de la instalación dentro de la zona (por ejemplo, proximidad a núcleos de consumo que originan la restricción), disponibilidad de teledisparo (aportan mayor seguridad aquellas instalaciones que son susceptibles de ser paradas instantáneamente en tiempo real), reparto de cargas y capacidad de evacuación (puede ser más efectivo despachar dos grupos de dos centrales diferentes antes que dos de la misma central, o viceversa), capacidad de absorción de energía reactiva para el control de la tensión, etc.

para resolver problemas de distribución (son muchas de las restricciones en la zona de Asturias o de Huelva), donde únicamente una central puede solucionar dicho problema, o en aquellas situaciones en las que, existiendo dos centrales para resolver un problema, una de ellas se encuentra indisponible por mantenimiento o avería.

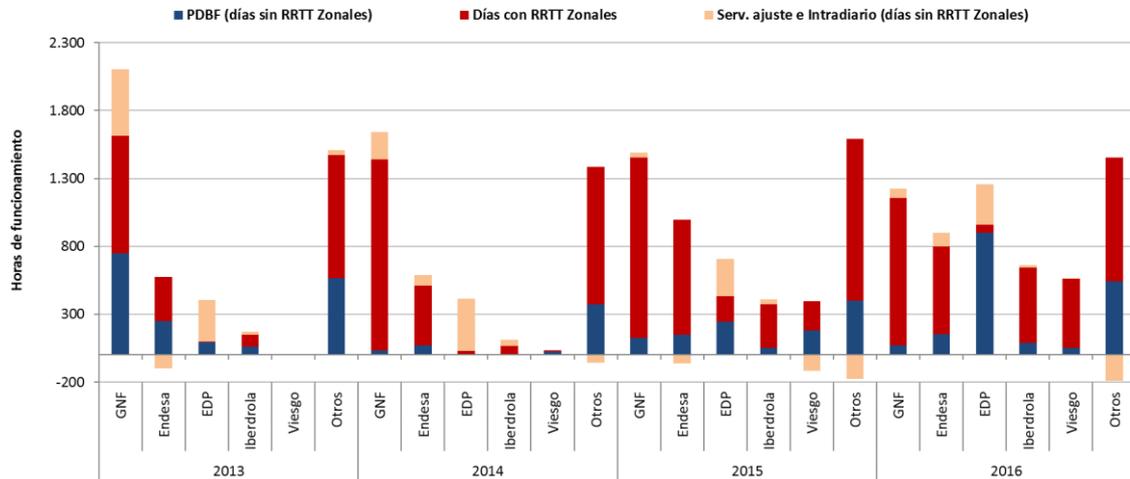
Gráfico 40. Número de días de cada central despachadas en el proceso de resolución de restricciones técnicas al PDBF (se muestra la suma de los días despachados por las centrales de carbón y de ciclo combinado de cada empresa)



Fuente: CNMC

Por todo ello, puede concluirse que el nivel de concentración en el proceso de resolución de restricciones técnicas es elevado. El gráfico siguiente muestra el número de horas de funcionamiento equivalente a plena carga de los ciclos combinados, confirmando también a nivel global, este elevado grado de concentración del mecanismo de restricciones técnicas, a pesar de la ligera mejoría registrada en 2016.

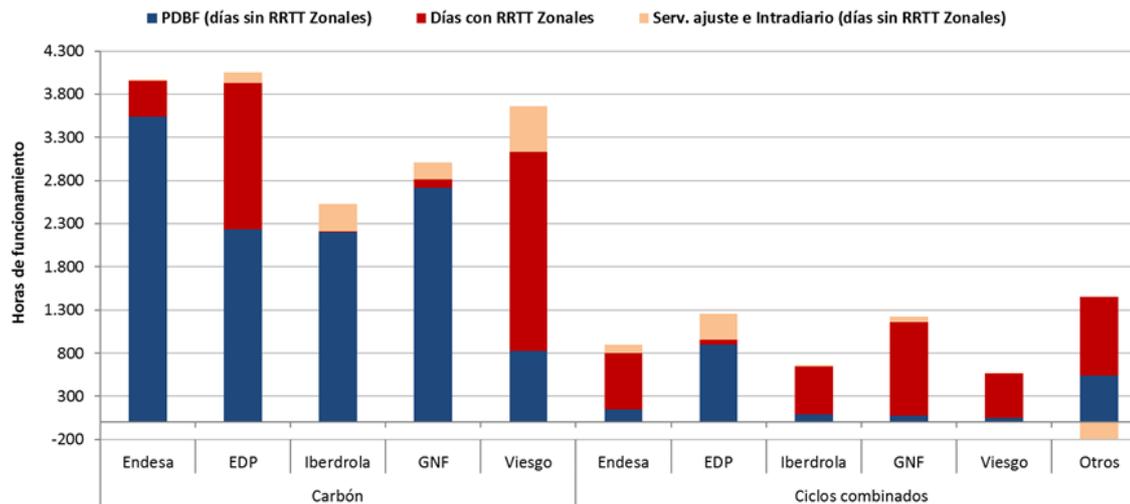
Gráfico 41. Horas de funcionamiento equivalente a plena carga de los ciclos combinados de cada empresa distinguiendo el despacho realizado en días donde ha participado la central en el proceso de restricciones técnicas, despacho realizado en el PDBF, y despacho realizado en otros segmentos



Fuente: CNMC

Finalmente, en el gráfico siguiente muestra las horas de funcionamiento equivalente a plena carga de los ciclos combinados en comparación con las de las centrales de carbón en 2016.

Gráfico 42. Horas de funcionamiento equivalente a plena carga de las centrales de carbón y de ciclos combinados de cada empresa en 2016 distinguiendo el despacho realizado en días donde ha participado la central en el proceso de restricciones técnicas, despacho realizado en el PDBF, y despacho realizado en otros segmentos

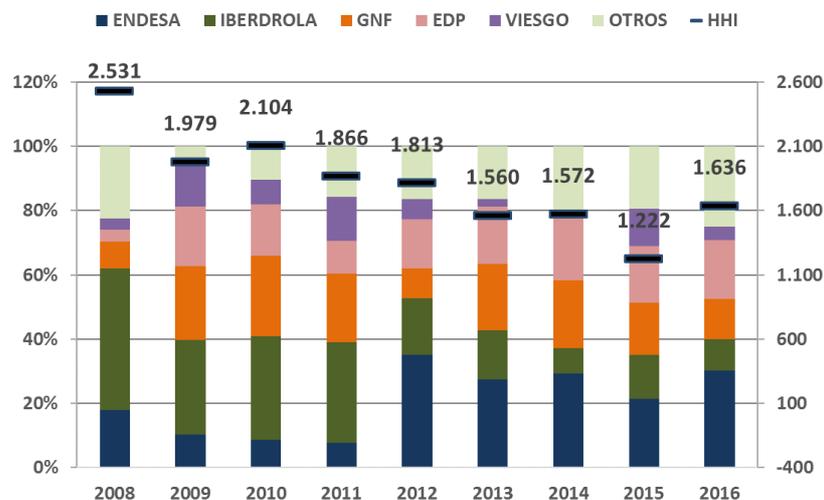


Fuente: CNMC

5.2.3 Reserva de Potencia

Como puede observarse en el siguiente gráfico, el índice HHI del segmento reserva de potencia empeoró en el año 2016, debido principalmente al gran incremento de la cuota del grupo Endesa. El índice venía reduciéndose durante los últimos años como consecuencia de la reducción de cuota de Iberdrola y Gas Natural, que han seguido en esa tendencia en 2016.

Gráfico 43. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de reserva de potencia



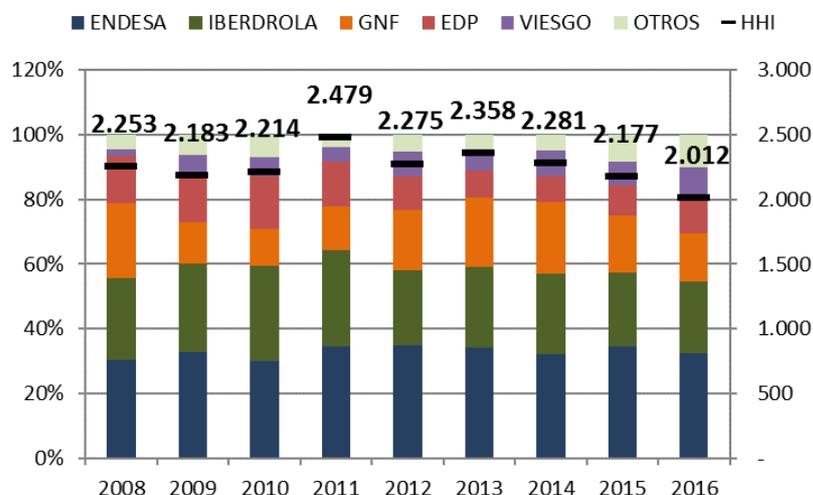
Fuente: CNMC

Nota: Hasta el 11 de mayo de 2012, el operador del sistema programaba la reserva en la fase 1 del proceso de restricciones técnicas, mientras que a partir del 12 de mayo de 2012 la reserva se programa según lo dispuesto en el procedimiento de operación 3.9: «contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir». Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento «OTROS».

5.2.4 Banda de Regulación Secundaria y Energía de Regulación Secundaria

En el análisis de banda de regulación secundaria se observa una mejoría en el índice HHI, correspondiente a una reducción en la cuota de banda secundaria de los grupos Endesa, Iberdrola y Gas Natural. Por su parte, destaca el incremento de cuota de Viesgo y el mantenimiento de la cuota de Acciona. En su conjunto, las empresas no vinculadas a los grupos tradicionales incrementaron su cuota en este segmento, pasando de aportar el 8% en este mercado en 2015 al 10% en 2016. A pesar de esta mejoría en el índice (que sigue por encima de 2.000), cabe recordar que los tres grandes grupos (Endesa, Iberdrola y Gas Natural) suman un 70% de la cuota de banda secundaria.

Gráfico 44. Cuotas empresariales e índices HHI en banda secundaria

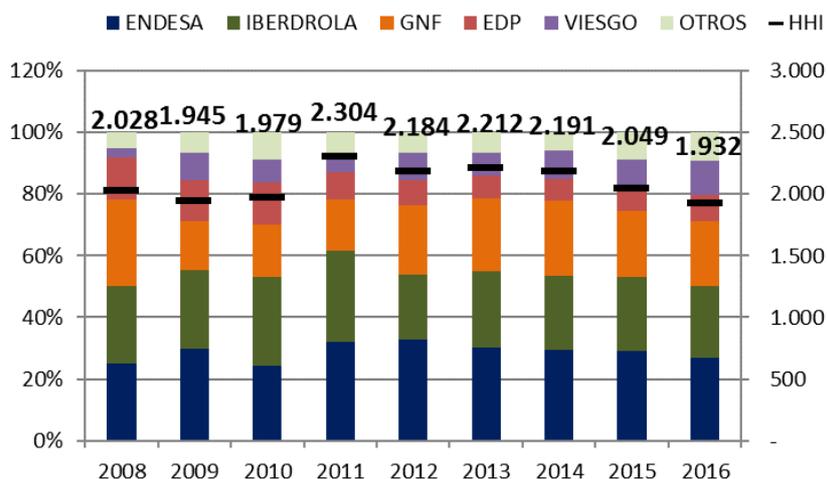


Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS".

La concentración en la energía secundaria, tanto a subir como a bajar, sigue la misma dinámica que la banda de regulación: el índice de concentración mejoró en 2016 aunque sigue cercano a 2.000.

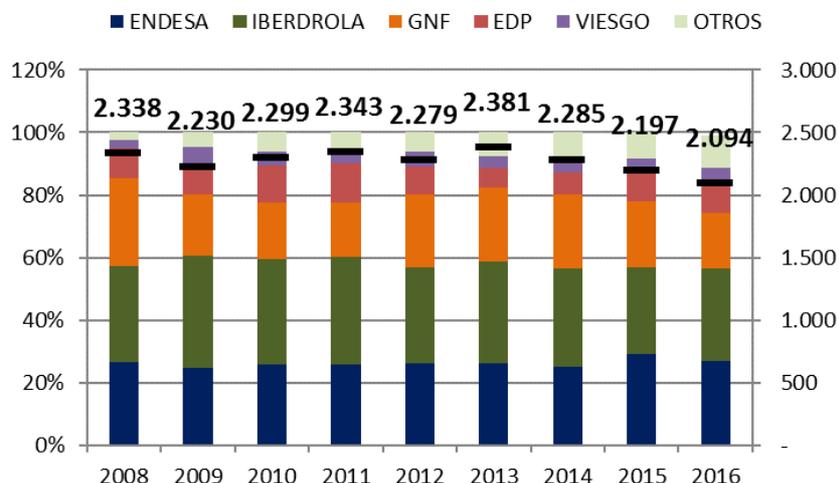
Gráfico 45. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de regulación secundaria a subir



Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS".

Gráfico 46. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de regulación secundaria a bajar



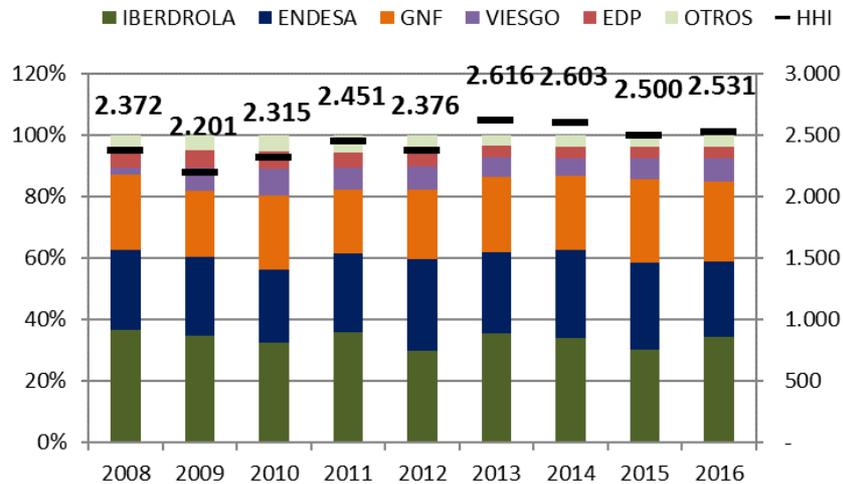
Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS".

