



INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. AÑO 2015

IS/DE/025/16

20 de diciembre de 2016

www.cnmc.es

1	INTRODUCCIÓN	4
2	CONTEXTO NORMATIVO EUROPEO EN 2015	5
	<i>Armonización de reglas de asignación de capacidad transfronteriza a largo plazo</i>	6
	<i>Publicación y entrada en vigor de la Directriz de asignación de capacidad y gestión de congestiones</i>	6
	<i>Ampliación y mejoras del mecanismo de acoplamiento europeo de mercados diarios</i>	7
	<i>Proyectos piloto para la implementación temprana de la Directriz de balance eléctrico</i>	7
	<i>Proyecto de creación de una plataforma paneuropea de comercio intradiario continuo (XBID)</i>	8
	<i>Mecanismos de capacidad</i>	8
	<i>REMIT: Creación del Registro español de participantes en el mercado mayorista de la energía e inicio de la comunicación de transacciones a ACER</i>	9
3	EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD	10
3.1	<i>Evolución de la demanda</i>	11
3.2	<i>Evolución de la potencia instalada</i>	13
3.3	<i>Evolución del coste de la electricidad en el mercado diario y en los servicios de ajuste</i>	15
3.4	<i>Mercado diario</i>	17
3.4.1	<i>Evolución del despacho en el mercado diario</i>	17
3.4.2	<i>Evolución del mix despachado en el mercado diario y contratos bilaterales</i>	18
3.5	<i>Mercado intradiario</i>	20
3.6	<i>Los servicios de ajuste del sistema</i>	22
3.6.1	<i>Restricciones técnicas al programa base de funcionamiento</i>	23
3.6.2	<i>Reserva de potencia a subir (antes programado como restricciones técnicas por insuficiente reserva a subir)</i>	26
3.6.3	<i>Banda de regulación secundaria</i>	28
3.6.4	<i>Gestión de desvíos</i>	32
3.6.5	<i>Energía de regulación terciaria</i>	34
3.6.6	<i>Restricciones técnicas en tiempo real</i>	36
3.6.7	<i>Perfil horario del sobre coste para el consumidor de los servicios de ajuste</i>	38
3.7	<i>Cierre de energía y coeficientes de ajuste horarios sobre pérdidas</i>	39
3.8	<i>Mercados a plazo</i>	42
4	EVOLUCIÓN DEL NIVEL DE COMPETENCIA EN EL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD	45
4.1	<i>Número de agentes en el mercado de generación</i>	46
4.2	<i>Análisis de estructura</i>	47
4.2.1	<i>Programa Diario Base de Funcionamiento</i>	51
4.2.2	<i>Resolución de restricciones técnicas</i>	54
4.2.3	<i>Reserva de Potencia</i>	57
4.2.4	<i>Banda de Regulación Secundaria y Energía de Regulación Secundaria</i>	58
4.2.5	<i>Regulación Terciaria</i>	60
4.2.6	<i>Gestión de desvíos</i>	61
4.2.7	<i>Programa horario operativo (P48)</i>	63
4.3	<i>Integración vertical</i>	68
4.4	<i>Liquidez en el mercado diario e intradiario</i>	70
4.5	<i>Explicación del precio del Mercado diario</i>	72
4.6	<i>Análisis de la capacidad de alteración del orden de mérito: despacho marginal de una empresa frente a la oferta remanente del resto de los generadores</i>	77
4.7	<i>Análisis de la potencia indisponible</i>	81
4.8	<i>Comportamiento de las energías renovables y de la cogeneración en el mercado</i>	82
4.9	<i>Acoplamiento de mercados</i>	86
4.10	<i>Estimación de márgenes medios de las centrales térmicas</i>	93
4.11	<i>Liquidez de los mercados a plazo</i>	97
5	SEGURIDAD DE SUMINISTRO	99
5.1	<i>Sobre la evolución de la demanda</i>	101
5.1.1	<i>Previsiones de demanda anual</i>	101
5.1.2	<i>Previsiones de demanda máxima horaria del sistema peninsular</i>	102
5.2	<i>Sobre la evolución de la oferta de potencia</i>	104

5.2.1	<i>Previsiones de altas y bajas hasta 2020</i>	104
5.2.2	<i>Incertidumbres que afectan al parque de generación</i>	105
5.2.3	<i>Intercambios internacionales</i>	110
5.3	<i>Sobre la cobertura de la demanda en 2020</i>	112
5.4	<i>Perspectiva tras 2020</i>	115
5.4.1	<i>Cobertura del sistema eléctrico peninsular</i>	115
5.4.2	<i>Factibilidad de los escenarios de oferta</i>	118
6	<i>CUESTIONES QUE DEBERÍAN SER ABORDADAS EN EL CORTO Y MEDIO PLAZO</i>	120
6.1	<i>Futuros desarrollos derivados de la trasposición de la normativa europea en materia de mercado mayorista</i>	121
6.1.1	<i>Implementación del Tercer Paquete</i>	121
6.1.2	<i>Propuestas normativas de la Comisión Europea</i>	124
6.2	<i>Seguridad de suministro en el corto y medio plazo</i>	126
6.2.1	<i>Informe provisional de la Consulta Pública realizada por la Comisión Europea sobre los pagos por capacidad</i>	126
6.2.2	<i>Análisis sobre la existencia de posibles fallos de regulación e incertidumbres en el mercado español</i>	128
6.2.3	<i>Situación de los pagos por capacidad en España</i>	131
6.2.4	<i>Consideraciones finales</i>	132
6.3	<i>Posibles distorsiones del mercado</i>	133
6.4	<i>Niveles de concentración en el mercado en la actualidad</i>	135
6.4.1	<i>Concentración en el mercado de restricciones</i>	135
	<i>Mecanismos alternativos</i>	135
	<i>Modificación de la operativa del mecanismo actual de restricciones</i>	137
	<i>Consideraciones finales con respecto a las restricciones técnicas</i>	138
6.4.2	<i>Concentración en la producción de electricidad con gas natural</i>	138
6.5	<i>Modificación de las pérdidas</i>	138
	<i>ANEXO I: DESCRIPCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO DE PRODUCCIÓN</i>	140
	<i>ANEXO II: Previsión de cobertura de la demanda en el horizonte 2020-2030</i>	143
1.	<i>ESCENARIOS DE DEMANDA</i>	143
1.1	<i>Crecimiento de la demanda</i>	144
1.2	<i>Vehículo eléctrico</i>	145
1.3	<i>Autoconsumo</i>	148
1.4	<i>Otras medidas de eficiencia energética</i>	150
1.5	<i>Escenarios resultantes</i>	151
2.	<i>MIX DE GENERACIÓN Y COBERTURA DE LA PUNTA máxima de demanda media horaria</i>	154
2.1	<i>Consideraciones sobre posibles escenarios de generación</i>	154
2.2	<i>Escenarios de oferta de generación</i>	154
2.3	<i>Margen de cobertura</i>	156
3.	<i>PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR TECNOLOGÍA PARA LA COBERTURA DE LA DEMANDA</i>	160
3.1	<i>Hueco térmico anual</i>	160
3.2	<i>Perfil del hueco térmico</i>	162
3.3	<i>Horas de funcionamiento de las tecnologías térmicas marginales</i>	165
	<i>ANEXO III:</i>	171
	<i>ANEXO IV: Impacto de los impuestos de la Ley 15/2012 sobre el mercado eléctrico</i>	172

INFORME DE SUPERVISIÓN SOBRE EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO PENINSULAR DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. AÑO 2015

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D^a Clotilde de la Higuera González

D. Diego Rodríguez Rodríguez

D^a Idoia Zenarrutzabeitia Beldarraín

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo.

En Barcelona, a 20 de diciembre de 2016

La Sala de Supervisión Regulatoria, en el ejercicio de las funciones undécima y vigésima 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 2015.

1 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 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 eléctrica¹ 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 durante el año 2015 de los diferentes mercados, así como de los factores que afectan a los mismos. En particular, en este informe de supervisión se analizan dos características muy relevantes en el mercado de electricidad que son la seguridad de suministro y el nivel de competencia.

Dicho análisis comienza con el capítulo 2 donde se citan los avances que se han llevado a cabo en 2015 para conseguir la integración del mercado

¹ Sin incluir impuestos de electricidad ni IVA

peninsular español, así como del resto de mercados nacionales, en un único mercado europeo.

El capítulo 3 analiza la evolución de los diferentes segmentos que componen el mercado de producción, centrándose el capítulo 4 en revisar los distintos parámetros que permiten valorar el nivel de competencia de ese mercado. El capítulo 5 realiza un análisis sobre la garantía de suministro en el corto y medio plazo, de acuerdo con la situación de la generación y de la demanda en la península desde el punto de vista de la cobertura de la demanda. Finalmente, en el capítulo 6 se indican las cuestiones que deberían ser abordadas en el corto y medio plazo en el mercado eléctrico.

2 CONTEXTO NORMATIVO EUROPEO EN 2015

Resumen

Continúa durante el año 2015 el proceso de armonización de las reglas de funcionamiento de los diferentes mercados europeos, tanto en el ámbito del mercado diario como de los mercados de ajuste. El objetivo de este proceso es incrementar el nivel de competencia entre los agentes de mercado europeos y obtener una mayor eficiencia del uso de las interconexiones, asegurando que la energía fluya hacia las zonas donde su valor es mayor.

Destacan en este ámbito, durante el año 2015, la consulta pública realizada por la Comisión Europea sobre política energética y sobre medidas regulatorias y, en particular, sobre el nuevo diseño del mercado energético. Asimismo, destaca la entrada en vigor de la Directriz de electricidad de asignación de capacidad y gestión de congestiones, que regula aspectos fundamentales que rigen la asignación de capacidad transfronteriza en los mercados diarios e intradiarios de la UE.

Cabe destacar que todos los desarrollos regulatorios comunitarios aprobados en los últimos años tienen como fin la integración progresiva de los mercados mayoristas eléctricos en la UE, de modo que actualmente dichos mercados no pueden concebirse ni analizarse exclusivamente a nivel nacional. Los avances conseguidos hasta la fecha en materia de integración de mercado son analizados y puestos de manifiesto en detalle en el llamado “Market Monitoring Report”², que publica ACER (Agencia para la Cooperación de los Reguladores de la Energía). El año 2015 ha sido particularmente intenso en cuanto a la cantidad de iniciativas y actos normativos aprobados a nivel comunitario. A continuación se describen brevemente los más significativos:

Consultas públicas de la Comisión Europea

En primer lugar cabe destacar la relativa a la estrategia de “Unión Energética” que ha lanzado la Comisión Europea. En este contexto se están replanteando numerosas cuestiones de política energética y de medidas regulatorias que

² <http://www.acer.europa.eu/Electricity/Market%20monitoring/Pages/Reports.aspx>

deben servir para facilitar la creación de un verdadero mercado interior de la electricidad. En este ámbito, tras un análisis preliminar llevado a cabo por la Comisión Europea, ésta realizó en 2015 varias consultas públicas de especial interés para el mercado eléctrico:

- Consulta pública sobre un nuevo diseño del mercado energético.
- Consulta pública para la preparación de una nueva Directiva de energía renovable.
- Consulta pública para la preparación de una nueva Directiva de eficiencia energética.
- Consulta pública sobre riesgos en cuanto a seguridad de suministro eléctrico.

Las autoridades reguladoras nacionales han respondido de manera conjunta a dichas consultas. Después de analizar las respuestas recibidas, la Comisión Europea presentará en el segundo semestre de 2016 propuestas legislativas relativas a los asuntos que fueron objeto de consulta.

Armonización de reglas de asignación de capacidad transfronteriza a largo plazo

ACER y ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) comenzaron a trabajar en la segunda mitad de 2014 en la implementación temprana de la futura Directriz sobre asignación de capacidad a plazo. Esta Directriz prevé entre otras cuestiones la elaboración por parte de los operadores del sistema europeos (TSOs) de unas reglas armonizadas de asignación de capacidad para todas las interconexiones donde se ofrecen derechos de transporte transfronterizo a plazo. Como primer paso hacia este objetivo, los reguladores y los TSOs europeos han impulsado las llamadas Reglas EU HAR (Harmonised Auction Rules). La CNMC³ y otras veinte autoridades reguladoras nacionales aprobaron en otoño de 2015 dichas reglas, lo cual ha significado un avance notable hacia la armonización en la asignación de capacidad transfronteriza. En particular, esta armonización puede facilitar el desarrollo de la negociación a plazo en el mercado interior de la electricidad.

Publicación y entrada en vigor de la Directriz de asignación de capacidad y gestión de congestiones

El 25 de julio de 2015 se publicó en el DOUE el Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión de 24 de julio de 2015 por el que se establece una Directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones. Esta Directriz regula los aspectos fundamentales que rigen la asignación de

3

<http://www.cnmc.es/Energ%C3%ADa/ResolucionesdeEnerg%C3%ADa/tabid/872/u2369q/7265676C6173/language/es-ES/Default.aspx>

capacidad transfronteriza en los mercados diarios e intradiarios de la UE y por tanto el mecanismo de acoplamiento de mercados.

Este Reglamento prevé una implementación en varias fases que ya ha comenzado con la designación de los NEMOs (Nominated Electricity Market Operators⁴) y continuará con otras cuestiones como el establecimiento de las regiones de cálculo de capacidad, la metodología de cálculo de capacidad transfronteriza, la implementación del mercado continuo intradiario, etc.

Ampliación y mejoras del mecanismo de acoplamiento europeo de mercados diarios

El mecanismo de acoplamiento europeo de mercados diarios está en funcionamiento desde el año 2014. Este mecanismo se basa en el algoritmo de casación Euphemia, el cual busca soluciones que maximicen el beneficio social neto global teniendo en cuenta todos los sistemas eléctricos participantes en el acoplamiento de mercados. Debido a la incorporación del mercado italiano en 2015, y al aumento del volumen de ofertas complejas, ha sido necesario realizar mejoras en este algoritmo que eviten un aumento del tiempo necesario para encontrar una solución válida al problema de optimización. En vista de la futura incorporación de nuevos países a este mecanismo, actualmente se están desarrollando nuevas mejoras que serán implementadas en dicho algoritmo.

Proyectos piloto para la implementación temprana de la Directriz de balance eléctrico

El borrador de la Directriz de balance eléctrico, referente al intercambio transfronterizo de servicios de ajuste destinados a mantener el equilibrio generación-demanda, está a la fecha de elaboración de este informe en discusión en el comité transfronterizo de electricidad presidido por la Comisión Europea. No obstante, los principios fundamentales de la Directriz están ya consensuados. Por ese motivo se han iniciado varios proyectos piloto en Europa con el fin de avanzar en la pronta implementación de dicha Directriz.

Uno de ellos es el proyecto TERRE (Trans-European Replacement Reserves Exchange), en el cual están implicados España, Portugal, Francia, Italia, Suiza, Gran Bretaña y Grecia. El objeto de este proyecto es crear un mercado integrado de reserva de energía (similar a la energía de regulación terciaria en el sistema español) en los países mencionados. A lo largo del año 2015, se desarrolló una primera propuesta de diseño del modelo que fue sometida a consulta pública⁵.

Como precedente de este proyecto, existe desde el año 2014 un intercambio bilateral de reservas de reemplazo entre Portugal y España por una parte y entre Francia y España por otro mediante la plataforma llamada “BALIT”. Sin

⁴ Operadores de mercado designados para participar en acoplamiento de mercado europeo

⁵ Entre el 7 de marzo y el 8 de abril de 2016.

embargo, este mecanismo tan solo intercambia los excedentes con los que cuenta cada TSO con unos límites establecidos. El objeto de TERRE es establecer un orden de mérito común entre los países participantes en tanto en cuanto la capacidad de interconexión disponible lo permita. Esto debe redundar en una mayor eficiencia en la provisión de este tipo de reservas.

Proyecto de creación de una plataforma paneuropea de comercio intradiario continuo (XBID)

El proyecto XBID (cross-border intraday) tiene como objeto la implantación de una plataforma de comercio transfronterizo intradiario continuo válida para toda Europa tal como establece la Directriz de asignación de capacidad y gestión de congestiones. El objetivo es facilitar la compraventa de energía en cualquier momento del día de la entrega (hasta una hora antes del tiempo real) entre contrapartes ubicadas en cualquier país europeo, en tanto en cuanto haya capacidad de interconexión disponible. Actualmente, en dicho proyecto participan NEMOs (operadores de mercado) y TSOs (operadores de sistema) de numerosos países, entre los que se encuentra OMIE como uno de los socios iniciales del proyecto. En el año 2015 se dieron dos pasos relevantes para el proyecto:

- Las autoridades reguladoras nacionales implicadas en el ámbito geográfico del proyecto aprobaron una declaración de principios para la recuperación de costes del proyecto XBID. De este modo expresaban su conformidad a la continuación del proyecto y a los plazos estimados para la puesta en funcionamiento de la plataforma de comercio intradiario continuo.
- Los NEMOs participantes en el proyecto firmaron el contrato de desarrollo de dicha plataforma con Deutsche Boerse.

En paralelo al desarrollo de la plataforma centralizada, se llevarán a cabo proyectos de implementación local con el fin de establecer los procedimientos de detalle que permitirán a cada TSO y NEMO participante asignar la capacidad disponible en horizonte intradiario a través de la plataforma y realizar las transacciones correspondientes en el mercado continuo.

Mecanismos de capacidad

En abril de 2015, la Comisión puso en marcha una investigación sectorial sobre las medidas nacionales adoptadas para garantizar la seguridad de suministro (los denominados «mecanismos de capacidad»). La finalidad de la investigación fue recopilar información sobre los mecanismos de capacidad para examinar, en particular, si garantizan el suficiente suministro eléctrico sin falsear la competencia ni el comercio en el mercado único de la UE. Sirve de complemento a la Estrategia de la Unión de la Energía de la Comisión destinada a crear un mercado de la energía interconectado, integrado y seguro en Europa.

De acuerdo con el informe provisional publicado en marzo de 2016⁶, la Comisión ha recogido información de participantes en el mercado y organismos públicos sobre los mecanismos de capacidad antiguos, existentes o previstos de 11 Estados miembros: Alemania, Bélgica, Croacia, Dinamarca, España, Francia, Irlanda, Italia, Polonia, Portugal y Suecia. El mencionado informe señala que falta un análisis adecuado y coherente por parte de muchos Estados miembros sobre la necesidad real de mecanismos de capacidad.

Los resultados de la investigación han sido tenidos en cuenta por la Comisión Europea en las propuestas legislativas sobre la revisión del diseño del mercado de la electricidad realizadas en noviembre de 2016.

REMIT: Creación del Registro español de participantes en el mercado mayorista de la energía e inicio de la comunicación de transacciones a ACER

El Reglamento (UE) N° 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía ([REMIT](#)), establece normas que prohíben las prácticas abusivas que afectan a los mercados mayoristas de la energía, entendidos estos como el conjunto de mercados de contado y a plazo, con liquidación física o financiera, de electricidad y gas natural, en cada uno de los Estados miembros.

REMIT se asienta sobre tres pilares fundamentales. El primero de ellos es el establecimiento de prohibiciones para los participantes en el mercado mayorista de la energía respecto a la realización de operaciones con información privilegiada (artículo 3) y de manipulación o tentativa de manipulación del mercado (artículo 5), así como la obligación de publicar la información privilegiada (artículo 4), todas ellas de aplicación desde la entrada en vigor del Reglamento, el 28 de diciembre de 2011.

Asimismo, y como segundo pilar, REMIT establece un marco normativo específico para la supervisión del mercado mayorista de la energía, impulsando la coordinación entre la Agencia para la Cooperación de los Reguladores Energéticos (ACER) y las autoridades reguladoras nacionales, para la realización de esta función de supervisión (artículo 7). Para ello, el artículo 8 de REMIT determina la obligación de los participantes en el mercado mayorista de la energía de comunicar a la Agencia la información correspondiente a las operaciones (incluidas las órdenes) que realicen en dicho mercado, así como los fundamentales de mercado⁷, de acuerdo a lo establecido en los actos de

⁶ http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-1372_es.htm

⁷ El 7 de octubre de 2015 se inició la comunicación de los datos sobre transacciones ejecutadas en los mercados organizados y los fundamentales sobre capacidad y utilización de las instalaciones de electricidad (producción, consumo y transporte) y de gas (transporte); y el 7 de abril de 2016 se inició la comunicación de los datos sobre transacciones ejecutadas fuera de los mercados organizados y resto de fundamentales.

ejecución de la Comisión Europea, adoptados a través del Reglamento de Ejecución (UE) N° 1348/2014 de la Comisión, de 17 de diciembre de 2014. A dichos datos tendrán acceso las autoridades reguladoras nacionales.

Como paso previo para la comunicación de las operaciones a ACER, el artículo 9 de REMIT establece la obligación para los participantes en el mercado mayorista de la energía, que realicen operaciones que han de ser comunicadas a la Agencia, de registrarse ante la autoridad reguladora nacional del Estado miembro en el que estén establecidos o residan o, en caso de que no estén establecidos ni residan en la Unión Europea, ante la de un Estado miembro en el que actúen. A través del Registro los agentes obtienen el código ACER necesario para efectuar dicha comunicación de datos.

En este sentido, el 8 de enero de 2015 la CNMC aprobó la Resolución por la que se crea el Registro español de participantes en el mercado mayorista de la energía en cumplimiento del artículo 9 de REMIT, estableciendo el 15 de enero de 2015 como fecha de apertura del citado Registro. El acceso al Registro se habilita a través de la sección REMIT de la página web de la CNMC.

Por último, y como tercer pilar, el artículo 13 de REMIT determina que cada Estado miembro debe asegurarse de que sus autoridades reguladoras nacionales disponen de los poderes de investigación y ejecución necesarios para garantizar que se aplican las prohibiciones que establecen los artículos 3 y 5, y la obligación que establece el artículo 4 del citado Reglamento. A su vez, en el artículo 18 de REMIT se recoge que los Estados miembros establecerán normas sobre las sanciones aplicables en caso de infracción de REMIT, adoptando cuantas medidas sean necesarias para garantizar su aplicación.

En este sentido, el incumplimiento de lo establecido en REMIT está recogido en la normativa española como infracción grave de acuerdo a los artículos 65 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y/o 110 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

3 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 2015.

Resumen

El aspecto más significativo del balance del sistema eléctrico español en 2015 ha sido el crecimiento de la demanda respecto al año anterior, después de cuatro años consecutivos de descenso. La demanda peninsular de energía eléctrica en el 2015 ha crecido un 1,9% con respecto al año anterior (un 1,5% una vez corregidos los efectos del calendario y las temperaturas). Por el lado de la generación, lo más destacado ha sido el descenso de las renovables debido en gran medida a la baja producción hidráulica. En el 2015, el 37,4% de energía eléctrica demandada se cubrió con generación renovable, lo que supone un descenso de 5 puntos respecto al año anterior.

Esta menor programación renovable se ha visto compensada por una mayor programación de las centrales de carbón, - tanto centrales de carbón de importación como de carbón autóctono, una vez terminado en 2014 el mecanismo por el que se incentivaba a estas últimas. Estas centrales han resultado despachadas en su totalidad durante la mayor parte del año, a diferencia de lo que ocurría antes de que entrase el citado mecanismo en 2011.

El precio 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 ha soportado la demanda peninsular en el mercado MIBEL-Zona española ha ascendido a 62,95€/MWh, lo que representa un incremento del 14% respecto al año anterior. Este incremento está motivado principalmente por el incremento del precio del mercado diario y por la incorporación del coste del servicio de interrumpibilidad (en torno a 2€/MWh) en el precio final de la energía (componente que hasta 2014 formaba parte de los peajes de acceso).

Por el contrario, a diferencia de lo ocurrido en los últimos años, en los que el sobrecoste de los servicios de ajuste había ido incrementándose paulatinamente, en 2015 el sobrecoste de los servicios de ajuste se ha reducido significativamente (pasando de 5,69 €/MWh en 2014 a 4,28 €/MWh en 2015). En particular se aprecia una reducción del coste de la banda de regulación secundaria y de reserva de potencia adicional a subir, debido tanto a una menor demanda de dichos servicios como a un descenso del coste de producción con gas. También destaca una reducción del sobrecoste que presenta las restricciones técnicas, a pesar de haberse incrementado ligeramente el número de centrales despachadas en este mercado.

La menor demanda de los servicios de ajuste se ha visto favorecida por la desaparición, a partir de abril de 2015, del segmento de cierre del mercado (diferencia entre la generación y la demanda considerando pérdidas estándares), siendo a partir de entonces, 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, las pérdidas consideradas por los comercializadoras en las compras de electricidad en el mercado se han elevado pasando de valores medios en 2013 del 9,1% al 11,4% en 2015.

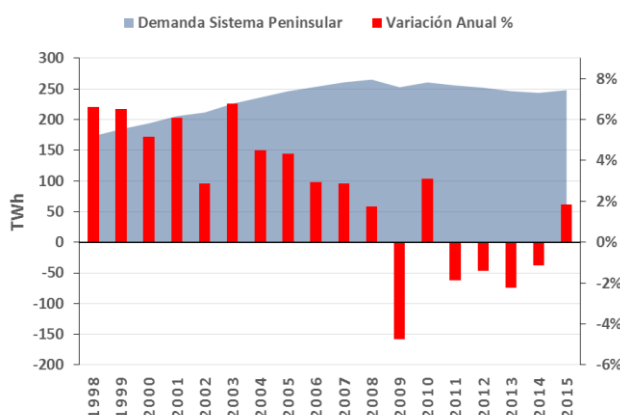
3.1 Evolución de la demanda

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.

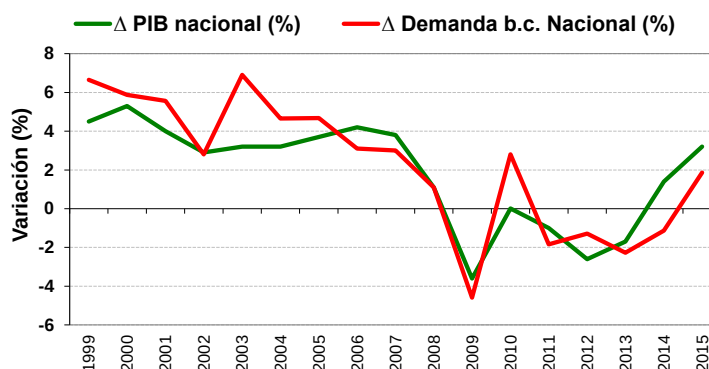
Finalmente, en 2015, la demanda en barras de central ha experimentado una recuperación del 1,8% hasta situarse en 248 GWh. Según información publicada por REE, la mayor parte de este crecimiento (1,6%) se debe al incremento de la actividad económica, siendo el resto efecto de laboralidad y temperatura.

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



Fuente: REE

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



Fuente: INE y REE

Respecto a las puntas de demanda, la máxima demanda instantánea del año 2015 fue 40.726 MW (19:56 – 04/02/2015); en valor medio horario resultó 40.324 (21h - 04/02/2015); y la máxima demanda diaria se situó en 821 GWh (20/01/2015). Todos estos valores son inferiores a los respectivos máximos

históricos: 45.450 MW (18:53 - 17/12/2007), 44.876 MW (20h - 17/12/2007) y 906 GWh (18/12/2007).

3.2 Evolución de la potencia instalada

En la tabla siguiente se muestra la potencia instalada en el sistema peninsular a finales de 2015, 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), indisponibilidades de la propia instalación de generación, así como del 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 2015.

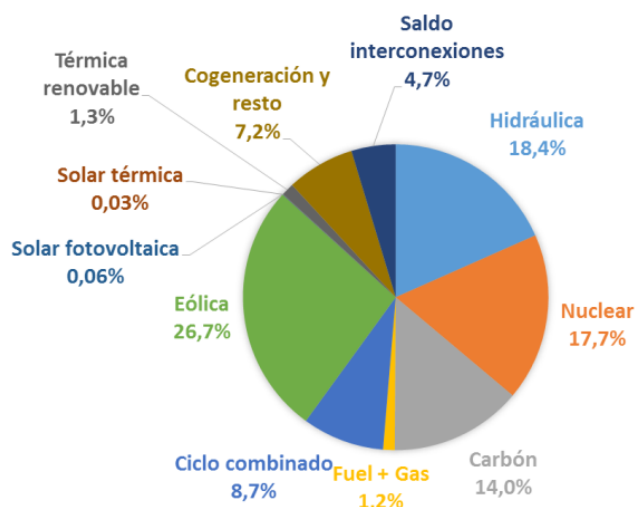
Tecnología	Potencia instalada (MW)		Energía producida (GWh)	
Hidráulica	20.324	20%	30.808	12%
Nuclear	7.573	8%	54.755	22%
Carbón	10.468	10%	50.924	20%
Fuel + Gas	0	0%	0	0%
Ciclo combinado	24.948	25%	25.334	10%
Eólica	22.845	23%	47.704	19%
Solar fotovoltaica	4.423	4%	7.824	3%
Solar térmica	2.300	2%	5.085	2%
Térmica renovable y otras renovables	741	1%	4.615	2%
Térmica no renovable (cogeneración)	6.668	7%	25.076	10%
Residuos	677	1%	1.885	1%
Total	100.966	100%	254.011	100%

Fuente: REE

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

La punta máxima del año natural 2015, citada en el apartado anterior (día 4 de febrero, entre las 20 y las 21 horas, alcanzando 40.324 MWh de potencia media horaria), junto con la demanda del enlace con Baleares, fue cubierta por la generación peninsular en un 95%, mientras el resto correspondió al saldo importador.

Gráfico 3. Cobertura de la demanda de potencia máxima horaria del año 2015 (H21 del 4 de febrero).



Fuente: REE

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

A lo largo del año 2015 se ha producido un incremento neto de la potencia instalada en el sistema peninsular de 351 MW, derivado fundamentalmente de la entrada en operación comercial de los grupos 4, 5, 6 y 7 de la central hidroeléctrica de bombeo La Muela II, con una potencia neta instalada de 218,90 MW, 220,85 MW, 218,75 MW y 219,45 MW, respectivamente; y el cierre de la última central de fuel-gas del sistema, Foix, con 506 MW de potencia neta instalada. También en 2015 se ha producido la puesta en marcha del grupo 1 de la Central Hidráulica de San Pedro II, con 55 MW de potencia instalada, inscrito en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de forma provisional para pruebas el 28 de diciembre de 2015.

Otros hechos relevantes sobre altas y bajas del equipo generador que han tenido lugar en 2015 son los siguientes:

- Compostilla 2: indisponible desde marzo de 2015 por solicitud de cierre de Endesa, el cual se autoriza en noviembre de 2015 y se hace efectivo en enero de 2016.
- Arcos 3: este ciclo combinado de Iberdrola Generación solicitó el cierre pero le fue denegado en marzo de 2015.
- Castellón 3: este ciclo combinado de Iberdrola Generación solicitó el cierre, lo que le fue autorizado en abril de 2015, aunque posteriormente la empresa desistió de su solicitud.
- Elcogás: se autorizó el cierre de esta central en julio de 2015, en enero de 2016 se declara indisponible por cierre y en febrero presenta acta de cierre y se da de baja como unidad de programación.

- Narcea 1: Gas Natural Fenosa solicitó el cierre en 2015. Le fue autorizado en febrero de 2016 y se emitió acta de cierre de la instalación con fecha 14 de abril de este mismo año.
- Colón 4: este ciclo combinado de Endesa solicitó el cierre en 2015, pero le fue denegado en el mes de octubre del mismo año.
- Tarragona: este ciclo combinado de Viesgo se encuentra en proceso de cierre, dispone de informe favorable de la CNMC de noviembre de 2015, pero aún no consta resolución administrativa.
- Soto de Ribera 2: se encuentra en situación indisponible desde el 1 de enero de 2016, y dispone de acta de cierre de febrero de este mismo año.

Entre las instalaciones solicitantes de cierre indicadas en los párrafos anteriores, los titulares de los ciclos combinados y de Elcogás justifican sus solicitudes por ausencia de resultados económicos positivos, mientras que los titulares de las centrales de carbón lo justifican por las exigencias medioambientales de la regulación comunitaria. En concreto, han clausurado su actividad antes del 31 de diciembre de 2015 los grupos que adquirieron este compromiso al acogerse a las 20.000 horas de funcionamiento de la Directiva de Grandes Instalaciones de Combustión (GIC). También aquellos afectados por la Directiva 2010/75/CE de Emisiones Industriales (DEI), la cual establece unos valores límites de emisión más restrictivos que los actuales a partir del 1 de enero de 2016. Para poder cumplir con estos límites, los generadores han de acometer importantes inversiones en equipos de reducción de emisiones en las instalaciones que utilizan carbón como materia prima.

Con respecto a las energías renovables, cogeneración y residuos, al igual en que los dos años anteriores, en 2015 no se ha incorporado ninguna instalación, al no estar desarrollados los mecanismos competitivos contemplados en el Real Decreto 413/2014, donde se fija el marco retributivo para estas nuevas instalaciones. En enero de 2016 se han convocado 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).⁸

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

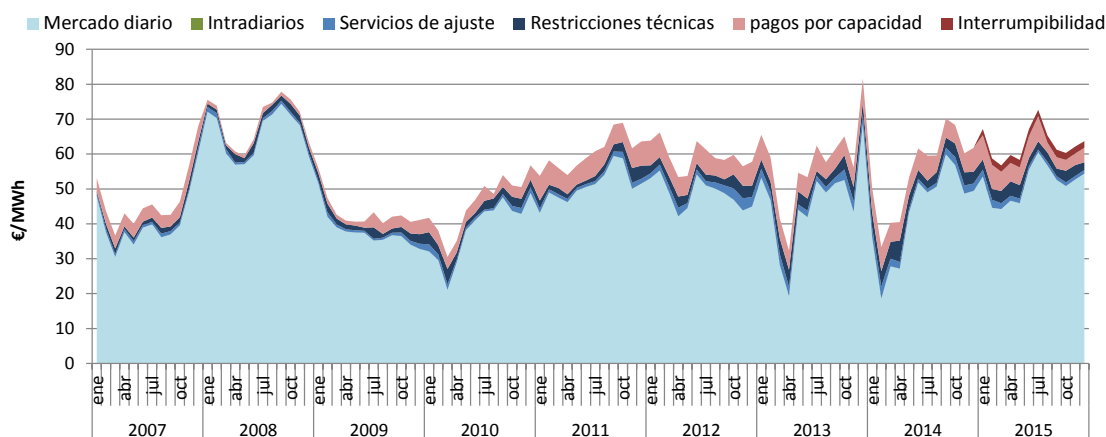
El precio final del mercado (considerando el mercado diario e intradiario, así como el sobre coste correspondiente a los servicios de ajuste, interrumpibilidad

⁸ 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

y los pagos por capacidad) que ha soportado la demanda peninsular en el mercado MIBEL-Zona española ha ascendido a 62,95€/MWh, lo que representa un incremento del 14% respecto al año anterior. Este incremento está motivado principalmente por el incremento del precio del mercado diario y por la incorporación del coste del servicio de interrumpibilidad (en torno a 2€/MWh) en el precio final de la energía (componente que hasta 2014 formaba parte de los peajes de acceso).