5.2.5 Regulación Terciaria

En el análisis de los índices HHI correspondiente a la energía de regulación terciaria a subir, se aprecia en 2016 un nivel similar al de 2015, tras haber mejorado ligeramente en ese año. Esto es debido a la recuperación de la cuota de Iberdrola (gracias a la participación de sus centrales de bombeo) y la pérdida de cuota de Gas Natural y Endesa (por la menor participación de sus centrales de carbón). Esto deja un índice de concentración casi inalterado.

Gráfico 47. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de regulación terciaria a subir

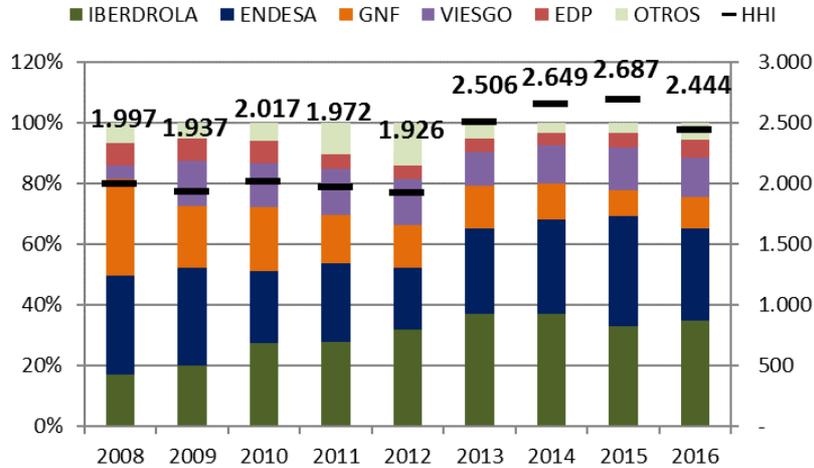


Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS".

En cuanto a la energía de regulación terciaria a bajar, también se observa un nivel del índice HHI muy similar al del pasado año, tras haber empeorado desde 2012. Este empeoramiento fue motivado por las mayores cuotas de Endesa e Iberdrola gracias a la mayor participación de sus centrales de bombeo. En 2016 Endesa ha perdido parte de su cuota (por la menor participación de sus centrales de carbón en ese segmento), que frente a la recuperación de Iberdrola y Gas Natural deja un índice parecido al de 2015. Sí se aprecia un ligero incremento de las empresas no vinculadas a las empresas tradicionales, ayudado en parte, por la participación del RECORE en este segmento, permitida por la normativa a partir de febrero de 2016. En referencia a estas tecnologías, se observa un aumento de la participación de la eólica del grupo Axpo, EnergyVM y Acciona en este segmento.

Gráfico 48. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de regulación terciaria a bajar



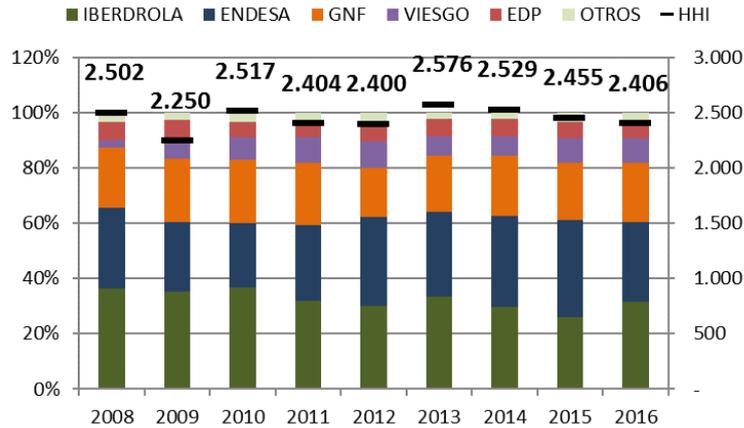
Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS".

5.2.6 Gestión de desvíos

Los índices HHI correspondientes a la energía despachada a subir en el mercado de gestión de desvíos se han mantenido en los últimos años en torno a un valor de 2.500, manteniendo una cuota conjunta Endesa e Iberdrola del 60% en este mercado. Se observa que en este segmento prácticamente sólo participan los grupos energéticos tradicionales, mientras que el resto de grupos apenas alcanzan una cuota agrupada del 2% - 4%.

Gráfico 49. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de gestión de desvíos a subir

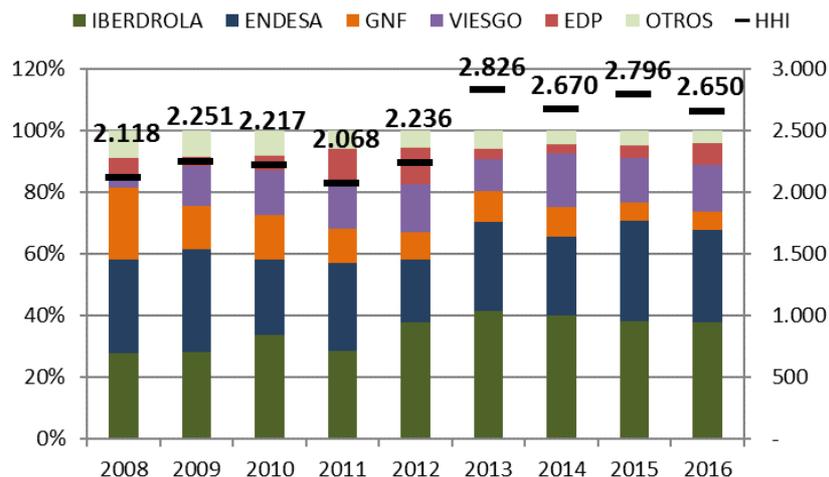


Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS".

En cuanto al segmento de gestión de desvíos a bajar, el índice HHI mejoró en 2016, reduciéndose de 2.800 a 2.600. A pesar de esta ligera mejora, que ha sido motivada por el menor funcionamiento en este segmento de la generación por bombeo y el carbón interior de Endesa, se sigue reflejando una alta concentración entre Iberdrola y Endesa.

Gráfico 50. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de gestión de desvíos a bajar



Fuente: CNMC

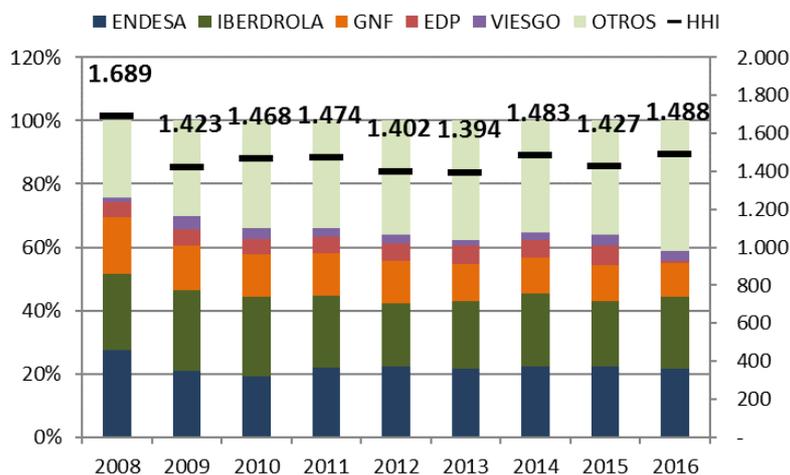
Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS".

5.2.7 Programa horario operativo (P48)

Teniendo en cuenta que este programa incluye el programa diario base de funcionamiento y las diferentes sesiones del mercado intradiario, así como las modificaciones en los posteriores servicios de ajuste, el análisis se hace en zona española.

El índice de concentración de las empresas eléctricas de generación en 2016 es casi idéntico al del año anterior, que permanece entorno a los 1.200-1.400, después de que la cuota en 2009 se redujese al disminuir la producción con carbón de Endesa.

Gráfico 51. Cuotas empresariales e índices HHI de la generación en el mercado mayorista español en P48



Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS".

Desde 2008 hasta 2011, en Portugal el régimen especial es neteado de la demanda de EDP CUR, pasando a partir de entonces a participar en el mercado representada por EDP CUR. El despacho de las instalaciones RECORE se considera agrupado por cada uno de sus representantes.

Cuadro 9. Cuotas empresariales e índices HHI de la generación en el mercado mayorista español en P48

Año	ENDESA	IBERDROLA	GNF	EDP	VIESGO	AXPO	ACCIONA	WIND TO MARKET	ENERGYA VM	NEXUS	OTROS	HHI
2008	27%	24%	18%	5%	1%	4%	3%	1%	1%	1%	14%	1.689
2009	21%	25%	14%	5%	4%	6%	3%	2%	2%	1%	16%	1.423
2010	19%	25%	13%	5%	3%	7%	5%	2%	2%	2%	16%	1.468
2011	22%	23%	13%	5%	3%	7%	5%	2%	3%	2%	15%	1.474
2012	22%	20%	13%	5%	3%	8%	5%	2%	3%	2%	16%	1.402
2013	22%	21%	12%	6%	2%	8%	6%	3%	3%	2%	16%	1.394

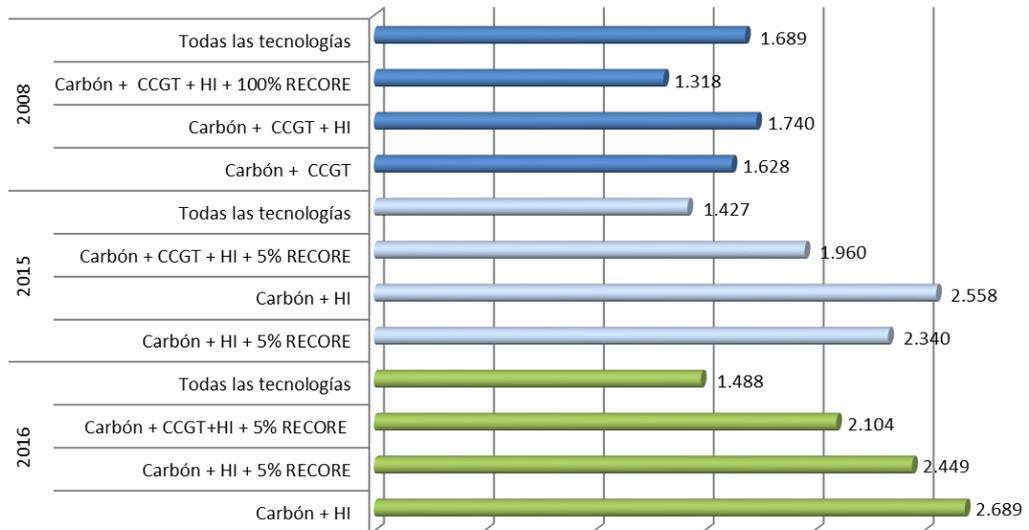
2014	22%	23%	11%	5%	3%	8%	5%	3%	2%	2%	15%	1.483
2015	22%	21%	11%	6%	3%	7%	5%	3%	2%	2%	17%	1.427
2016	22%	23%	11%	0%	3%	8%	6%	2%	3%	2%	20%	1.488

Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS". En la elaboración de la tabla, además, se ha considerado conjuntamente a Gas Natural y Unión Fenosa desde 2008, pero se han tenido en cuenta sus respectivas cuotas en el cálculo del HHI. Desde 2008 hasta 2011, en Portugal el régimen especial es neteado de la demanda de EDP CUR, pasando a partir de entonces a participar en el mercado representada por EDP CUR. El despacho de las instalaciones RECORE se considera agrupado por cada uno de sus representantes.

Cuando se consideran aquellas tecnologías que podrían resultar marginales, los índices HHI del P48 en zona española empeoran, tal y como se vio en el PDBF ámbito MIBEL.

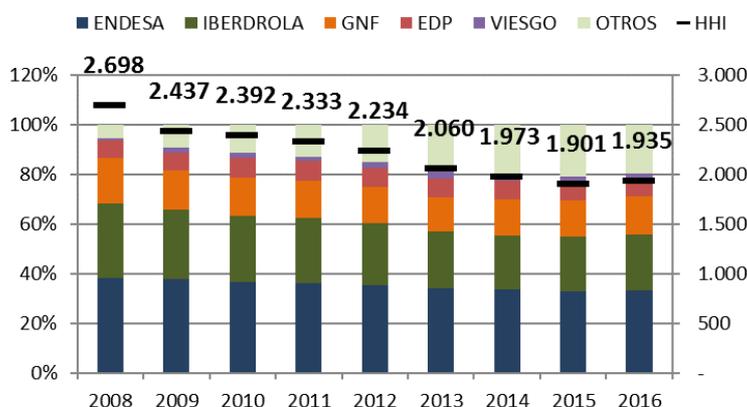
Gráfico 52. Índices HHI de generación según distintas tecnologías en zona española en P48.



Fuente: CNMC

En el lado de la demanda, se aprecia una mejora significativa en los índices HHI, que se sitúan por debajo de 2.000 en los últimos cuatro años, tal y como ocurría en el PDBF. Esta reducción se debe a las menores cuotas de los dos mayores grupos comercializadores, Endesa e Iberdrola, y a la aparición de numerosos nuevos entrantes.

Gráfico 53. Cuotas empresariales e índices HHI de la demanda en zona española en P48.



Fuente: CNMC

Cuadro 10. Cuotas empresariales e índices HHI de la demanda en zona española en P48.

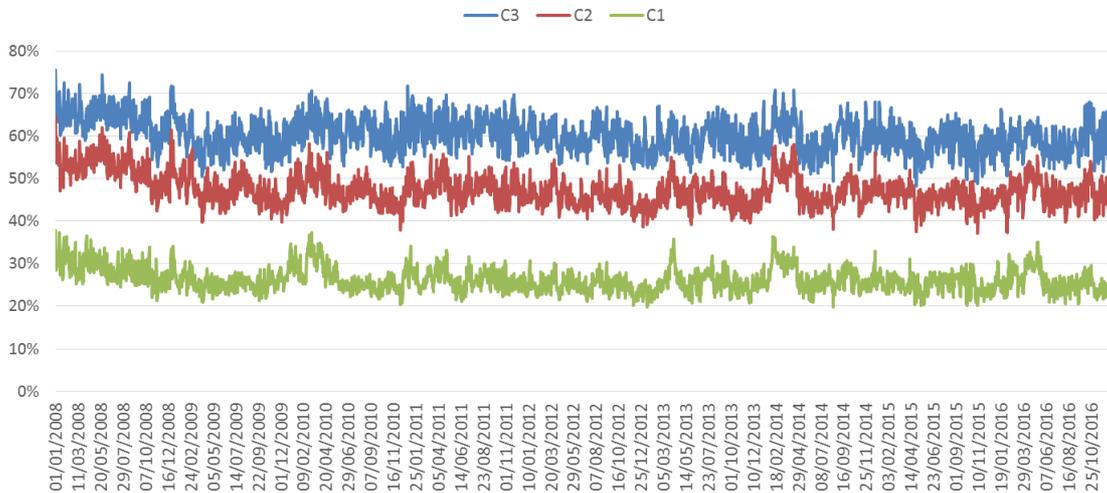
Año	ENDESA	IBERDROLA	GNF	EDP	VIESGO	FORTIA	ENERGYA VM	AXPO	ACCIONA	NEXUS	GSUEZ	OTROS	HHI
2008	38%	30%	18%	7%	1%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2.698
2009	38%	28%	16%	7%	2%	5%	1%	0%	0%	0%	0%	3%	2.437
2010	37%	27%	16%	8%	2%	5%	1%	1%	0%	1%	0%	4%	2.392
2011	36%	26%	15%	8%	2%	4%	1%	1%	0%	1%	0%	5%	2.333
2012	35%	25%	14%	8%	3%	4%	1%	1%	1%	1%	0%	7%	2.234
2013	34%	23%	14%	7%	3%	4%	2%	2%	2%	1%	1%	7%	2.060
2014	34%	22%	14%	8%	3%	4%	2%	2%	2%	1%	1%	8%	1.973
2015	33%	22%	15%	7%	3%	4%	3%	3%	1%	1%	1%	9%	1.901
2016	33%	23%	15%	7%	2%	4%	3%	1%	2%	1%	1%	8%	1.935

Fuente: CNMC

Nota: En la elaboración de la tabla, además, se ha considerado conjuntamente a Gas Natural y Unión Fenosa desde 2008, pero se han tenido en cuenta sus respectivas cuotas en el cálculo del HHI.

Además del HHI, los coeficientes C_i son otros índices de concentración comúnmente utilizados, y se obtienen por simple consideración de las cuotas de mercado de los mayores participantes. Así, el índice C1 (26% en 2016) indica la mayor cuota de mercado, C2 (47% en 2016) es la suma de las dos mayores cuotas de mercado y C3 (60% en 2016), la suma de las tres mayores. El gráfico siguiente muestra la evolución de los índices de concentración del programa P48, donde se puede apreciar que los tres índices analizados se han mantenido estables desde el comienzo de la crisis económica.

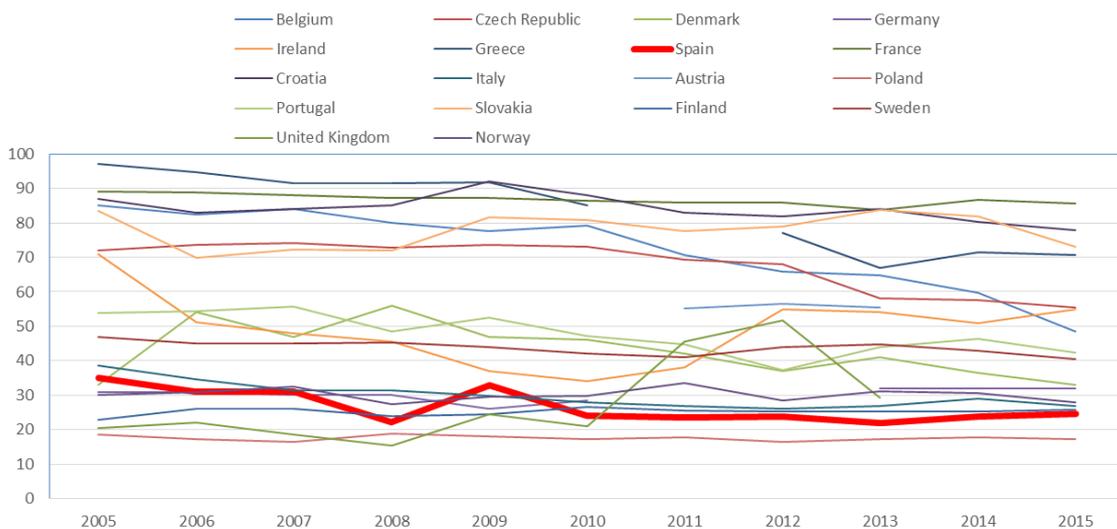
Gráfico 54. Evolución de los índices de concentración diarios de la generación en zona española. P48



Fuente: CNMC

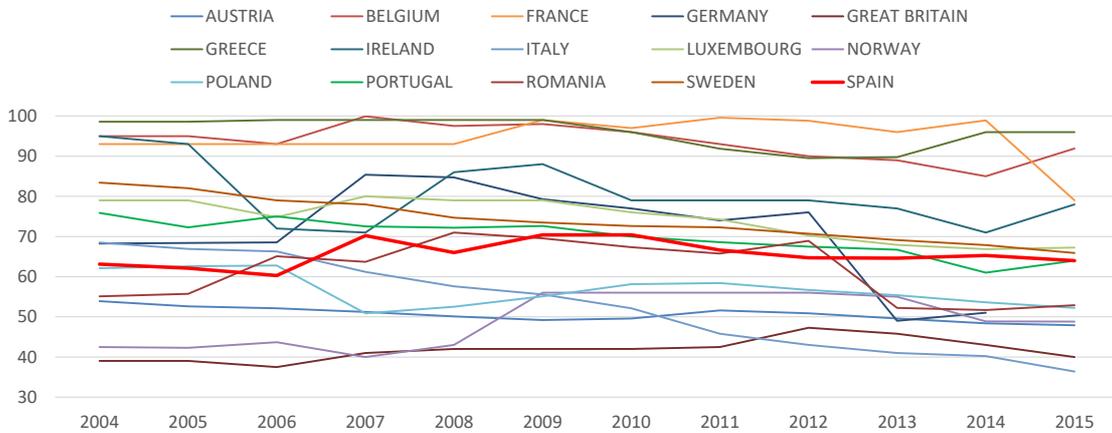
El gráfico siguiente muestra el índice C1 del mercado español (P48) junto con el del resto de países europeos hasta 2015, donde se aprecia que el valor del caso español se sitúa en la franja inferior de los valores de los diferentes mercados. Si el índice que se utiliza es el C3, en 2015 el mercado español, con una cuota del 64% se situó en el entorno de la media europea (Media Europea C3= 63%).

Gráfico 55. Comparativa europea del índice de concentración C1, calculado como la cuota anual del mayor productor. P48



Fuente: Eurostat

Gráfico 56. Comparativa europea del índice de concentración C3, calculado como la cuota anual de los tres mayores productores. P48

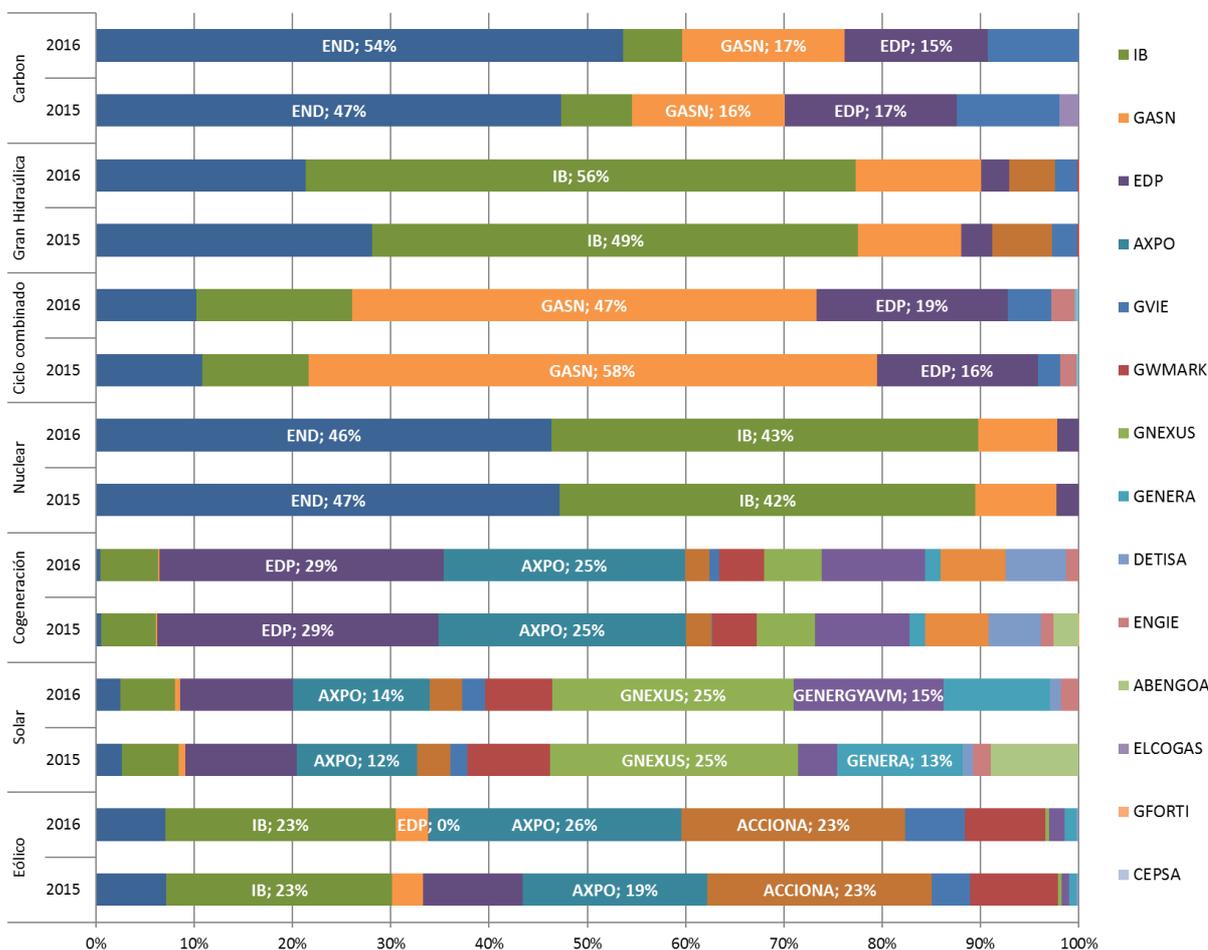


Fuente: National Reports CEER

No obstante lo anterior, las conclusiones que se pueden obtener de esta comparativa sobre cuotas de producción de otros países agregadas anualmente son limitadas, ya que por un lado habría que tener en cuenta las capacidades de interconexión, y por otro la posibilidad de aumentos de concentración en determinados segmentos de mercado, períodos temporales más limitados o tecnologías específicas (en particular la tecnología marginal).

Finalmente, se muestra a continuación un análisis de las cuotas de las empresas considerando la producción en P48 de cada tecnología, donde destaca especialmente la elevada cuota que posee la empresa Gas Natural de producción de ciclos combinados. Esta elevada cuota se deriva no tanto de la cuota de potencia instalada de este tipo de centrales de la que es titular (cuenta con el 28% de la potencia instalada), sino de un grado de utilización mayor de las mismas con respecto al resto de empresas, como ya se ha indicado en el apartado 4.2.2. Destaca también la cuota del grupo Endesa en la producción con centrales de carbón, existiendo menor concentración en la producción de las tecnologías eólica y solar. En cuanto a la evolución presentada en 2016, destaca el incremento de la cuota de Endesa en la tecnología de carbón y la reducción de la cuota de GNFenosa en la producción con ciclos combinados: en términos anuales, la menor producción con carbón motivó una mayor concentración y al contrario, una mayor producción con ciclos combinados, favoreció una programación un poco más equilibrada con esta tecnología. En las tecnologías renovables, se producen variaciones de cuotas entre los representantes entre 2016 y 2015, destacando el incremento de la cuota de Energya VM en la tecnología solar.

Gráfico 57. Cuotas de producción en P48 zona peninsular por tecnología en 2015 y 2016



Fuente: CNMC

Nota: Se muestra la producción de la que es titular o que representa cada empresa. La tecnología solar incluye fotovoltaica y solar térmica

5.3 Integración vertical (generación y comercialización)

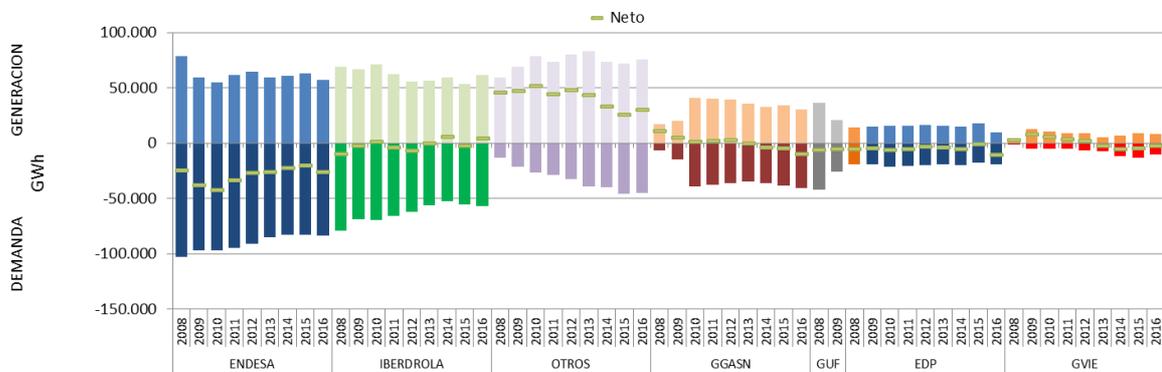
Los grupos verticalmente integrados disponen de una cobertura natural (lo que pierde una filial del grupo vía precio lo gana la otra, como contraparte del mismo mercado). El resto de generadores no verticalmente integrados generalmente venden su energía a través de los distintos segmentos del mercado *spot*, teniendo que emplear otros mecanismos de cobertura de riesgo (contratos financieros), que son potencialmente más costosos y cuyo vencimiento es el que esté disponible en los mercados a plazo, organizados y OTC.