Por el contrario, a diferencia de lo ocurrido en los últimos años, en los que el sobrecoste de los servicios de ajuste había ido incrementándose paulatinamente, en 2015 el sobrecoste de los servicios de ajuste se ha reducido significativamente (pasando de 5,69 €/MWh en 2014 a 4,28 €/MWh en 2015). A pesar de esta reducción, este valor se sitúa muy por encima de los valores registrados antes de la crisis económica (2,28€/MWh en 2007), años con un escenario de precios de los combustibles y de participación de renovables muy diferente al actual, tal como se verá con detalle más adelante en este capítulo.

Gráfico 4. Componentes del precio final medio de electricidad. Demanda peninsular



Fuente: CNMC

En términos de importes anuales, el coste de adquisición de la energía en el mercado spot de electricidad ha supuesto para el conjunto de la comercialización un valor de unos 15.600 Millones de euros, de los cuales 12.700 Millones de euros corresponden a compras en el mercado diario, 1.100 Millones de euros al pago de servicios de ajuste, 1.300 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, dicho coste 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). También, las comercializadoras deben soportar otros costes adicionales, ajenos al mercado de producción, como son la financiación del Fondo de

Eficiencia Energética (unos 0,22 €/MWh en 2015) o las tasas locales (1,5% de los ingresos brutos), que no son objeto de este informe.

Cuadro 2. Componentes del precio final medio 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	1,30	2,98	5,03	1,98	62,95

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.

3.4 Mercado diario

3.4.1 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. Una vez finalizado el período de recepción de ofertas para el día siguiente, el procedimiento de casación determina el despacho óptimo para cada una de las 24 horas de día siguiente. 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.

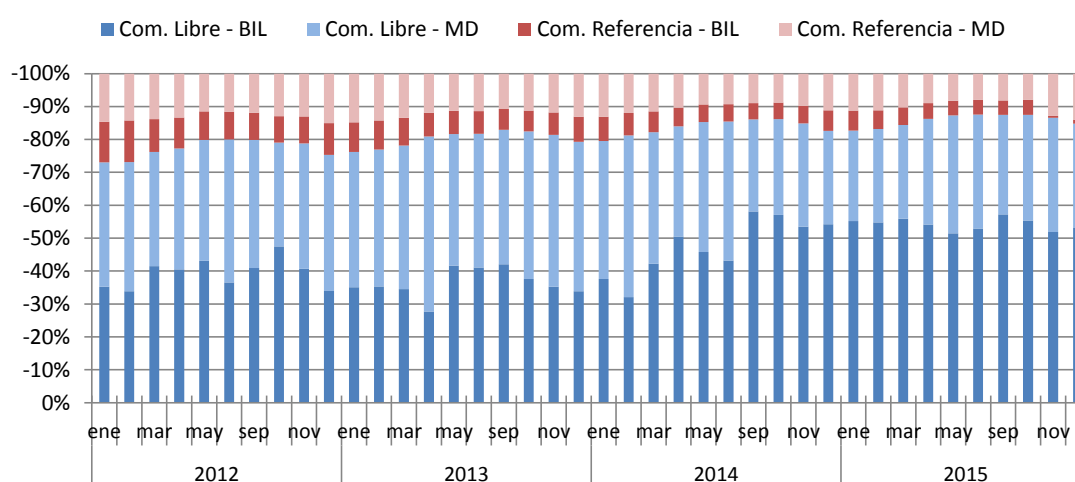
El volumen de energía negociada en el mercado diario en el sistema eléctrico español en 2015 se situó en 227 TWh, lo que supone un descenso del 2% respecto a 2014.

El 72% del total de las ventas de los generadores fue negociado en el mercado spot (73% en 2014), mientras que el 28 % restante fue negociado a través de contratos bilaterales.

Por su parte, desde el punto de vista de la demanda, el 41% de las adquisiciones de energía se negociaron en el mercado spot, mientras que el

59% restante correspondió a contratos bilaterales físicos⁹. Dichos porcentajes fueron del 46% y 54% respectivamente en 2014. 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 86% en 2015, frente al 84% del año anterior.

Gráfico 5 - 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 se produce una reducción en las compras realizadas a través de bilaterales por parte de una de las COR

La media aritmética del precio del mercado diario se situó en 50,32 €/MWh en 2015 (42,13 en 2014).

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

El precio del mercado diario resulta muy 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.

⁹ 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.

Durante el año 2015, el despacho de las energías renovables se ha reducido significativamente motivado fundamentalmente por una menor programación de la gran hidráulica (reducción de 30% con respecto a 2014). En cuanto a la cogeneración, su despacho se ha mantenido en los mismo niveles que en 2014, tras la reducción registrada en dicho año como consecuencia de la introducción del nuevo sistema retributivo que les resulta de aplicación a estas tecnologías desde julio de 2013. La demanda de electricidad se ha incrementado un 1,9% en 2015, lo que unido a la reducción de las energías renovables ha motivado un incremento del despacho de las tecnologías térmicas. En particular, es destacable el incremento del 45% respecto al 2014 del despacho de centrales de carbón de importación, así como del 23% del despacho de centrales de carbón autóctono adscritas hasta 2014 al mecanismo de restricciones por garantía de suministro por el que se incentivaba el consumo de carbón autóctono (carbón RGS)¹⁰. Asimismo, el despacho de los ciclos combinados casi se ha duplicado con respecto a 2014, motivado principalmente por el incremento de su programación durante los meses del verano coincidiendo con las elevadas temperaturas registradas. Como se verá más adelante, durante estos meses han resultado despachadas sistemáticamente centrales de ciclo combinado con programas factibles en el PDBF, a diferencia de lo ocurrido con carácter general durante el resto del año, donde la programación de estas centrales en el PDBF ha estado orientada únicamente a conseguir una posición más competitiva en el proceso de restricciones técnicas.

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

Años	Meses	Nuclear	Cogeneración de <50MW y otros	Cogen >50 MW	Renovables					Total Renovables	Carbón	Carbón RGS	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%	4%	11%	100%
Total 2012		24%	14%	2%	22%	2%	4%	8%	2%	38%	10%	4%	9%	100%
2013	ene	21%	14%	2%	30%	2%	2%	10%	2%	47%	9%	1%	6%	100%
	feb	22%	14%	2%	29%	3%	3%	14%	1%	50%	7%	2%	4%	100%
	mar	24%	14%	2%	30%	3%	3%	18%	1%	56%	2%	0%	1%	100%
	abr	22%	15%	1%	26%	4%	5%	23%	2%	60%	1%	0%	1%	100%
	may	22%	16%	2%	22%	4%	7%	16%	2%	50%	5%	2%	3%	100%
	jun	24%	16%	2%	21%	3%	8%	14%	2%	48%	4%	2%	4%	100%
	jul	23%	13%	1%	13%	2%	8%	10%	2%	34%	12%	9%	8%	100%
	ago	25%	11%	2%	17%	2%	8%	9%	1%	37%	11%	4%	9%	100%

¹⁰ Las centrales de carbón autóctono adscritas al mecanismo de restricciones por garantía de suministro establecido en el Real Decreto 134/2010, vigente desde 2011 hasta 2014, por el cual han resultado despachadas y retribuidas de acuerdo a un sistema regulado. Dicho mecanismo ha finalizado en diciembre de 2014, por lo que su participación en el mercado de producción desde enero de 2015, ha sido elegida libremente por su titular.

	sep	24%	14%	2%	17%	2%	6%	7%	1%	33%	11%	7%	8%	100%
	oct	23%	15%	1%	21%	2%	5%	8%	1%	37%	11%	6%	7%	100%
	nov	21%	14%	2%	33%	2%	4%	11%	2%	52%	5%	1%	5%	100%
	dic	19%	13%	2%	23%	2%	3%	8%	1%	38%	13%	8%	7%	100%
Total														
2013		22%	14%	2%	24%	3%	5%	12%	2%	45%	8%	4%	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%	8%	4%	2%	100%
	jun	18%	12%	2%	17%	3%	8%	10%	1%	39%	14%	11%	3%	100%
	jul	21%	12%	2%	18%	2%	9%	9%	1%	39%	13%	10%	4%	100%
	ago	23%	12%	2%	16%	2%	9%	8%	1%	37%	11%	11%	5%	100%
	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%	8%	6%	3%	100%
2015	ene	24%	11%	2%	23%	2%	3%	9%	1%	40%	12%	7%	5%	100%
	feb	23%	10%	2%	30%	3%	3%	14%	1%	51%	6%	3%	4%	100%
	mar	25%	12%	2%	24%	4%	6%	15%	2%	50%	5%	2%	5%	100%
	abr	25%	12%	2%	22%	3%	6%	11%	1%	44%	8%	5%	5%	100%
	may	18%	12%	2%	26%	3%	8%	12%	1%	51%	7%	4%	5%	100%
	jun	19%	12%	2%	16%	2%	8%	9%	0%	36%	15%	11%	5%	100%
	jul	21%	11%	2%	13%	2%	8%	7%	0%	30%	15%	11%	10%	100%
	ago	24%	11%	2%	15%	2%	7%	6%	1%	31%	14%	10%	7%	100%
	sep	25%	12%	2%	17%	2%	6%	7%	1%	32%	14%	8%	7%	100%
	oct	22%	13%	2%	22%	2%	4%	7%	1%	37%	14%	6%	6%	100%
	nov	21%	13%	2%	21%	2%	4%	8%	1%	36%	14%	8%	6%	100%
	dic	25%	12%	2%	19%	2%	3%	6%	1%	31%	14%	9%	7%	100%
Total														
2015		23%	12%	2%	21%	2%	6%	9%	1%	39%	12%	7%	6%	100%

Fuente: CNMC

3.5 Mercado intradiario

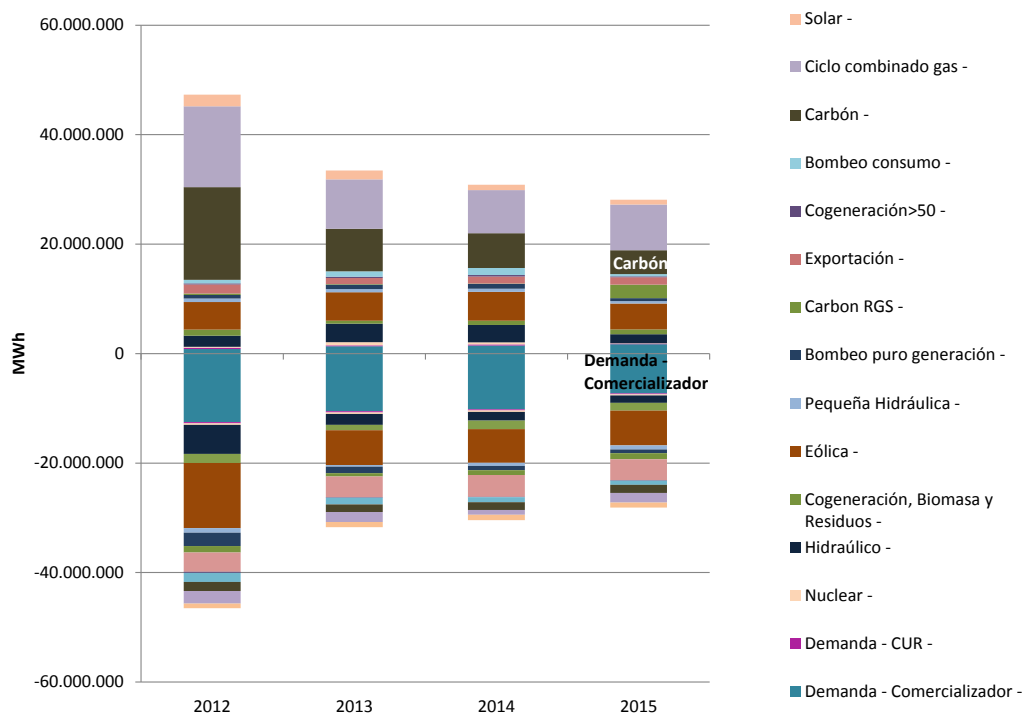
Los mercados intradiarios permiten a los agentes ajustar su posición vendedora o compradora dentro del día, para adaptarla a sus mejores expectativas de producción o consumo, para optimizar el funcionamiento de aquellas centrales que han sido objeto de redespachos por restricciones técnicas o para acoplar 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 2015 ha vuelto a reducirse por cuarto año consecutivo, situándose en 32 TWh, un 9% inferior a la de 2014. Esta reducción ha venido motivada fundamentalmente por unas menores ventas de las centrales de carbón de importación en este mercado, al no verse reducido su despacho previamente por el mecanismo de restricciones por garantía de suministro¹¹.

¹¹ El mecanismo de restricciones por garantía de suministro (RGS) incentivaba la programación de centrales de carbón autóctono que debía ser compensada en algunos casos con la retirada de carbón de importación del PDBF. Estas centrales volvían a recuperar su

Por el lado de las compras, se ha reducido significativamente la demanda de las comercializadoras en este mercado, posiblemente causado por la existencia de unas menores ventas. La menor necesidad de ventas de centrales de carbón en los mercados intradiarios ha favorecido la existencia de un precio del mercado intradiario más cercano al precio del mercado diario.

Gráfico 6 - Evolución de la participación de las ventas y las compras en el mercado intradiario (ventas consigno positivo)

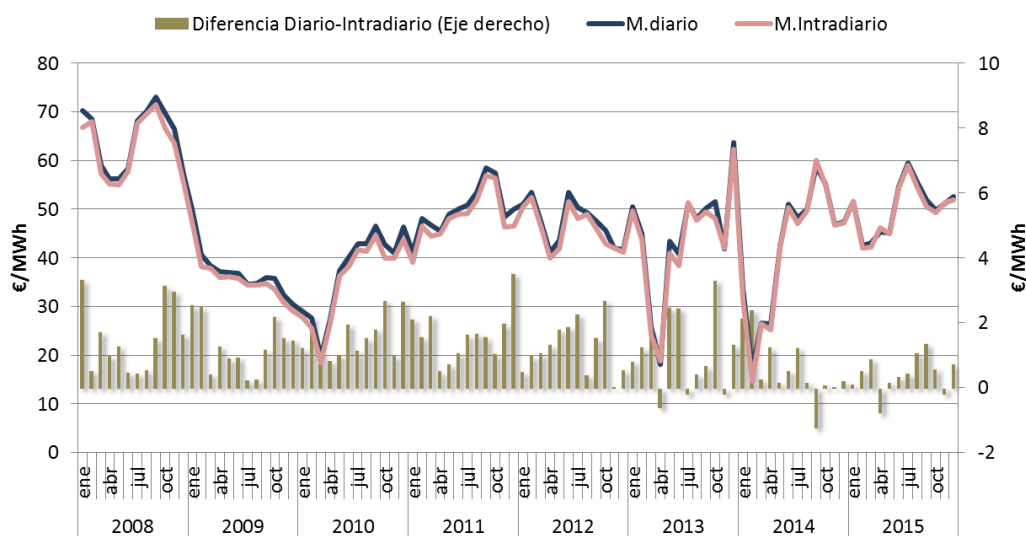


Fuente: CNMC

El precio medio aritmético del mercado intradiario en 2015 se situó en 49,87 €/MWh, acercándose más al precio del mercado diario de 50,32 €/MWh que en años anteriores (0,45 €/MWh por debajo del precio del mercado diario en 2015, 0,61 €/MWh en 2014, 1,13 €/MWh en 2013), favorecido por las menores ventas de la generación en este mercado, como se ha indicado anteriormente.

despacho previo en los mercados intradiarios. El mecanismo de restricciones RGS ya no se encuentra en vigor desde el 1/1/2015.

Gráfico 7 - Evolución anual del precio medio horario de los mercados Diario e Intradiario.



Fuente: CNMC

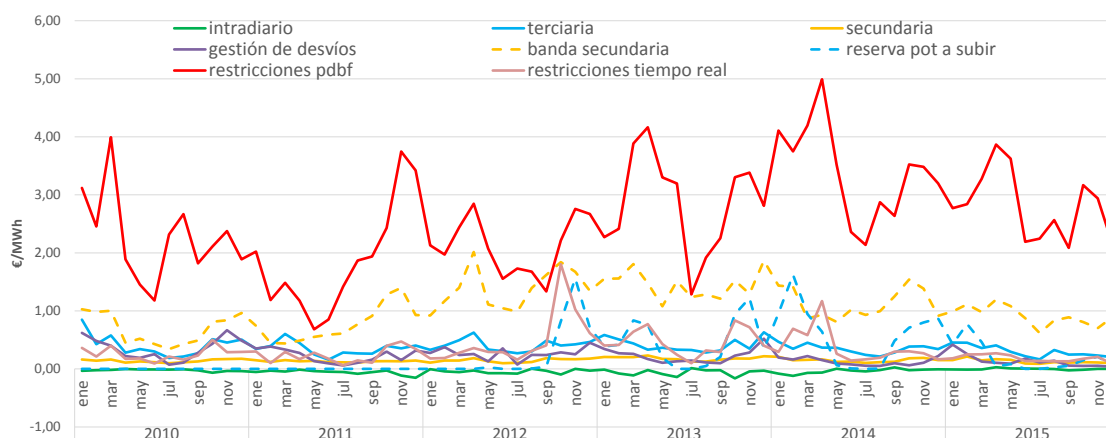
Por otra parte, cabe destacar que ciertas tecnologías presentan un sesgo en el saldo anual neto de energía despachada en mercados intradiarios. Así la posición neta de la producción eólica, cogeneración, biomasa y residuos en los mercados intradiarios resulta netamente compradora, fomentada dicha participación por el menor precio del mercado intradiario. En términos medios, los titulares de estas centrales de generación programan una mayor energía en el mercado diario de la que luego pueden producir finalmente en tiempo real, para luego corregir a la baja en los mercados intradiarios esos excesos de programa. De forma análoga también resulta la posición neta compradora de algunas comercializadoras libres. En este caso sus compras en el mercado diario son inferiores a las que necesitan para cubrir la demanda de sus consumidores, siendo completadas en los intradiarios. En cualquier caso, las compras de todos ellos en el mercado intradiario se han ido reduciendo paulatinamente a medida que se ha ido reduciendo el impacto en los mercados intradiarios de RGS.

3.6 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 venían incrementándose en los dos últimos años, se han reducido en 2015, debido, tanto a una menor demanda de dichos servicios, como a un descenso del coste de producción con gas, que se ha situado cercano al coste de generación con carbón. Este último efecto también ha influido en el descenso del sobrecoste que presenta las restricciones técnicas al PDBF.

Hay que tener en cuenta, no obstante, que en los mercados de energía (no en los de potencia: banda de secundaria o reserva de potencia a subir), un mayor precio de mercado diario (hecho que ha ocurrido en 2015 con respecto a 2014) provoca por sí solo, una reducción del sobrecoste al calcularse como diferencia sobre dicho precio.

Gráfico 8. 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 sobrecostos de servicios de ajuste con respecto al precio del mercado diario 2010-2015 (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

Fuente: CNMC

3.6.1 Restricciones técnicas al programa base de funcionamiento

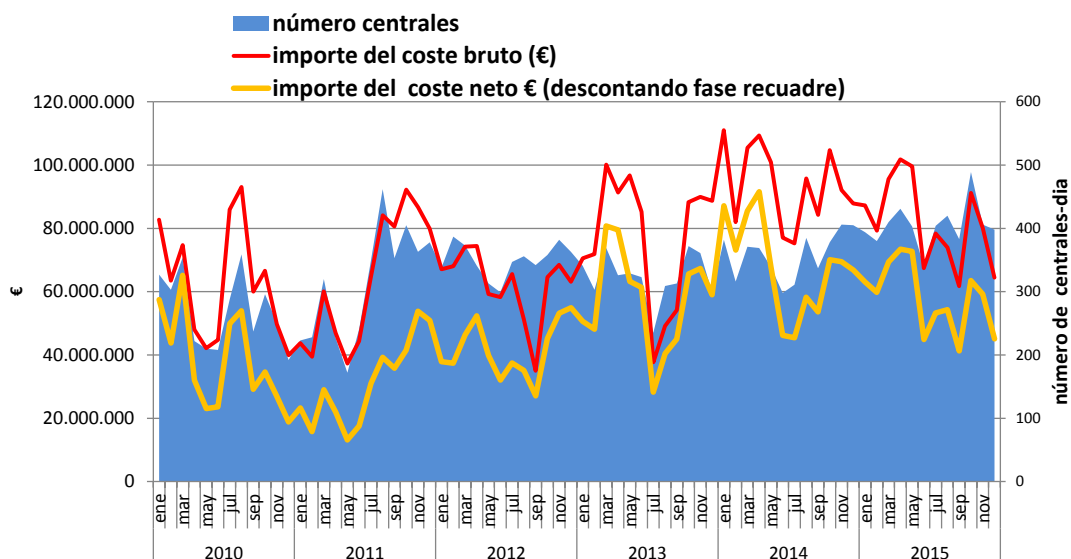
Sobre la base del programa diario base de funcionamiento (PDBF), que integra los resultados de la casación de ofertas en el mercado diario junto con los contratos bilaterales con entrega física cuya ejecución ha sido nominada diariamente por los sujetos del mercado, el Operador del Sistema (OS) inicia 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 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 2015, ha continuado el crecimiento del número de centrales programadas por el OS para resolver restricciones técnicas al programa base de funcionamiento, lo que se venía produciendo desde 2011, dado que, desde ese año, las centrales necesarias para mantener los niveles de seguridad del sistema – mayoritariamente ciclos combinados-, no han resultado despachados en el PDBF debido a que el precio del mercado diario resultaba inferior a sus costes de producción.

Como se puede apreciar en el siguiente gráfico, el importe que representa el coste de dichos redespachos se ha reducido ligeramente con respecto al 2014, motivado fundamentalmente por el descenso de los precios del gas natural. En el gráfico se incluye además el coste neto que se obtiene descontando el ahorro que supone compensar estas energías en la fase de recuadre (en la que se equilibra el incremento de producción que suponen los redespachos que resuelven las restricciones técnicas).

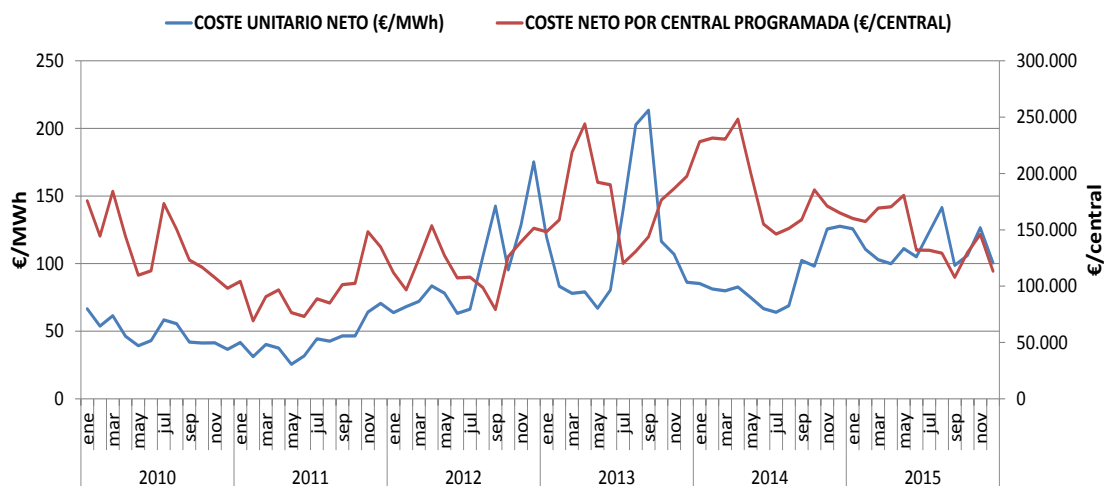
Gráfico 9. Restricciones técnicas al PDBF: importe del coste bruto y neto frente al número de centrales-día programadas por restricciones en cada mes



Fuente: CNMC

Si el coste se analiza en términos de €/MWh, se observa que a finales de 2012 se produjo un elevado incremento motivado por el aumento de programación de centrales de ciclo combinado por debajo de mínimo técnico en el PDBF.

Gráfico 10. Coste unitario neto (€/MWh) y neto por central programada en las restricciones técnicas al PDBF

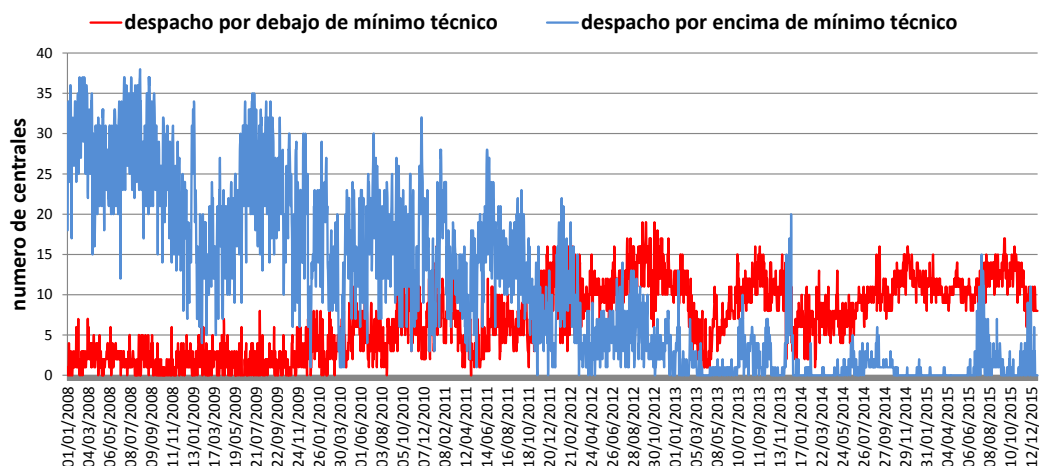


Nota: El coste neto se calcula descontando el ahorro que supone la compensación de esta energía en la fase de recuadre RT2.

Debe tenerse en cuenta que este precio expresado en términos de €/MWh puede resultar en algunas horas muy elevado, ya que se repercute sobre un volumen muy reducido de energía, generalmente 1 MWh, toda la diferencia de coste de funcionamiento con respecto a los ingresos obtenidos en el mercado diario, así como el coste de arranque de la central. Por tanto el análisis acerca de si los ingresos que obtienen estas centrales programadas por restricciones es excesivo o no, debe considerar el conjunto de ingresos y costes del proceso de restricciones técnicas. En este sentido, el coste neto por central programada, en el que se descuenta el ingreso que se obtiene en la fase 2 de restricciones técnicas, puede reflejar mejor la evolución del coste medio de este servicio, obteniéndose un valor en 2015 inferior al de los dos años anteriores.

A continuación se muestra como, desde 2012, se ha incrementado el número de centrales despachadas en el PDBF con programas por debajo de mínimo técnico pero cercano a dicho umbral. 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 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 11. 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

La entrada en vigor del Procedimiento de Operación 3.2, a partir de febrero de 2016, establece 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).

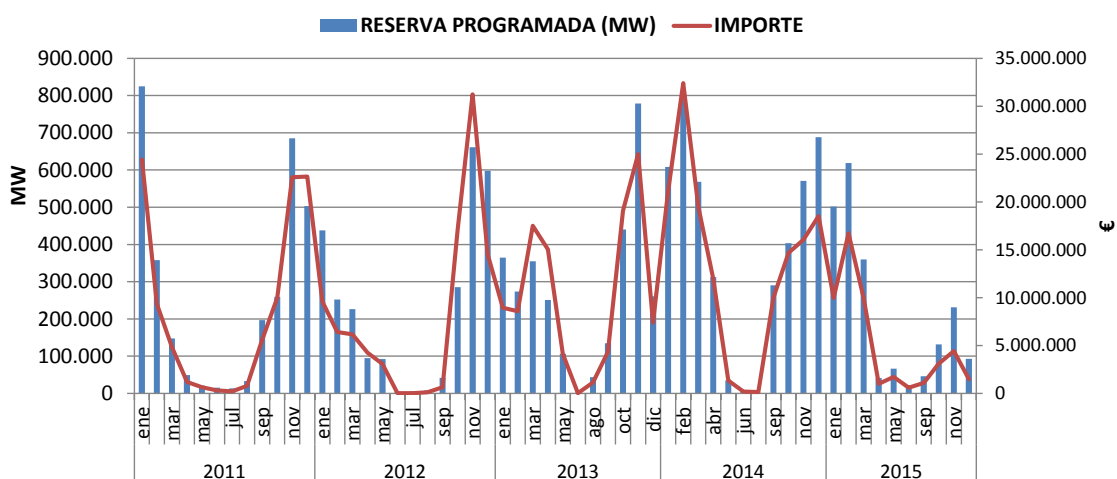
3.6.2 Reserva de potencia a subir (antes programado como restricciones técnicas por insuficiente reserva a subir)

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 una gran disminución tanto de la necesidad de potencia como del coste del servicio, especialmente a partir de abril de 2015, tal y como se puede apreciar en el siguiente gráfico, coincidiendo con el momento en el que los comercializadores son responsables de la compra correspondiente al cierre de energía. A partir de entonces, se ha producido un acercamiento muy significativo entre la demanda prevista y la energía programada en el PDBF, lo que ha precisado de una

menor reserva de potencia para mercados posteriores. Adicionalmente, se ha programado un mayor número de centrales en el proceso de restricciones técnicas durante el segundo semestre de 2015, lo que ha proporcionado un mayor nivel de reserva disponible.

Gráfico 12. Evolución del volumen de reserva a subir (MW) y del importe (€)

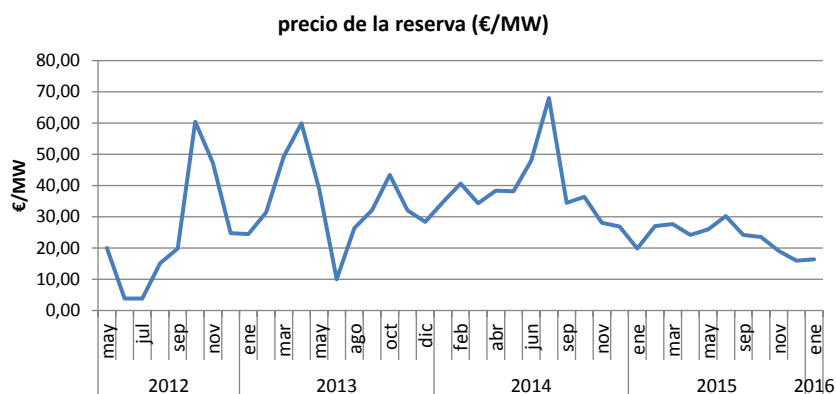


Fuente: CNMC

Nota: Por coherencia en la serie, se ha estimado el coste equivalente del antiguo mecanismo vigente hasta mayo de 2011. Para ello se ha calculado la diferencia entre el coste de la energía asignada en restricciones en concepto de reserva de potencia insuficiente y el valor de dicha energía a precio medio de la fase 2 de restricciones técnicas, y se ha dividido entre la potencia aportada (diferencia entre el máximo técnico y el mínimo técnico de la central).

En términos de coste unitario (€/MW) se aprecia también una fuerte reducción desde mediados de 2015, derivada de una menor demanda del servicio.

Gráfico 13. Coste unitario de la reserva a subir €/MW



Fuente: CNMC

No obstante lo anterior, se siguen detectando episodios en los que ofertas más baratas que el precio que resulta finalmente casado, resultan descartadas por las limitaciones impuestas al algoritmo utilizado en este proceso.

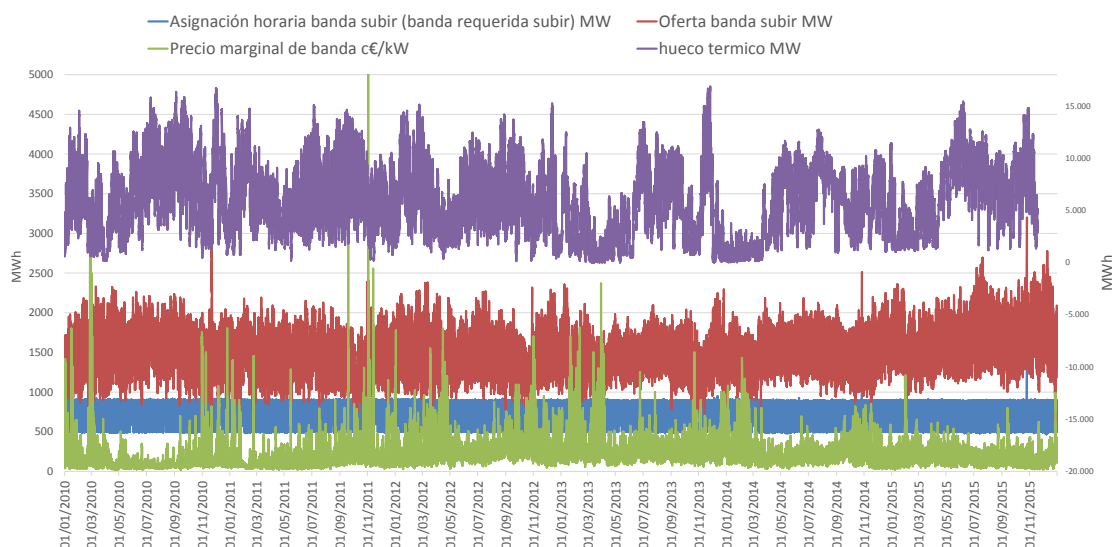
3.6.3 Banda de regulación secundaria

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).

Como se ha indicado anteriormente, el sobrecoste de la banda de regulación secundaria se ha venido reduciendo en los tres últimos años, registrando en el año 2015 un valor medio de 0,87 €/MWh, inferior a los 1,08 €/MWh de 2014 y muy inferior a los 1,41 €/MWh de 2013.