A continuación, se muestra la evolución anual del saldo de compras y ventas de energía por agente durante los últimos años, calculada estrictamente como diferencia de ventas de la generación y compras de la comercialización en el mercado *spot* de producción. En este sentido, se ha de recordar que la

exposición de cada empresa al precio dependerá no sólo de su participación en los mercados spot, sino también, de su participación en los mercados a plazo, así como del tipo de indexación de contratos que mantengan con los consumidores, información de la que no se dispone en esta Comisión.

Endesa es el grupo empresarial con mayor posición neta compradora, habiéndose reducido su posición neta compradora desde 2010 al ser menor la demanda de su comercialización. El resto de los grandes grupos energéticos mantienen posiciones relativamente equilibradas.

Gráfico 58. Evolución anual de compras y ventas y saldo neto por agente en el mercado mayorista spot. Zona española (*).



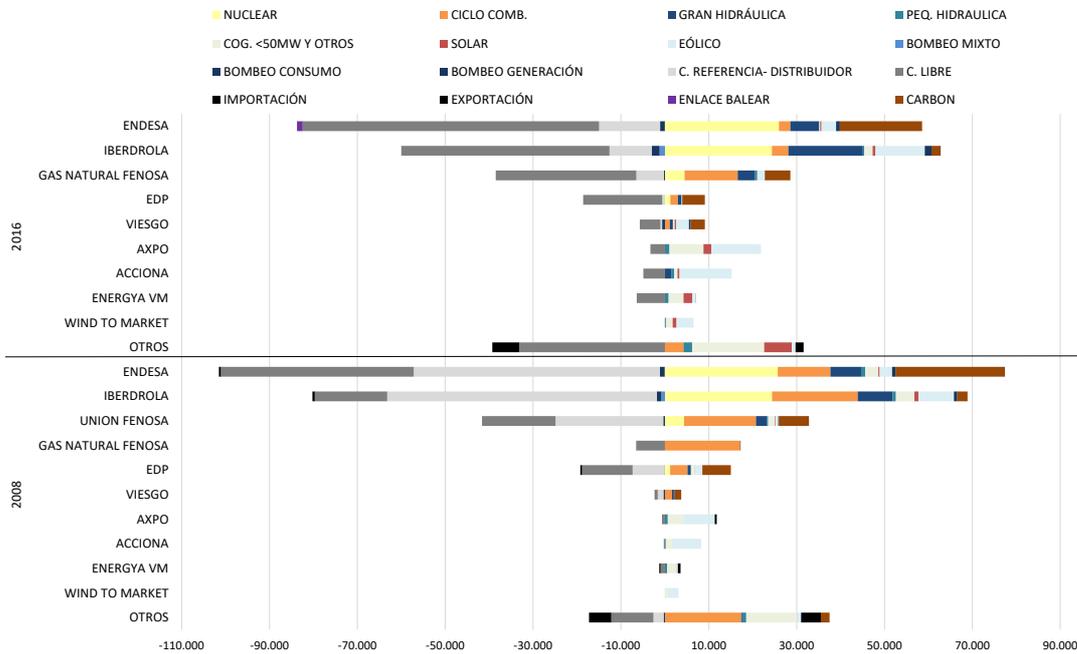
Fuente: CNMC

(*) P48, no incluye intercambios de energía en las fronteras, demanda de bombeo ni enlace balear.

Por su parte, los grupos no ligados a los grupos energéticos tradicionales, que venían manteniendo una posición generadora neta, han acusado desde 2013 una caída del funcionamiento de las cogeneraciones, lo que, sumado a su mayor demanda, (comercialización de agentes independientes) ha conducido a la disminución del carácter vendedor de su posición neta.

Si se compara las posiciones compradoras y vendedoras de los diferentes grupos empresariales por tecnología de 2016 con las de 2008, se ve una reducción de la energía procedente de los ciclos combinados (como ya se veía en 2015), una ligera mayor utilización de carbón y la aparición de pequeñas productoras de energía solar, además del leve incremento de las eólicas. Por el lado de la demanda, destaca la mayor actividad de comercialización de los grupos independientes frente a la reducción que han visto los grandes grupos tradicionales. Asimismo, cabe señalar la fuerte entrada en la actividad de comercialización, en 2008 casi inexistente, de las empresas representantes de renovables y cogeneración con mayor cuota. De esta forma, a través de la realización de ambas actividades, estas empresas adquieren una cierta "integración vertical", lo que les aporta ciertas ventajas desde el punto de vista financiero.

Gráfico 59. Compras y ventas por agente y tecnología (MWh). Años 2008 y 2016



Fuente: CNMC

Si se compara 2016 con respecto al año anterior, se observa una fuerte disminución de la energía procedente del carbón en todos los grupos (Endesa, Gas Natural, Iberdrola Viesgo y EDP). Las ventas de energía procedente de ciclos combinados, por su parte, se incrementaron ligeramente, principalmente debido al incremento de la producción de esta tecnología en el último trimestre del año. La fuerte participación de la hidráulica en 2016 también se ve representada en estos datos, con un aumento de la energía negociada de esta tecnología que recae principalmente en el grupo Iberdrola. Por el lado de la demanda, el panorama es casi idéntico al del año 2015.

Gráfico 60. Compras y ventas por agente y tecnología (MWh). Años 2015 y 2016

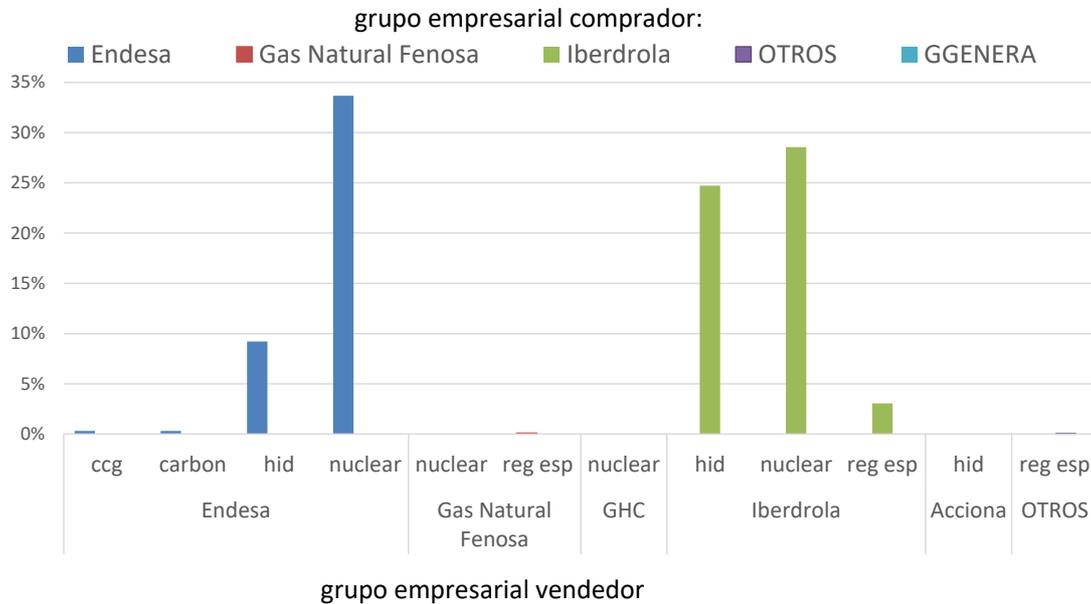


Fuente: CNMC

5.4 Liquidez en el mercado diario e intradiario

En España, existe una fuerte preferencia por parte de los agentes por el mercado diario spot frente a la negociación a través de contratos bilaterales. En 2016, el 72% del total de las ventas fue negociado en el mercado spot (71% en 2015), y el 28% restante a través de contratos bilaterales. De estos contratos bilaterales, el 99,96% (igual que en 2015) corresponde a acuerdos entre empresas generadoras y comercializadoras del mismo grupo (grandes grupos tradicionales). En el siguiente gráfico se muestra el desglose por tecnología y grupo empresarial de este tipo de bilaterales físicos. Al igual que en los últimos años, se aprecia que Iberdrola y Endesa mantienen contratos bilaterales con empresas comercializadoras de su mismo grupo, utilizando para ello su energía hidráulica y nuclear (inframarginales). Otras empresas que también realizan contratos bilaterales suelen utilizar unidades genéricas en la instrumentación de los contratos, por lo que no existe una tecnología específica ligada a los mismos.

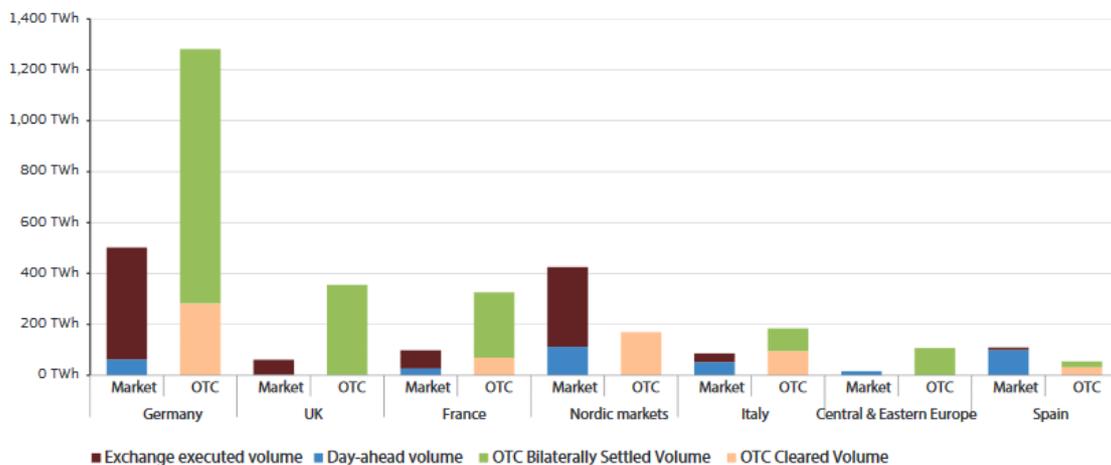
Gráfico 61. Contratos bilaterales físicos en los que la parte vendedora es una tecnología de generación. Año 2016



Fuente: CNMC

El siguiente gráfico muestra los volúmenes totales negociados en los mercados diarios, futuros y OTC de diversos países europeos. Aunque el volumen total negociado en España es de los menores, el mercado diario español (en azul) es de los más líquidos de Europa, en términos de que la mayor parte de la energía negociada en España se hace a través del mercado organizado, con la consiguiente transparencia que esto otorga al sistema eléctrico español.

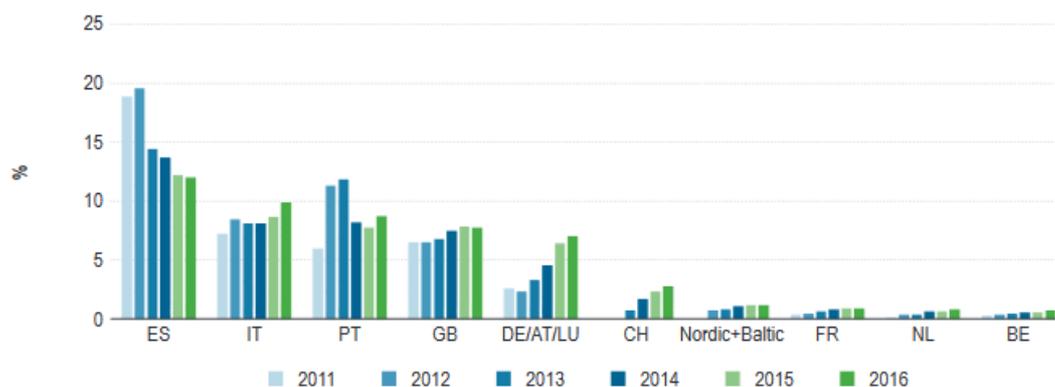
Gráfico 62. Comparación del volumen negociado en los mercados diarios, de futuros y OTC de diferentes países europeos. Primer trimestre de 2016.



Fuente: Platts, Trayport, London Energy Brokers Association (LEBA), European Commission

Por su parte, el mercado intradiario del MIBEL (España y Portugal en el gráfico) continúa siendo también uno de los mercados más líquidos de Europa.

Gráfico 63. Energía negociada en el mercado intradiario en relación a la demanda eléctrica en varios países europeos.



Fuente: CEER National Indicators Database (2016), ACER

En el MIBEL, los volúmenes de energía negociados en los mercados intradiarios en 2016 representaron el 8%(igual que en 2015) de la energía negociada en PDBF, mientras que el incremento neto de generación fue del 3,3% (3,4% en 2015). La primera sesión de mercado intradiario (que se casa el día anterior al del periodo de entrega) concentra la mayor parte de la liquidez, representando el 48,6% de la energía negociada en la totalidad del mercado intradiario.

5.5 Evolución del precio del Mercado diario

A pesar de la relevancia que tienen las energías renovables en nuestro mix energético (en el 2015 y en 2016, el 37% y el 41% de energía eléctrica demandada se cubrió con generación renovable, respectivamente), la producción de electricidad en España sigue fuertemente vinculada al precio del gas y del carbón, y en particular a su evolución en los mercados internacionales, dada la reducida producción nacional existente de estos combustibles.

Con respecto al gas natural, cabe señalar que a España llega gas de 8 países diferentes –una cifra muy superior a la media europea– a través de abastecimiento mediante gasoducto y por vía marítima en forma de gas natural licuado (GNL). Por otra parte, 2016 presentó la misma diversificación que en 2015: el 58% del gas llegó a través de gasoducto mientras que el 42% restante lo hizo en forma de GNL, mediante las 190 descargas de buques metaneros que se realizaron en las seis regasificadoras activas que operan en el sistema gasista español.