Cabe decir que el nivel de requerimiento de banda viene siendo muy estable en los últimos años, oscilando entre los 500 MW y los 900 MW, habiéndose incrementado en 2015 el volumen de potencia ofertada con respecto a los años 2013 y 2014, lo que ha permitido evitar episodios de elevación de precios durante prácticamente todo el 2015, tal como se aprecia en el siguiente gráfico:

Gráfico 14. Requerimiento y ofertas y precio de banda de secundaria a subir



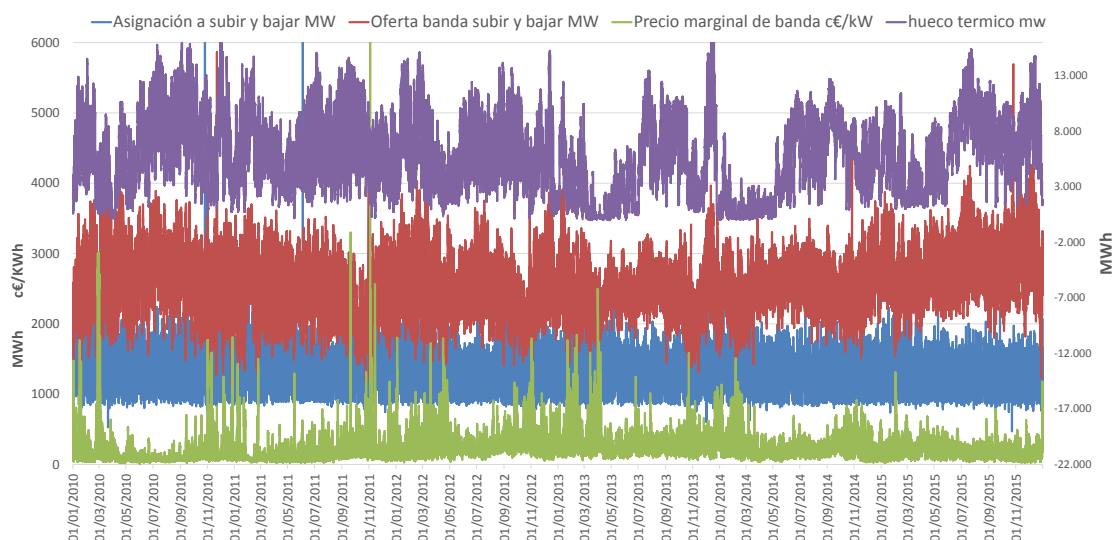
Fuente: CNMC

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 períodos 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:

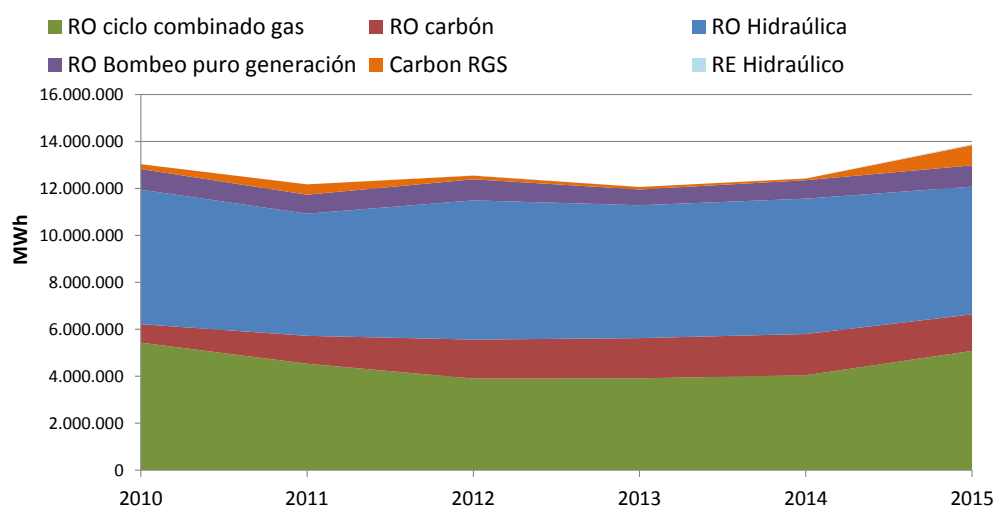
Gráfico 15 . Requerimiento y ofertas y precio de banda de secundaria en ambos sentidos, considerando incumplimientos y reserva residual adicional (BS1+BS2)



Fuente: CNMC

En cuanto a las tecnologías proveedoras de este servicio se observa un incremento en el volumen ofertado y asignado de las centrales de carbón autóctono (fundamentalmente por parte de Endesa), una vez que han terminado en 2014 su marco de funcionamiento regulado.

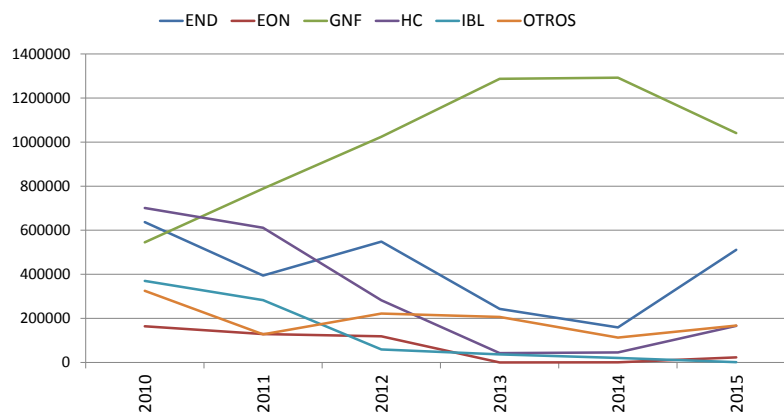
Gráfico 16 . Banda de secundaria asignada a las centrales de ciclo combinado



Fuente: CNMC

Se incrementa también la oferta de centrales de ciclo combinado, especialmente de Endesa y de GN Fenosa, si bien mientras la primera incrementa su asignación, GN ve reducida su asignación:

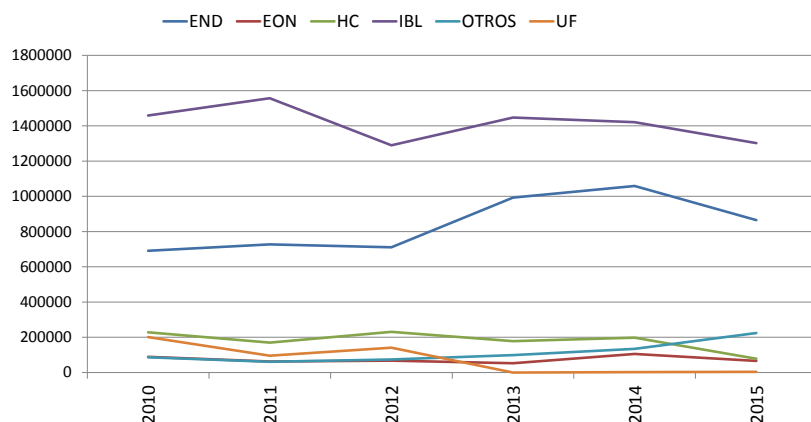
Gráfico 17 . Banda de secundaria asignada a las centrales de ciclo combinado (MW)



Fuente: CNMC

En cuanto a la gran hidráulica, prácticamente se mantiene el volumen ofertado (potencia de turbinación relativamente constante) pero se reduce su asignación, en línea con la menor producción hidráulica del 2015 frente al año anterior.

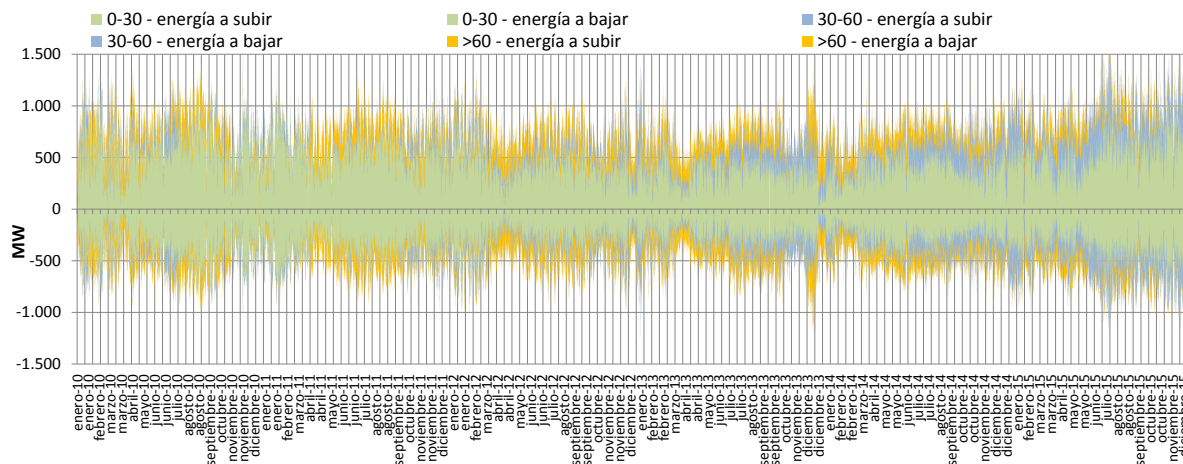
Gráfico 18 . Banda de secundaria asignada a la Gran Hidráulica (MW)



Fuente: CNMC

Analizando las ofertas de banda presentadas por precio, se puede observar como se ha producido un notable aumento del volumen de ofertas de centrales térmicas de precio reducido, impulsado por la mayor presencia en este segmento de centrales de carbón autóctono y de centrales de ciclo combinado.

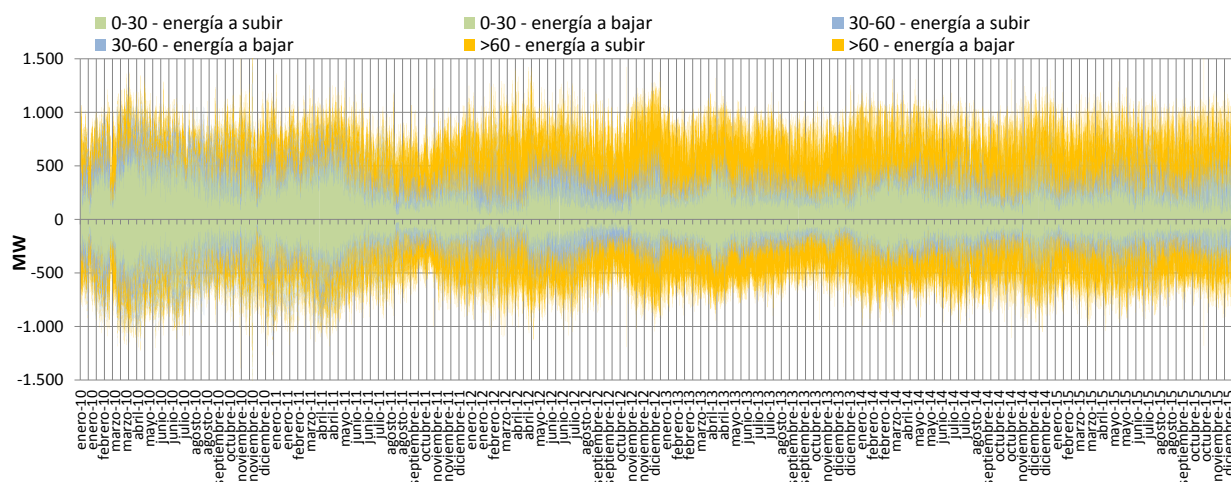
Gráfico 19. Volumen de energía (MW) ofertada agrupada por rangos de precio (€/MW) ofertados de banda de secundaria. Centrales térmicas



Fuente: CNMC

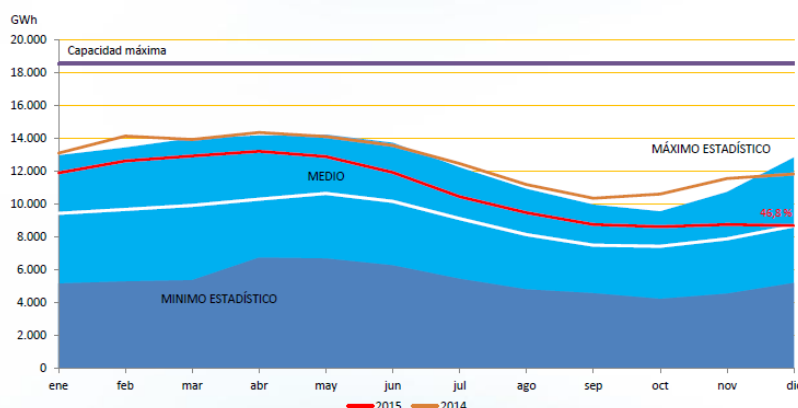
Por su parte, si bien el volumen de la oferta de banda de la hidráulica se mantiene similar al del año anterior, el precio se ha encarecido ligeramente, particularmente al final del año, motivado posiblemente por el empeoramiento de los niveles de reservas en 2015 frente a 2014:

Gráfico 20. Volumen de energía (MW) ofertada agrupada por rangos de precio (€/MW) ofertados de banda de secundaria. Centrales hidráulicas



Fuente: CNMC

Gráfico 21. Reservas en GWh del conjunto de los embalses hidroeléctricos



Fuente: REE

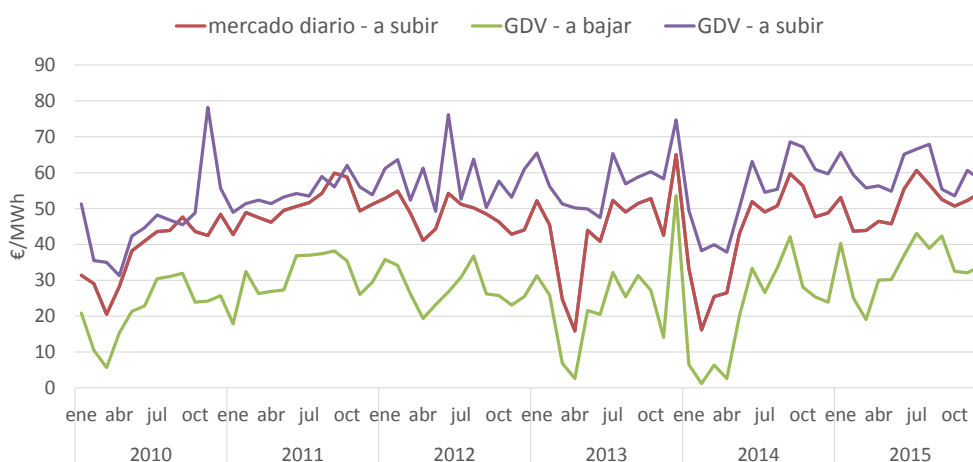
3.6.4 Gestión de desvíos

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 términos medios mensuales dicho sobrecoste ha venido oscilando en los últimos años entre valores casi nulos entorno al 0,03 €/MWh hasta valores cercanos a los 0,5 €/MWh. En el año 2015 los valores han sido reducidos salvo en enero con 0,39 €/MWh.

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

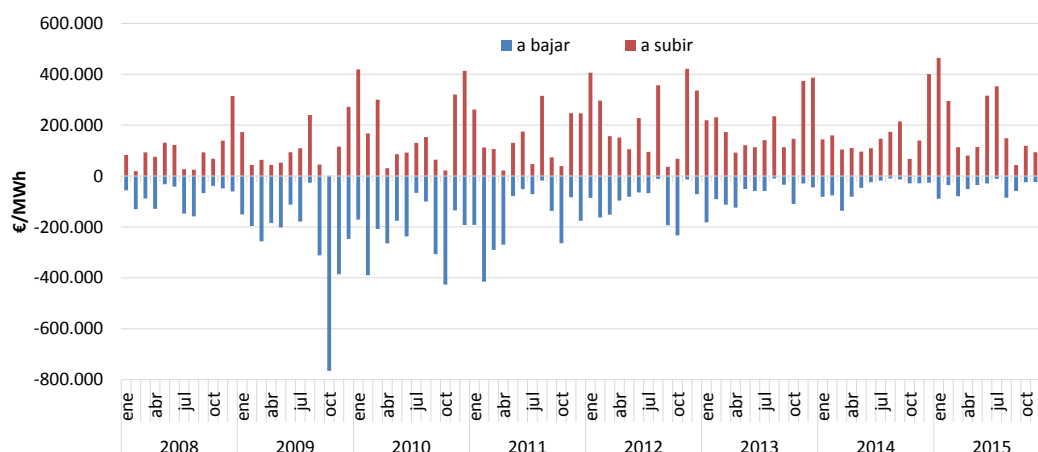
Gráfico 22. Evolución mensual del precio del servicio de gestión de desvíos



Fuente: CNMC

En cuanto al volumen programado en este servicio a subir y a bajar, destaca la reducción que se ha venido produciendo en los últimos años de la necesidad del servicio a bajar. De esta forma, se están recuperando los niveles de volúmenes de energía gestionados, previos a junio de 2009 (cuando el distribuidor dejó de comprar la energía en el mercado para el suministro a los consumidores finales, y dejó de hacerse cargo de las diferencias entre la generación y la demanda elevada a barras de central).

Gráfico 23. Evolución mensual del volumen programado del servicio de gestión de desvíos

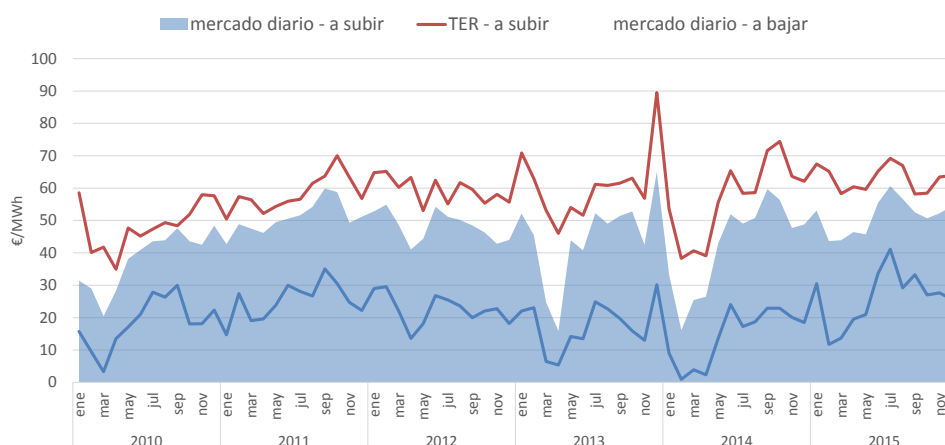


Fuente: CNMC

3.6.5 Energía de regulación terciaria

El coste del servicio de regulación terciaria a subir se mantiene relativamente estable en los últimos años, manteniendo diferenciales similares con respecto al precio del mercado diario:

Gráfico 24. Precios medios ponderados mensuales de la energía de terciaria a subir y bajar frente al precio del mercado diario 2010-2015.



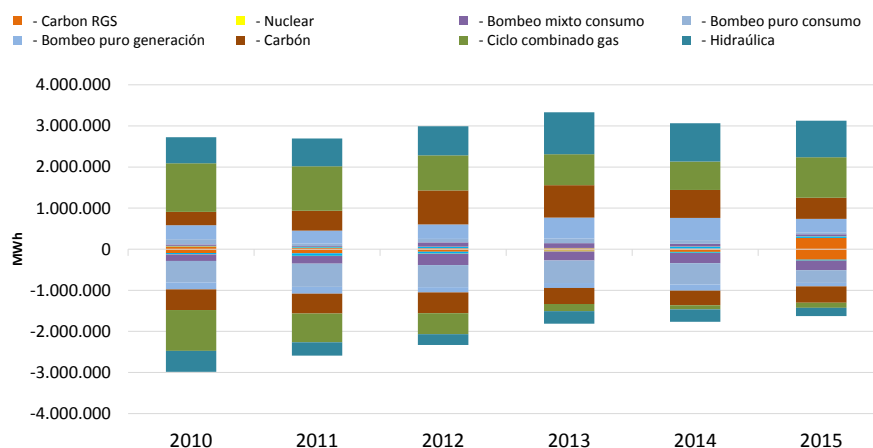
Fuente: CNMC

El sobre coste que representa la regulación terciaria a subir respecto al precio del mercado diario se ha reducido ligeramente en 2015 situándose en 0,28 €/MWh frente a los 0,33 €/MWh del 2014 o los 0,40 €/MWh en 2013.

En cuanto a las tecnologías proveedoras del servicio, cabe destacar el incremento de la participación de las centrales de carbón autóctono que venían participando en los años anteriores en el servicio de restricciones por garantía

de suministro, así como un aumento de la participación de los ciclos combinados, frente al decremento de las centrales de carbón importado y del bombeo.

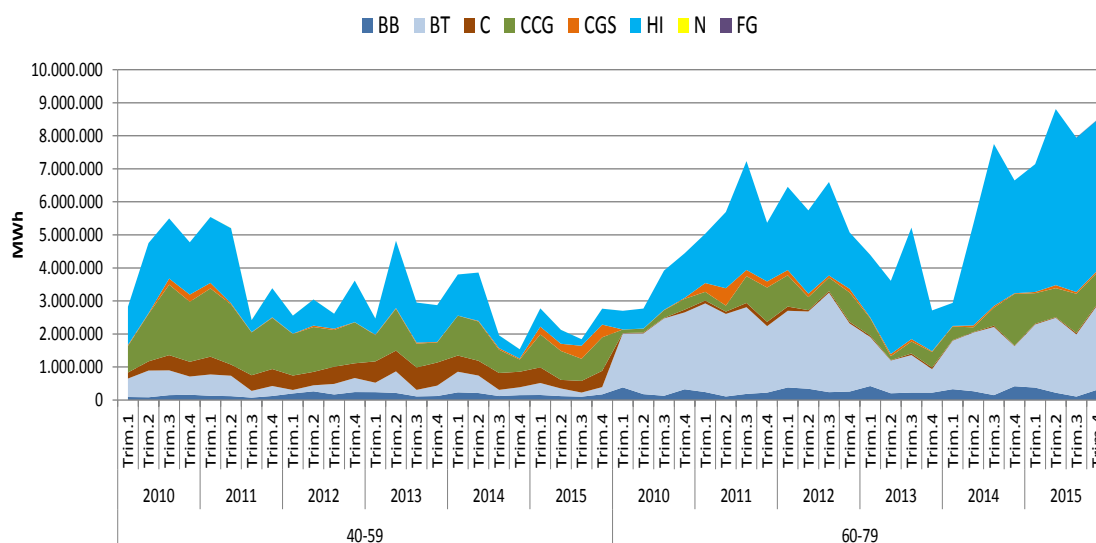
Gráfico 25. Evolución trimestral de la energía terciaria a subir y a bajar asignada por tecnología 2010-2015



Fuente: CNMC

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

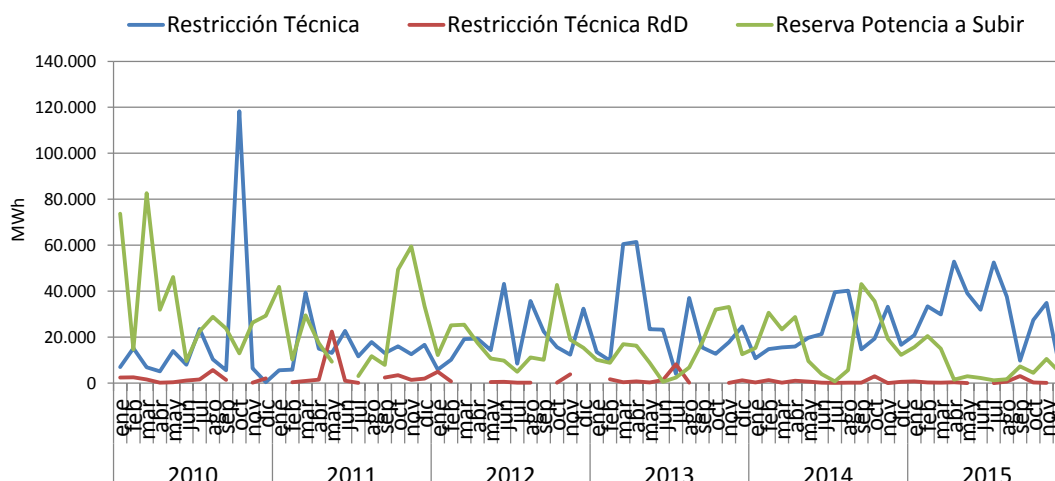
Gráfico 26. Evolución trimestral del precio de las ofertas de terciaria a subir 2010-2015 (Diferenciando bandas de precio 40-60 y 60-80 €/MWh)



3.6.6 Restricciones técnicas en tiempo real

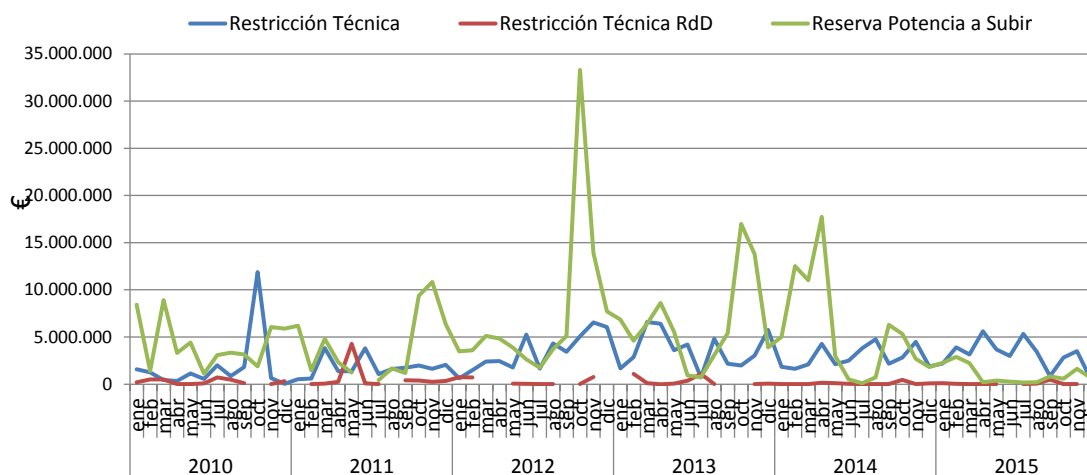
La programación por restricciones en tiempo real en 2015 se ha reducido notablemente con respecto al año 2014, motivado principalmente por el descenso del volumen de redespachos requeridos por insuficiente reserva a subir.

Gráfico 27. Energía programada en restricciones en tiempo real



Fuente: CNMC

Gráfico 28. Importe resultante de la programación en restricciones en tiempo real

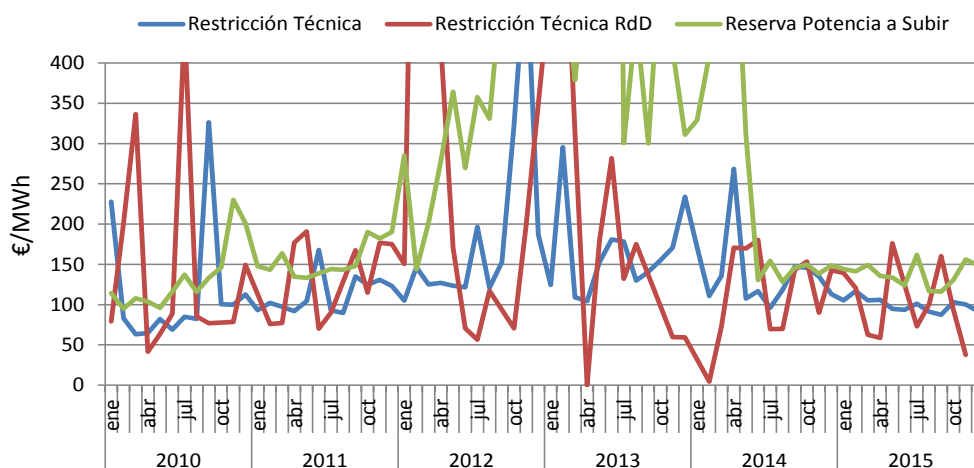


Fuente: CNMC

En el gráfico siguiente, se observa además una reducción desde mediados de 2014 del precio medio que retribuye el segmento de restricciones en tiempo real, tras la modificación de la metodología de liquidación establecida en el *Procedimiento de Operación 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago*

por los servicios de ajuste del sistema, mediante Resolución de 8 de mayo de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía.

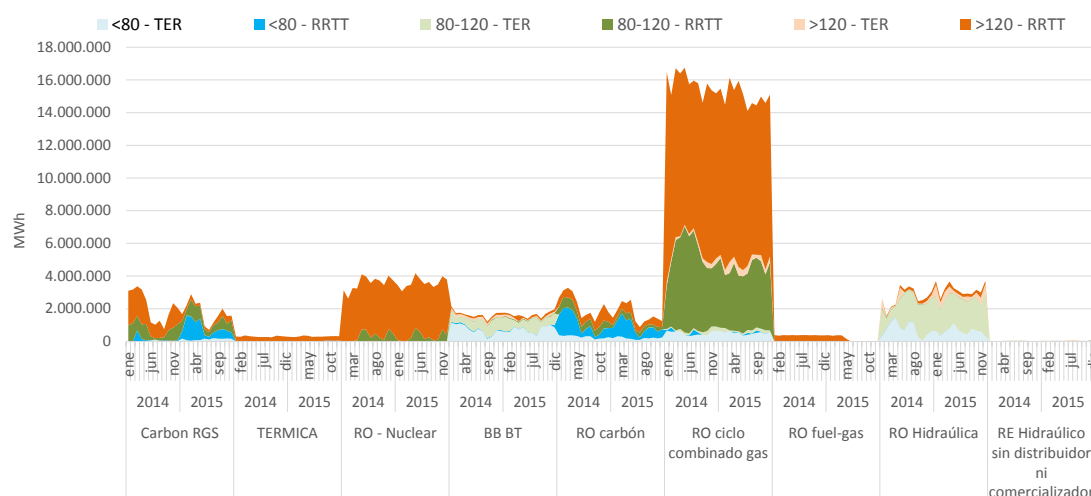
Gráfico 29. Coste unitario de la programación en restricciones en tiempo real



Fuente: CNMC

El gráfico siguiente muestra la evolución en los años 2014 y 2015 de las ofertas de terciaria y de restricciones que pueden ser escogidas para redespachos en tiempo real. Se observa cómo, para las centrales hidráulicas y de bombeo, presentan casi toda su oferta mediante ofertas de terciaria, mientras que los redespachos en tiempo real de centrales de carbón y nucleares requerirían de la utilización de ofertas de restricciones técnicas, bien por necesidad de arrancar o por tener un gradiente de subida de potencia limitado. Los ciclos combinados presentan una banda de oferta de terciaria (ciclos acoplados con energía a subir hasta el máximo técnico), y el resto correspondería a ciclos no acoplados. En cuanto a la evolución de precios destaca la aparición de ofertas más baratas de centrales de carbón nacional, una vez finalizó el mecanismo de restricciones por garantía de suministro en 2014.

Gráfico 30. Volumen de energía disponible de terciaria y restricciones para redespatchos en tiempo real. 2014-2015

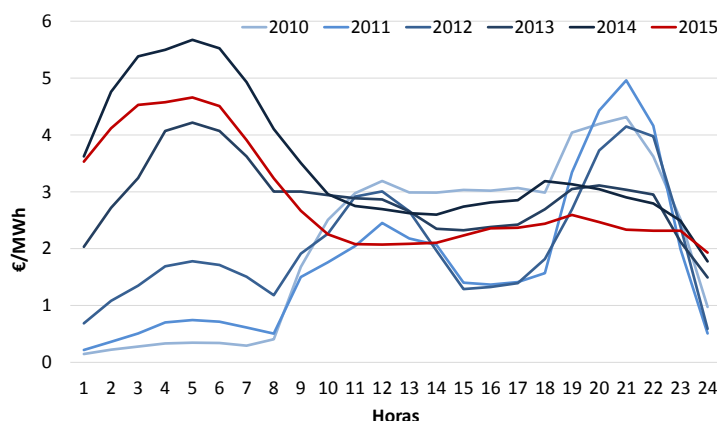


Nota: La valoración económica se ha realizado seleccionando la oferta de terciaria, o en su defecto la oferta a restricciones simple o compleja en caso de programa nulo en programa horario final.

3.6.7 Perfil horario del sobrecoste para el consumidor de los servicios de ajuste

El coste de los servicios de ajuste se imputa en proporción a la demanda de cada comercializador – como es el caso de las restricciones técnicas, la banda de secundaria y el servicio de reserva a subir, o en función de los desvíos incurridos con respecto a la medida,- como es el caso de la regulación secundaria, terciaria y la gestión de desvíos. En cuanto a los primeros, cabe destacar la tendencia en el cambio de perfil horario del sobrecoste que debe soportar la demanda por estos servicios. Como puede apreciarse en el gráfico siguiente, el sobrecoste que soportaba la demanda en las horas punta derivado de los mecanismos de restricciones técnicas se ha ido desplazando hacia las horas valles, motivado principalmente por el incremento de las restricciones técnicas por control de tensión en estas horas.

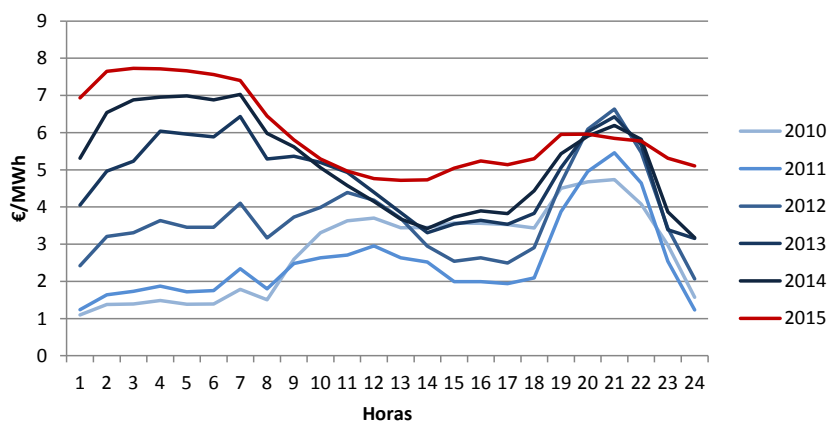
Gráfico 31. Perfil horario medio del sobrecoste para la demanda de restricciones técnicas. 2010-2015



Fuente: CNMC

Si adicionalmente se considera el resto de servicios de ajuste que se reparten en proporción a la demanda, y el efecto del servicio de interrumpibilidad, que también se reparte con ese mismo criterio, se observa que la señal que aportan estos servicios en la actualidad, resulta contraria a la necesidad de modulación que requiere la demanda de electricidad.

Gráfico 32. Perfil horario medio del sobrecoste para la demanda de restricciones técnicas, insuficiente reserva a subir, banda secundaria e interrumpibilidad. 2010-2015



Fuente: CNMC

3.7 Cierre de energía y coeficientes de ajuste horarios sobre pérdidas

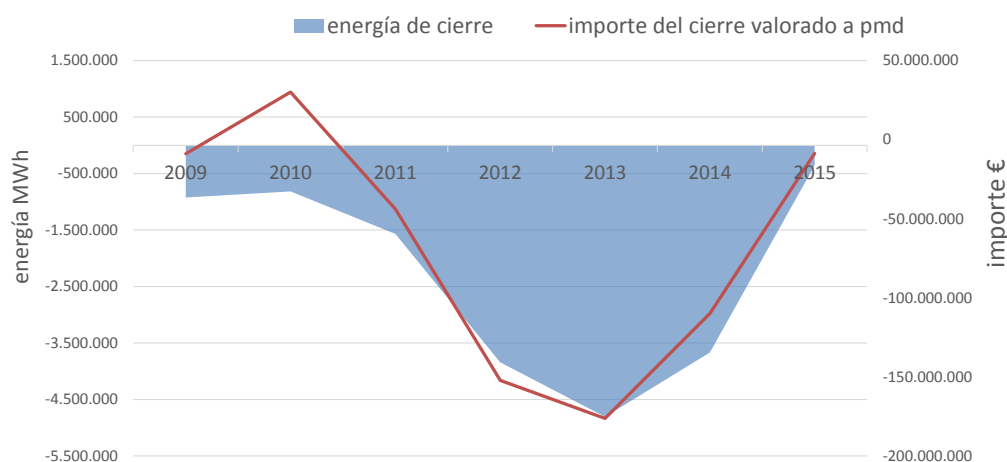
Antes del 1 de julio de 2009, la energía demandada en el mercado de producción coincidía con la energía producida, ya que la demanda asignada a los distribuidores se calculaba como diferencia entre la producción y la

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 la 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.

El importe económico de la energía de cierre, positiva o negativa, valorada a precio del mercado diario se repercutía hasta abril de 2014 como un coste o ingreso liquidable en las liquidaciones de las actividades reguladas. Si bien en 2010 este importe resultó positivo de 20 M€ (menores pérdidas reales que estándares), desde 2011 (-43 M€) su valor ha sido cada vez más negativo, alcanzando los -110 M€ en 2014, reflejando que las pérdidas reales del sistema han ido superando progresivamente a las pérdidas estándar.