Uno de los hitos importantes del año 2016 en lo que respecta al sector gasista fue la entrada en pleno funcionamiento del Mercado Organizado del Gas (MIBGAS), que inició oficialmente su andadura el 16 de diciembre de 2015.

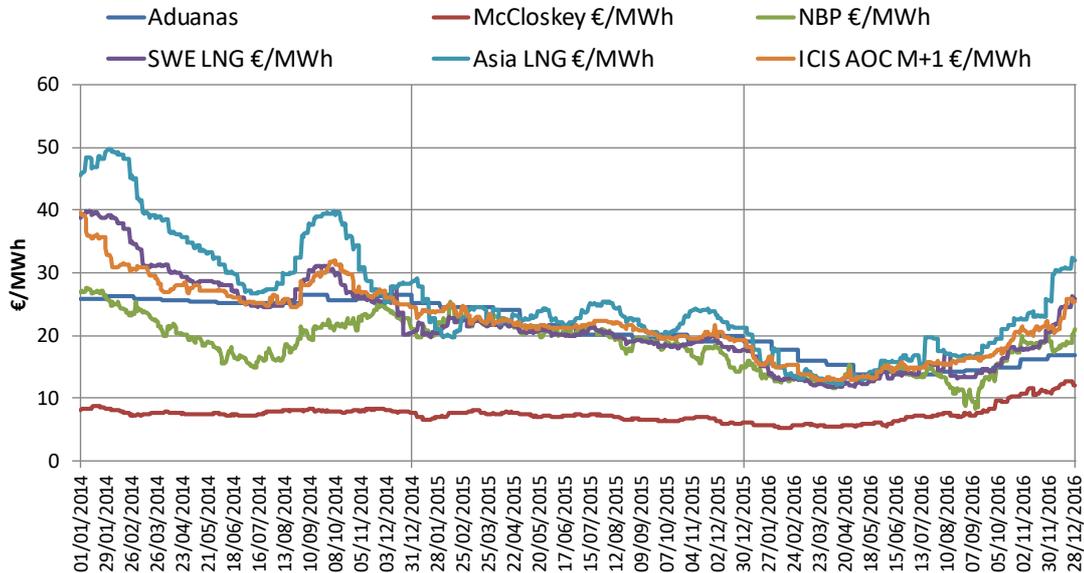
Durante el primer semestre de 2016 se mantuvieron los precios bajos spot de GNL en Asia, en paralelo a la caída del precio del Brent, reduciéndose el diferencial de precios entre Europa y Asia. Durante el segundo semestre de 2016 hay un cambio de tendencia, remontando los precios del GNL asiático hasta valores similares a los de finales de 2014, de 30 €/MWh.

En el mercado español, en el primer trimestre de 2016, los precios spot convergieron con los precios de los mercados del norte de Europa. A partir del tercer trimestre, se produjo un cambio de tendencia en el precio del Brent, y también se produjo un repunte del precio del mercado spot de GNL. En este contexto, los precios de los mercados del sudoeste de Europa se desacoplaron de los precios del norte de Europa, lo que hizo que marcaran diferenciales cercanos a los 5 €/MWh con respecto al mercado holandés (TTF) o el inglés (NBP).

En cuanto al carbón, las referencias de precios han marcado una tendencia al alza durante todo el año después de cuatro años de continuas reducciones. En paralelo a lo ocurrido con otras materias primas como el Brent o el gas natural, esta tendencia alcista también se acentuó a partir del tercer trimestre en el caso del carbón como resultado de las políticas en el lado de la oferta en China (cierre de minas, suspensión de altas previstas de nueva capacidad y regulaciones laborales).

La demanda de carbón, en cambio, se redujo a nivel mundial un 3,4% con respecto a 2015. Por zonas, destaca la reducción en la demanda de Estados Unidos (7,5%), la de la Unión Europea (8,1%) y la de China (4,7%), país que concentra el 50% del consumo de carbón mundial. Las políticas medioambientales y de mejora de la calidad del aire fueron algunos de los motivos detrás de este descenso, junto con el estancamiento de la demanda eléctrica en Estados Unidos o el potenciamiento de la generación renovable en Europa. Otros países como India (2º consumidor de carbón mundial tras superar a EEUU), Pakistán o Egipto están incrementando su consumo de carbón, efecto que pesa en sentido contrario a los anteriores.

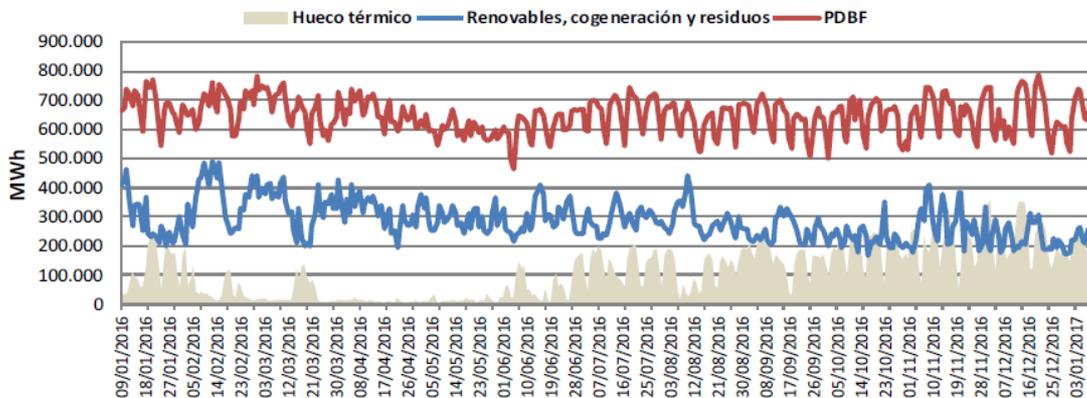
Gráfico 64. Evolución del precio del gas natural y del carbón según referencias internacionales (€/MWh PCS)



Fuente: Fuente: Carbón Mc Closkey (dato Reuters), Platts Internacional Coal Report (CIF ARA 6.000 KCAL/Kg). Agencia Tributaria. Paws. World Gas Intelligence. Ycharts. Elaboración propia.

Las elevadas precipitaciones recibidas durante los primeros cinco meses del año unido a una participación eólica relevante, motivaron la existencia de un hueco térmico muy reducido en el PDBF y en consecuencia, la aparición de precios bajos en el mercado diario durante ese periodo.

Gráfico 65. Evolución de la programación Hidráulica y de Renovables, cogeneración y residuos y del hueco térmico en el PDBF



Fuente: CNMC

Por el contrario, desde el mes de octubre de 2016, se registró un incremento significativo de los precios del mercado eléctrico, pasando de los 42-46 €/MWh

en septiembre a los 50-60 en octubre de 2016, y alcanzado los 70-90 €/MWh en enero de 2017.

Este incremento coincidió en octubre con un aumento de la generación térmica española, motivado no por un incremento de la demanda interna -que se situó en los mismos niveles que en septiembre- sino por un incremento de las exportaciones hacia Francia ante un imprevisto aumento de la indisponibilidad de sus centrales nucleares. Esta situación coincidió con una reducida producción renovable en el último trimestre del año 2016, tanto respecto a otros periodos del mismo año como respecto al mismo periodo en años anteriores. Todo ello, fomentó el aumento del hueco término en este periodo, y en consecuencia, el despacho de un mayor número de centrales de carbón y de ciclo combinado, cuyas ofertas se habían incrementado especialmente en el último trimestre del año²².

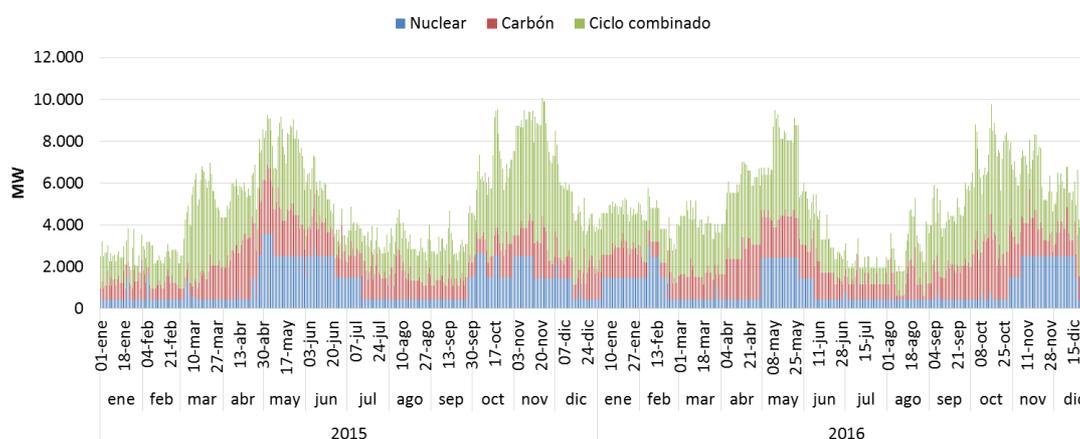
A pesar de este periodo de precios elevados al final del año, dado el escenario de precios reducidos registrado en el primer semestre del año, en su conjunto, el precio medio aritmético del mercado diario en 2016 se situó en 39,67 €/MWh, un 21% inferior al de 2015 (50,32€/MWh).

5.6 Análisis de la potencia indisponible

En el apartado anterior se ha analizado la existencia de posibles alteraciones en el orden de mérito de las centrales, lo que pudiera considerarse una retirada económica de capacidad. En este apartado, se analiza la posible existencia de retiradas de capacidad física por parte de los agentes a través de las indisponibilidades registradas en las centrales de generación, tanto programadas como sobrevenidas. Como puede apreciarse en el gráfico siguiente, las indisponibilidades en 2016 se concentran, al igual que en el año anterior, en los periodos de menor demanda de electricidad, sin que puedan destacarse valores anormales.

²² Este periodo fue objeto de investigación por parte de la CNMC, resultando la apertura de dos expedientes sancionadores por una presunta infracción grave de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico entre octubre de 2016 y enero de 2017, a dos empresas generadoras por la actuación de ciertas centrales de ciclo combinado. <https://www.cnmc.es/node/365999>.

Gráfico 66. Potencia de generación indisponible



Fuente: CNMC

5.7 Comportamiento de las energías renovables y de la cogeneración en el mercado

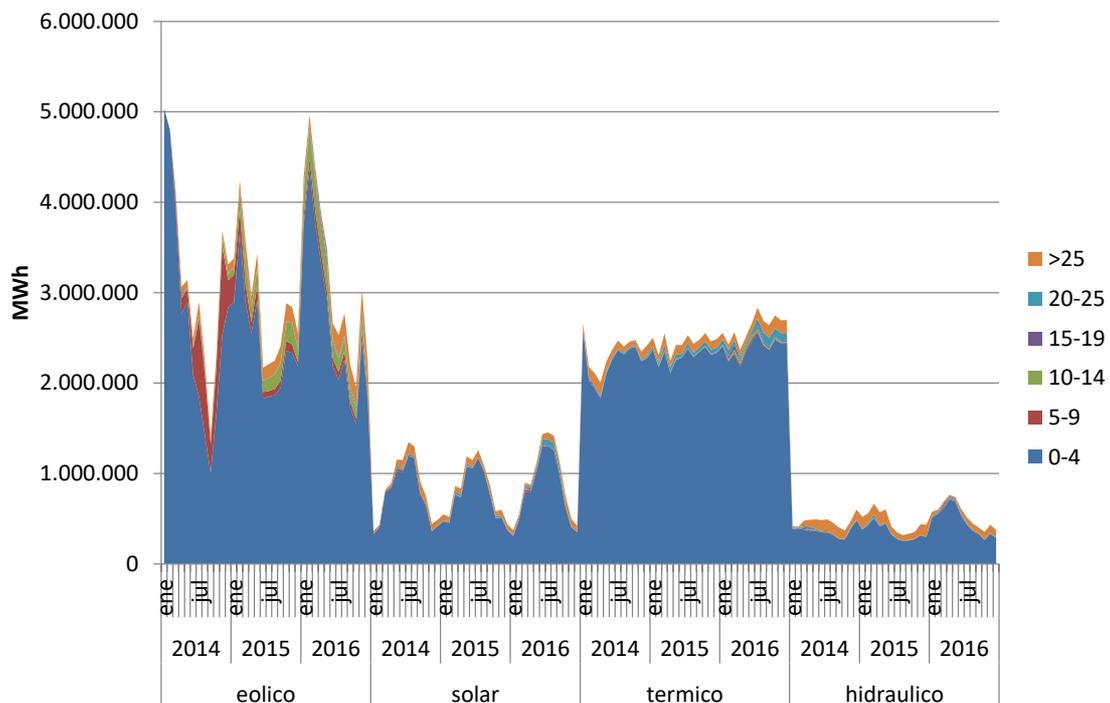
El mercado eléctrico español, al igual que muchos de los mercados europeos, se vió afectado por la existencia de una elevada participación de energías renovables, con reducidos costes de producción variables. Esto motivó la aparición de episodios con precios reducidos en el mercado español cuando coincidieron periodos de fuerte eolicidad e hidraulicidad junto con periodos de reducida demanda. Así, con el régimen retributivo vigente hasta julio de 2013, la existencia de una retribución adicional a los ingresos vía mercado para estas instalaciones, hacía que éstas se comportasen como agentes precio-aceptantes, siendo su comportamiento indiferente al nivel de precios de dicho mercado. No obstante, desde 2014, con el nuevo marco retributivo²³, muchas de las instalaciones renovables -fundamentalmente eólicas y pequeñas hidráulicas-, no reciben ninguna retribución variable adicional a los ingresos vía mercado. Esta nueva situación ha motivado que un volumen de su energía sea ofertado a precio superior a cero. De esta forma, una parte de su energía ya no es precio aceptante, sino que interviene en la formación del precio del mercado, resultando estas tecnologías marginales en algunas horas de menor demanda, coincidiendo normalmente entre las horas 2 y 8 así como en los fines de semana. Una consecuencia de esta práctica es la desaparición a partir de abril de 2014, de las horas de precio cero que se registraban en años anteriores coincidiendo con una elevada producción renovable. De esta forma, incluso en los episodios ocurridos

²³ Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico y Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

durante el primer semestre de 2016 de fuerte penetración de renovables, el precio del mercado diario se situó por encima de los 6 €/MWh. Adicionalmente, cabe señalar que la energía ofertada por la cogeneración varía sensiblemente a la vista de los precios esperados en el mercado de producción, reduciéndose su programación cuando los precios del mercado esperados son bajos, actuando igual que una central térmica convencional.