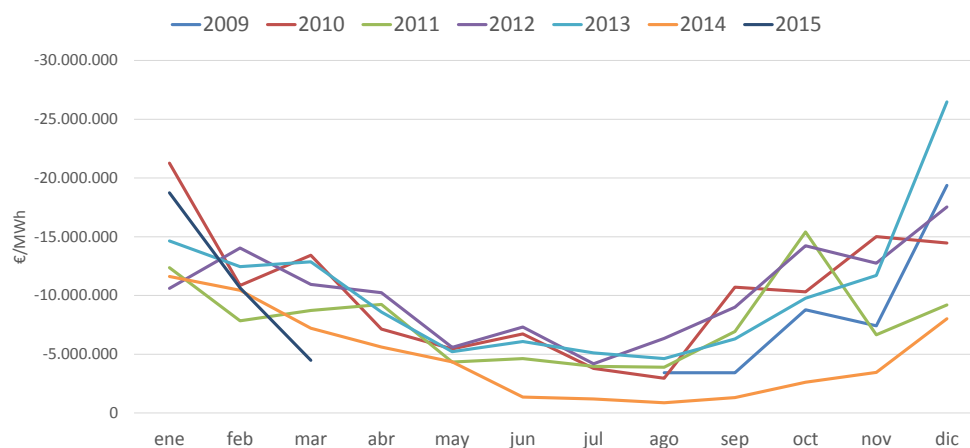
Gráfico 33. Valor del segmento de Cierre de energía y su valor a precio de mercado diario repercutido sobre los costes regulados del sistema. Jul 2009 – marzo 2015



Fuente: CNMC

Hay que considerar además que la energía de cierre que aparece desde el 1 de julio de 2009 hasta junio de 2014, no se negocia en el mercado diario, sino que surge como un desvío adicional del sistema. Por tanto, la energía necesaria para cubrir ese descuadre precisa la programación de servicios de ajuste adicionales (regulación terciaria y de gestión de desvíos), que presentan un coste superior al que resultaría de programar dicha energía en mercado diario. Dicho sobrecoste (calculado como diferencia con respecto al precio del mercado diario) se repercutía en las liquidaciones del Operador del Sistema, sobre toda la demanda de forma proporcional a su consumo, y suponía más de 100 millones de euros anuales de incremento de coste para el conjunto de la demanda:

Gráfico 34. Valor del sobrecoste del segmento de Cierre de energía. Jul 2009 – marzo 2015



Fuente: CNMC

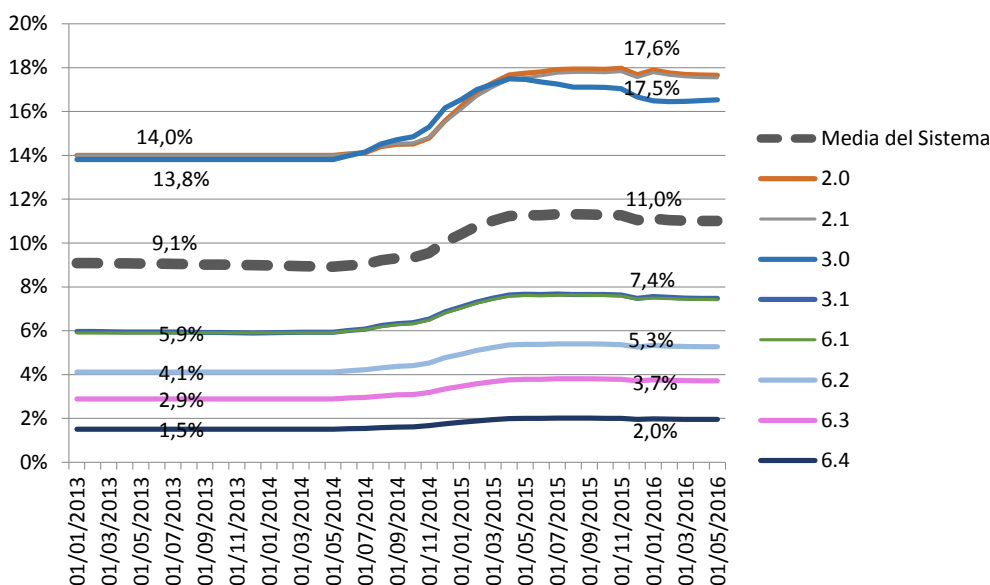
En términos de impacto sobre la demanda, hasta junio de 2014, la valoración del cierre de energía a precio de mercado diario, suponía entre 0,5 y 1 €/MWh, y el sobrecoste que supone contrarrestar dichas pérdidas no internalizadas en mercado, con servicios de ajuste podría alcanzar valores cercanos a los 0,5 €/MWh.

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 cierre (de forma transitoria hasta abril de 2015 el cálculo de dicho coeficiente se estableció como la mejor estimación disponible realizada por el Operador del Sistema, lo que ha motivado una reducción significativa del segmento de cierre entre junio 2014 y abril 2015 tal y como puede apreciarse en el gráfico anterior). A partir de abril

de 2015, el 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.

El gráfico siguiente muestra el incremento registrado por las pérdidas, que ha pasado de valores medios en 2013 del 9,1% al 11% a comienzos de 2016, calculadas éstas como el producto de las pérdidas estándares y los mencionados coeficientes de ajuste horario.

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 curva de carga de cada grupo tarifario se ha confeccionado distribuyendo la demanda en consumo de cada periodo tarifario, entre las horas que componen dicho periodo 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.

3.8 Mercados a plazo

En el año 2015 el volumen total negociado en el mercado a plazo (en los mercados OMIP, EEX y OTC) se situó en torno a 155,9 TWh, frente a 320,8 TWh negociados en 2014 (-51,4%).

En 2015 los contratos más negociados en el mercado a plazo, en términos de energía, fueron los contratos con periodo de liquidación trimestral, con el 33,5% (52,3 TWh) del total negociado (155,9 TWh), prácticamente igual a los contratos con periodo de liquidación anual (33,5% del total, 52,2 TWh), y seguidos del mensual (21% del total, 32,8 TWh). Los contratos con periodo de

liquidación inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, balance de semana y semanales) concentraron el 11,8% (18,4 TWh) del total negociado¹².

A lo largo de 2015, 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 73,8% del total negociado sobre contratos anuales, mientras que los contratos con vencimiento a dos años vista (Cal+2) y a tres años vista (Cal+3) supusieron el 24,9% y 0,4% del total, respectivamente. En el año 2014, dichos porcentajes fueron del 95,4% y del 4,6% respectivamente, sin negociarse el contrato (Cal+3), a diferencia que en 2015.

Al igual que lo indicado con anterioridad, el mayor porcentaje relativo de contratación anual sobre la contratación total en 2015 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 que especulativo.

La cotización media del último día de cotización de los contratos de carga base mensuales con subyacente el precio spot español alcanzó en 2015 los 48,66 €/MWh, un 3,3% inferior que el precio spot subyacente (50,27¹³ €/MWh). Esta cotización media fue superior a la existente en Alemania (31,80 €/MWh, siendo su precio spot subyacente 31,66 €/MWh) y en Francia (37,47 €/MWh, siendo su precio spot subyacente 38,56 €/MWh).

Así, en 2015 el diferencial promedio entre el precio de la contratación a plazo y el precio del mercado diario (prima de riesgo ex post¹⁴) disminuyó respecto al contabilizado en el año 2014. Concretamente, la prima de riesgo ex post media registró un valor de -1,60 €/MWh en 2015, frente a un valor medio de 1,95 €/MWh el año anterior, liquidándose, en media, las posiciones netas vendedoras (compradoras) con pérdidas (beneficios).

Esta prima de riesgo anual negativa supone un cambio de tendencia, en tanto que desde el inicio del funcionamiento de los mercados a plazo había sido positiva en promedio anual. Tal y como puede apreciarse en el gráfico siguiente, esta situación ha podido verse motivada porque los precios del mercado a plazo previeron una bajada más fuerte del precio del spot en el primer trimestre del año, en línea con lo ocurrido en años anteriores y probablemente tampoco previeron las fuertes temperaturas registradas durante

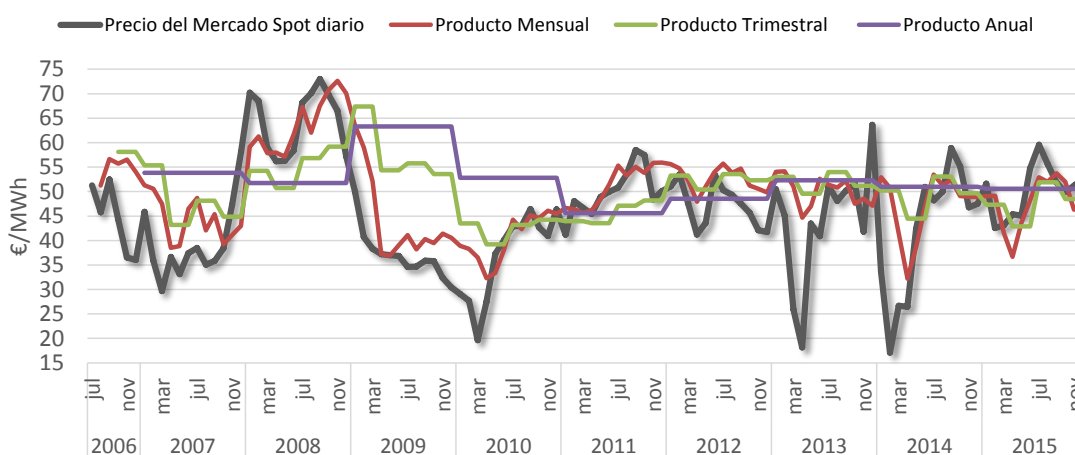
¹² En 2014 los contratos con liquidación trimestral fueron los más negociados (120 TWh), con un porcentaje del 37,4% sobre el total negociado (320,8 TWh), seguidos de los contratos con vencimiento anual y mensual (26,7% y 25,5%, respectivamente). Los contratos con liquidación inferior a un mes representaron el 10,4% (33,3 TWh) del total negociado en 2014.

¹³ Calculado como la media aritmética de los precios mensuales

¹⁴ 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.

los meses de verano, que llegaron a superar los 6°C por encima de la media histórica, y que afectaron sensiblemente al precio del mercado spot.

Gráfico 36. Evolución mensual de la cotización del subyacente precio spot de electricidad en zona española versus precio del mercado spot



Fuente: OMIP y CNMC.

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

La reducción del diferencial promedio entre el precio de la contratación a plazo y el precio del mercado diario podría indicar una mayor eficiencia en la formación de los precios a plazo. Esta tendencia también se observó en Alemania (pasándose de 0,76 €/MWh en 2014 a 0,14 €/MWh) y Francia (2,86 €/MWh en 2014 y -1,09 €/MWh en 2015), siendo en ambos países la prima de riesgo ex post inferior en valor absoluto a la española.

El spread medio¹⁵ de las cotizaciones de los contratos mensuales con liquidación en 2015 en España (diferencia entre la cotización máxima y mínima durante la totalidad de su horizonte de cotización) fue de 6,95 €/MWh, similar a la registrada en Alemania (6,37 €/MWh) pero inferior a la presente en el mercado francés (9,35 €/MWh). En los tres países la dispersión se ha reducido respecto a los valores de 2014, especialmente en España (12,55 €/MWh, 6,94 €/MWh y 12,15 €/MWh, respectivamente).

¹⁵ Promedio de las diferencias entre la cotización máxima y mínima durante la totalidad del horizonte de cotización de cada contrato mensual con liquidación en 2015.

4 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: estructura, liquidez del mercado, número de nuevos entrantes, explicación de la evolución de los precios, márgenes de generación, etc. Cada uno de dichos factores ha sido analizado en este capítulo valorando aquellos aspectos que favorecen la competencia o que representan obstáculos/barreras a la entrada.

Resumen

La evolución del mercado de generación español ha venido marcado por la entrada de un número significativo de ciclos combinados, y de instalaciones renovables y de cogeneración, hasta el año 2010-2012, siendo su titularidad tanto de empresas tradicionales como de nuevos entrantes. Esto ha permitido una mejora notable de los índices de concentración, si bien su importancia a efectos de valorar el grado de competencia del mercado de generación debe ser matizada, puesto que los índices mostrados reflejan primordialmente el tamaño de las empresas.

No obstante, si se analiza cada uno de los mercados que conforman el mercado de producción, o únicamente se consideran las tecnologías que pudieran ejercer poder de mercado, los resultados no son tan optimistas. En particular, si se realiza el análisis en cada uno de los mercados de ajuste (que representan un 7% del precio final del mercado), con carácter general, los índices de concentración se mantienen o incluso empeoran, ya que la titularidad de las tecnologías flexibles que aportan estos servicios se ha ido concentrando más en los últimos años, contando las empresas no vinculadas a los grupos tradicionales con una participación en estos mercados de apenas un 2-4%. En este sentido, cabe recordar que desde febrero de 2016, las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos están realizando las pruebas correspondientes para habilitarse y poder proporcionar también estos servicios, lo que podría suponer una mejora en la estructura de estos mercados.

Entre los servicios de ajuste, cabe destacar el elevado nivel de concentración en el proceso de resolución de restricciones técnicas al tratarse de un mercado zonal donde unas pocas instalaciones pueden proporcionar el problema (este mercado representa el coste mayor de los servicios de ajuste, y en torno a un 5% del precio final del mercado). Así, si bien en 2015, los niveles de concentración han mejorado ligeramente con respecto a 2014, motivado en parte por el aumento del despacho por restricciones requerido por el Operador del Sistema, y por la reducción del precio del gas natural, la tendencia en los últimos años ha sido de una mayor concentración en este segmento. Esta tendencia ha sido motivada en algunas áreas, por el escaso funcionamiento de los ciclos combinados menos eficientes, desapareciendo –a efectos de su consideración como disponibilidad efectiva–, algunas de las empresas presentes en determinadas zonas.

Por otra parte, si se considera únicamente las tecnologías marginales en el mercado diario, se aprecia un empeoramiento de los niveles de concentración desde 2008, ya que desde 2011 hasta 2015, los ciclos combinados han presentado un despacho muy reducido - salvo en determinados momentos de mayor demanda-, concentrándose aún más la titularidad de las tecnologías marginales (carbón e hidráulica gestionable). A este respecto, cabe señalar que desde 2014, el nuevo esquema retributivo de las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos, ha motivado que una parte de su energía ofertada al mercado ya no sea precio aceptante (entorno a un 5-8% de sus ofertas), y pueda considerarse como tecnología marginal. Esta circunstancia ha sido tenida en cuenta en la elaboración de los análisis realizados, aunque su impacto en los resultados anuales resulta reducido.

En cuanto a la facilidad de entrada en el mercado de generación, cabe señalar que el mercado español se caracteriza por una elevada liquidez contando con uno de los niveles de negociación más altos de Europa, donde únicamente entorno al 30% de la energía es negociada fuera del mercado a través de contratos bilaterales intragrupo. Todo ello facilita la venta y el abastecimiento de energía por parte de nuevas empresas, tal y como se demuestra en la continua incorporación de nuevas pequeñas comercializadoras a este mercado.

Otro indicador que permite analizar si los agentes podrían estar utilizando su posición para obtener unos beneficios anormales es intentar explicar el precio del mercado, atendiendo a la evolución de los costes de oportunidad de las centrales de generación. A este respecto, el precio del mercado diario español queda explicado durante el año 2015, con carácter general, atendiendo a la participación de las energías renovables, a la evolución de la demanda (y en particular del hueco térmico), a la evolución del precio del carbón, y en episodios puntuales, al precio del gas natural. En particular, el contexto registrado en 2015 de menor participación de energías renovables y de elevadas temperaturas en los meses de verano, ha propiciado el incremento del precio del mercado con respecto al año anterior, a pesar de la evolución decreciente del precio del gas natural. En concreto, se ha situado en 50,32 €/MWh en 2015, frente a 42,13 €/MWh en 2014.

El análisis de los ingresos procedentes de todos los mercados de generación (incluyendo los servicios de ajuste), refleja unos márgenes muy dispares: i) Por su parte, con carácter general, las centrales de carbón habrían obtenido unos márgenes positivos sobre unos costes variables estimados, debido a un funcionamiento más intenso en 2015 y su participación en mercados donde el precio ha venido fijado, en ocasiones, por otras tecnologías más caras. Esta situación habría permitido a estas centrales la cobertura de sus costes fijos, de acuerdo con las estimaciones realizadas por la Dirección de Energía de esta Comisión, y en algún caso, la obtención de márgenes adicionales. ii) En cuanto a los ciclos combinados, se detecta una elevada disparidad entre los márgenes significativos obtenidos por aquellas centrales con un mayor funcionamiento, - principalmente derivado de su despacho en el proceso de restricciones técnicas-, y los escasos márgenes obtenidos por aquellas que presentan un funcionamiento menor. En el primer caso, los márgenes obtenidos permiten la recuperación de los costes fijos estimados (fijos de explotación + inversión) e incluso obtener unos márgenes adicionales, mientras que en el segundo caso, no se cubrirían ni siquiera, los costes fijos de explotación. Todo ello, se encuentra actualmente bajo un análisis más profundo por parte de esta Comisión.

4.1 Número de agentes en el mercado de generación

La evolución del mercado de generación español ha venido marcado por la entrada de ciclos combinados en el periodo 2003-2006, titularidad fundamentalmente de las empresas incumbentes, y en menor medida de nuevos entrantes, cuando los niveles de cobertura de la demanda se encontraban incluso por debajo de los umbrales mínimos exigidos por el Operador del sistema. Paralelamente, y hasta el año 2012¹⁶, se han ido incorporando también al mercado de generación un número muy significativo de agentes renovables y de cogeneración, siendo su titularidad tanto de empresas tradicionales como de nuevos entrantes. Estas instalaciones participan en el mercado de generación, en su mayor parte a través de

¹⁶ En el año 2012, el Real Decreto ley 1/2012 suspendió temporalmente, las primas de las nuevas instalaciones de generación eléctrica renovables, de cogeneración y de residuos. Dicha moratoria ha sido mantenida hasta febrero de 2016, en la que se ha celebrado una subasta para la generación eólica y otra para la biomasa.

representantes, siendo cada vez menor el número de ellas que participa directamente. Así, se puede ver en la tabla siguiente como se ha reducido el número de agentes vendedores desde 2008.

Por el contrario, el número de comercializadores que participan en el mercado ha ido incrementándose progresivamente motivado tanto por la entrada de comercializadores asociados a los pequeños distribuidores (se debe a las altas de comercializadoras ligadas al suministro en las áreas de las empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes, que a partir del 1 de julio de 2009 dejaron de tener la responsabilidad del suministro regulado), como por la entrada de nuevas empresas. 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 son reducidos¹⁷ 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
2012	75	175
2013	76	207
2014	78	246
2015	84	278

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.

4.2 Análisis de estructura

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

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

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 todavía de una caracterización 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 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 relevante 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

¹⁸ Incluyendo unidades de exportación e importación

Energía Eléctrica en el que la capacidad de la interconexión únicamente se ha saturado en un 2% de las horas durante 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 87% 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, existen razones para identificar como mercado geográfico relevante 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 2015 un 3% de la energía asignada en regulación terciaria en España). Por tanto, a los efectos del análisis de competencia, el ámbito geográfico de los servicios de ajuste se ha considerado nacional.

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, y restricciones técnicas, 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).

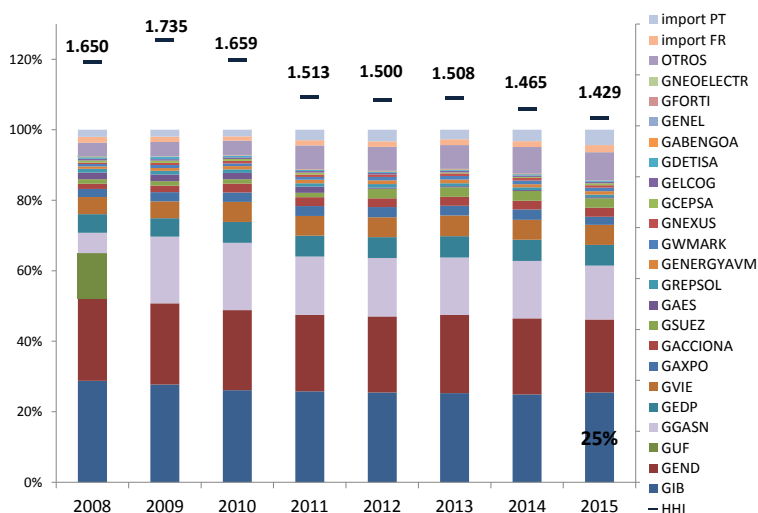
El peso relativo de una empresa en el mercado eléctrico puede medirse en términos de potencia disponible (MW) o de energía producida (GWh). La primera medida tiene la ventaja de ser una variable estructural que no está afectada por el comportamiento estratégico de las empresas, pero puede ignorar determinadas restricciones a la utilización de la potencia (en particular la hidráulica y la eólica) y acabar sobrestimando el poder de mercado existente. La segunda no presenta este problema, puesto que mide la participación

realmente observada de las empresas en el mercado, aun cuando tiene el inconveniente de incorporar su conducta estratégica. 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 Herfindahl-Hirschman (HHI) entre los años 2008 y 2015 tomando la potencia disponible de todas tecnologías de generación. Como puede apreciarse, el HHI se sitúa por debajo de 1.500 en los últimos años, reduciéndose ligeramente con respecto a 2008-2009, motivado principalmente por las desinversiones llevadas a cabo por Gas Natural Fenosa para cumplir con la Resolución de la CNC de 11 de febrero de 2009, sobre el expediente *C-0098/08 Gas Natural / Unión Fenosa*, y por la entrada de energías renovables autorizadas con carácter previo a la moratoria introducida por el Real Decreto ley 1/2012. En cuanto a las cuotas de concentración, la empresa de mayor cuota, Iberdrola, contaría con una cuota de 25%. Se recuerda a estos efectos que la Comisión Europea suele considerar como umbral de referencia para descartar la existencia de problemas estructurales de competencia horizontal, un índice HHI inferior a 2.000 y una cuota de mercado de la empresa más grande inferior al 25%. No obstante, se ha de tener en cuenta que los índices han sido calculados con unos ratios de disponibilidad medios, por lo que los niveles de disponibilidad reales pudieran en un momento dado ser diferentes a los considerados, especialmente en el caso de la hidráulica.

Desde 2011, las cuotas se mantienen bastante estables ya que, a excepción de la incorporación de un volumen reducido de nuevas instalaciones renovables y el cierre de alguna central de carbón, el resto de potencia se mantiene sin variaciones.

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



Fuente: CNMC

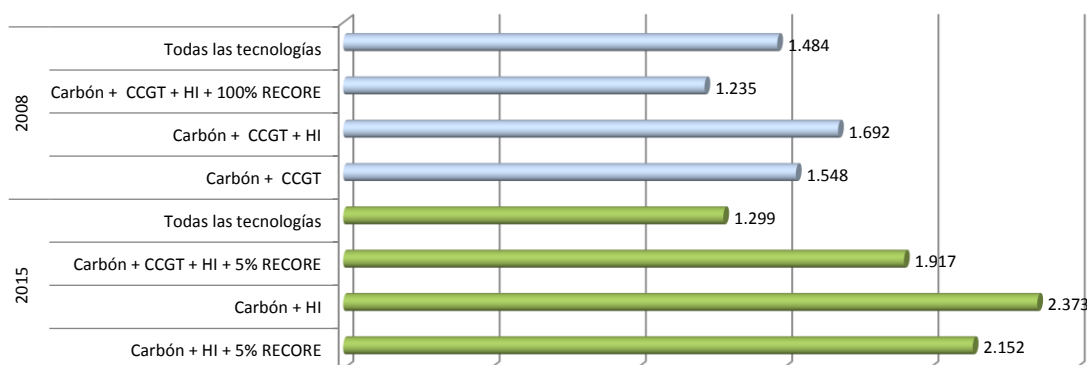
Nota: El análisis se realiza en zona española por no disponer de información sobre potencia instalada por propietario en Portugal. Se ha considerado con porcentaje de disponibilidad de la hidráulica de un 59%, de acuerdo con lo establecido en la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se 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.

4.2.1 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 (RECORE), no se considera. En particular, 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 4.7).

En el siguiente gráfico se muestran los índices Herfindahl-Hirschman (HHI) en los años 2008 y 2015 tomando todas las tecnologías de generación y aquellas que se ha estimado que pudieran resultar marginales en cada momento. En la práctica, la Unión Europea estima que es improbable que existan problemas de competencia horizontal en situaciones en las que el índice HHI es inferior a 2.000 y la cuota de mercado de la empresa más grande es inferior al 25%.

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.

En 2015, se ha considerado el carbón como tecnología marginal, junto con la hidráulica. Se incluyen las centrales de carbón autóctono adscritas hasta 2014 al mecanismo de Restricciones por Garantía de Suministro, ya que a partir del día 1 de enero de 2015 no resulta de aplicación dicho mecanismo. Desde entonces, éstas participan en el mercado en las mismas condiciones que el resto de centrales. Con carácter general, resultan despachadas en el PDBF siguiendo en el orden de mérito a las centrales de importación.

Del análisis de los datos anteriores, se desprende que si bien el índice HHI habría mejorado, reduciéndose de 1.507 en 2008 a 1.373 en 2015 cuando se consideran todas las tecnologías; ocurre lo contrario si se consideran únicamente tecnologías que pueden resultar marginales. 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.

En la siguiente tabla se muestra la evolución de las cuotas de generación en PDBF de los principales grupos empresariales, considerando todas las tecnologías. Como puede observarse, se produce una disminución de la cuota de Endesa que pasa del 27% en 2008 al 20% en 2009, en parte como consecuencia de la venta de activos a E-ON Viesgo en 2008 y en parte por la significativa reducción de la producción de sus centrales de carbón. Cabe señalar también que la cuota de Gas Natural Fenosa en la actualidad (7%) es inferior a la suma de las cuotas que Unión Fenosa y Gas Natural ostentaban por separado en 2008 (16%), afectada también por la reducción de la producción de las centrales de carbón y las centrales de ciclo combinado, así como por las desinversiones realizadas.

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	UF	GN	EDP	VIESGO	AXPO	ACCIONA	ENERGYA VM	WIND TO MARKET	NEXUS	DETISA	OTROS	HHI
2008	27%	22%	11%	5%	13%	1%	4%	3%	1%	1%	1%	1%	10%	1.484
2009	20%	23%	6%	5%	13%	4%	7%	3%	2%	2%	1%	2%	14%	1.176
2010	19%	24%	0%	9%	12%	3%	8%	5%	2%	2%	2%	2%	12%	1.255
2011	23%	21%	0%	7%	12%	2%	9%	5%	3%	2%	2%	1%	12%	1.251
2012	23%	18%	0%	8%	16%	2%	9%	5%	3%	2%	2%	1%	12%	1.236
2013	21%	19%	0%	7%	19%	1%	8%	6%	3%	3%	2%	1%	10%	1.304
2014	21%	21%	0%	6%	20%	1%	7%	5%	2%	3%	2%	1%	10%	1.396
2015	21%	18%	0%	7%	19%	2%	7%	5%	2%	3%	2%	1%	13%	1.299

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 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	UF	GN	EDP	VIESGO	AXPO	ACCIONA	ENERGYA VM	WIND TO MARKET	OTROS	HHI
2008	29%	16%	15%	10%	16%	2%	0%	0%	0%	0%	12%	1.692
2009	21%	18%	10%	8%	18%	7%	0%	0%	0%	0%	18%	1.366
2010	20%	23%	0%	17%	15%	7%	0%	2%	0%	0%	16%	1.544
2011	40%	22%	0%	7%	16%	3%	2%	3%	1%	0%	6%	2.400
2012	43%	11%	0%	8%	22%	3%	2%	3%	1%	0%	7%	2.539
2013	36%	19%	0%	10%	20%	2%	2%	4%	1%	1%	6%	2.173
2014	36%	22%	0%	10%	18%	2%	1%	4%	0%	0%	6%	2.257
2015	35%	16%	0%	10%	22%	3%	1%	3%	0%	0%	7%	2.152

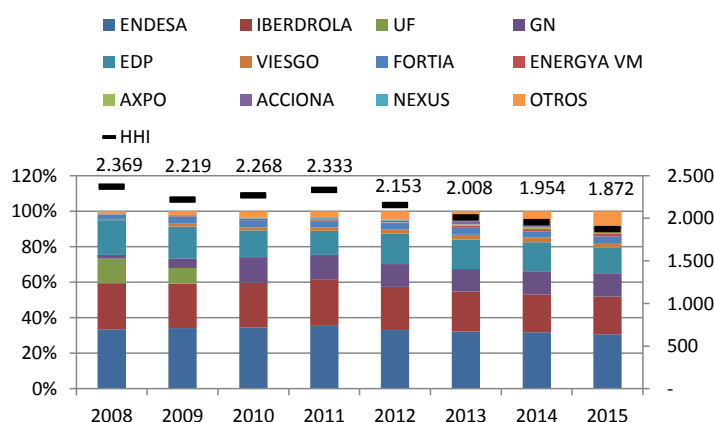
Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS".

Se han considerado tecnologías marginales, de 2008 a 2010, carbón, ciclos combinados e hidráulica, mientras que de 2011 a 2015 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 una mejora significativa en los índices HHI, que se sitúan por debajo de 2.000. Esta reducción se debe a la aparición de numerosos nuevos entrantes – tal y como se ha indicado anteriormente-, y a las menores cuotas de los dos mayores grupos comercializadores, Endesa e Iberdrola. En el Informe de la CNMC de supervisión del mercado minorista de electricidad, se puede encontrar un análisis más detallado de niveles de concentración por sectores de consumo en zona española.

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

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".

4.2.2 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

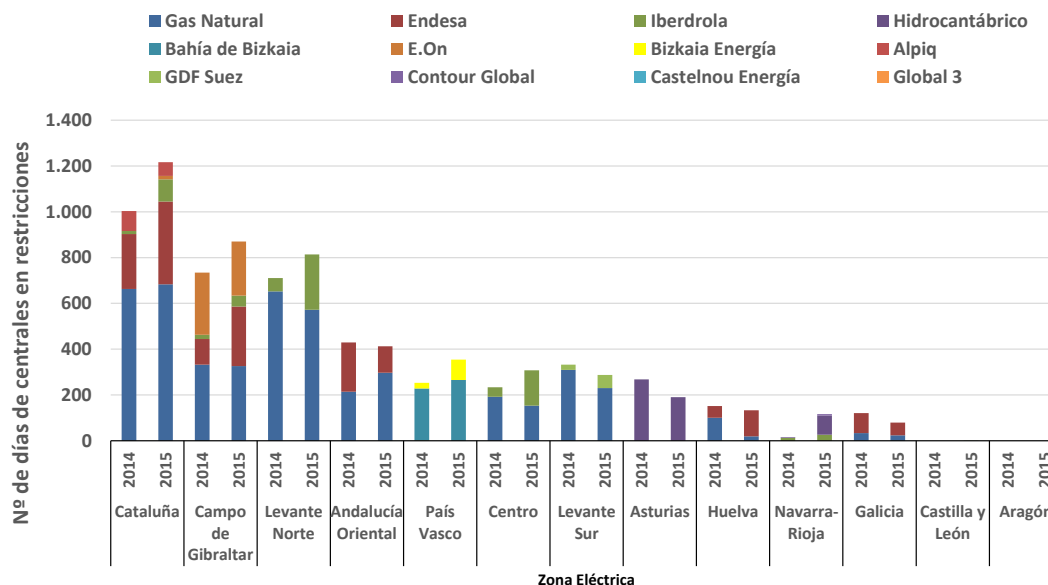
restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF), tras cada sesión del mercado intradiario y en tiempo real. De éstos, en este informe se aborda el primero – solución de restricciones al PDBF-, por ser éste el proceso que involucra mayor volumen de energía.

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 2014. 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 (CONFIDENCIAL), el despacho de una de las centrales de una empresa no es totalmente sustituible por las centrales de las otras empresas instaladas en la zona¹⁹, por lo que el número de empresas que pueden resolver un problema específico puede ser menor que el mostrado en el gráfico siguiente. Por ejemplo, cabría citar el despacho de centrales que resultan despachadas 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.

¹⁹ 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.

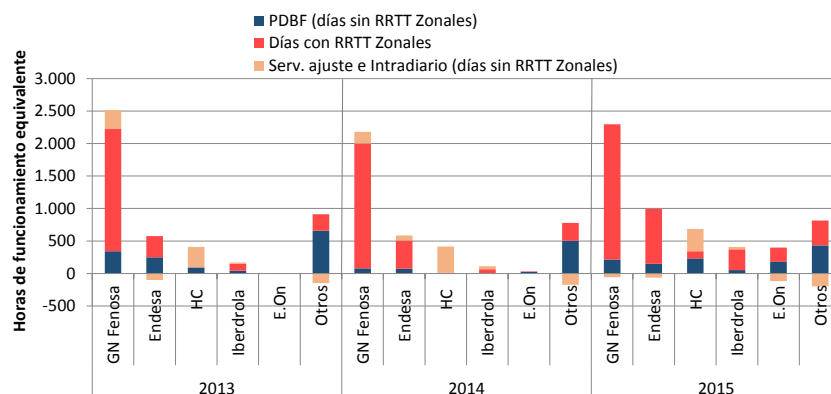
Gráfico 40. Número de días de cada central despachadas en el proceso de resolución de restricciones técnicas al PDBF (se muestra la suma de los días despachados por las centrales de carbón y de ciclo combinado de cada empresa)



Fuente: CNMC

Por todo ello, puede concluirse que el nivel de concentración en el proceso de resolución de restricciones técnicas es bastante elevado, consiguiendo una participación muy relevante en este proceso la empresa Gas Natural Fenosa. En particular, el despacho de esta empresa en este proceso representó en torno al 50% del despacho en 2015 (calculado como suma de número de días de cada central con despacho), y entorno al 60% en 2014. 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.

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

Así, si bien en 2015 los niveles de concentración han mejorado ligeramente con respecto a 2014, motivado en parte por el aumento del despacho por restricciones requerido por el Operador del Sistema, y por la reducción del precio del gas natural, la tendencia en los últimos años ha sido de una mayor concentración en este segmento. Esta tendencia ha sido motivada por el escaso funcionamiento de los ciclos combinados menos eficientes, desapareciendo –a efectos de su consideración como disponibilidad efectiva-, algunas de las empresas presentes en determinadas zonas.

No obstante, se aprecia que, aun siendo elevado el nivel de concentración, desde un punto de vista zonal, las empresas han realizado diversas inversiones durante estos últimos años para ganar en eficiencia reduciendo progresivamente su mínimo técnico de funcionamiento. Este hecho resulta significativo teniendo en cuenta que el despacho de estas centrales está en la actualidad mayoritariamente enfocado al proceso de restricciones, lo que muestra un cierto interés por lograr una mayor eficiencia que el resto de centrales de la zona y, por ende, incrementando la competencia en el segmento de restricciones.

En este mismo sentido cabe señalar las prácticas llevadas a cabo por los titulares de estas centrales ofertando por debajo de mínimo técnico al mercado diario (comentadas en el apartado 3.6.1 anterior), para conseguir una posición más ventajosa que el resto de centrales de la zona, lo que denota la existencia de una cierta competencia.

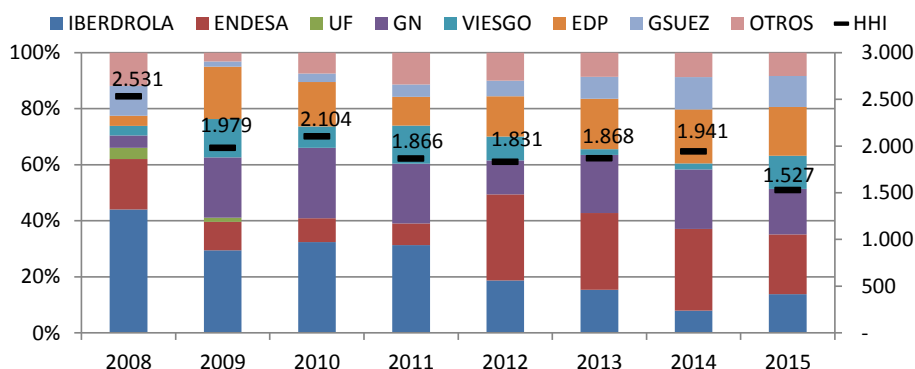
Por otra parte, cabe indicar, tal y como se verá más adelante en el apartado 4.10, que aquellas centrales que registran un mayor nivel de funcionamiento -motivado fundamentalmente por su participación en el proceso de resolución de restricciones técnicas- consiguen márgenes positivos frente al resto de centrales que no consiguen cubrir la totalidad de sus costes fijos, de acuerdo con las estimaciones realizadas por la Dirección de Energía de esta Comisión. Esta situación ha ido derivando progresivamente en un escenario en el que las centrales que se encuentran en este segundo grupo tengan un funcionamiento tan escaso, que su participación en el mercado de producción haya desaparecido a los efectos de la consideración de su disponibilidad efectiva, llegando en algunos casos a solicitar el cierre. No obstante, estas centrales sí estarían en disposición de funcionar si el Operador del Sistema lo considerara necesario, de acuerdo con las inspecciones realizadas por la Dirección de Energía de esta Comisión.

[CONFIDENCIAL]

4.2.3 Reserva de Potencia

Como puede observarse en el siguiente gráfico, los índices HHI del segmento de insuficiente reserva a subir han ido mejorando en los últimos años, gracias, principalmente, a la reducción de la cuota de Iberdrola. Este grupo empresarial ha visto reducida su cuota debido a la menor participación de sus ciclos combinados, si bien en 2015 la incrementa respecto a 2014 debido a la entrada de sus centrales de carbón autóctono, que hasta 2014 estaban adscritas hasta al mecanismo de Restricciones por Garantía de Suministro.

Gráfico 42. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de reserva de potencia



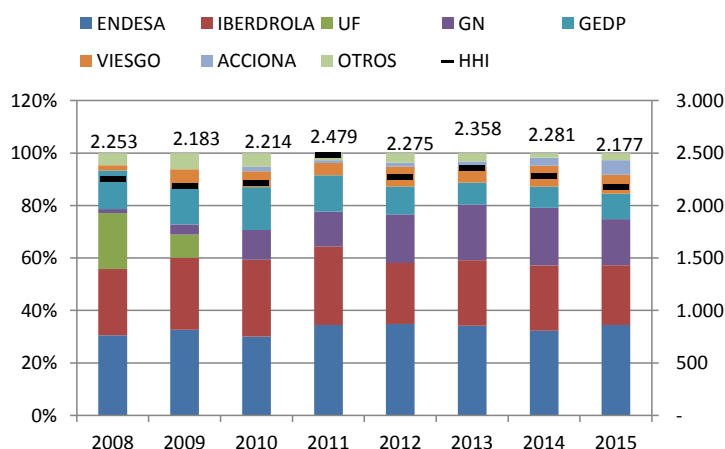
Fuente: CNMC

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».

4.2.4 Banda de Regulación Secundaria y Energía de Regulación Secundaria

En el análisis de banda de regulación secundaria se observan las elevadas cuotas que mantienen los tres mayores grupos energéticos (en conjunto superior al 70%). En particular, sólo con las tecnologías hidráulica (Endesa e Iberdrola) y de ciclo combinado (Gas Natural Fenosa) aportan más del 60% de los requerimientos de banda de regulación secundaria. Así, los índices HHI resultantes superan el valor de 2.000. En 2015, los agentes no vinculados a las empresas tradicionales energéticas han aportado un 8% del requerimiento, destacando principalmente la participación de Acciona, con un 6% de la cuota.

Gráfico 43. Cuotas empresariales e índices HHI en banda secundaria

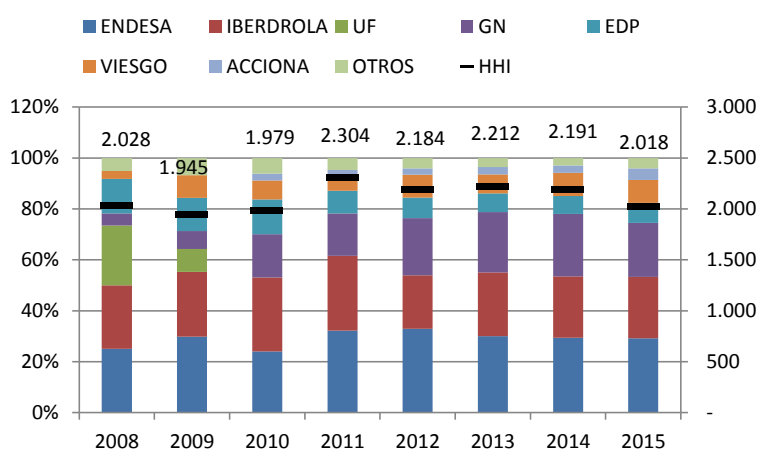


Fuente: CNMC

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

En el caso de la energía de regulación secundaria, se obtienen resultados similares a los de banda de regulación secundaria, tanto en energía a subir como en energía a bajar, tal y como se puede observar en los siguientes gráficos.

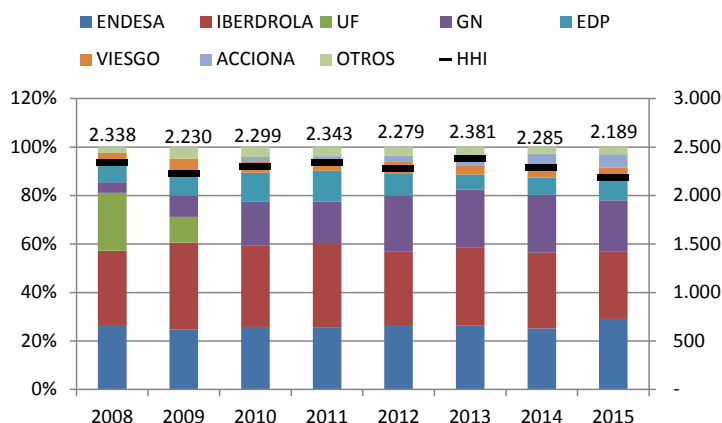
Gráfico 44. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de regulación secundaria a subir



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



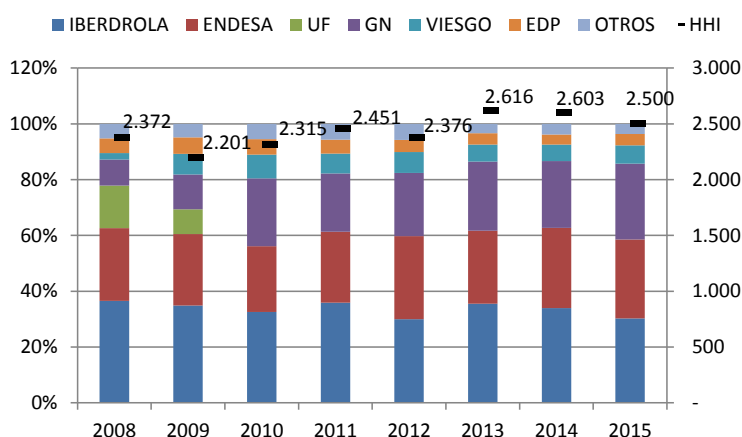
Fuente: CNMC

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

4.2.5 Regulación Terciaria

En el análisis de los índices HHI correspondiente a la energía de regulación terciaria a subir, se aprecia en 2015 una mejora con respecto a 2014, aunque en los últimos tres años se ha producido un empeoramiento. Este empeoramiento se ha visto favorecido por las mayores cuotas de los grupos Iberdrola, Gas Natural Fenosa y Endesa, cuyas cuotas en las producciones hidráulica, de ciclo combinado y carbón, respectivamente, se han incrementado en este segmento.

Gráfico 46. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de regulación terciaria a subir

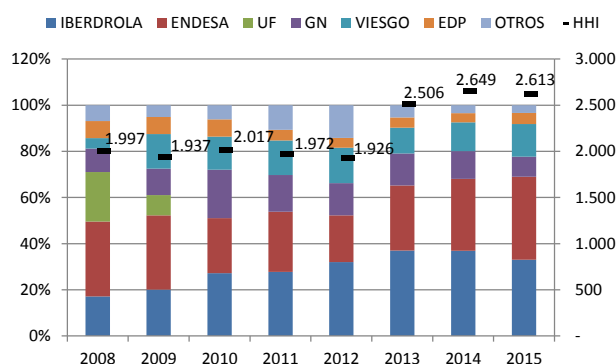


Fuente: CNMC

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 el caso de la energía de regulación terciaria a bajar, también se observa el paulatino empeoramiento de los índices HHI en los tres últimos años. Este incremento del índice se ha visto favorecido por las mayores cuotas de dos de los grandes grupos energéticos, Iberdrola y Endesa; en ambos casos por la mayor participación de sus centrales de bombeo en este segmento. La energía asignada por empresas no vinculadas a los grupos tradicionales energéticos representa únicamente un 4% de la energía de este servicio.

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



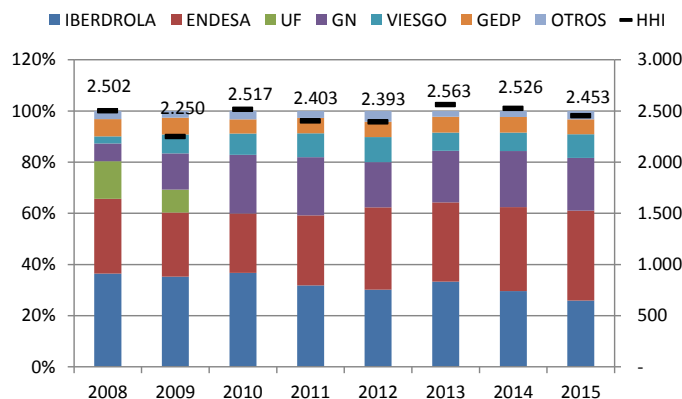
Fuente: CNMC

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

4.2.6 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. Se observa que en este segmento prácticamente sólo participan los grupos energéticos tradicionales, mientras que el resto de grupos apenas alcanzan una cuota agregada del 2% - 4%.

Gráfico 48. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de gestión de desvíos a subir

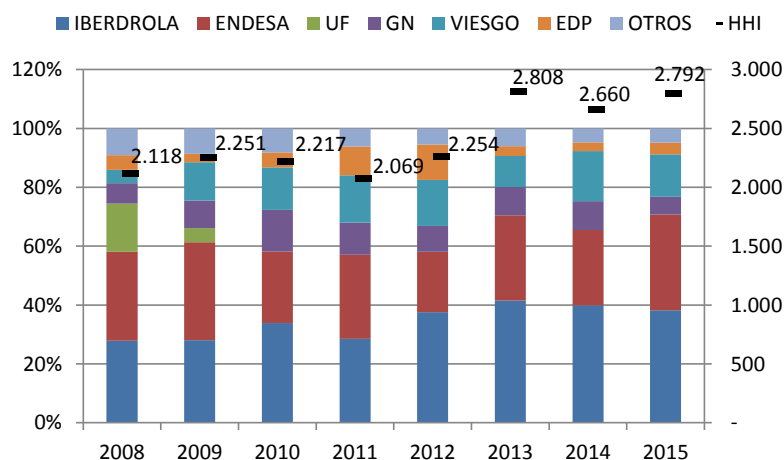


Fuente: CNMC

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, los índices HHI empeoran en los tres últimos años, alcanzando en 2013 y 2015 valores en torno a 2.800. Este empeoramiento se ha visto favorecido por la baja participación de los ciclos combinados en estos años, mientras que en el periodo 2008 – 2012 el elevado funcionamiento de esta tecnología, en particular el de las unidades pertenecientes a otros grupos diferentes a los cinco tradicionales, cuya participación era principalmente a bajar, propició la existencia de menores niveles de concentración. No obstante, como se ha visto en el capítulo 3, la programación de energía en este segmento es actualmente muy reducida.

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



Fuente: CNMC

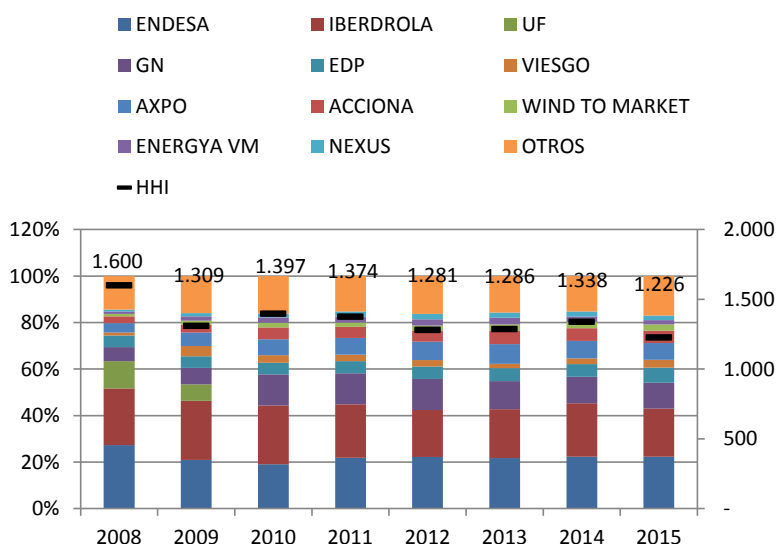
Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS".

4.2.7 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.

Los índices de concentración de las empresas eléctricas de generación se han mantenido en los últimos años en el entorno de 1.200-1.400, después de que la cuota en 2009 se redujese al disminuir la producción con carbón de Endesa.

Gráfico 50. 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

	ENDESA	IBER-DROLA	UF	GN	EDP	VIESGO	AXPO	ACCIONA	WIND TO MARKET	ENERGYA VM	NEXUS	OTROS	HHI
2008	27%	24%	12%	6%	5%	1%	4%	3%	1%	1%	1%	14%	1.600
2009	21%	25%	7%	7%	5%	4%	6%	3%	2%	2%	1%	16%	1.309
2010	19%	25%	0%	13%	5%	3%	7%	5%	2%	2%	2%	16%	1.397
2011	22%	23%	0%	13%	5%	3%	7%	5%	2%	3%	2%	15%	1.374
2012	22%	20%	0%	13%	5%	3%	8%	5%	2%	3%	2%	16%	1.281
2013	22%	21%	0%	12%	6%	2%	8%	6%	3%	3%	2%	16%	1.286

2014	22%	23%	0%	11%	5%	3%	8%	5%	3%	2%	2%	15%	1.338
2015	22%	21%	0%	11%	6%	3%	7%	5%	3%	2%	2%	17%	1.226

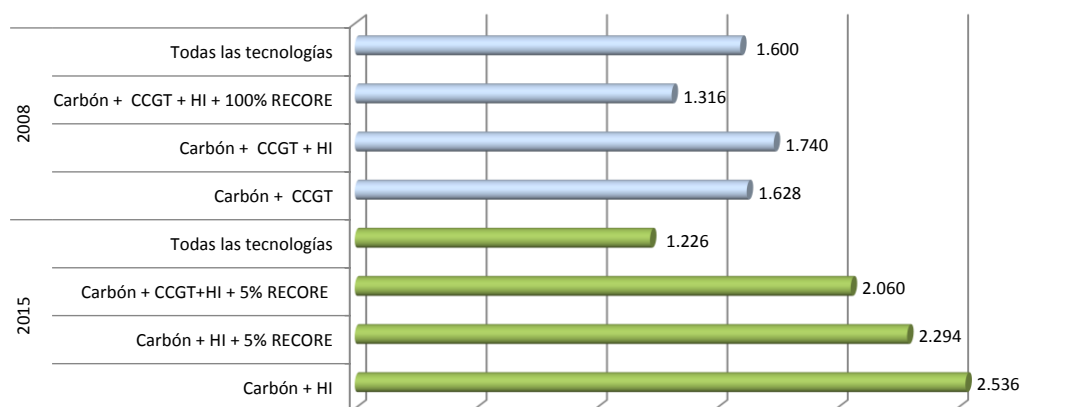
Fuente: CNMC

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.

Cuando se consideran aquellas tecnologías que podrían resultar marginales, los índices HHI empeoran, tal y como se vio en el PDBF.

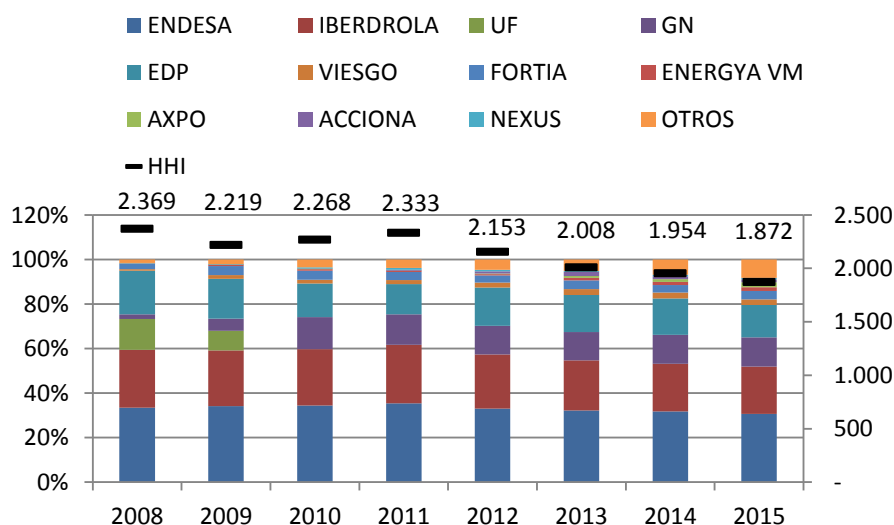
Gráfico 51. Índices HHI de generación según distintas tecnologías en zona española en P48.



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, 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 la aparición de numerosos nuevos entrantes.

Gráfico 52. Cuotas empresariales e índices HHI de la demanda en zona española en P48.



Fuente: CNMC

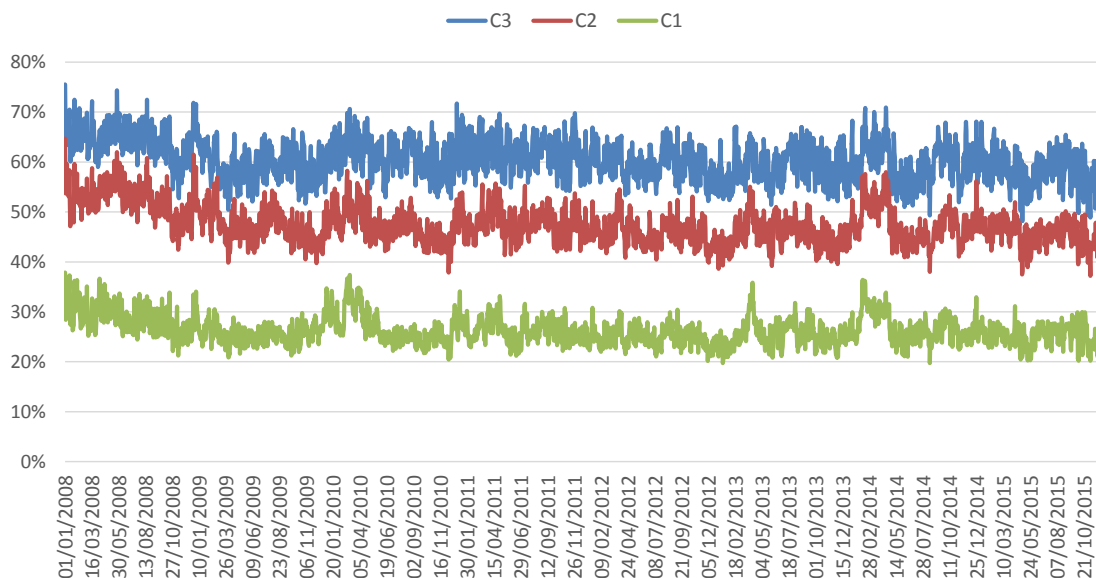
Cuadro 10. Cuotas empresariales e índices HHI de la demanda en zona española en P48.

	ENDESA	IBERDROLA	UF	GN	EDP	VIESGO	FORTIA	ENERGIA VM	AXPO	ACCIONA	NEXUS	GSUEZ	OTROS	HHI
2008	38%	30%	16%	2%	7%	1%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2.369
2009	38%	28%	10%	6%	7%	2%	5%	1%	0%	0%	0%	0%	3%	2.219
2010	37%	27%	0%	16%	8%	2%	5%	1%	1%	0%	1%	0%	4%	2.268
2011	36%	26%	0%	15%	8%	2%	4%	1%	1%	0%	1%	0%	5%	2.333
2012	35%	25%	0%	14%	8%	3%	4%	1%	1%	1%	1%	0%	7%	2.153
2013	34%	23%	0%	14%	7%	3%	4%	2%	2%	2%	1%	1%	7%	2.008
2014	34%	22%	0%	14%	8%	3%	4%	2%	2%	2%	1%	1%	8%	1.954
2015	33%	22%	0%	15%	7%	3%	4%	3%	3%	1%	1%	1%	9%	1.872

Fuente: CNMC

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 C_1 indica la mayor cuota de mercado, C_2 es la suma de las dos mayores cuota de mercado y C_3 , 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 se han mantenido bastante estables desde el comienzo de la crisis económica.

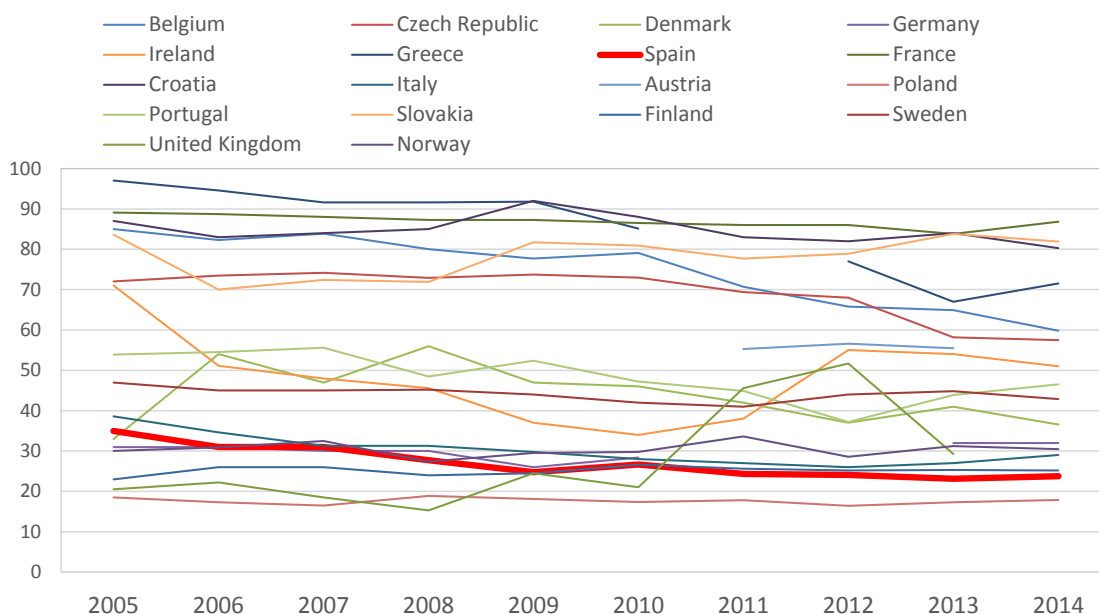
Gráfico 53. Evolución de los índices de concentración diarios de la generación en zona española. P48



Fuente: CNMC

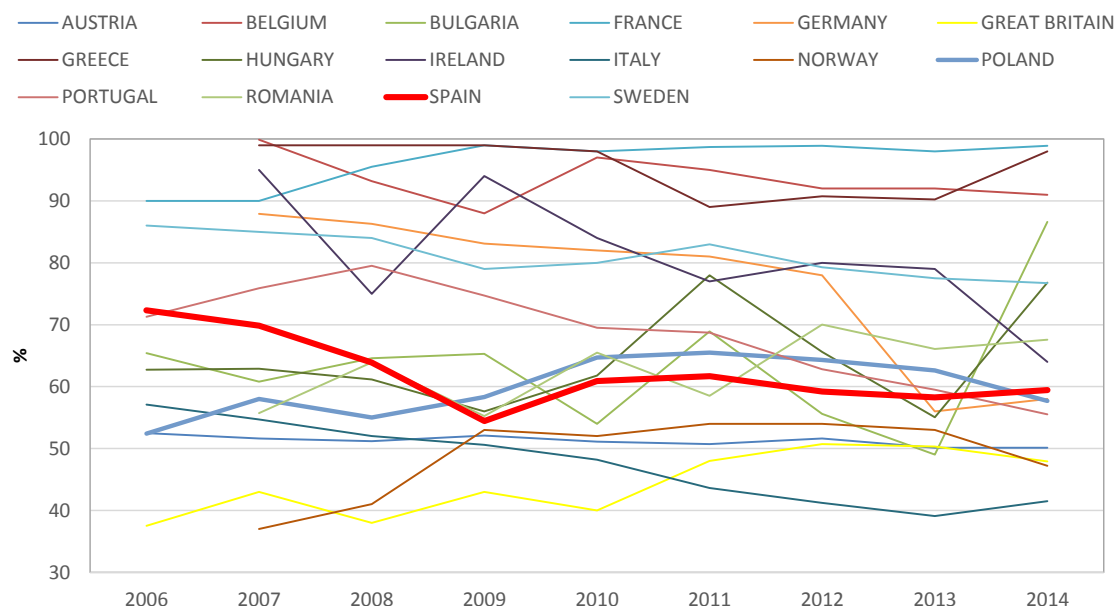
El gráfico siguiente muestra el índice C1 del mercado español junto con el del resto de países europeos, donde se aprecia que el valor del caso español se sitúa en la franja inferior de los valores de los diferentes mercados. Asimismo, si el índice que se utiliza es el C3, el mercado español se sitúa por debajo de la media europea.

Gráfico 54. Comparativa europea del índice de concentración C1, calculado como la cuota anual del mayor producto. P48



Fuente: Eurostat

Gráfico 55. Comparativa europea del índice de concentración C3, calculado como la cuota anual del mayor productor. P48

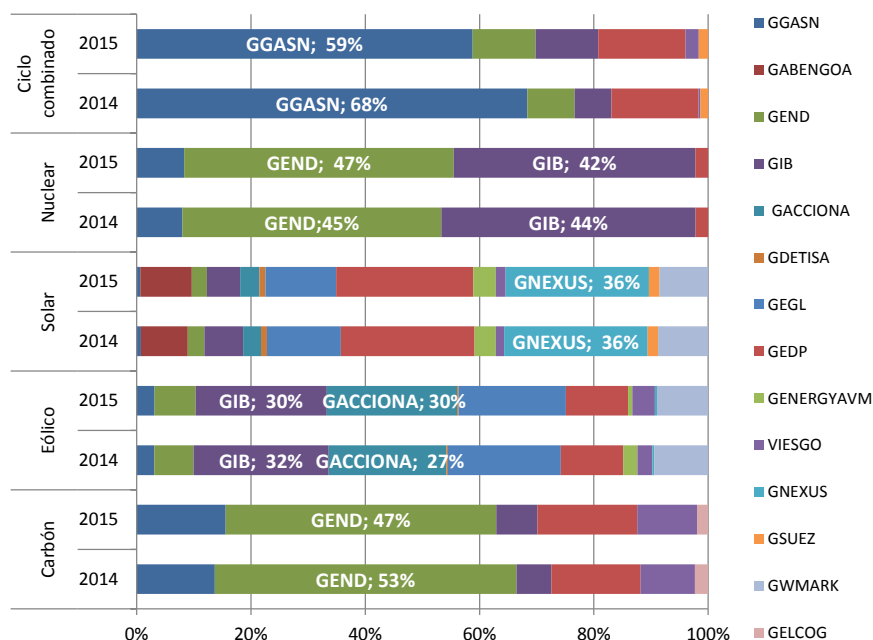


Fuente: National Reports CEER

No obstante lo anterior, las conclusiones que se pueden obtener de esta comparativa sobre cuotas de producción 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.

Gráfico 56. Cuotas de producción en P48 por tecnología en 2014 y 2015



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

4.3 Integración vertical

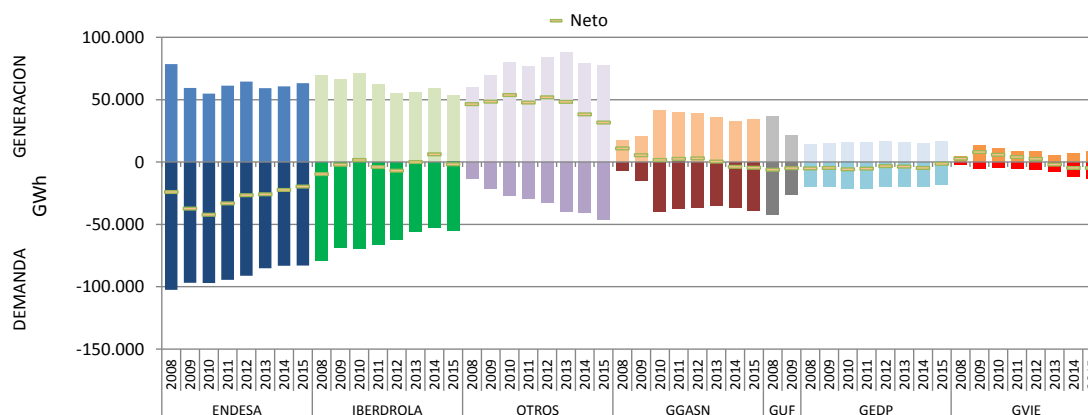
Los grupos verticalmente integrados disponen de una cobertura natural (lo que pierde una filial del grupo vía precio lo gana la otra, como contraparte del mismo mercado). El resto de generadores no verticalmente integrados generalmente venden su energía a través de los distintos segmentos del mercado *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. Así, los agentes integrados verticalmente establecen contratos bilaterales físicos con sus filiales de comercialización, asociados a determinadas centrales o al propio titular de generación, obteniendo una cobertura de riesgo implícita contra las fluctuaciones del precio *spot* para dichas centrales durante el plazo deseado. El apartado 4.4 de este capítulo recoge los datos de contratación bilateral intragrupo.

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.

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



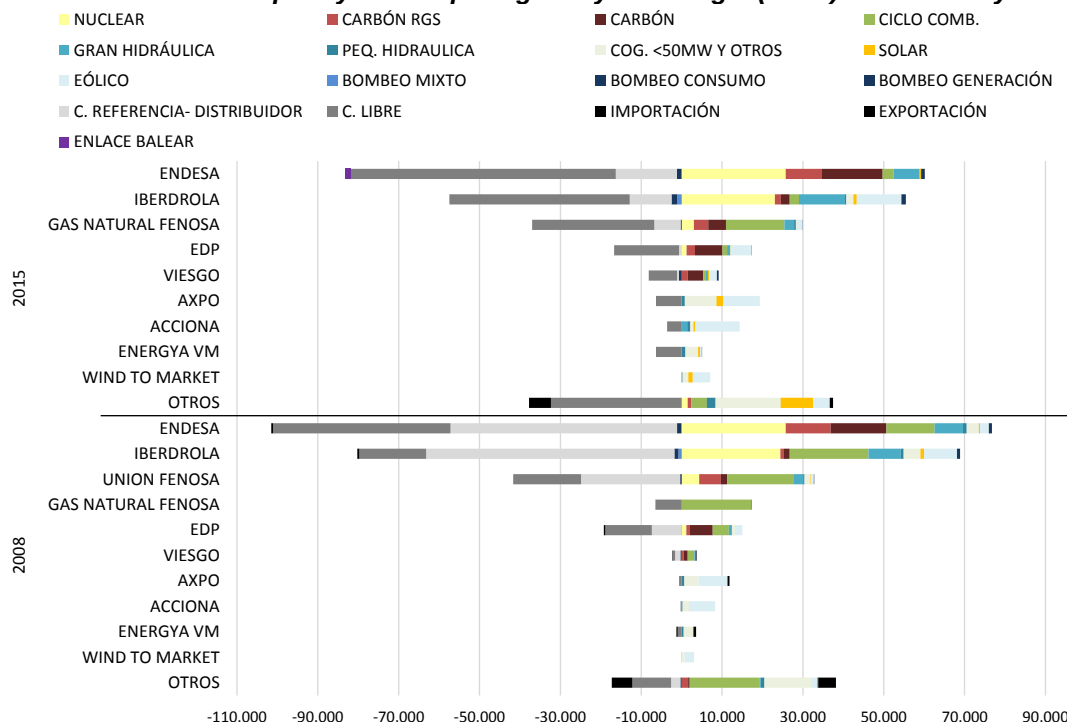
Fuente: CNMC

(*) 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 así como el descenso de su generación eólica, lo que, sumado a su mayor demanda, (comercialización de agentes independientes) ha conducido a la disminución del carácter vendedor de su posición neta.