En el gráfico siguiente se muestra el volumen mensual de energía ofertada por las diferentes tecnologías al mercado diario en el periodo 2014-2016, por franjas de precios de oferta:

Gráfico 67. Energía ofertada al mercado diario por las energías renovables, la cogeneración (térmico en el gráfico) y los residuos por franjas de precio, distinguiendo si ha resultado casada o no, agrupadas por el precio de sus ofertas. Años 2014-2016.



Fuente: CNMC

Otra cuestión destacable de estas energías es su participación en los servicios de ajuste del sistema ya que, hasta febrero de 2016²⁴, no tenían esta posibilidad.

²⁴ El artículo 10 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, establece las condiciones de la participación de estas instalaciones en los servicios de ajuste del sistema. Esta disposición fue desarrollada mediante Resolución de 18 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen los criterios para participar en los servicios de ajuste del sistema y se aprueban determinados procedimientos de pruebas y procedimientos de operación para su adaptación al Real

Así, en 2016 se encontraban habilitadas por el operador del sistema para participar en la fase II de restricciones técnicas 7.632 MW correspondientes a instalaciones renovables, de cogeneración y de residuos (RECORE), 6.002 MW habilitadas en terciaria y desvíos y 233 MW en secundaria.

Cuadro 11. Instalaciones renovables, cogeneración y residuos habilitadas para participar los servicios de ajuste del sistema a diciembre de 2016

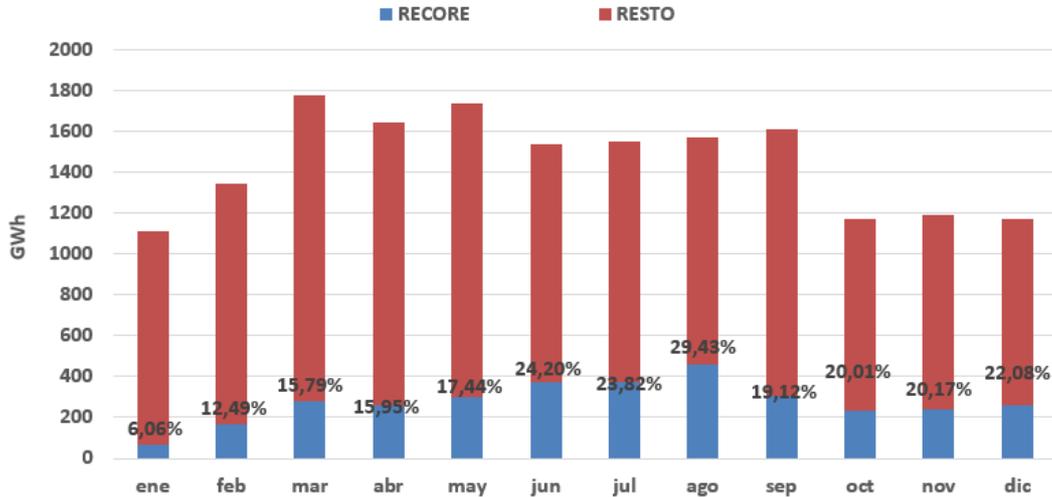
Combustible	Desglose combustible	Potencia instalada (MW)	Potencia habilitada en Fase II de restricciones técnicas (MW)		Potencia habilitada en terciaria y gestión de desvíos (MW)		En zona de regulación (MW)		Potencia habilitada en secundaria (MW)	
Cogeneración	Derivado del petróleo o carbón	736	149,5	20%			66,8	9%		
	Energía residual	57,4								
	Gas natural	5.767,7	1.049,8	18%	61,8	1%	322,3	6%	36,9	1%
Eólica	Terrestre	22.816,1	5.744,1	18%	5.744,1	25%				
Hidráulica	Minihidráulica	2.102	225	11%	196,3	9%	265,8	13%	196,3	9%
	Biogás	255,9	7,5	3%			8	3%		
Otras renovables	Biomasa	550,5	6	1%			13,9	3%		
	Océano y geotérmica	4,7								
	Residuos domésticos y similares	229,4	93,5	41%						
Residuos no renovables	Residuos varios	306,7	306,7	100%						
	Subproductos minería	50	50	100%						
Solar	Fotovoltaica	4.424								
	Térmica	2.299,5		1,3%						

Fuente: CNMC

Los gráficos siguientes muestran las asignaciones de RECORE en la fase II de restricciones, regulación terciaria y gestión de desvíos. En ellos, se aprecia como durante 2016 fue creciendo la participación de estas tecnologías en estos servicios de ajuste, llegando en agosto a representar casi el 30%, motivado principalmente por su aportación a la fase II de restricciones.

Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

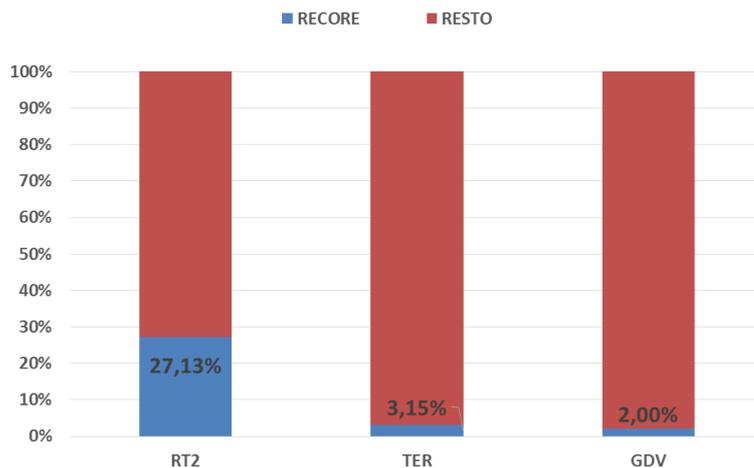
Gráfico 68. Participación de las renovables, cogeneración y residuos (RECORE) en la fase II de restricciones técnicas, regulación terciaria y gestión de desvíos: Volúmenes totales mensuales en 2016



Fuente: CNMC

Por segmentos, las tecnologías RECORE tuvieron su mayor participación en la fase II de restricciones (27%), siendo su presencia menos relevante en terciaria y gestión de desvíos (3% y 2% respectivamente).

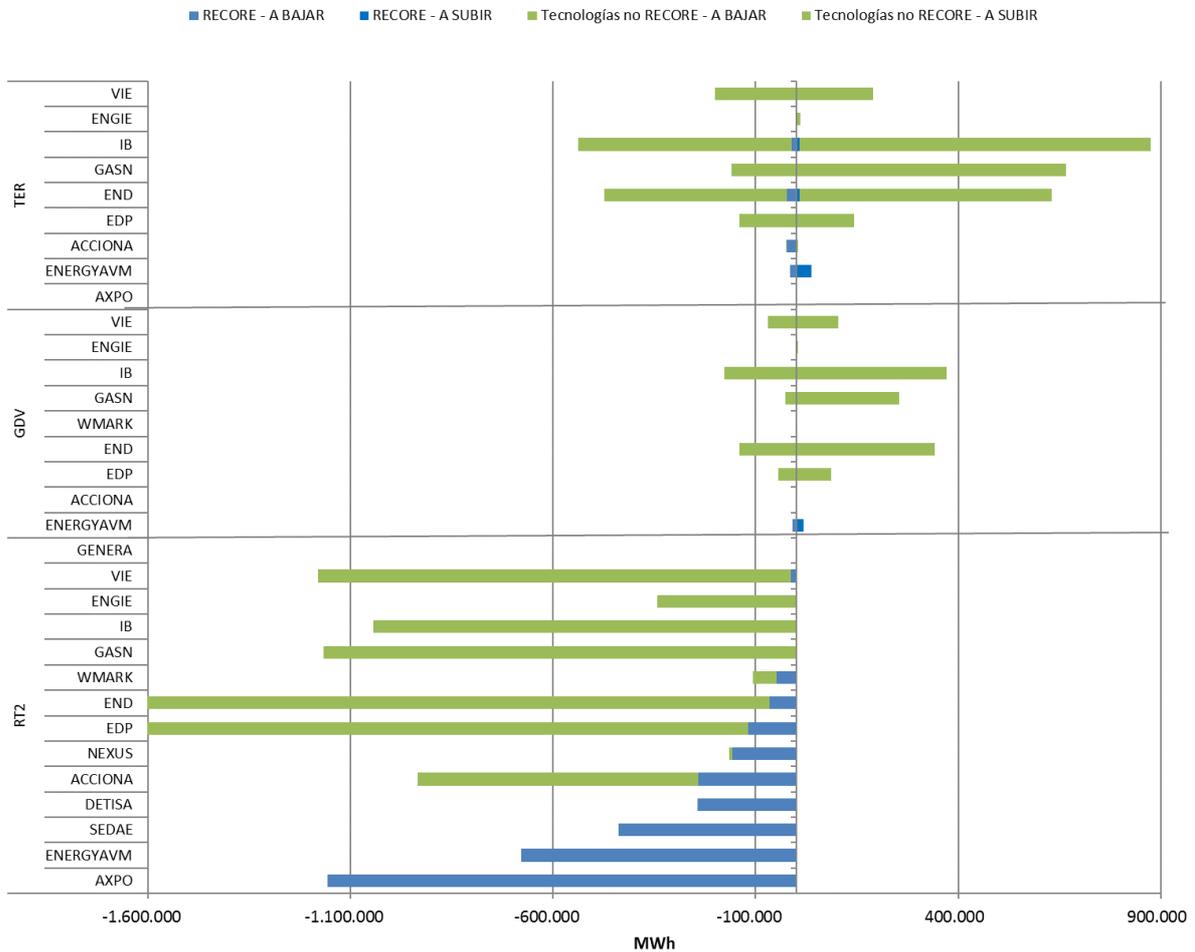
Gráfico 69. Cuota asignada a las tecnologías renovables, cogeneración y residuos por segmento de servicios de ajuste del sistema respecto al total del servicio asignado. Año 2016



Fuente: CNMC

En cuanto a los grupos a los que se les ha asignado energía de tecnologías RECORE en los servicios de ajuste del sistema destacan las empresas no ligadas a los grupos tradicionales y representantes de RECORE: Axpo, Enérgya-VM, Sedae, Acciona, Detisa y Nexus, especialmente activas en la fase II de restricciones técnicas.

Gráfico 70. Tecnologías RECORE asignada en la fase II de restricciones técnicas, regulación terciaria y gestión de desvíos por grupo de empresa. Año 2016

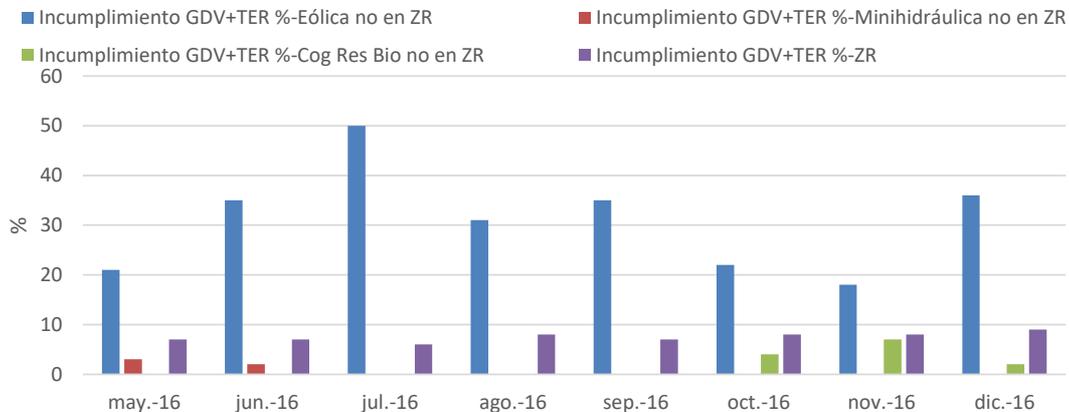


Fuente: CNMC

Nota Por visibilidad del gráfico, el eje de la energía se ha limitado a -1.600.000 MWh.

En el siguiente gráfico se muestran los incumplimientos de la provisión del servicio de gestión de desvíos y de terciaria calculados de acuerdo con el P.O.14.4, distinguiéndose entre las tecnologías RECORE que se encuentran fuera de zonas de regulación, así como el resto de tecnologías (incluida RECORE) que se encuentran en zonas de regulación. Como sería de esperar, las tecnologías RECORE fuera de zona de regulación registran un mayor incumplimiento que las zonas de regulación, constituidas fundamentalmente por tecnologías convencionales con una mayor capacidad de gestionabilidad.

Gráfico 71. Incumplimientos de energía de las tecnologías RECORE fuera de zonas de regulación y de todas las tecnologías en zona de regulación en los servicios de regulación Terciaria y Gestión de Desvíos en 2016.



Fuente: REE

Nota: El incumplimiento se ha calculado como % de energía de gestión de desvíos/terciaria incumplida sobre el total de energía de gestión de desvíos/terciaria asignada

5.8 Acoplamiento de mercados

Se analiza el resultado del mercado comparativamente con el del resto de los mercados vecinos. Todo ello, sin perjuicio de las especificidades de cada mercado.

Interconexión con Portugal

Con respecto a las transacciones realizadas en el mercado diario, éstas se han realizado en el ámbito ibérico a través del mecanismo de gestión conjunta de la interconexión basado en subastas implícitas de corto plazo (market splitting²⁵), gestionado por OMIE desde el 1 de julio de 2007 hasta mayo de 2014.

Desde mayo de 2014²⁶, el MIBEL se encuentra integrado en el proyecto paneuropeo dedicado a la integración de los mercados de la energía en Europa

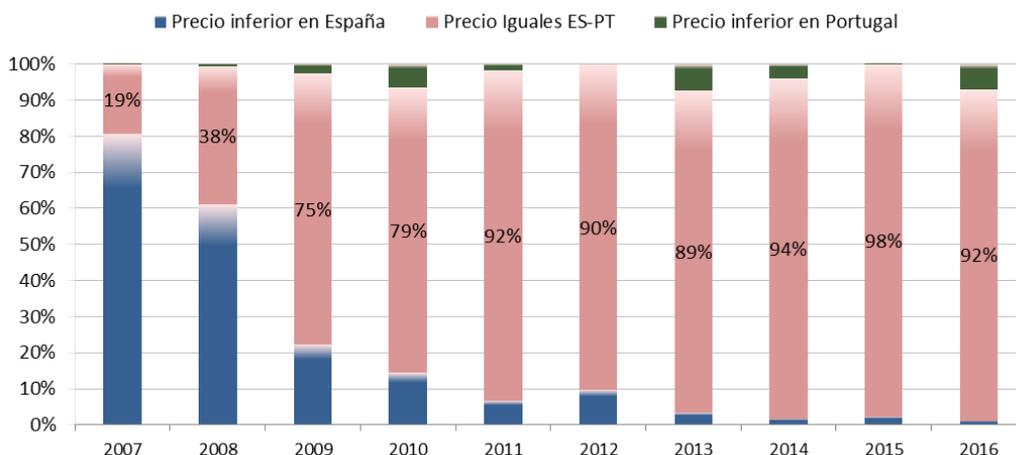
²⁵ El mecanismo utilizado para la formación del precio de la electricidad en el mercado diario de España y Portugal, se conocía como “market splitting”. Los agentes compradores y vendedores acuden al mercado con independencia de que estén en España o en Portugal. Sus ofertas de compra y venta son aceptadas atendiendo a su orden de mérito económico, hasta que la interconexión entre España y Portugal se ocupa totalmente. Si en una cierta hora del día la capacidad de la interconexión es suficiente para permitir el flujo de electricidad negociado por los agentes, el precio de la electricidad en esa hora será el mismo para España y Portugal. Si por el contrario, en esa hora la interconexión se ocupa totalmente, en ese momento el algoritmo para la fijación del precio se ejecuta de manera separada de tal forma que aparece una diferencia de precios entre ambos países.

²⁶ El día 4 de febrero tuvo lugar el acoplamiento del MIBEL con los mercados de la región NWE (North-West Europe, la cual agrupa los mercados de Francia, Bélgica, Países Bajos, Alemania, Luxemburgo, Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suecia y Finlandia) dentro de las actuaciones llevadas a cabo para alcanzar el mercado único europeo de la energía. En una

conocido en la actualidad como Multi-Regional Coupling (MRC), en el que se incluyen los mercados de Francia, Bélgica, Países Bajos, Alemania, Luxemburgo, Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suecia, Finlandia e Italia. Este proyecto tiene por objeto establecer el acoplamiento en precio de los mercados diarios mayoristas de electricidad, aumentando la eficiencia en la asignación de la capacidad de intercambio entre los sistemas eléctricos involucrados y la optimización del bienestar social en general. El MRC se basa en un único algoritmo que calcula simultáneamente los precios del mercado, las posiciones netas y los flujos en las interconexiones entre las zonas de oferta, mediante subastas implícitas. En la actualidad, el MRC abarca países que representan el 75% del consumo eléctrico europeo.

El nivel de acoplamiento del MIBEL se redujo por primera vez tras haberse incrementado progresivamente del 20% en 2007 al 98% en 2015. En 2016 el porcentaje de horas con precios iguales en Portugal y España fue del 92%: Como ya se ha indicado anteriormente, la especial aportación de energía renovable registrada durante el primer semestre del año en la península ibérica, con un mayor impacto sobre el precio en Portugal que en España, motivó un menor precio en Portugal, y en consecuencia, un menor acoplamiento en ese periodo. El precio fue inferior en Portugal el 7% de las horas y en España el 1%. El spread medio anual PT-ES en 2016 alcanzó niveles de -0.23 €/MWh, similar a 2014.

Gráfico 72. Acoplamiento de mercados: evolución anual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior en España y Portugal.



Fuente: CNMC

primera fase y hasta mayo de 2014, el acoplamiento tuvo lugar imponiendo como condición una capacidad de interconexión nula en la interconexión, por lo que se mantuvo de forma transitoria, en paralelo, la ejecución de las subastas explícitas diarias.

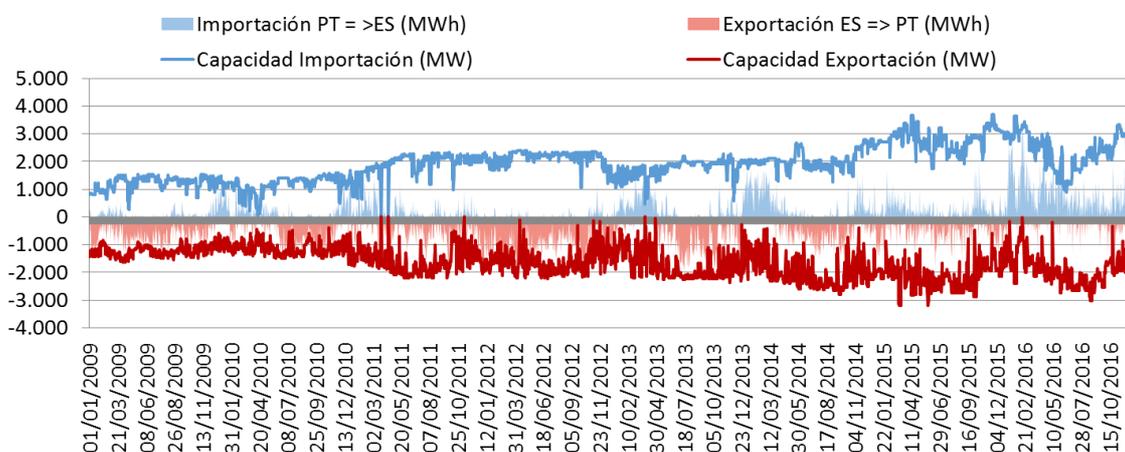
Cuadro 12. Diferencia de precios del mercado diario en zona española y portuguesa. €/MWh.

Años	Precio medio aritmético Mercado diario España	Precio Medio aritmético Mercado diario Portugal	Media aritmética de la diferencia
Jul –Dic 2007	42,2	52,2	9,98
2008	64,4	70,0	5,55
2009	37,0	37,6	0,67
2010	37,0	37,3	0,32
2011	49,9	50,5	0,53
2012	47,2	48,1	0,84
2013	44,3	43,6	-0,61
2014	42,1	41,9	-0,28
2015	50,3	50,4	0,10
2016	39,7	39,4	-0,23

Fuente: CNMC

Este desacoplamiento respecto al año anterior se dio sobre todo en los meses de más producción hidráulica y eólica, meses en los cuales se redujo la capacidad de interconexión en sentido de flujo España a Portugal, como se puede observar en el siguiente gráfico.

Gráfico 73. Capacidad de la interconexión entre España y Portugal y utilización media diaria



Nota: Puesta en servicio diciembre de 2010, de la línea de 400 kV Adeadávila- Lagoaça.
Puesta en servicio en enero de 2015 de la Línea de 400 kV Puebla de Guzmán-Tavira

Al igual que en años anteriores, se observa que el Operador del Sistema Portugués, REN, ante situaciones de previsión de fuertes entregas de producción renovable, y en particular eólica, en el sistema eléctrico portugués, solicita reducciones de la capacidad de intercambio de la interconexión entre Portugal y España (IPE), en el sentido de flujo de España hacia Portugal (ES=>PT). Estas reducciones de la capacidad de intercambio en el sentido ES=>PT se producen mayoritariamente antes del cierre del Mercado Diario

(12:00 horas del día anterior al de suministro de energía), y son complementadas algunos días con reducciones de la capacidad de intercambio también en el sentido ES=>PT, que son realizadas una vez ya publicado el resultado del acoplamiento de los mercados diarios. Estas reducciones de la capacidad de intercambio en IPE en el sentido ES=>PT, coinciden con los meses con una mayor producción de energía renovable en la Península Ibérica (aproximadamente en un 30% de las horas en los años 2013 y 2014, y en más del 17% de las horas del año 2015). En 2016, esta reducción de capacidad de la interconexión en sentido ES=>PT se dió en el 15,4% de las horas.

Con respecto a la gestión de la interconexión España – Portugal en el largo plazo, ésta se ha realizado a través de subastas coordinadas de contratos financieros, reguladas por la Circular 2/2014, de 12 de marzo, de la CNMC, cuyo objetivo es proporcionar a los agentes cobertura financiera del riesgo de precios que se deriva del proceso de acoplamiento de mercados. Durante 2016, el precio medio del producto P-E (contrato opción de cobertura para exportación de energía eléctrica de España a Portugal, de carga base) resultante en las diferentes subastas se situó 0,07 €/MWh y el precio medio del producto E-P (contrato opción de cobertura para exportación de energía eléctrica de Portugal a España, de carga base) se situó en 0,05 €/MWh.

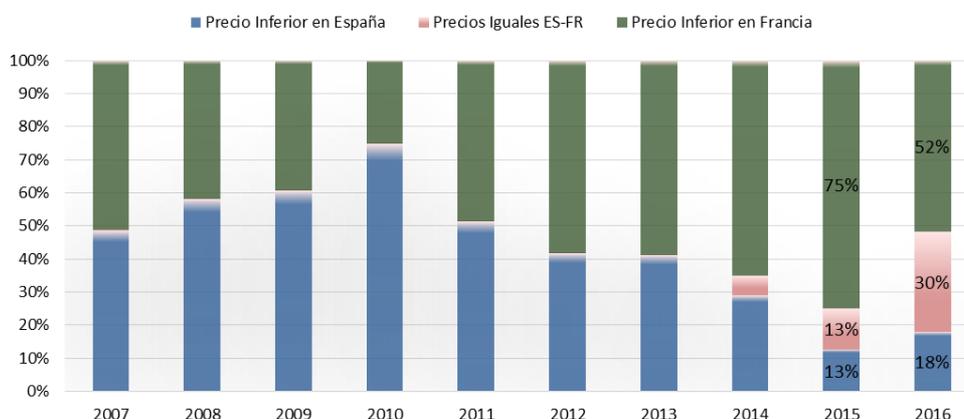
Interconexión con Francia

Hasta el 13 de mayo de 2014, la gestión de la interconexión con Francia se resolvía a través de subastas explícitas de capacidad gestionadas por el operador del sistema francés y español. A partir de entonces, la gestión de la interconexión se realiza en el ámbito del largo plazo, a través de subastas explícitas de capacidad y, en el ámbito diario, a través del mecanismo de acoplamiento de los mercados diarios (Multi Regional Coupling -MRC-). Las subastas explícitas de capacidad son gestionadas por una plataforma suprarregional de subastas (desde junio de 2015 JAO- Joint Allocation Office-, antes de junio de 2015, CASC.EU.). Las subastas diarias son gestionadas por el Operador del Mercado (OMIE) junto con el resto de operadores europeos incluidos en el proyecto MRC.

Tras duplicar la capacidad de interconexión con Francia (hasta los 2.800 MW) en 2015²⁷, se aprecia un incremento del acoplamiento de ambos mercados en 2016, registrándose un precio igual en ambos países en el 30% de las horas. A pesar de esto, la diferencia de costes marginales de los mercados español y francés, hace que el número de horas en el que la capacidad de la interconexión está congestionada sea todavía muy elevado. Así en Francia, la producción con centrales de carbón y de gas natural representa únicamente entorno a un 5% de la demanda, mientras que en España representa un 30%.

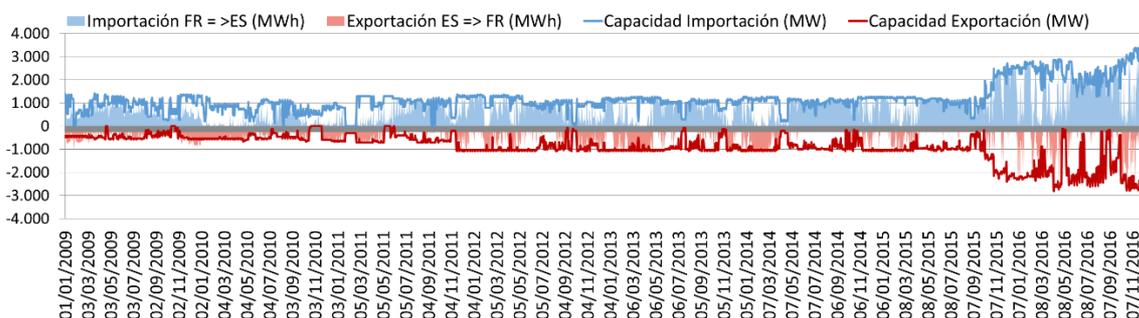
²⁷ La línea de 400 kilovoltios (kV) en corriente continua que une Santa Llogaia y Baixas, en operación comercial desde el 5 de octubre de 2015 permitió aplicar la capacidad de la interconexión con Francia pasando de 1.400 MW hasta los 2.800 MW a partir de entonces.

Gráfico 74. Acoplamiento de mercados: evolución anual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior en España y Francia.



Fuente: CNMC

Gráfico 75. Capacidad máxima y utilización media diaria de la interconexión entre España y Francia.