Analizando las posiciones compradoras y vendedoras de los diferentes grupos empresariales y tecnologías en 2015 frente a 2008, se puede observar la menor utilización de los ciclos combinados a favor de una mayor utilización de las centrales de carbón, así como el incremento de agentes independientes en la generación eólica y solar. 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 sin generación propia adquieren una cierta “integración vertical”, lo que les aporta ciertas ventajas desde el punto de vista financiero

Gráfico 58. Compras y ventas por agente y tecnología (MWh). Años 2008 y 2015



Fuente: CNMC

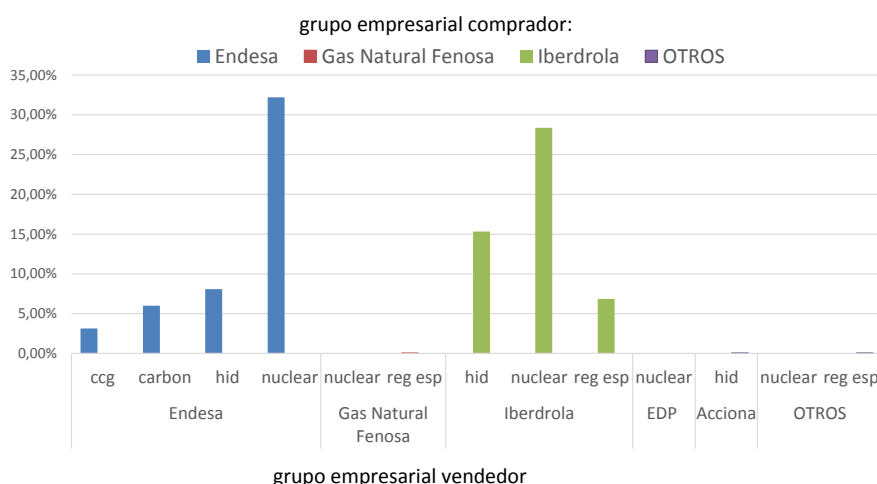
4.4 Liquidez en el mercado diario e intradiario

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. Como se ha dicho anteriormente, el 72% del total de las ventas fue negociado en el mercado spot (73% en 2014), y el 28% restante a través de contratos bilaterales. Al objeto de analizar si la contratación bilateral puede cambiar las estrategias de los agentes en el mercado diario, es de utilidad realizar una caracterización tanto del volumen, del tipo de tecnología (distinguiendo entre tecnologías inframarginales y marginales) y de los agentes que suscriben contratos bilaterales. De los contratos bilaterales existentes en la actualidad en los que la parte vendedora es una tecnología de generación²⁰, el 99,96% corresponden a acuerdos intragrupo de las empresas tradicionales energéticas (entre centrales de generación y comercializadores del mismo grupo empresarial). En el siguiente gráfico se muestra el desglose por tecnología y grupo empresarial de este tipo de bilaterales físicos, en el que se aprecia que sólo Iberdrola y Endesa bilateralizan su generación y lo hacen con comercializadoras de su propio grupo. Con carácter general, las empresas suelen utilizar las centrales que consideran inframarginales en cada momento para la realización de estos contratos bilaterales (si bien en el gráfico siguiente

²⁰ Existen multitud de contratos bilaterales cuya contraparte son el propio titular de las instalaciones de generación que no representan a ninguna unidad de generación en concreto.

aparecen ciclos combinados realizando contratos bilaterales sin que pueda considerarse esta tecnología inframarginal en 2015, su programación corresponde a la práctica ya mencionada anteriormente de ofertar por debajo de mínimo técnico para obtener una posición ventajosa en el proceso de restricciones técnicas, por su parte).

Gráfico 59. Contratos bilaterales físicos en los que la parte vendedora es una tecnología de generación. Año 2015



Fuente: CNMC

De esta forma, la cuota de energía negociada por la generación en el mercado diario MIBEL se encuentra entre las más elevadas de Europa. Es reconocido comúnmente que la existencia de mercados líquidos favorece la entrada de nuevos participantes, aporta señales transparentes a todos los agentes y dificulta la manipulación de los mercados²¹. En cualquier caso, se debe señalar que estos niveles de liquidez vienen derivados en gran parte del diseño de mercado y de la regulación específica aplicada en cada país.

Cuadro 11. Ratio Energía negociada en el mercado diario /demanda en los mercados europeos- Año 2013.

País	Energía negociada mercado diario /demanda
SPAIN	74%
ITALY	65%
GERMANY	48%
GREAT BRITAIN	45%
PORTUGAL	100%
FRANCE	12%

²¹ Market Monitoring Report ACER 2011.
http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Publications/Documents/ACER%20Market%20Monitoring%20Report.pdf

País	Energía negociada mercado diario /demanda
NORDPOOL (EE, FI, NO, SE, DK)	85%
THE NETHERLANDS	43%
BELGIUM	20%
CZECH REPUBLIC	21%
SLOVAK REPUBLIC	21%
SLOVENIA	45%
IRELAND	100%
POLAND	15%
ROMANIA	31%

Fuente: CEER

Por su parte, el mercado intradiario del MIBEL continúa siendo también uno de los mercados más líquidos de Europa.

Cuadro 12. Generación intermitente y liquidez del Mercado intradiario en 2014

Market	Intermittent generation (% installed capacity)	Ratio ID volumes/demand
Spain	22%	12.1%
Italy	18%	7.4%
Portugal	21%	7.6%
Germany	28%	4.6%
Great Britain	12%	4.4%
Slovenia	7%	1.0%
Belgium	19%	1.0%
Sweden	11%	1.0%
Lithuania	8%	1.0%
France	10%	0.7%
Czech Republic	10%	0.7%
Netherlands	10%	0.2%
Poland	9%	0.1%

Fuente: ACER

En el MIBEL, los volúmenes de energía negociados en los mercados intradiarios representaron el 8% (9,4% en 2014) de la energía negociada en PDBF, mientras que el incremento neto de generación fue del 3,4% (5,1% en 2014). 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 50,8% de la energía negociada en la totalidad del mercado intradiario.

4.5 Explicación del precio del Mercado diario

Uno de los indicadores que suele manejarse para poder valorar el nivel de competencia de un mercado es la posibilidad de ser “explicado” teniendo en cuenta la evolución de los costes de oportunidad de las tecnologías que resultan despachadas en dicho mercado.

A pesar de la relevancia que tienen las energías renovables en nuestro mix energético (en el 2015, el 37,4% de energía eléctrica demandada se cubrió con generación renovable), 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, dado la reducida producción

nacional existente de estos combustibles (en el período 2011-2014 las centrales que consumen carbón autóctono han tenido una participación en el mix de producción nacional entorno al 5-8% y la producción autóctona de gas natural ha resultado casi nula).

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). Esta última vía representó en 2015 el 42% del total del gas recibido, mientras que el 58% ha entrado por gasoducto. Unas cifras que contrastan con la realidad europea, donde el 86% del gas natural consumido proviene de gasoducto. Este hecho hace que el coste de oportunidad del gas natural en España se vea afectado sensiblemente por la evolución del resto de mercados internacionales.

En este contexto, durante el año 2015, el precio del petróleo ha continuado su senda decreciente iniciada en el último trimestre de 2014, pasando de valores que superaban los 100 \$/barril en el verano de 2014 hasta situarse en el entorno de los 37\$/Bbl al final de diciembre de 2015. Esta evolución descendente del precio del petróleo ha tenido una influencia significativa en los precios de los contratos de aprovisionamiento de gas natural de las centrales de generación eléctrica de ciclo combinado, así como en los contratos de gas natural licuado (GNL) a largo plazo, en su mayoría ligados a la evolución del precio del petróleo. Todo ello, incluso a pesar de haber coincidido con una significativa apreciación del dólar frente al euro en este periodo.

Así, se han registrado caídas del precio del gas natural en la mayoría de los mercados internacionales y se ha reducido el diferencial entre los mercados europeos y asiáticos (en diciembre de 2015 se registraron reducciones de precio con respecto al mismo periodo del año anterior del 25-30% en todos los mercados). Esta situación representa un cambio de tendencia frente a lo que venía ocurriendo desde el terremoto de Fukushima en 2011, cuando Japón se vio obligado a incrementar la importación de gas natural para la producción eléctrica en sus centrales térmicas tras el cierre de sus reactores nucleares.

En este sentido, cabe destacar que, desde finales de 2014, se produce un descenso importante del precio spot del GNL en Asia, paralelo a la caída del precio del Brent, eliminándose así la mayor parte del diferencial de precios entre Europa y Asia.

Los datos provisionales muestran que la producción mundial de GNL se incrementó un 2,7% en 2015, superando el estancamiento de los últimos 3 años. Adicionalmente, durante el año 2015, las importaciones de GNL del mercado europeo han aumentado un 16% respecto al año 2014, favorecidas por la debilidad de la demanda en Asia y la mayor competitividad de precios del GNL frente al aprovisionamiento por gasoducto a Europa. Además, a comienzos de 2016 han entrado en funcionamiento 3 nuevas plantas de

licuación, dos en Australia y otra en USA, lo que probablemente impulsará aún más a la baja el precio del GNL en el mercado spot.

Este nuevo escenario ha supuesto en España una reducción significativa de las recargas de buques destinadas a la exportación (un 73% menor en 2015 con respecto a 2014, en GWh), lo que ha favorecido la existencia de una mayor disponibilidad de gas natural para el consumo nacional destinado a generación eléctrica (en 2015 el consumo de gas para la generación eléctrica ha registrado un crecimiento del 18% según datos de Enagas).

En 2015, cabe destacar el inicio de las operaciones del mercado organizado de gas (MIBGAS) el 16 de diciembre, tras la aprobación mediante resolución de la Secretaría de Estado de Energía de las Reglas del Mercado, que habilitan la negociación de varios productos: intradiario, diarios hasta 3 días de negociación, resto de mes y mes siguiente. Durante el mes de diciembre de 2015 se habilitaron 16 agentes para participar en el mercado, y otros 8 estaban en fase de registro. El volumen total negociado en las primeras sesiones de funcionamiento fue muy reducido (3.300 MWh), hasta enero de 2016, cuando comienza la compra del gas de operación en el mercado por parte del GTS, que ha dotado de cierta liquidez al mercado. El 29 de diciembre el precio del producto intradiario en el MIBGAS era de 19,25 €/MWh, un 25% superior al precio del mercado holandés TTF, aunque a partir de finales de marzo de 2016, el diferencial entre el MIBGAS y los mercados europeos parece haberse reducido significativamente.

Adicionalmente, continúa la reducción del precio del carbón motivado principalmente por la reducción del consumo mundial de esta materia prima. No obstante, esta reducción no ha sido trasladada en su totalidad al sector eléctrico al verse compensada en parte por el incremento del precio del CO₂ (8,27€/tCO₂ en diciembre de 2015 frente a 4,94 €/tCO₂ en enero de 2014) y por la fortaleza del dólar (1,08 \$/€ en diciembre de 2015 frente 1,35 \$/€ en enero de 2014).

En este contexto internacional, cabe señalar que el precio del mercado eléctrico en España ha reflejado hasta 2010 el coste de generación de las centrales de ciclo combinado de gas y de las centrales de carbón, con una cierta alternancia en su posición en el orden de mérito económico.

Efectivamente, hasta 2010 la evolución de los costes de los combustibles y de los derechos de CO₂ motivó que ambas tecnologías presentasen costes de generación similares, no teniendo un impacto significativo el hecho de que fuese uno u otro tipo de central la tecnología marginal. No obstante, a partir de 2011, se abrió progresivamente un “gap” entre el coste variable de una central carbón y el de un ciclo combinado, siendo ésta última cada vez más cara. Entre otros motivos cabe destacar la fuerte demanda de gas de Japón tras el terremoto de Fukushima en marzo de ese año, las importantes exportaciones de carbón desde Estados Unidos a Europa motivado por la reducción de su

demanda de carbón ante el aumento de su producción de gas no convencional o “shale gas”, y finalmente, la reducción del precio del CO₂ motivado por la reducción de la demanda de electricidad en Europa.

Este escenario, unido a la fuerte contracción de la demanda eléctrica registrada en este periodo, ha provocado que los ciclos combinados registren una utilización media inferior al 10% de su capacidad a partir de 2011. De esta forma, el despacho de los ciclos combinados ha quedado orientado fundamentalmente a su participación en los servicios de ajuste posteriores al mercado diario, en particular, en la resolución de restricciones técnicas zonales o, en menor medida, aportando otros servicios al operador del sistema. Por tanto, el precio del mercado diario no ha reflejado, salvo en escasas ocasiones, el coste de generación de estas centrales.

En particular, durante 2014, el precio medio del mercado diario reflejó a partir del segundo cuatrimestre del año, la evolución de los costes estimados de una central de carbón, salvo entre los meses de junio y octubre, periodo en el que resultó necesario el despacho de ciclos combinados en el mercado diario, lo que motivó un incremento del precio por encima de los costes de una central de carbón. Durante el primer cuatrimestre del año, la fuerte penetración de energías renovables provocó que el precio se situara muy por debajo de dichas referencias al resultar casi nulo el despacho de centrales térmicas en el mercado diario (Las energías renovables como la eólica tiene unos costes marginales muy bajos, por lo que, en periodos de alta eolicidad, las tecnologías con costes marginales mayores son desplazadas, provocando una reducción de los precios del mercado).

En el año 2015, tal y como se ha indicado anteriormente, la fuerte caída registrada por los precios del petróleo ha sido trasladada a los precios del gas natural, de tal forma que el coste de generación de un ciclo combinado ha llegado a converger al final de 2015 con el coste de generación de una central de carbón. Este descenso del coste estimado de un ciclo combinado se confirma utilizando cualquiera de las referencias de gas de mercados internacionales manejadas en este informe (registrando descensos del entorno del 20-25% en diciembre de 2015 con respecto a diciembre de 2014).

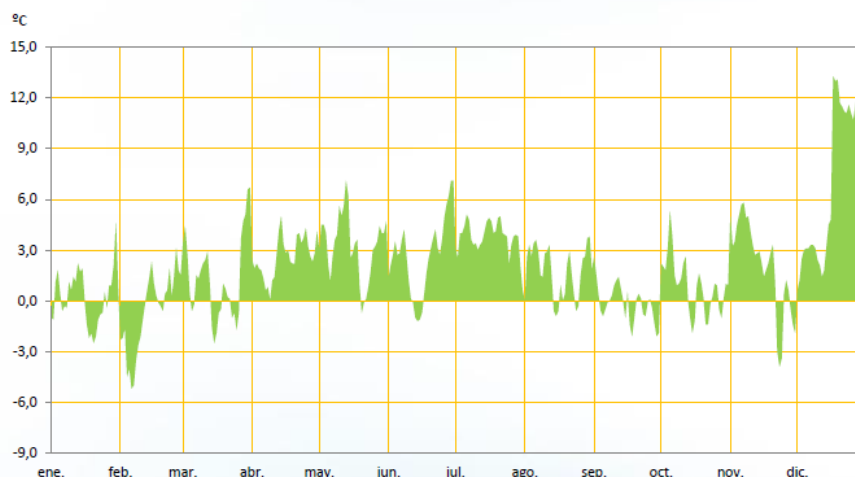
Por su parte, el coste de generación de una central de carbón se habría mantenido casi todo el 2015 en niveles muy similares a los de 2014, registrando únicamente en términos anuales un descenso del entorno de 1€/MWh con respecto a 2014.

Teniendo en cuenta la mencionada evolución de los costes de generación de las centrales térmicas en la península, el precio del mercado diario se habría situado en el entorno de las estimaciones de las centrales de carbón durante la mayor parte del año, al igual que en 2014. Sin embargo, cabría destacar el primer trimestre de 2015, en el que el precio del mercado se habría situado por debajo de estas estimaciones motivado por una importante participación de las

energías renovables en ese periodo. No obstante, entre las razones por las que el precio no ha llegado a registrar los reducidos niveles de años anteriores podrían encontrarse: i) la participación de las energías renovables sobre la demanda ha alcanzado en 2015 valores del 45-50%, cuando en esos mismos meses de años anteriores este porcentaje se situaba en el 55-60% y ii) el mecanismo de retribución implantado en julio de 2013 para estas tecnologías y para la cogeneración ha modificado el comportamiento de estas tecnologías en el mercado, de tal forma que su programación se reduce ante escenarios de precios bajos (ver apartado 4.7 sobre comportamiento de las energías renovables y de la cogeneración en el mercado).

También resulta destacable el incremento de precio del mercado diario registrado durante los meses del verano y finales de noviembre. Entre las razones de este incremento podrían encontrarse por el aumento de demanda derivado de las extremas temperaturas registradas durante ese periodo (la media de la temperatura del mes de julio se situó alrededor de 5°C por encima de la media histórica). Como consecuencia de ello, fue necesario despachar centrales de ciclo combinado en el mercado diario para satisfacer esa mayor demanda (ver en el gráfico 11 curva de centrales con programa por encima de mínimo técnico), centrales que en aquel periodo eran ligeramente más caras que las centrales de carbón. Si bien esta situación también ocurrió en el verano de 2014, el número de ciclos combinados despachado fue menor.

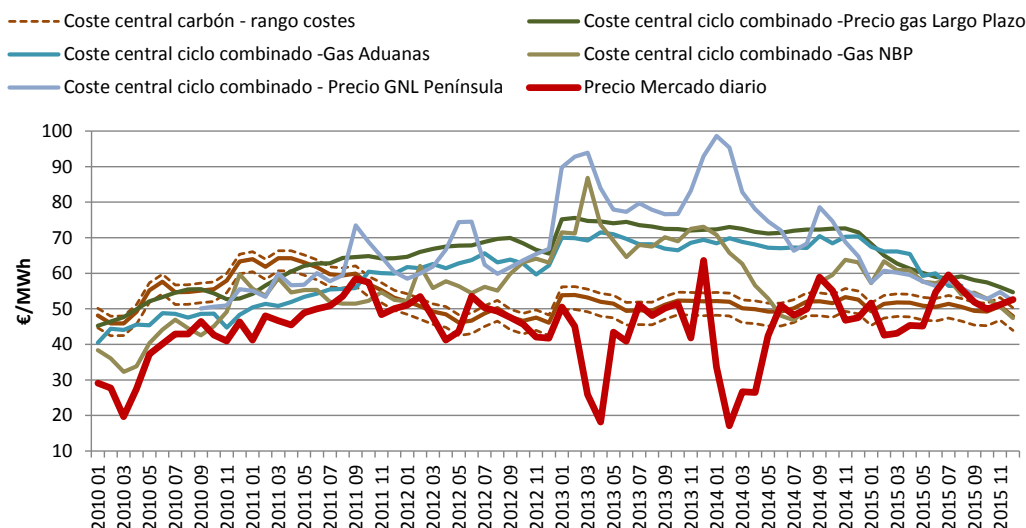
Gráfico 60. Desvío de temperatura con respecto a los valores medios históricos en 2015



Fuente: REE. CTSOSEI 13 de enero de 2016

Todo ello, ha contribuido a que, en términos anuales, el precio medio aritmético del mercado diario en zona española en 2015, a pesar de la evolución decreciente del precio de la materias primas, se sitúe un 19% por encima del precio de 2014 (50,32 €/MWh en 2015, 42,13 €/MWh en 2014).

Gráfico 61. Costes diarios estimados de generación por tecnología y precio medio aritmético del mercado diario



Nota: A partir del 1 de enero de 2013 se recoge el efecto de la Ley 15/2012 en la estimación de los costes. La banda de costes estimados para el carbón McCloskey recoge las diferentes valoraciones en función de la localización geográfica de la central (centro, interior o litoral).
Fuente: Fuente: Carbón Mc Closkey (dato Reuters), Platts Internacional Coal Report (CIF ARA 6.000 KCAL/Kg). Agencia Tributaria. Paws. World Gas Intelligence. Ycharts. SendeCO₂. Rendimiento de los ciclos combinados de 50%, y de los carbones del 34%. Elaboración propia.

4.6 Análisis de la capacidad de alteración del orden de mérito: despacho marginal de una empresa frente a la oferta remanente del resto de los generadores

Dada la situación de sobrecapacidad existente en el mercado de generación español, ninguna empresa resulta pivotal²² considerando todas las tecnologías de generación. Si una empresa resulta pivotal en una hora determinada, la empresa tiene mayor capacidad de afectar el precio, puesto que los otros generadores no tienen capacidad suficiente para abastecer la demanda.

No obstante, dados los diferentes costes de las centrales de generación, cabe realizar un análisis más profundo considerando determinadas tecnologías. En particular, con objeto de analizar la capacidad que puede tener un grupo empresarial para alterar el orden de mérito de las centrales despachadas resulta de interés analizar el despacho de tecnología marginal de dicha empresa frente a la oferta que permanece sin casar (oferta remanente) de tecnología marginal del resto de empresas.

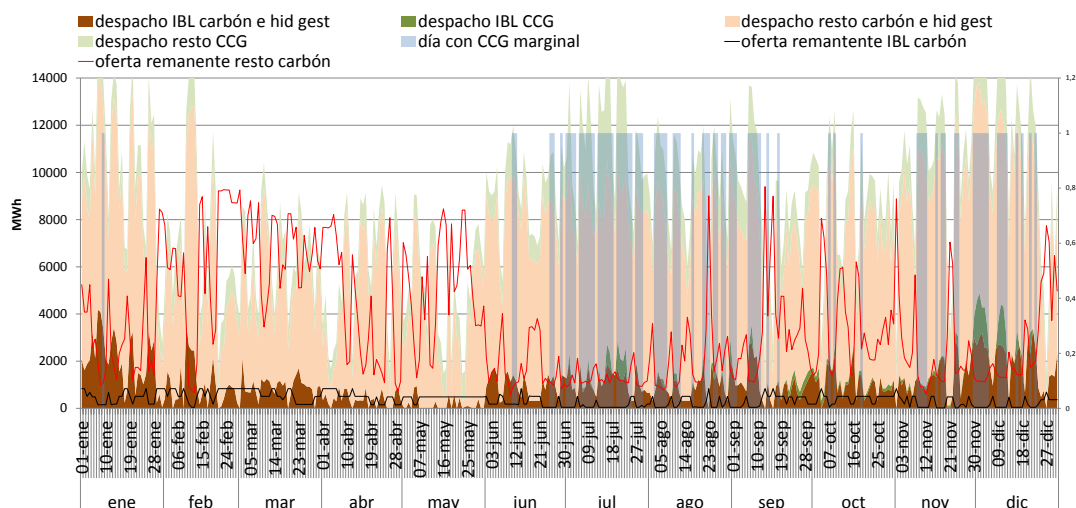
²² Los indicadores de “pivotalidad” pretenden reflejar la posición de cada agente de cara a la cobertura de la demanda. El PSI (Pivotal Supplier Index o Índice de Pivotalidad) es un indicador binario, que asume el valor 1 cuando el generador es “pivote”, es decir cuando se enfrenta a una demanda residual positiva en una determinada hora, y el valor 0 cuando no es “pivote”. El PSI puede agregarse para obtener el porcentaje del tiempo durante el cual la empresa generadora tiene el estatus de “pivote”.

Tal y como se ha analizado en el apartado anterior, en los últimos años el precio del mercado ha venido fijado fundamentalmente por las centrales de carbón, salvo en algunos períodos de mayor demanda y/o de menor generación renovable (especialmente eólica) donde se ha requerido la casación de centrales de ciclo combinado²³.

El análisis, por tanto, se centra en ver cuándo una empresa es capaz de hacer necesaria la casación de tecnología de ciclo combinado retirando oferta de centrales de carbón. Esto sólo será posible cuando la oferta remanente de centrales de carbón de sus competidores no pueda sustituir al despacho marginal de dicha empresa formado por sus centrales casadas de carbón y de hidráulica gestionable (calculada como diferencia con respecto a su mínima producción horaria).

Se muestra a continuación el análisis de las tres empresas de mayor producción de carbón: Iberdrola, Endesa y Gas Natural Fenosa en el año 2015. La alteración del orden de mérito se hace posible cuando la oferta remanente de tecnología marginal de los competidores (línea roja) queda por debajo del despacho de carbón de la empresa analizada (franja marrón)

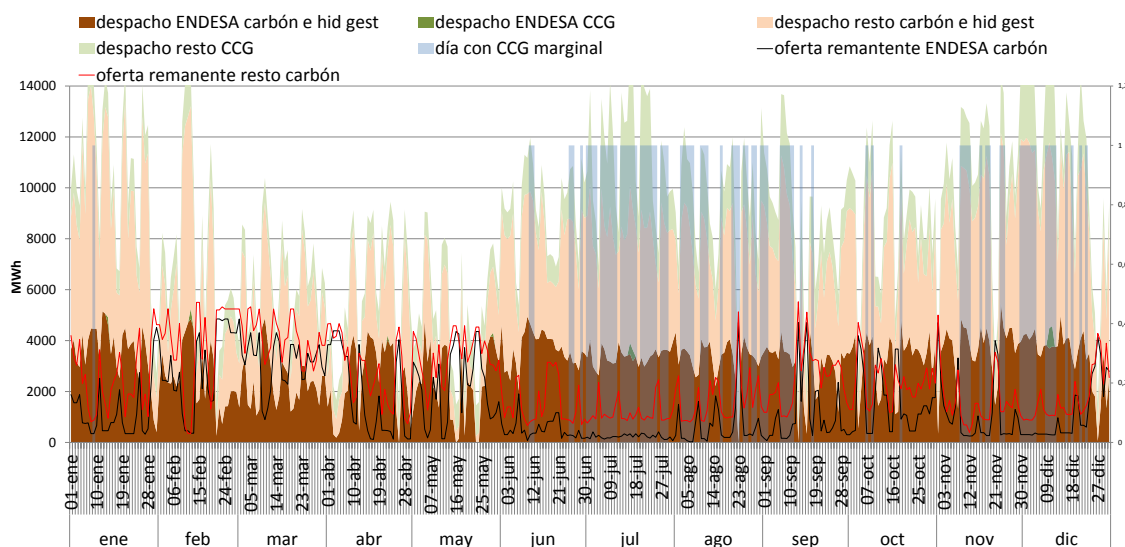
Gráfico 62. Análisis del despacho de carbón e hidráulica gestionable de Iberdrola frente a la oferta remanente de carbón del resto de empresas en 2015



Fuente: CNMC

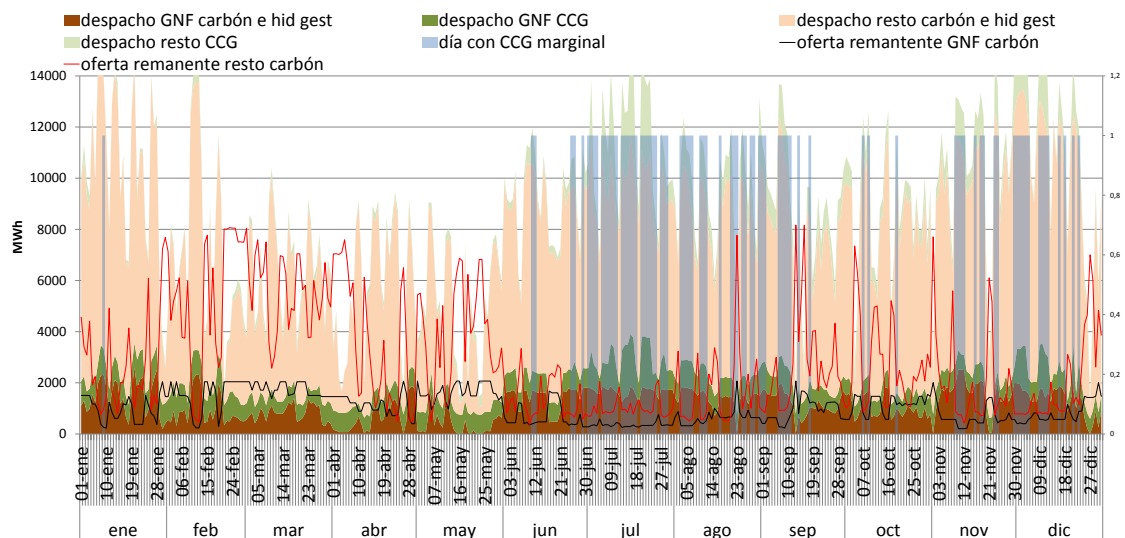
²³ A este respecto hay que diferenciar las centrales de ciclo combinado que casan al menos en algunas horas por encima de su potencia de mínimo técnico reflejando su auténtico coste de generación en su oferta a mercado diario, de aquellos casos en los que el programa de la central es inferior al mínimo técnico en todas las horas del día, con la intención de casar aún por debajo de sus costes de generación, para adquirir una ventaja competitiva en los mercados de restricciones técnicas.

Gráfico 63. Análisis del despacho de carbón e hidráulica gestionable de Endesa frente a la oferta remanente de carbón del resto de empresas en 2015



Fuente: CNMC

Gráfico 64. Análisis del despacho de carbón e hidráulica gestionable de Gas Natural Fenosa frente a la oferta remanente de carbón de sus competidores en 2015



Fuente: CNMC

En fondo de barras azul, se muestran los días en que el precio de mercado viene dado por la tecnología de ciclos combinados (que casan por encima de mínimo técnico), en los que la retirada de centrales despachadas no cambiaría el tipo de tecnología marginal (que seguiría siendo el ciclo combinado) pero sí supondría la entrada de ciclos más caros (con costes de aprovisionamiento de gas más elevados o necesidad de contratación de peajes diarios).

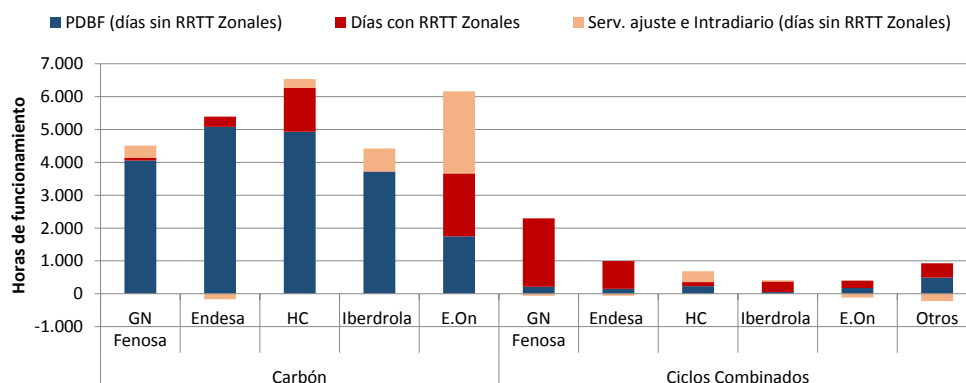
De forma general se puede observar que la capacidad de alteración del orden de mérito en 2015 de Gas Natural e Iberdrola se reduce a periodos de mayor demanda en los que generalmente ya se hace necesaria la entrada de ciclos combinados.

Por el contrario Endesa, que posee una mayor cartera de centrales de carbón, tendría en 2015 mayor capacidad de alterar la tecnología marginal, salvo en periodos de baja demanda y elevada producción renovable desde mediados de febrero a mediados de abril.

Cabe decir que cuando se hace necesaria la entrada de ciclos combinados, la oferta remanente de carbones de estas empresas, con carácter general, resulta muy reducida (CONFIDENCIAL), por lo que a priori, un análisis de estas características no permite concluir la existencia de alteraciones de carácter generalizado en el orden de mérito en la formación del precio de mercado durante el año 2015.

Finalmente, con el fin de analizar la existencia de una posible retirada de capacidad de un agente, se compara a continuación la utilización que llevan a cabo las empresas de las tecnologías retirables. Con carácter anual, se aprecia en el gráfico siguiente que los titulares de centrales de carbón han presentado durante el año 2015 un funcionamiento bastante homogéneo, salvo aquellas centrales que han tenido un despacho relevante en el proceso de restricciones, que presentan un funcionamiento superior. Por su parte, los titulares de los ciclos combinados han presentado un funcionamiento más dispar. No obstante, como ya se ha indicado en el apartado 4.2.2, no puede concluirse que dicha situación sea motivada por una retirada de capacidad por parte de algún agente, sino porque su funcionamiento está básicamente orientado a la resolución de restricciones y solo aquellos titulares que cuentan con centrales que presentan una localización determinada pueden aportar este servicio. Así, puede apreciarse que los titulares de centrales no vinculadas a las empresas energéticas tradicionales – sin interés por llevar a cabo una retirada de capacidad- muestran un despacho ligeramente superior al resto de empresas en el mercado diario pero muy reducido en cualquier caso (si se detraen la programación en servicios de ajuste a bajar de su despacho final).

Gráfico 65. Horas de funcionamiento equivalente a plena carga de las centrales de carbón y de ciclos combinados de cada empresa en 2015 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

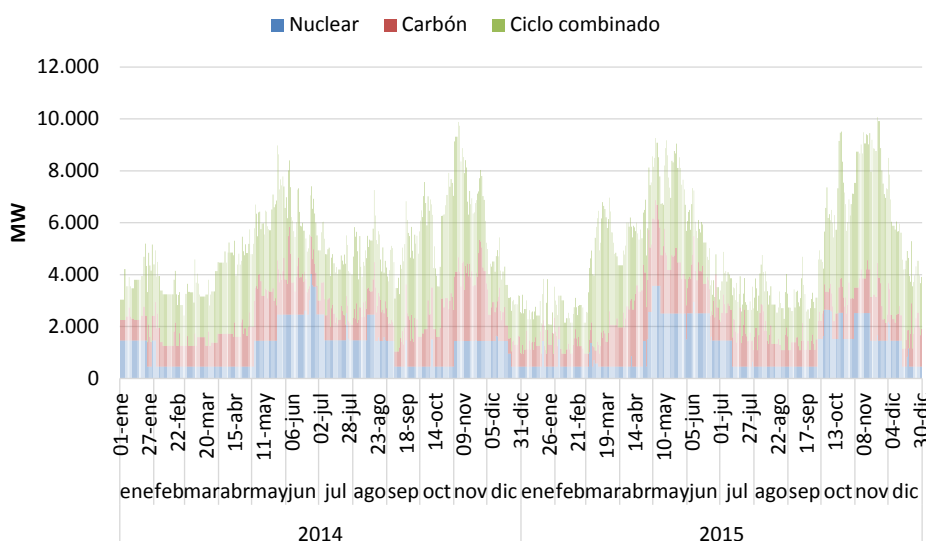


Fuente: CNMC

4.7 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 2015 se concentran, al igual que en el año anterior, en los periodos de menor demanda de electricidad, sin que puedan destacarse valores anormales.

Gráfico 66. Potencia de generación indisponible



Fuente: CNMC

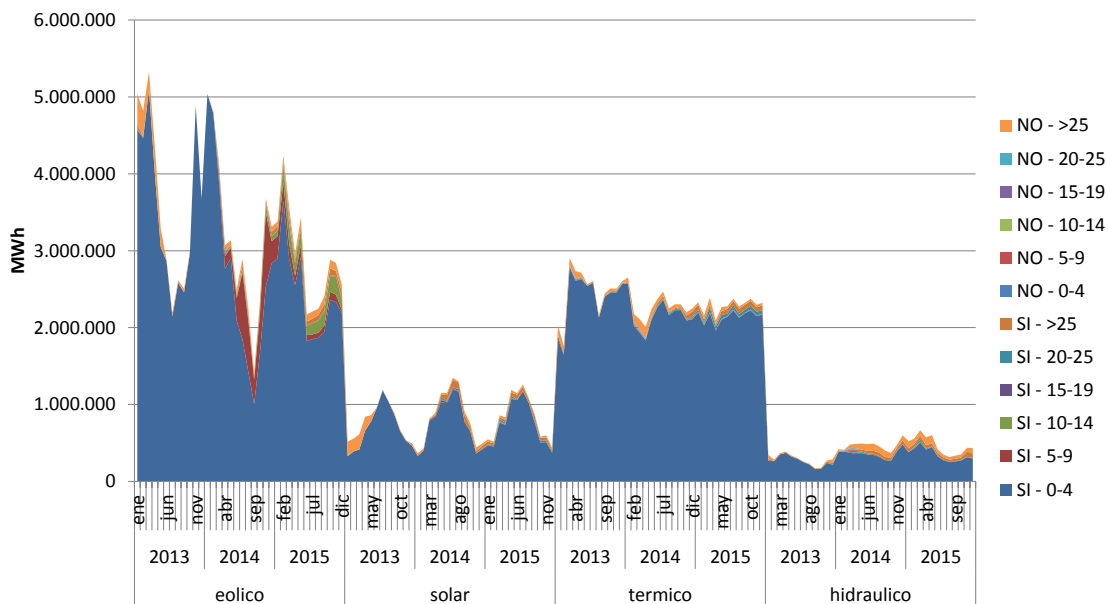
4.8 Comportamiento de las energías renovables y de la cogeneración en el mercado

El mercado eléctrico español, al igual que muchos de los mercados europeos, se ha visto afectado por la existencia de una elevada participación de energías renovables, con reducidos costes de oportunidad. Esto ha motivado la aparición de episodios con precios reducidos en el mercado español cuando han coincidido 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 retributivo²⁴, 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, 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. 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 2013-2015, por franjas de precios de oferta:

²⁴ 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

Gráfico 67. Energía ofertada al mercado diario por las energías renovables, la cogeneración y los residuos por franjas de precio, distinguiendo si ha resultado casada o no, agrupadas por el precio de sus ofertas. Años 2013-2015.