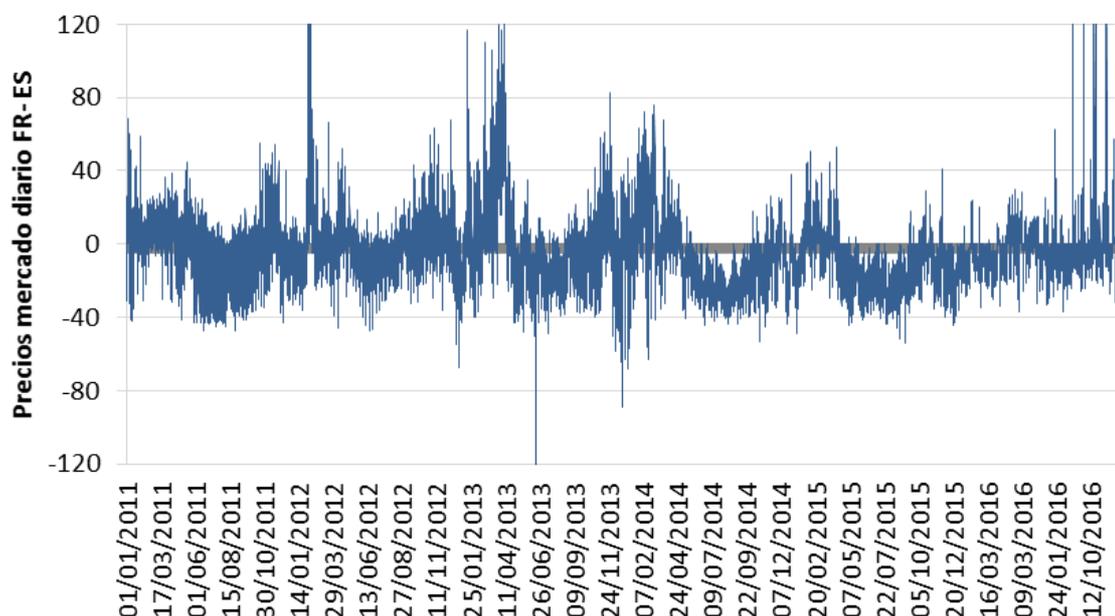


Fuente: CNMC

Nota: Entrada en octubre de 2015 de la nueva línea de 400 kilovoltios (kV) en corriente continua que une Santa Llogaia y Baixas, En junio de 2017 se ha puesto en servicio el desfasador de Arkale en la línea de interconexión de 220 kilovoltios (kV) entre la subestación de Arkale (Oyarzun, Guipúzcoa) y Argia (Francia), lo que permite aumentar la capacidad de intercambio entre España y Francia entre unos 200-500 MW.

En el gráfico siguiente puede apreciarse el incremento de las diferencias de precios registradas entre España y Francia en el último trimestre del año, motivado por los elevados precios registrados en Francia, que alcanzaron niveles cercanos a los 900€/MWh en alguna hora, ante la significativa indisponibilidad de sus centrales nucleares.

Gráfico 76. Diferencia horaria de precio del mercado diario entre mercados español y francés (ES-FR).



Nota: La escala ha sido limitada a 120, para mayor claridad del gráfico, si bien existe valores mayores
Fuente: REE, CNMC

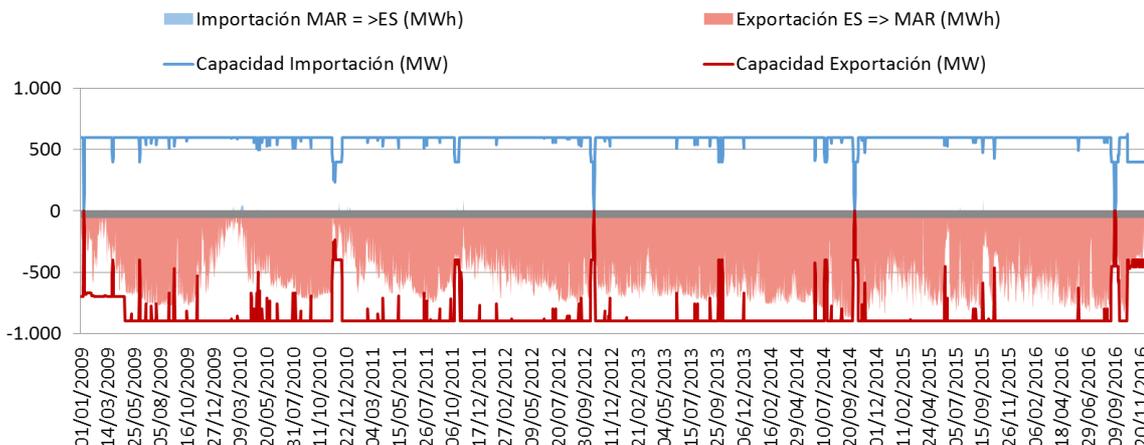
Por otra parte, el principal efecto observado del acoplamiento del MIBEL con Francia en el mercado diario es la garantía de un uso adecuado de la interconexión. Esto se debe a que la programación diaria en la interconexión se lleva a cabo como un flujo neto entre sistemas, que siempre va en el sentido creciente del precio, y no compuesto de transacciones individuales, aunque éstas sí pueden llevarse a cabo en horizontes de más largo plazo o en intradiario.

Con respecto a la gestión de la interconexión España – Francia en el largo plazo, ésta se ha realizado a través de subastas explícitas de derechos de capacidad, reguladas por la Circular 2/2014, de 12 de marzo, de la CNMC. En cuanto a los precios resultantes de las subastas de la capacidad de intercambio, el precio marginal de la subasta anual de capacidad para el año 2016 en el sentido España > Francia registró un valor de 0,79 €/MW, un 79% inferior al precio de la subasta anual para el año 2015 (3,82 €/MW). En el sentido Francia > España, el precio marginal resultante fue de 12,78 €/MW, lo que representa un incremento del 58% respecto al registrado en ese sentido de flujo en la subasta anual para 2015 (8,09 €/MW).

Interconexión con Marruecos

El gráfico siguiente muestra la utilización de la capacidad con Marruecos que se mantiene, al igual que en periodos anteriores, exportadora. La capacidad que queda sin utilizar tras el mercado diario, es utilizada en su totalidad en los mercados intradiarios por el agente importador de Marruecos.

Gráfico 77. Capacidad y utilización de la interconexión entre España y Marruecos.



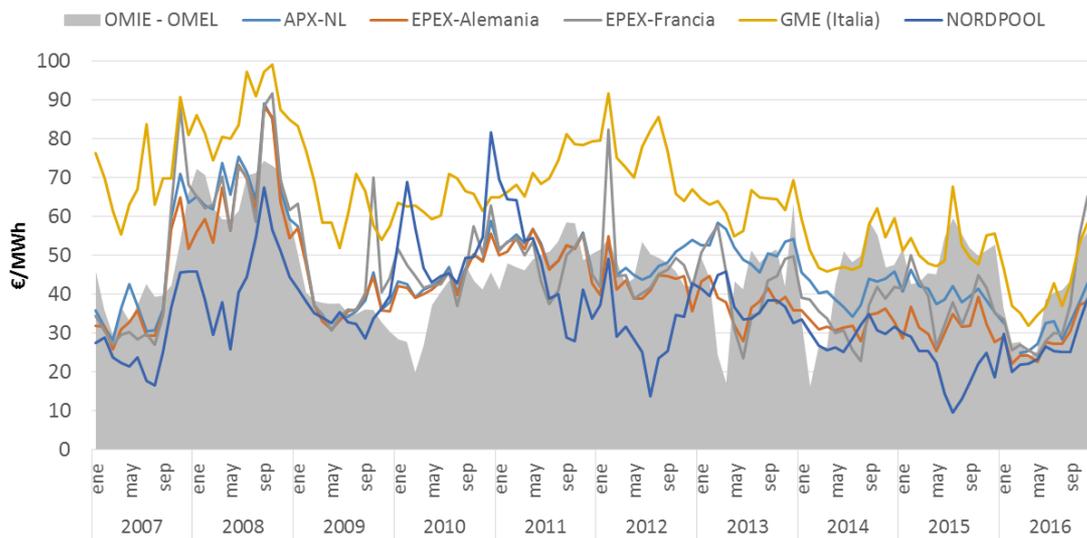
Fuente: CNMC

Nota: Del 14/10/16 al 31/12/16 se reduce la capacidad en ambos sentidos, debido a la avería en la línea.

MIBEL y otras referencias Europeas

El gráfico siguiente recoge la evolución de los precios del mercado MIBEL junto con otras referencias de precios de mercados europeos.

Gráfico 78. Evolución de los precios del MIBEL y del resto de mercados europeos.



Fuente: Mercados europeos y CNMC.

En España, el precio del mercado se ha visto afectado desde el 1 de enero de 2013, por la introducción de una serie de impuestos de aplicación a las tecnologías marginales (si bien el resto de tecnologías fueron también afectadas

con nuevos impuestos, éstos no tendrían impacto sobre el precio del mercado al no participar estas tecnologías en su formación)²⁸.

En 2016, el precio se vio influenciado por la fuerte participación de las renovables en los primeros meses del año, hecho que provocó que el precio en España fuese inferior al del año anterior, situándose en niveles acordes a los de Holanda, Francia o Alemania. Posteriormente a partir de septiembre, la menor participación de renovables, las indisponibilidades de las centrales nucleares francesas de las que ya se ha hablado anteriormente y la evolución del precio de los combustibles, favoreció el incremento del precio tanto del MIBEL como de Francia, situándose en niveles muy superiores a los del resto de Europa.

²⁸ Para mayor detalle ver Informe de supervisión del mercado spot. Año 2015. <https://www.cnmc.es/expedientes/isde02516>.

ANEXO I: DESCRIPCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO DE PRODUCCIÓN

Para mejorar la comprensión de este documento, se describen brevemente a continuación los principales segmentos del mercado eléctrico, a través de los cuáles las centrales térmicas programan sus despachos de energía y obtienen sus ingresos, y las comercializadoras adquieren la energía necesaria para suministrar a sus clientes.

- ❖ **Contratación de energía en horizontes diario e intradiario²⁹:**
 - Mercados diario e intradiario: Cubren los horizontes diario e inferior al diario, y son gestionados por el Operador del Mercado Ibérico de la Energía – Polo Español (OMIE).
 - Contratación bilateral con entrega física libremente establecida entre los sujetos del mercado en los mercados no organizados (OTC, *Over the counter*).

- ❖ **Servicios de Ajuste del Sistema, gestionados por el Operador del Sistema³⁰**
 - La resolución de las **restricciones técnicas** identificadas en los programas resultantes de la contratación bilateral física y los mercados de producción (diario e intradiario), así como todas aquellas restricciones técnicas que pudieran presentarse durante la propia operación en tiempo real.
 - Los **servicios complementarios**:
 - Reserva de potencia adicional a subir.
 - Regulación frecuencia-potencia: banda y energía de regulación secundaria y energía de regulación terciaria.
 - El proceso de **gestión de los desvíos** entre generación y consumo para garantizar el equilibrio entre la producción y la demanda.

Los principales programas de producción y asignaciones de reserva de potencia que se citan en este documento son los siguientes:

- ❖ **Programa diario base de funcionamiento (PDBF)**: Es el programa de energía diario, con desglose horario, de las diferentes unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español. Este programa es establecido por el Operador del Sistema (OS) a partir del programa resultante de la casación del mercado diario (PDBC) comunicado por el Operador de Mercado (OM), y la información de ejecución de contratos bilaterales con entrega física declarada por los sujetos.

²⁹ Ver la web de OMIE para encontrar una descripción más detallada del funcionamiento de los mercados de electricidad, (<http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos>)

³⁰ Ver la web de REE para encontrar una descripción más detallada del funcionamiento de los servicios de ajuste (“Guía de Ayuda sobre los Mercados de Ajuste del Sistema” <https://www.esios.ree.es/es/documentacion/>)

- ❖ Programa diario viable provisional (PDVP): Es el programa diario de unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español, con desglose horario, que incorpora las modificaciones introducidas en el PDBF para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en aplicación de los criterios de seguridad y las modificaciones necesarias para el reequilibrio generación-demanda posterior.
- ❖ Asignación de reserva de potencia adicional a subir: Proceso de asignación de ofertas de reserva de potencia adicional a subir realizado por el OS el día D-1 para garantizar la disponibilidad el día D, de la reserva de potencia adicional a subir, necesaria por razones de seguridad del sistema.
- ❖ Asignación de reserva (banda) de regulación secundaria: Proceso de asignación de ofertas de reserva de regulación secundaria realizado por el OS el día D-1 para garantizar la disponibilidad el día D, de la reserva de regulación secundaria a subir y a bajar, necesaria por razones de seguridad del sistema.
- ❖ Programa horario final (PHF): Es la programación establecida por el OS, con posterioridad a cada una de las sucesivas sesiones del mercado intradiario, de las unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español, como resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación como consecuencia del programa diario viable y de la casación de ofertas en el mercado intradiario una vez resueltas, en su caso, las restricciones técnicas identificadas y efectuado el reequilibrio posterior.
- ❖ Programa horario operativo (P48): Es el programa operativo de las unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español que el OS establece en cada periodo de programación hasta el final del horizonte diario de programación. El programa horario operativo incorporará todas las asignaciones y redespachos de programa aplicados por el OS hasta su publicación, 15 minutos antes del inicio de cada hora.

Los mercados anteriores se complementan con los mercados a plazo. Los mercados a plazo de electricidad son un conjunto de mercados en los que con años, meses, semanas o días de antelación a la entrega física de la energía, se intercambian contratos de compraventa de electricidad con plazos de entrega superiores a 24 horas (semanas, meses, trimestres, años). En el largo plazo, los agentes intercambian diferentes tipos de contratos, con periodos de entrega de distinta duración (año, trimestre, mes, etc.) y en diversos mercados a plazo:

- Contratos bilaterales adaptados a las necesidades de los agentes compradores y vendedores, y con entrega física de la energía o con liquidación financiera por diferencias (pago/cobro de la diferencia entre el

precio del mercado diario y un cierto valor pactado en el contrato; sin entrega física de la energía).

- Contratación a través de mercados organizados, subastas organizadas o bilateralmente entre los agentes (el conocido como mercado “over the counter” u OTC, no organizado, en el que los agentes cierran transacciones a través de intermediarios o brokers). En España, el mercado organizado de futuros eléctricos del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL) es gestionado por OMIP (<http://www.omip.pt/>).

El diseño del mercado eléctrico establece un sistema retributivo regulado que complementa el ingreso que se produce en el mercado eléctrico con el objeto de establecer una señal económica para incentivar la entrada de nueva capacidad en el mercado y para evitar el cierre de aquellas instalaciones que garantizan la seguridad del suministro eléctrico. A tales efectos, se encuentran definidos unos pagos por capacidad que reciben los generadores que cumplen los requisitos para participar como proveedor del servicio de seguridad de suministro en el medio y largo plazo. Bajo el concepto de pagos por capacidad, se incluyen dos tipos de servicio: el incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo y el servicio de disponibilidad a medio plazo.