Fuente: CNMC

Otra cuestión destacable de estas energías es la posibilidad con la que cuentan desde febrero de 2016 de participar en los servicios de ajuste del operador del sistema. 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 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.

A fecha 28 de septiembre de 2016, tras superar las pruebas pertinentes, se encuentran habilitadas para participar en la fase II de restricciones técnicas un total de 5.783 MW correspondientes a instalaciones renovables, de cogeneración y de residuos; para participar en los servicios de ajuste de terciaria y gestión de desvíos 4.210 MW; y se han incluido en zona de regulación 457 MW, de los que 196 MW han sido habilitados para participar activamente en la regulación secundaria. Todo ello está contribuyendo a favorecer una mayor competencia en estos mercados. El desglose por combustible puede apreciarse en la tabla siguiente.

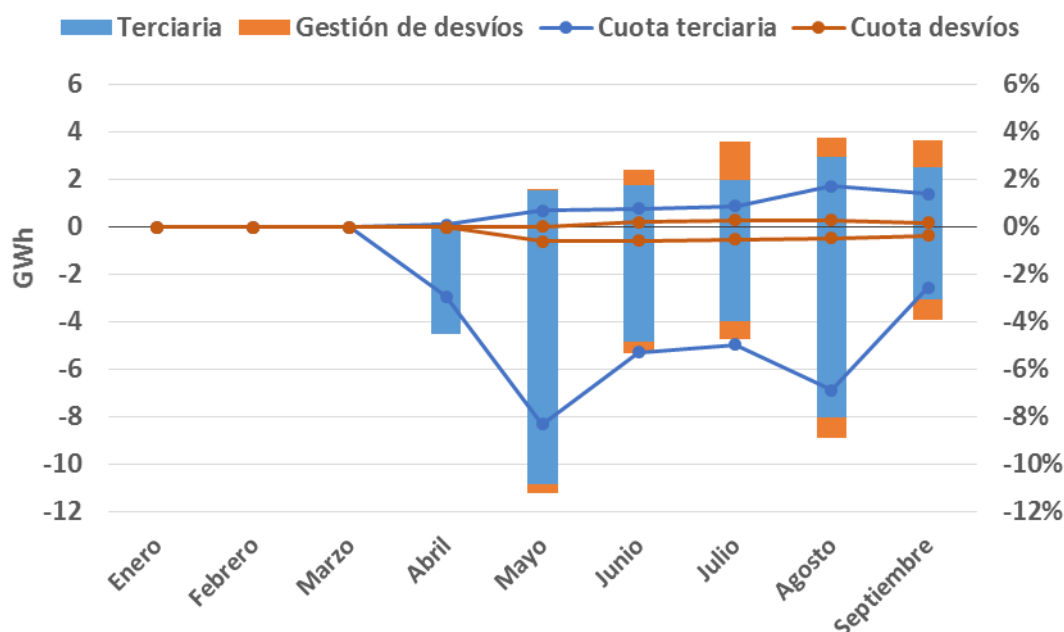
Cuadro 1. Instalaciones renovables, cogeneración y residuos habilitadas para participar los servicios de ajuste del sistema a 28 de septiembre de 2016

Combustible	Desglose combustible	Potencia instalada	Potencia habilitada en Fase II de restricciones técnicas		Potencia habilitada en terciaria y gestión de desvíos		En zona de regulación		Potencia habilitada en secundaria	
Cogeneración	Derivado del petróleo carbón	728	150	21%			24	3%		
	Energía residual	57								
	Gas natural	5.827	1.004	17%	60	1%	146	3%		
Eólica	Terrestre	22.801	3.954	17%	3.954	17%				
Hidráulica	Minihidráulica	2.099	225	11%	196	9%	266	13%	196	9%
Otras renovables	Biogás	255					8	3%		
	Biomasa	551					14	3%		
	Océano y geotérmica	5								
Residuos no renovables	Residuos domésticos y similares	229	94	41%						
	Residuos varios	307	307	100%						
	Subproductos minería	50	50	100%						
Solar	Fotovoltaica	4.425								
	Térmica	2.300								

[CONFIDENCIAL]

En el caso particular de la tecnología eólica, su participación en estos servicios se presenta en el gráfico siguiente, en el que aparece la energía que le ha sido asignada, tanto a subir como a bajar, y la cuota correspondiente a esta tecnología respecto al total del servicio asignado. Así, se puede apreciar que esta tecnología ha llegado a aportar, en términos medios mensuales, el 7-8% de la energía asignada de terciaria a bajar.

Gráfico 68. Participación de la eólica en los servicios de ajuste: Energía que le ha sido asignada, tanto a subir como a bajar y la cuota correspondiente a esta tecnología respecto al total del servicio asignado.



Fuente: CNMC

[CONFIDENCIAL]

Respecto a la participación de las instalaciones renovables, cogeneración y residuos en la fase II de restricciones técnicas, se centra en recuadre a bajar. En la tabla siguiente se muestran los volúmenes (MWh) y cuotas respecto al total del recuadre a bajar, por tipo de combustible de la instalación.

Cuadro 2. Participación de las Instalaciones renovables, cogeneración y residuos en Fase II de restricciones técnicas y porcentaje sobre el total de energía asignada

		Hidráulica no UGH		Eólica		Térmica (Cogeneración y residuos)	
Energía Programada (MWh)	2016 Enero					-52.038	8,8%
	2016 Febrero	-20.704	2,4%			-138.648	16,2%
	2016 Marzo	-59.769	4,9%			-200.721	16,3%
	2016 Abril	-60.069	5,2%	-66	0,0%	-191.423	16,5%
	2016 Mayo	-64.603	5,0%	-16.321	1,3%	-198.575	15,3%
	2016 Junio	-72.906	6,6%	-30.603	2,8%	-253.416	22,8%
	2016 Julio	-79.408	7,5%	-35.255	3,3%	-241.691	22,7%
	2016 Agosto	-83.552	7,2%	-72.703	6,3%	-287.865	24,9%
	2016 Septiembre	-80.136	7,7%	-30.506	2,9%	-175.511	16,8%

4.9 Acoplamiento de mercados

Otro indicador del nivel de competencia de un mercado consiste en comparar el resultado de ese mercado 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.

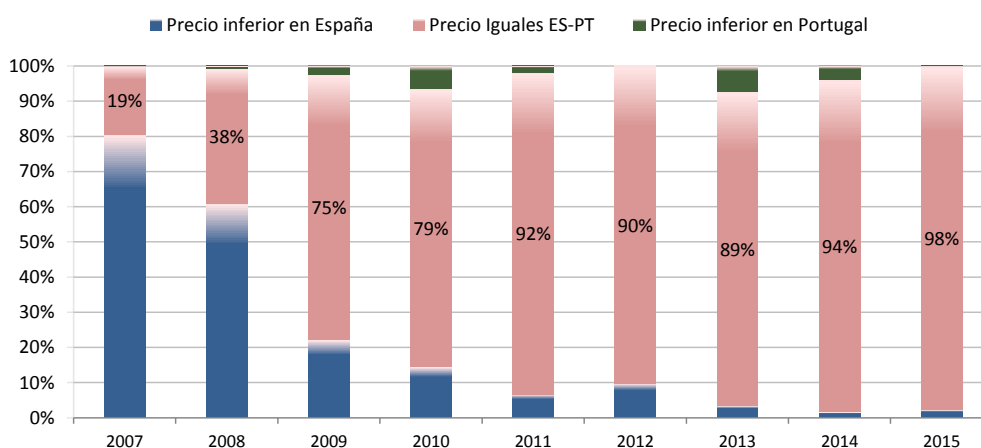
Desde mayo de 2014²⁶, el MIBEL se encuentra integrado en el proyecto paneuropeo dedicado a la integración de los mercados de la energía en Europa conocido en la actualidad como Multi-Regional Coupling (MRC), en el que se incluyen los mercados de Francia, Bélgica, Países Bajos, Alemania, Luxemburgo, Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suecia, Finlandia e Italia (este último desde febrero de 2015). 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.

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 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.

El nivel del acoplamiento del MIBEL ha ido incrementándose progresivamente pasando del 20% en 2007 hasta alcanzar el 98% en 2015. En el 2,2% de las horas se registró un precio inferior en zona española, mientras que solo en un 0,1%, el precio resultó inferior en zona portuguesa. El spread medio anual PT-ES alcanza en 2015 los niveles más reducidos desde que se creó el MIBEL.

Gráfico 69. Acoplamiento de mercados: evolución anual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior en España y Portugal.



Fuente: CNMC

Cuadro 13. Diferencia de precios del mercado diario en zona española y portuguesa. €/MWh.

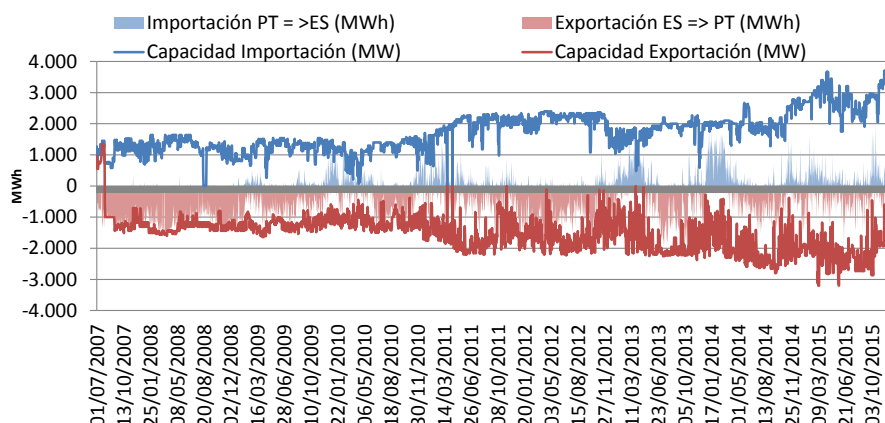
Años	Precio medio aritmético Mercado diario España	Precio Medio aritmético Mercado diario Portugal	Media aritmética de la diferencia
Jul –Dic 2007	42,2	52,2	9,98
2008	64,4	70,0	5,55
2009	37,0	37,6	0,67
2010	37,0	37,3	0,32
2011	49,9	50,5	0,53
2012	47,2	48,1	0,84
2013	44,3	43,6	-0,61
2014	42,1	41,9	-0,28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

Fuente: CNMC

Este elevado acoplamiento viene motivado por la existencia de un mix parecido en España y en Portugal, la existencia de sobrecapacidad también en ambas zonas, y el aumento paulatino de la capacidad de la interconexión entre ambos

países, que ha supuesto que la capacidad de la interconexión supere los 3.000 MW en 2015.

Gráfico 70. 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).

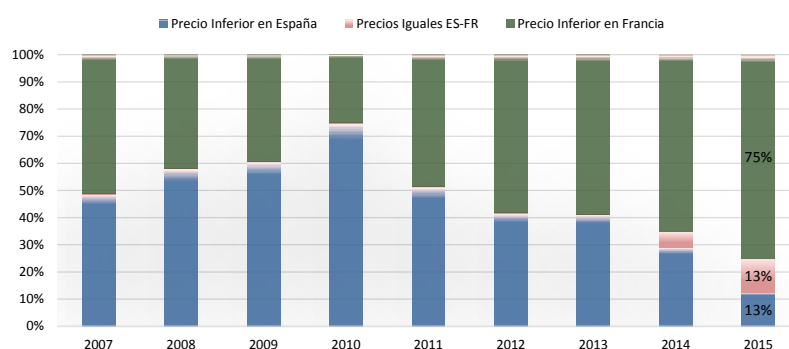
Interconexión con Francia

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.

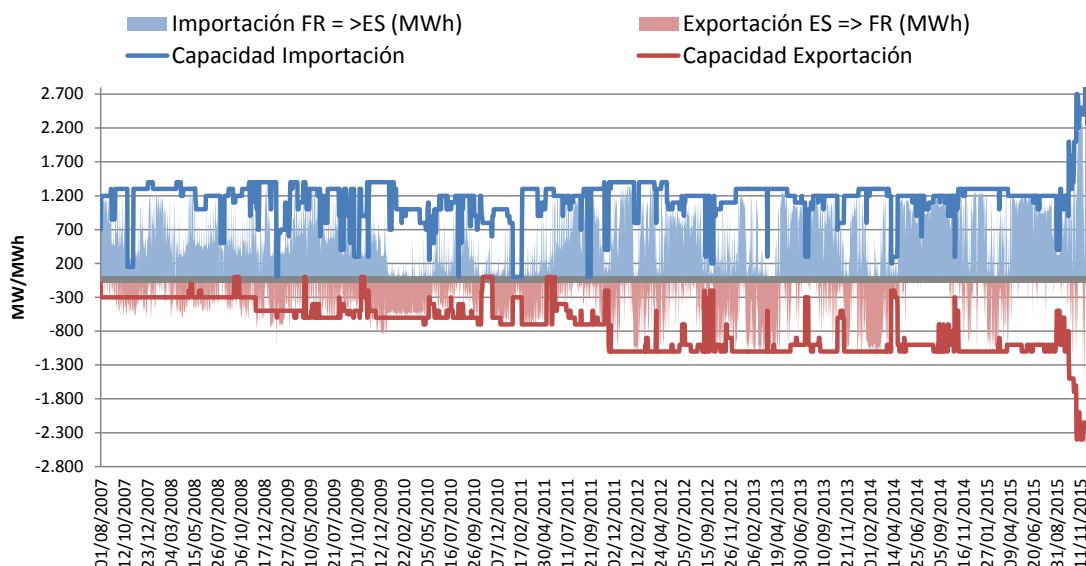
La nueva línea de 400 kilovoltios (kV) en corriente continua que une Santa Llogaia y Baixas, en operación comercial desde el 5 de octubre de 2015 ha permitido más que duplicar la capacidad de la interconexión con Francia pasando de 1.400 MW hasta los 2.800 MW a partir de entonces. No obstante, a pesar de este incremento de capacidad, 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%.

Gráfico 71. Acoplamiento de mercados: evolución anual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior en España y Francia.



Fuente: CNMC

Gráfico 72. Capacidad máxima y utilización media diaria de la interconexión entre España y Francia.

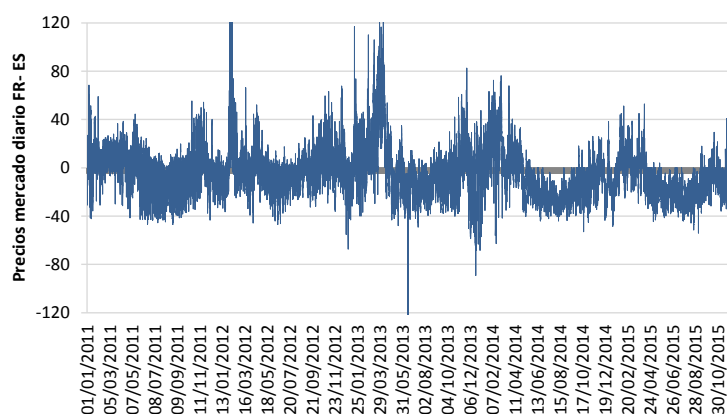


Fuente: CNMC

Nota: Entrada en octubre de 2015 de la nueva línea de 400 kilovoltios (kV) en corriente continua que une Santa Llogaia y Baixas,

No obstante, como puede apreciarse en el siguiente gráfico, desde la entrada en aplicación del acoplamiento del mercado diario MIBEL con los mercados europeos en mayo de 2014, la diferencia de precio entre los mercados español y francés ha reducido su amplitud.

Gráfico 73. 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

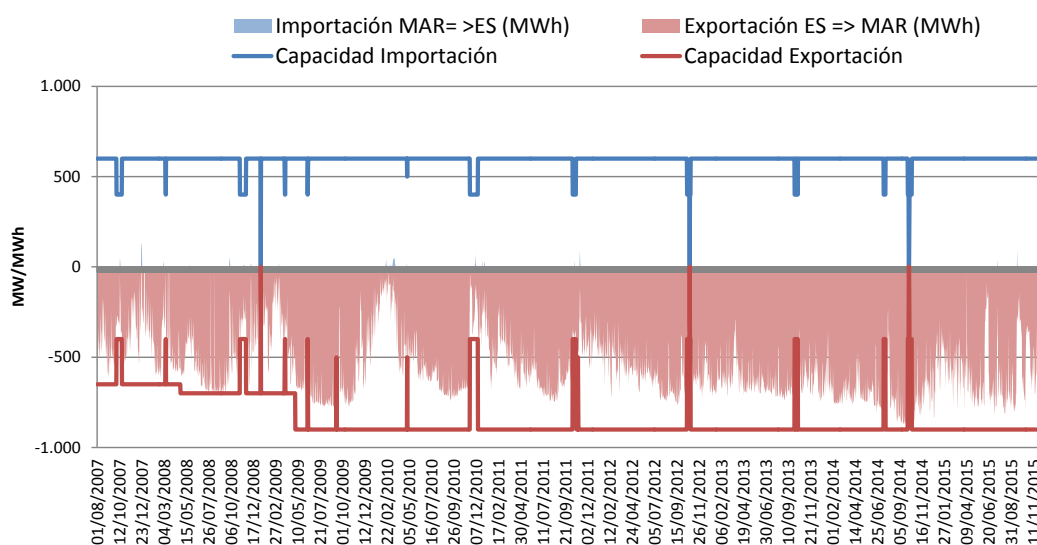
Por otra parte, el principal efecto observado del acoplamiento del MIBEL con Francia en el mercado diario es la garantía de un uso adecuado de la interconexión. Esto se debe a que la programación diaria en la interconexión se

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.

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 74. Capacidad y utilización de la interconexión entre España y Marruecos.

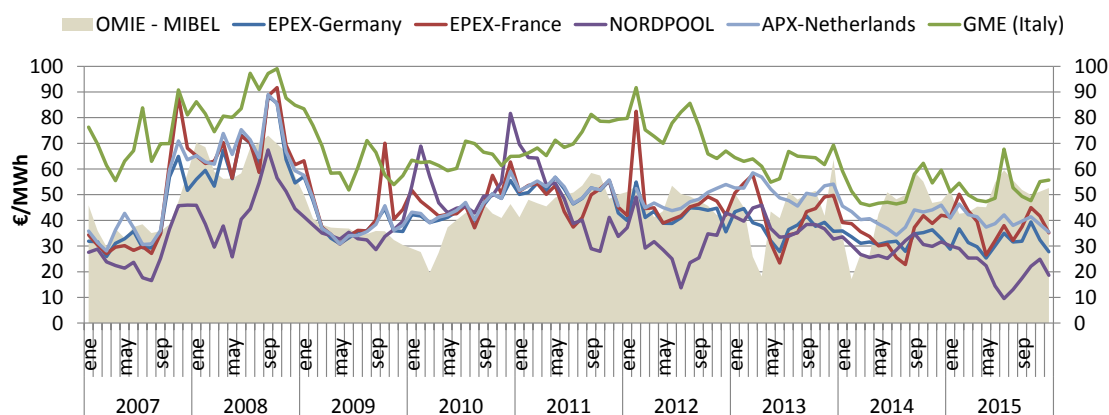


Fuente: CNMC

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 75. 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). En particular, la Ley 15/2012, creó un nuevo impuesto del 7% sobre el valor de la producción de energía eléctrica, y modificó los tipos impositivos de los impuestos especiales establecidos para el gas natural y el carbón, suprimiéndose las exenciones previstas para los productos energéticos utilizados en la producción de energía eléctrica²⁷. La consideración de ambos impuestos desde 2013 ha supuesto un incremento de los costes de generación de las centrales de carbón y de ciclo combinado de entre 9 y 10 €/MWh (ver anexo IV para mayor detalle), incremento que habrá sido trasladado al precio del mercado, salvo cuando una elevada aportación de energías renovables no haya permitido el despacho de las tecnologías anteriores.

En consecuencia, el precio del mercado en la zona española se habría situado en el entorno de los precios del mercado centroeuropeos hasta el 1 de enero

²⁷ La Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética supone la creación y modificación de los siguientes impuestos:

- La creación de:
 - o Un impuesto del 7% sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, cuyos sujetos pasivos son todas las personas físicas o jurídicas que produzcan e incorporen al sistema eléctrico energía eléctrica medida en barras de central
 - o Un impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radioactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrica y un impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radioactivos en instalaciones centralizadas.
 - o Un canon del 22% por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica.
- La modificación de los tipos impositivos de los impuestos especiales establecidos para el gas natural y el carbón, suprimiéndose las exenciones previstas para los productos energéticos utilizados en la producción de energía eléctrica.

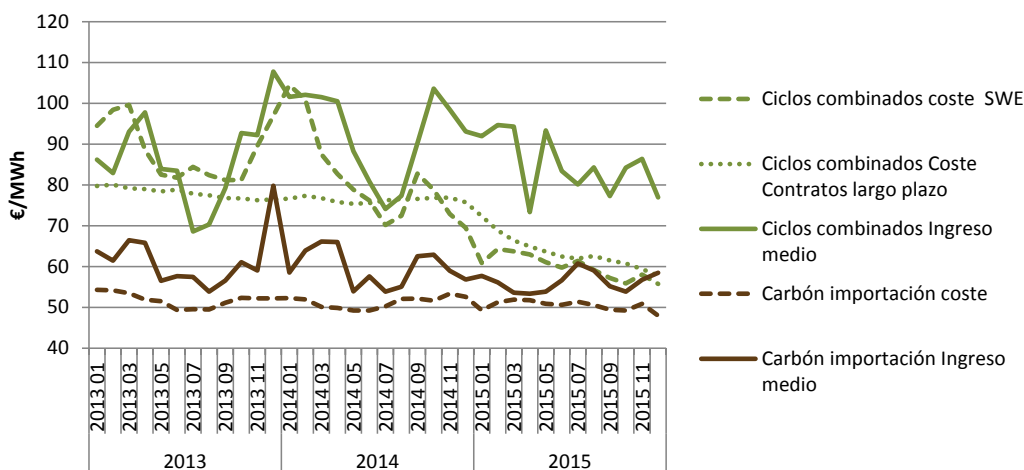
de 2013, apreciándose desde la introducción de los impuestos en la generación española un diferencial entre el precio del mercado español y el del resto de los países, motivado fundamentalmente, por la introducción de los impuestos en la generación española. También resulta destacable en comparación con el resto de mercados europeos, la fuerte volatilidad en el precio del MIBEL derivado de la existencia de periodos con una elevada penetración de energías renovables unido a una reducida interconexión con Europa. En estos periodos, como por ejemplo en el primer trimestre de 2013 y de 2014, el precio del MIBEL se situó significativamente por debajo de los mercaos centroeuropeos. Por el contrario, cuando resulta necesaria la programación de los ciclos combinados en el MIBEL – en momentos puntuales-, el precio del mercado diario se incrementa significativamente por encima del resto de países al reflejar el coste del gas junto los impuestos correspondientes.

Así, en 2015, la menor participación de energías renovables en comparación con el año anterior, y las elevadas temperaturas registradas en el verano, y los impuestos comentados, han provocado que el precio del mercado MIBEL se haya situado con carácter general por encima de las referencias de precios de mercado centro europeas.

4.10 Estimación de márgenes medios de las centrales térmicas

Otro indicador de comportamiento que suele utilizarse para analizar el nivel de competencia de un mercado es el margen obtenido por las tecnologías de generación a través de los ingresos obtenidos en los diversos mercados. En ese sentido, se muestra a continuación los ingresos obtenidos por las centrales térmicas con mayor participación en la formación de precios – las centrales de carbón y los ciclos combinados- junto con la estimación de costes medios variables realizada por esta Comisión. Como puede apreciarse, las centrales de carbón estarían obteniendo unos márgenes positivos gracias en parte, a su participación en los servicios de ajuste donde los precios resultan fijados por los ciclos combinados, a un precio superior a los costes del carbón. Por su parte, cabe destacar que si bien los costes de generación de los ciclos combinados se han reducido significativamente en 2015 con respecto a 2013 y 2014, los ingresos no han reflejado la totalidad de dicha reducción. Si bien el número de horas de funcionamiento ha sido reducido en todo el periodo (entorno a las 1.000 horas), y por tanto los ingresos medios pudieran resultar poco relevantes, se ha iniciado una investigación sobre esta cuestión, enfocada a los mercados donde se han obtenido la mayor parte de estos ingresos, en particular en el mercado de restricciones técnicas.

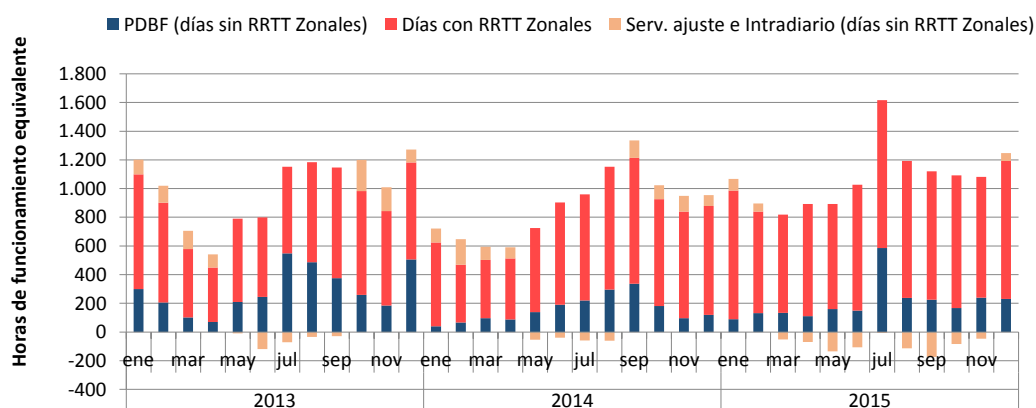
Gráfico 76. Ingresos medios ponderados de las centrales de carbón y ciclo combinado – considerando todos los ingresos de los mercados de producción sin incluir pagos por capacidad y banda de regulación- frente a una estimación de sus costes de generación variables. Año 2013-2015



Fuente: CNMC

Nota: Se ha utilizado como referencia de gas a efecto de la estimación de costes de los ciclos combinados, la referencia que considera las transacciones de gas realizadas en la península y la estimación del coste asociado a contratos de largo plazo indexados al precio de los últimos seis meses del Brent. Como referencia de carbón, la cotización del carbón McCloskey. Rendimiento del ciclo combinado del 50% y del carbón del 34%.

Gráfico 77. Horas de funcionamiento equivalente a plena carga de los ciclos combinados distinguiendo si el funcionamiento corresponde con días donde las centrales han sido despachadas por restricciones técnicas o en otros mercados



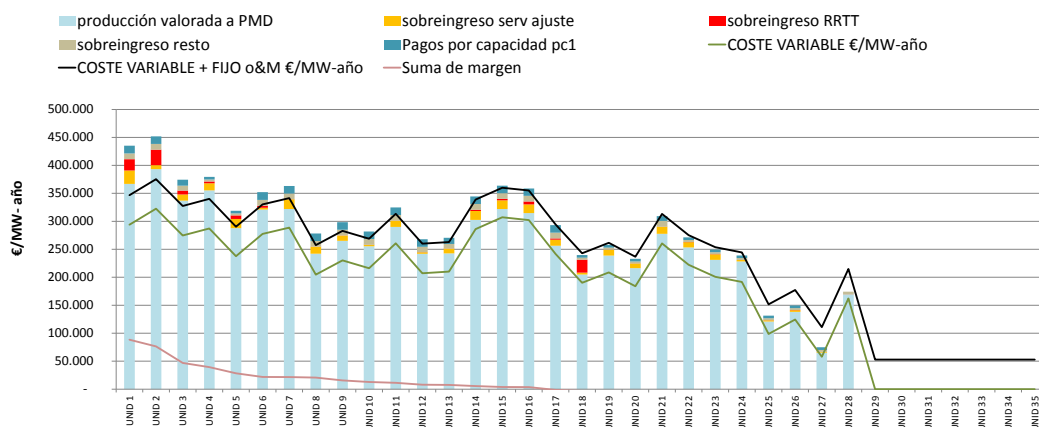
Fuente: CNMC

Nota: Todo funcionamiento de los ciclos combinados en aquellos días donde la central ha resultado despachada para la resolución de restricciones técnicas, quedan incluidas en el gráfico como "Días con RRTT zonales", aunque la central cuente en ese día también con despacho en otros mercados.

El análisis realizado anteriormente considera únicamente costes variables de generación. Si adicionalmente se tienen en cuenta unos costes fijos medios estimados (inversión en una posible desnitrificadora y costes de operación), los resultados muestran en 2015 que la mayoría de las centrales de carbón

recupera sus costes fijos, e incluso algunas, con una participación elevada en restricciones técnicas, tienen unos ingresos superiores a los costes estimados.

Gráfico 78. Estimación de márgenes de las centrales de carbón considerando una estimación de costes fijos y variables para el año 2015

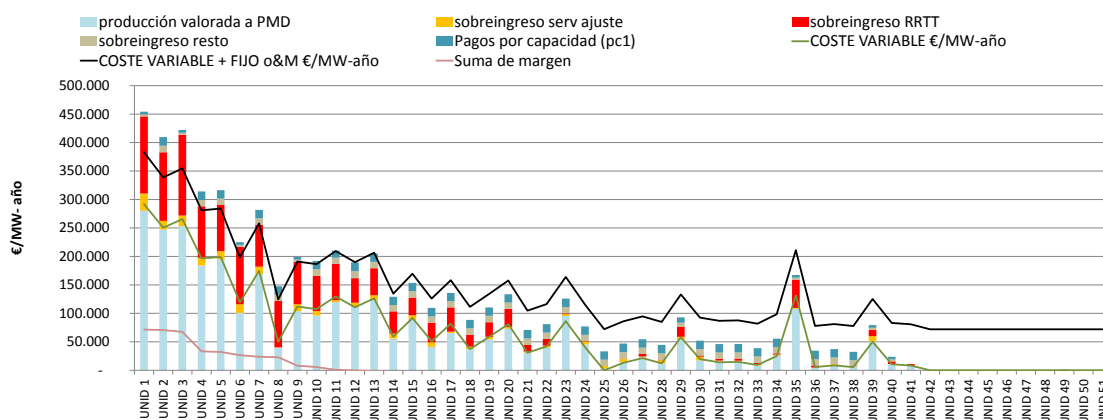


Fuente: CNMC

Nota: La estructura de ingresos de cada central se expresa como los que obtendría valorando su producción a precio de mercado diario spot, más los “sobreingresos” que representa cada segmento respecto al precio del mercado diario. Se ha utilizado un rendimiento estimado acorde al funcionamiento real de cada central, referencia de carbón McCloskey \$/Tn y estimando un coste inversión anualizado de 12.800 € correspondiente a la inversión en una desnitrificadora y un coste fijo anual de operación y mantenimiento de 40.000€.

En cuanto a las centrales de ciclo combinado, se pueden apreciar que aquellas centrales que registran un mayor nivel de funcionamiento (motivado fundamentalmente por su participación en el proceso de resolución de restricciones técnicas) consiguen márgenes positivos frente al resto de centrales que no consiguen cubrir la totalidad de sus costes fijos.

Gráfico 79. Estimación de márgenes de las centrales de ciclo combinado considerando una estimación de costes fijos y variables para el año 2015



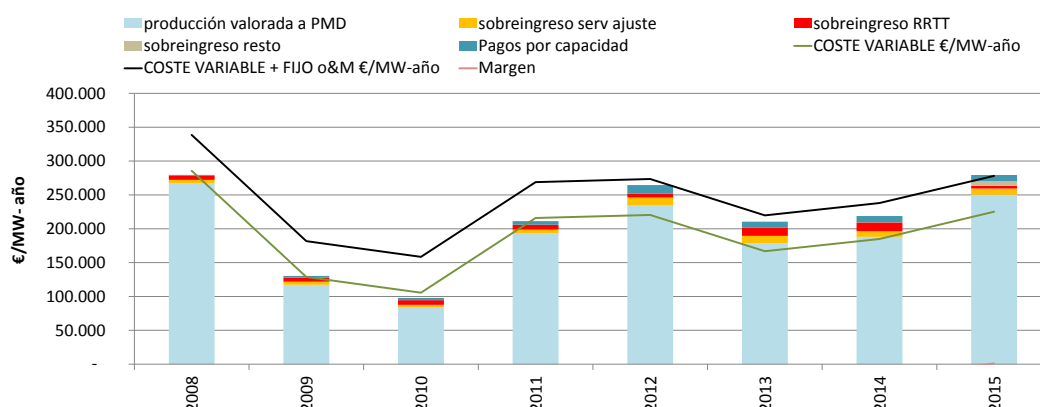
Fuente: CNMC

Nota: La estructura de ingresos de cada central se expresa como los que obtendría valorando su producción a precio de mercado diario spot, más los “sobreingresos” que representa cada segmento respecto al precio del mercado diario. Se ha utilizado un rendimiento estimado acorde al funcionamiento real de cada central, utilizando como referencia de

gas los precios de las transacciones realizadas en la península, y estimando unos costes fijos anuales de amortización y operación y mantenimiento de 65000 €/MW/año y un coste de peaje fijo calculado en función de las horas de funcionamiento de cada central (7000+ 3,6 h)

Si extendemos este análisis con las mismas hipótesis pero a un período más extenso (desde 2008 a 2015), se puede observar como las centrales de carbón tuvieron más dificultades para recuperar sus costes fijos estimados durante los años 2008 a 2010, periodo en el cual, el coste de generación se fue incrementando progresivamente, y en consecuencia, las horas de funcionamiento equivalente de estas centrales se fueron reduciendo hasta situarse en 2010 en unas 2.000 horas.

Gráfico 80. Estimación de márgenes de las centrales de carbón considerando una estimación de costes fijos y variables para el período 2008-2015

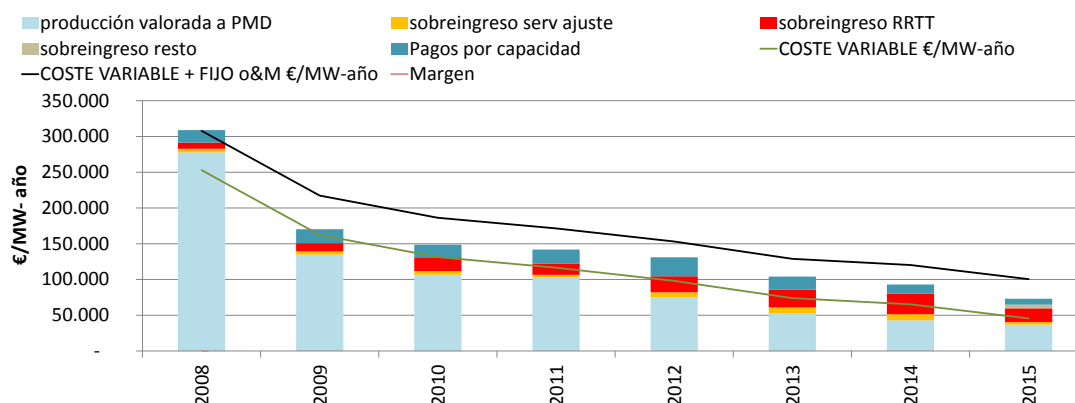


Fuente: CNMC

Nota: La estructura de ingresos de cada central se expresa como los que obtendría valorando su producción a precio de mercado diario spot, más los "sobreingresos" que representa cada segmento respecto al precio del mercado diario. Se ha utilizado un rendimiento estimado acorde al funcionamiento real de cada central, referencia de carbón de importación McCloskey \$/Tn y estimando un coste de inversión anualizado de 12.800 € correspondiente a la inversión en una desnitrificadora y un coste fijo anual de operación y mantenimiento de 40.000€. Se han incluido en el segmento "Sobreingreso serv ajuste" los ingresos procedentes del mecanismo de restricciones por garantía de suministro que han recibido las centrales de carbón autóctono en el periodo 2011-2014.

De forma análoga, extendiendo el análisis de las centrales de gas al período 2008-2015, se puede apreciar como en 2008 estas centrales recuperaban la totalidad de los costes fijos. No obstante, desde entonces, al situarse en los últimos años por encima del carbón en el orden de mérito, el conjunto de los ciclos combinados ha registrado un funcionamiento muy reducido, lo que ha motivado la imposibilidad de recuperación de la totalidad de los costes fijos (sin menoscabo de que las centrales que son programadas recurrentemente por restricciones técnicas hayan podido obtener en algunos casos ingresos incluso superiores a sus costes totales tal y como se ha visto anteriormente). Todo ello, de acuerdo con las estimaciones realizadas por la Dirección de Energía de esta Comisión.

Gráfico 81. Estimación de márgenes medios de las centrales de ciclo combinado considerando una estimación de costes fijos y variables para el período 2008-2015



Fuente: CNMC

Nota: La estructura de ingresos de cada central se expresa como los que obtendría valorando su producción a precio de mercado diario spot, más los "sobreingresos" que representa cada segmento respecto al precio del mercado diario. Se ha utilizado un rendimiento estimado acorde al funcionamiento real de cada central, utilizando como referencia de gas los precios de las transacciones realizadas en la península, y estimando unos costes fijos anuales de amortización y operación y mantenimiento de 65000 €/MW/año y un coste de peaje fijo calculado en función de las horas de funcionamiento de cada central (7000+ 3,6 h)

4.11 Liquidez de los mercados a plazo

El nivel de competencia y liquidez en los mercados a plazo determina si los participantes son capaces de cubrirse de manera eficiente de los riesgos que representan los precios de corto plazo.

Como se ha indicado en el apartado 3.8, en el año 2015 se ha registrado una reducción significativa de la negociación en los mercados a plazo del futuro con subyacente el precio spot en zona española, de tal forma que el volumen de negociación ha representado el 62,9% de la demanda eléctrica peninsular en 2015, inferior al porcentaje (131,9%) que representó la negociación en dichos mercados en 2014 (320,8 TWh)²⁸.

Las causas que pueden explicar esta reducción en la liquidez de estos mercados son varias: por una parte, el fin de la Tarifa de Último Recurso (TUR), que implica que el mercado de futuros haya dejado de ser el mercado de referencia del suministro doméstico en favor del mercado spot; la propia crisis, que ha supuesto un trasvase de volumen negociado del mercado a plazo al mercado spot, evitando así la realización de compromisos de largo plazo en un entorno de incertidumbre de la actividad industrial y el incremento de los requerimientos establecidos en la nueva legislación financiera. Finalmente, cabe añadir que en los últimos años hasta 2014, los mercados a plazo han

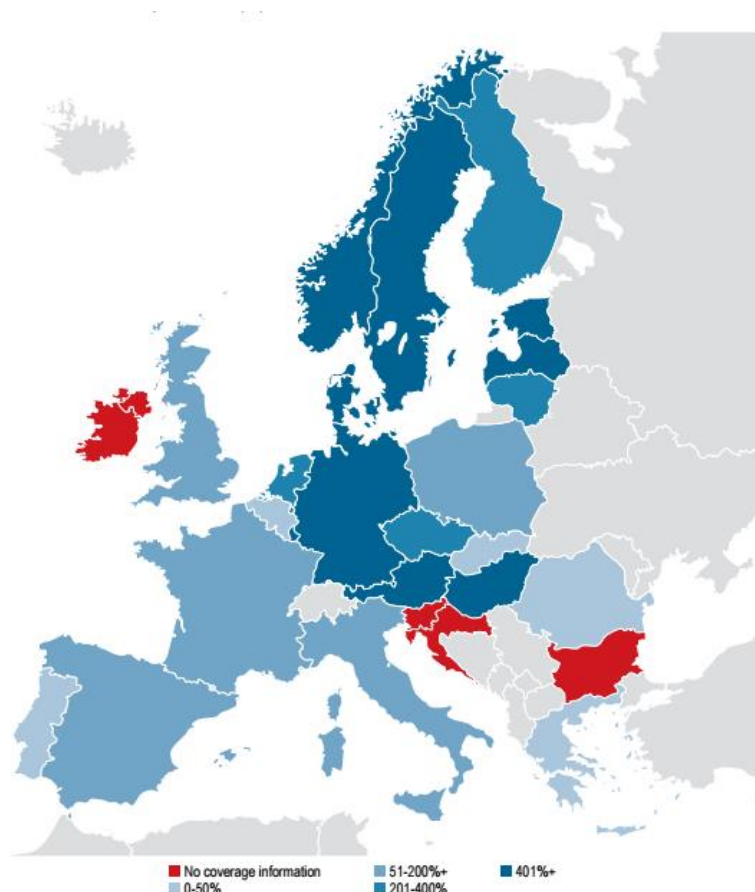
²⁸ Informe de seguimiento de mercados a plazo de energía eléctrica en España (diciembre de 2015)

mantenido, en términos medios, una prima de riesgo expost positiva²⁹, lo que ha podido también influir en la falta de contratación en aquellos mercados.

No obstante, cabe señalar que, en 2016 se está observando cierta recuperación en los volúmenes de negociación, si bien no se alcanza la liquidez de 2014. En 2016 (con datos hasta mayo) se han negociado 92,3 TWh, un 27,8% superior al volumen negociado en el periodo equivalente en 2015 (72,2 TWh). Como referencia de la liquidez de los mercados a plazo, el volumen negociado en dichos mercados en 2016 (92,3 TWh) representó el 89,3% de la demanda eléctrica peninsular hasta ese mismo mes (103,3 TWh).

El gráfico siguiente muestra la liquidez del mercado español a plazo frente a la de otros mercados europeos en 2014:

Gráfico 82. Negociación en los mercados a plazo como porcentaje sobre la demanda de electricidad. Año 2014



Fuente: European Electricity Forward Markets and Hedging Products – State of Play and Elements for Monitoring, Economic Consulting Associates (2015).

²⁹ Se define la prima de riesgo ex post, en los mercados de futuros de España, como la diferencia entre los precios a plazo de los productos carga base con liquidación en un periodo concreto, en sus respectivos mercados a plazo organizados, y el precio medio (media aritmética) del mercado diario correspondiente, en ese periodo.

5 SEGURIDAD DE SUMINISTRO

Un análisis de la seguridad del suministro pretende evaluar la capacidad del sistema eléctrico para garantizar la cobertura de la demanda o, lo que es lo mismo, evaluar el riesgo de fallo de suministro que podría derivarse de los recursos de producción.

Para ello se deben tener en cuenta diversas hipótesis de crecimiento de la demanda y de desarrollo del parque generador, tanto en términos de crecimiento neto como de adecuación del mix de producción a las exigencias de la demanda. Además, se deben tener en cuenta otros factores relacionados con política energética y medioambiental, disponibilidad de combustibles, reservas hidroeléctricas en embalses e hidráulidad, y disponibilidad de los grupos generadores.

El análisis realizado en este informe se refiere al sistema peninsular. En este ámbito geográfico se han llevado a cabo dos estudios de cobertura con distinto alcance temporal. Uno correspondiente al corto plazo, 2016-2020, con objeto de calificar la situación actual y en los años inmediatamente posteriores, tales que, en caso de identificarse problemas, su resolución requiere la toma de medidas de manera inmediata, de modo que tengan efecto en el plazo requerido. A este respecto, debe tenerse en cuenta, por ejemplo, que la construcción y puesta en marcha de nuevas instalaciones de generación precisa un plazo de varios años desde que se toma la decisión. El segundo estudio de cobertura abarca un mayor periodo temporal, 2016-2030, con objeto de identificar problemas de más largo plazo que puedan requerir decisiones estructurales o de diseño de mercado, por ejemplo.

Se han realizado los estudios por separado porque en el corto plazo se dispone de una información más precisa (planes de mantenimiento o incluso cierre de instalaciones, mayor estabilidad de la demanda, efecto de restricciones zonales o de red, etc.), mientras que en el largo plazo es necesario plantear un mayor número de hipótesis y, por tanto, diferentes escenarios de evolución, ya que es posible que se produzcan modificaciones importantes a lo largo del tiempo en la regulación que afecta al sector, el comportamiento de la demanda, la tecnología y las condiciones del parque de generación.

Se advierte que los primeros años pueden haber discrepancias entre ambos estudios, ya que el análisis con horizonte 2030 no pretende predecir la situación año a año sino determinar en qué condiciones se encontraría el sistema en 2025-2030 con una determinada senda evolutiva, que puede incluir, incluso en los primeros años hipótesis no contempladas en el primer estudio, así como valores más simples de determinados parámetros con objeto de no complicar excesivamente los cálculos, como, por ejemplo, el crecimiento de la demanda o la disponibilidad de algunas instalaciones de producción.

Los apartados siguientes de este informe se refieren al desarrollo y conclusiones del primer estudio de cobertura (2016-2020), por mayor coherencia en el alcance temporal del informe y por mayor precisión en los primeros años. El apartado “5.4 Perspectiva tras 2020” incorpora los resultados del segundo estudio con mayor horizonte temporal (2016-2030).

Resumen

El mercado español de la energía, ha ido evolucionando desde sus comienzos marcado fuertemente por las consignas de sostenibilidad medioambiental fijadas por las Directivas Europeas. Así, con el fin de conseguir los objetivos establecidos en este ámbito para España, el sector eléctrico ha hecho un esfuerzo muy relevante incorporando un volumen de renovables tal, que permite alcanzar una cobertura media de la demanda de electricidad en el entorno del 40%. Esto sucedió en un contexto en el que, hasta 2010, se instaló un volumen importante de nueva capacidad de ciclos combinados, muy probablemente sin prever el escenario de contracción de la demanda registrado a partir de entonces.

Todo ello ha provocado que hoy en día, se cuente con un parque de generación, i) en el que las energías renovables, con bajos costes de oportunidad, cuenten con un despacho casi asegurado, ii) en el que las centrales de carbón se ven afectadas por numerosas restricciones medioambientales derivadas de las Directivas europeas, que van a condicionar su funcionamiento hasta 2020 y especialmente a partir de entonces, y iii) con numerosas centrales de ciclo combinado con un nivel muy bajo de funcionamiento.

Así, en el momento actual, existe una situación de sobrecapacidad de generación que ha llevado a los titulares de ciclo combinado a pedir el cierre en algún caso y, con carácter generalizado, a solicitar que se desarrolle la opción prevista en la normativa desde 2013 para poder hibernar.

Por ello, en el corto plazo, y una vez que se desarrolle esta opción, resulta difícil saber cuáles serán las decisiones que tomarán los titulares de las instalaciones en cuanto a su disponibilidad. En este informe se ha considerado el mantenimiento de todo el equipo que se encuentra actualmente operativo y en este escenario y en todos los casos analizados, se han obtenido márgenes de cobertura superiores al 10% hasta 2020. En consecuencia, podría afirmarse que, si se mantuviese el parque actual, teniendo en cuenta las consideraciones realizadas en este capítulo y un crecimiento medio de la demanda del entorno del 2% anual en el periodo, no se prevé que el sistema eléctrico vaya a presentar problemas de cobertura en el horizonte 2016-2020.

Ahora bien, de mantenerse en el largo plazo los márgenes obtenidos por los ciclos combinados, en muchos casos negativos de acuerdo con el análisis realizado en el capítulo 4 de este informe, sus titulares podrían optar por no mantener su capacidad disponible, empeorándose los niveles de cobertura indicados en este informe. No obstante lo anterior, de acuerdo con los análisis realizados a 2020, incluso en ese año, el sistema podría prescindir de entre 3.000 MW y 5.000 MW de capacidad instalada sin que la seguridad de suministro se viera afectada, dependiendo del escenario considerado.

En un análisis de más largo plazo – en el horizonte 2020-2030 –, no resultaría necesario incorporar nueva capacidad de producción hasta el año 2021, supuesto el mantenimiento del parque operativo actual. Posteriormente, se requerirá capacidad adicional en función de la senda que siga la retirada de tecnologías convencionales – en particular la tecnología nuclear y las centrales de carbón- y el crecimiento de la demanda. Así, por ejemplo, en un escenario en el que la demanda creciera en este horizonte en el entorno de un 1% anual, y el parque de generación actual excepto la mitad de las centrales de carbón se mantuviera operativo, no resultaría necesaria nueva capacidad hasta 2028.

5.1 Sobre la evolución de la demanda

5.1.1 Previsiones de demanda anual

Para los próximos años se dispone de estimaciones de crecimiento de la demanda de electricidad elaboradas según las hipótesis establecidas por Red Eléctrica de España, S.A., en su calidad de operador del sistema eléctrico español (OS), y revisadas por esta Comisión en aquellos aspectos que se han considerado oportunos.

En el ámbito del Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020 (Documento de Planificación), se aportan tres escenarios de previsión de evolución de la demanda en b.c. para el periodo comprendido entre 2014-2020, con base en tres previsiones de evolución del PIB, elaboradas a partir de las previsiones de diversos organismos³⁰. En particular, el escenario de demanda superior se corresponde con la senda de evolución del PIB proporcionada por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo. El escenario de demanda central se corresponde con el promedio de las previsiones de los analistas. Y el escenario inferior se corresponde con la senda prevista por el FMI. Adicionalmente, el Documento de Planificación recoge que el Operador del Sistema ha tenido en cuenta medidas de gestión de la demanda en la elaboración de sus escenarios de previsión.

Cuadro 14. Escenarios de previsión de Demanda en b.c. elaborados por el Operador del Sistema en 2015 para los ejercicios 2015 y 2020. GWh.

	2015	2020	Δ promedio anual
Escenario Inferior	249.300	273.100	1,9%
Escenario Central	251.621	277.700	2,1%
Escenario Superior	251.790	284.900	2,6%

Fuente: Documento definitivo de Planificación: Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020

La CNMC, teniendo en cuenta tanto la senda de recuperación de la economía como la evolución reciente de la demanda nacional en b.c., la evolución de la demanda nacional en consumo y las previsiones del OS, elaboró una proyección de la demanda para el mismo periodo hasta 2020, en el Informe sobre la propuesta de planificación de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020³¹. Según estos cálculos y teniendo en cuenta que la demanda real en 2015 se ha situado en 248 TWh, lo que supone un incremento del 1,8% con

³⁰ En el Documento de Planificación se citan las previsiones del FMI, Consensus Forecast, Cempre y la propia del MINETUR.

³¹

https://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/20150618_Informe%20propuesta%20planificacion%202015-2020.pdf

respecto a 2014, se estima que la demanda peninsular en b.c. se podría situar en 2020 en 270 TWh, lo que supone una tasa de crecimiento anual cercana al 2%.

5.1.2 Previsiones de demanda máxima horaria del sistema peninsular

El Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020 (Documento de Planificación) maneja asimismo diversos escenarios de previsión de la potencia punta peninsular, tal y como recoge la figura siguiente, estimando un valor de demanda máxima horaria para 2020 que varía entre los 47.000 MW y 49.000 MW.

Cuadro 15. Previsiones de punta de demanda de potencia peninsular en b.c. elaboradas por el OS en 2015

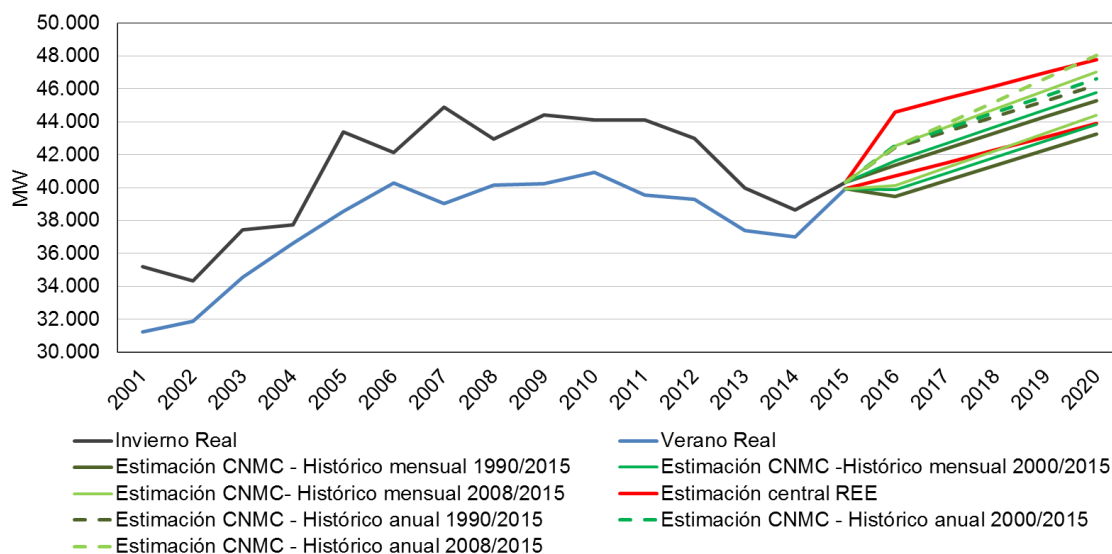
Punta de demanda (MW)	Escenarios del OS			
	2015		2020	
	Invierno	Verano	Invierno	Verano
Escenario inferior	43.500	39.800	47.300	43.600
Escenario central	43.800	39.900	47.800	43.900
Escenario superior	43.800	39.900	49.000	45.100

Fuente: Documento de Planificación: Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020

Tal y como indicaba el Documento de Planificación, este ejercicio de prospectiva se ha elaborado en un contexto económico y energético marcado por un elevado grado de incertidumbre, lo que dificulta la valoración de las puntas previstas. En este sentido, se ha apreciado un comportamiento dispar de la evolución de la punta de la demanda desde el comienzo de la crisis en 2008, que pudiera resultar únicamente coyuntural y no extrapolable a 2020. Por ello, se han realizado diversos análisis con el fin de actualizar las puntas de demanda previstas, una vez conocidos los valores reales de demanda en 2015.

En el gráfico siguiente se muestran las diferentes estimaciones de la punta realizadas por la CNMC considerando el Escenario Central de demanda del OS, donde puede apreciarse que resultan ligeramente inferiores a las previstas por el OS en 2015. No obstante, se ha de señalar que los análisis realizados por la CNMC están basados en datos históricos sin recoger, por tanto, el impacto de otras medidas de eficiencia energética recientes, de autoconsumo o de desarrollo del vehículo eléctrico consideradas en el documento de Planificación.

Gráfico 83. Evolución de la punta de demanda b.c real y prevista por el OS y por la CNMC, correspondientes al Escenario Central de demanda del OS

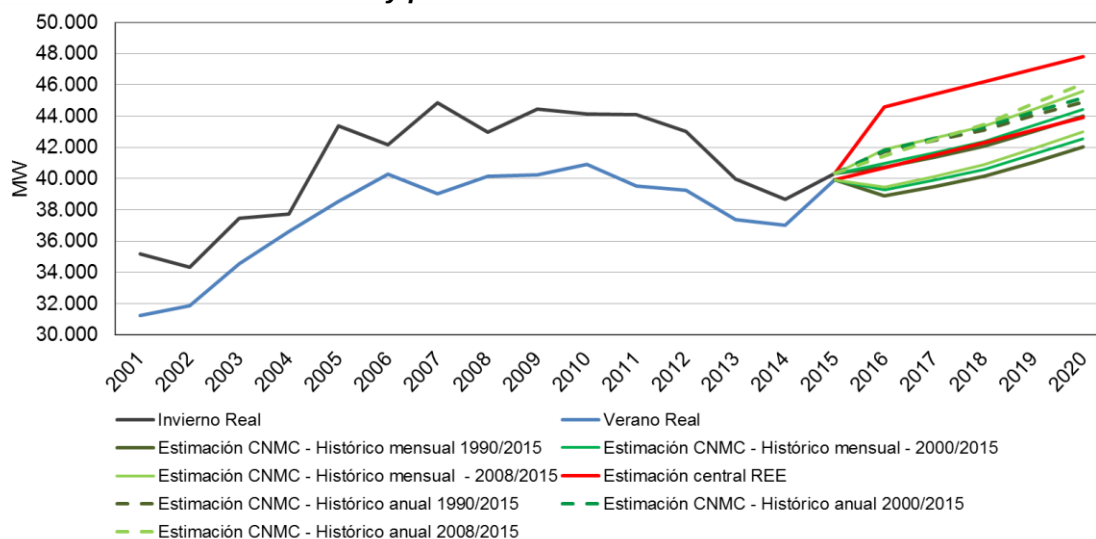


Fuente: CNMC y Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020

Nota: Se muestra el resultado de diversos análisis realizados por la CNMC para la previsión de la punta, utilizando datos mensuales y anuales, y diversos horizontes de análisis (1990-2015, 2000-2015 y 2008-2015).

Utilizando los mismos análisis indicados en los párrafos anteriores, la CNMC ha realizado una estimación de la punta de demanda acorde a la proyección de la demanda realizada por la CNMC. Tal y como puede apreciarse en el gráfico siguiente, la punta de demanda prevista para 2020 se situaría entre 44.000 MW y 46.000 MW, superando sólo al final del periodo la punta histórica alcanzada en 2007 (45.450 MW).

Gráfico 84. Evolución de la punta de demanda b.c real y prevista por el OS en el Escenario Central de demanda y por la CNMC en el Escenario de demanda de la CNMC



Fuente: CNMC, Documento de Planificación: Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020

5.2 Sobre la evolución de la oferta de potencia

El segundo aspecto fundamental para la seguridad del suministro es la disponibilidad de un parque generador con capacidad para producir la energía eléctrica que sea demanda en un periodo determinado y, en particular, que ofrezca potencia suficiente para la cobertura de la punta de demanda.

5.2.1 Previsiones de altas y bajas hasta 2020

Con objeto de valorar la capacidad del sistema peninsular para cubrir la demanda prevista y, en concreto, la punta máxima de demanda, se ha analizado la posible evolución de la potencia instalada en el sistema. En el momento actual existe una fuerte incertidumbre sobre cuál va a ser el crecimiento de la demanda y el impacto de la aplicación de la regulación medioambiental, lo que hace especialmente difícil realizar una estimación sobre la nueva potencia instalada y sobre la tecnología elegida por los inversores.

En el cuadro siguiente, se presentan dos escenarios para 2020 en valores de potencia neta, esto es, potencia en barras de central, una vez extraídos de la potencia en bornes de alternador los consumos auxiliares y las pérdidas de transformación. La potencia neta es la potencia que cada instalación pone efectivamente a disposición del sistema eléctrico.

Cuadro 16. Parque generador peninsular estimado a 31 de diciembre de 2020 (Potencia neta).

Tecnología	2015 (MW)	2020 Escenario superior (MW)	2020 Escenario inferior (MW)
Nuclear	7.573	7.573	7.117
Carbón	10.468	9.536	8.974
Ciclo combinado	24.948	24.933	23.766
Hidráulica	20.324	20.724	20.324
Eólica	22.845	27.650	23.345
Solar fotovoltaica	4.423	5.790	4.423
Solar térmica	2.300	2.300	2.300
Térmica renovable y otras renovables	741	1.254	941
Térmica no renovable (cogeneración)	6.668	6.668	6.668
Residuos	677	677	677
Total	100.966	107.104	98.535

Fuente: Registro de instalaciones y CNMC

Notas:

Nuclear: el escenario superior considera la recuperación de Garoña, el escenario inferior el cierre.

Carbón: el escenario superior considera que no habrá nuevos cierres adicionales a los ya efectuados o solicitados en 2016, el escenario inferior considera el cierre adicional antes de 2020 de los tres grupos más viejos del parque.

Ciclos: el escenario superior no considera ningún cierre y sí la recuperación de Campo de Gibraltar (actualmente indisponible por desmantelamiento de la línea de evacuación), el escenario inferior considera el cierre de Tarragona y la imposibilidad de recuperar Campo de Gibraltar.

Hidráulica: el escenario superior considera la puesta en marcha de 400 MW de bombeo adicionales a los ya operativos (Moralets).

Otros: en el escenario inferior se considera la puesta en marcha de los 700 MW renovables adjudicados mediante

subasta celebrada en enero de 2016; en el escenario superior se considera la entrada adicional de renovables prevista en la Planificación Energética 2015-2020, esto es, unos 6000 MW entre eólica, solar fotovoltaica y térmica renovable.

5.2.2 Incertidumbres que afectan al parque de generación

En la consideración de los escenarios anteriores, debe tenerse en cuenta el elevado número de incertidumbres a las que se enfrenta el parque generador a día de hoy y en los próximos años. Se describen en este apartado las más relevantes, sus posibles efectos, así como el modo en que han sido consideradas en los escenarios de evolución de la oferta de potencia.

Regulación medioambiental

En primer lugar, la entrada en vigor de la Directiva 2010/75 de Emisiones Industriales, el 1 de enero de 2016, ha provocado, como ya se ha indicado más arriba, el cierre de algunos grupos de carbón. Esta Directiva regula la emisión de contaminantes propios de las centrales de combustión (SO₂, NO_x, partículas, CO y Hg), y obliga a los titulares de las centrales más contaminantes (carbón en el sistema español) a acometer importantes inversiones o bien limitar sus horas de funcionamiento o bien proceder al cierre de la instalación en el horizonte máximo de 2020.

No se prevé que la Directiva 2010/75 vaya a provocar un cierre considerable de instalaciones en el corto plazo, al contrario, se considera que aquellas que debían necesariamente ser clausuradas ya han concluido dicho proceso o se encuentran actualmente inmersas en él, por lo que son fácilmente identificables. Por otra parte, cabe señalar que varias centrales de carbón han realizado durante 2016 los trabajos correspondientes para instalar desnitrificadora en sus equipos.

Así, en el escenario superior de previsión de potencia se ha considerado un impacto reducido sobre las centrales de carbón que siguen en activo, estando ya en situación de cierre o al menos en curso, todas las instalaciones que deban cesar actividad necesariamente antes de 2020. En el escenario bajo se considera que pueden existir cierres adicionales de algunas instalaciones que no puedan cumplir los mayores requerimientos aplicables tras 2020 y adelanten su cese de actividad antes de alcanzar dicha fecha.

Demanda, pagos por capacidad, e hibernación

La situación actual de bajo crecimiento de la demanda (e incluso decrecimiento) no está facilitando la puesta en marcha de nuevas instalaciones de generación. La incertidumbre aumenta cuanto más amplio es el horizonte, ya que aunque se mantienen vigentes varios proyectos que disponen de autorización ambiental y/o administrativa, no tienen fecha prevista de puesta en marcha, estando sus promotores a la espera de conocer cuál es la evolución de la demanda, senda de cierres de otras tecnologías, posibles cambios en la normativa, condiciones de hibernación, etc.

En este contexto, un factor adicional que afecta a la toma de decisiones sobre inversión es el desarrollo de un posible nuevo mecanismo de pagos por capacidad que incentive la inversión. A este respecto, cabe citar la *Propuesta de Real Decreto por el que se regulan los mecanismos de capacidad e hibernación y se modifican determinados aspectos del mercado de producción de energía eléctrica*, remitida a la extinta CNE por la SEE el 18 de julio de 2013. Esta propuesta de mecanismo fue informada por dicha comisión pero no fue aprobada. Adicionalmente, tal y como se indica en el capítulo 6, está pendiente la conclusión de la Comisión Europea en relación con la Consulta Pública realizada por la Comisión Europea sobre los pagos por capacidad.

Ante esta incertidumbre, no se ha considerado en ninguno de los dos escenarios la puesta en marcha de nuevas instalaciones de ciclo combinado, aunque sí algunos proyectos de bombeo actualmente en tramitación o en fase de construcción.

Tampoco se ha considerado la hibernación de ninguna central en los escenarios considerados. Si bien la vigente Ley del Sector Eléctrico (Ley 24/2013) contempla el cierre temporal de las instalaciones de producción³² - opción no prevista anteriormente por la Ley 54/1997-, está pendiente su desarrollo normativo donde se concreten los detalles económicos y técnicos del procedimiento, a fin de que esta opción pueda resultar de aplicación.

Ha de tenerse en cuenta que de los 25.000 MW de capacidad instalada de ciclos combinados a día de hoy, 5.000 MW ya no cuentan con el incentivo a la inversión, otros 9.000 MW lo perderán hasta 2020, y otros 9.000 MW lo perderán en el periodo 2020-2025. A partir del momento en que pierden ese incentivo, las centrales que cuenten con un despacho reducido pueden no tener suficientes incentivos a mantenerse disponible y, por tanto, solicitar la hibernación o, en su defecto, el cierre.

En este sentido, cabe señalar que el funcionamiento equivalente a plena carga de los ciclos combinados durante los últimos años ha sido inferior a las 1.000 horas, siguiendo la tendencia iniciada desde 2008. Diversos titulares de centrales de ciclo combinado han mostrado su interés por la hibernación temporal de sus instalaciones, lo que supondría una merma de la potencia disponible en el sistema y en consecuencia una reducción de los índices y márgenes de cobertura. Ante el retraso que parece experimentar la regulación de la hibernación, algunos agentes han llegado a solicitar incluso el cierre de

³² En su artículo 53, esta Ley regula la "Autorización de instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas", disponiendo lo siguiente: "5. La transmisión y cierre definitivo de las instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas, así como el cierre temporal de las instalaciones de producción requerirán autorización administrativa previa en los términos establecidos en esta ley y en sus disposiciones de desarrollo. El titular de la instalación tendrá la obligación de proceder al desmantelamiento de la misma tras el cierre definitivo salvo que la autorización administrativa de cierre definitivo permita lo contrario."

las instalaciones. No obstante, al menos en un caso, la solicitud de cierre ha sido aceptada pero posteriormente el agente ha desistido de su solicitud ante la posibilidad de un cambio de las condiciones de rentabilidad de los ciclos combinados en el corto o medio plazo.

Las cuestiones anteriores – pagos por capacidad e hibernación-, se complementan con otro aspecto que añade un mayor grado de incertidumbre, que es la evolución de la demanda: Resulta muy difícil estimar cuál será el crecimiento económico en los próximos años, y cuál será la respuesta de la demanda a ese posible crecimiento tras el escenario vivido de intensa crisis y tras los esfuerzos realizados por los consumidores en ganancias de eficiencia energética. Así, por ejemplo, un escenario de crecimiento de demanda sostenido y elevado, junto con una cuota alta de hibernación de las centrales podría derivar en una mayor tensión en la cobertura de la demanda y de los precios en el mercado y, por tanto, favorecer un mayor funcionamiento y rentabilidad de las centrales que decidiesen permanecer disponibles.

Por último, se debe tener en cuenta el efecto de posibles restricciones en la red de transporte que limiten la capacidad de evacuación de las unidades de producción en régimen ordinario. En este sentido, en los últimos años, el operador del sistema ha venido utilizando el concepto de las restricciones zonales. Estas restricciones consisten en limitar diariamente la producción máxima que puede ser vertida a la red de transporte por un conjunto de unidades de generación ubicadas en una misma zona. No se limita por tanto la producción de cada una de ellas, como se hacía en el pasado, pero sí del conjunto de unidades, de modo que podrán libremente participar en el mercado de producción, resultando despachadas las más eficientes, pero no podrían verter todas a la vez a plena carga.

Aunque la mayor parte de las restricciones zonales que limitan la producción de las centrales vienen motivadas por la realización de trabajos y descargos en la red, se han identificado algunas restricciones zonales permanentes y, por tanto, susceptibles de coexistir con una punta de demanda, lo que supondría una reducción de la potencia disponible y por tanto del índice de cobertura. Se estima que esta reducción podría consistir en un valor de potencia equivalente a tres grupos de ciclo combinado de 400MW.

Estas posibles restricciones de evacuación de la producción deberían tenerse en cuenta a la hora de otorgar, en su caso, autorizaciones de cierre o hibernación.

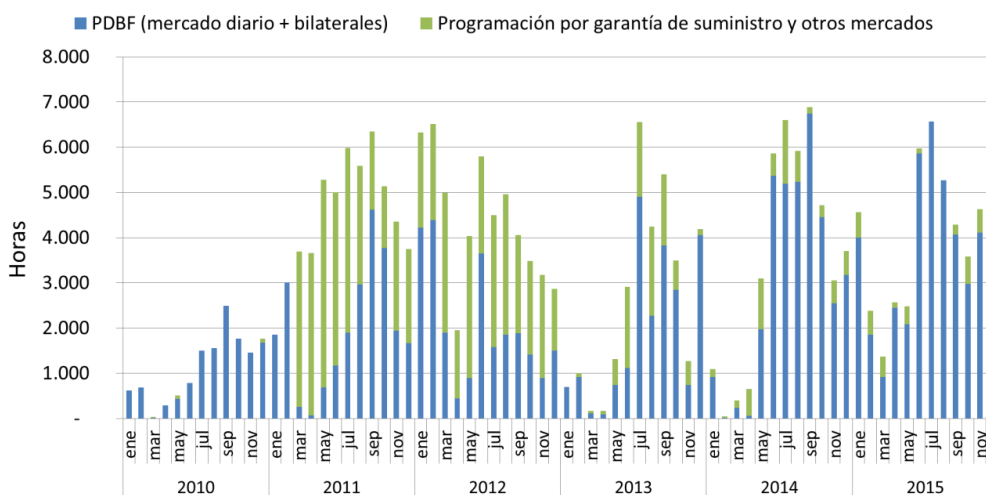
Los dos escenarios considerados no contemplan el cierre adicional de ciclos combinados ni la hibernación, pero sí se contempla en el escenario inferior la posibilidad de que el ciclo combinado de Tarragona proceda al cese de su actividad (CONFIDENCIAL). Asimismo, se contempla en este escenario que la línea de evacuación de Campo de Gibraltar no consiga los permisos

medioambientales necesarios para su reconstrucción antes de 2020 (se encuentran en situación de indisponibilidad desde el 1 de diciembre de 2013).

Centrales de carbón nacional

Respecto a la disponibilidad de centrales de carbón nacional, cabe indicar que desde el 1 de enero de 2015 el mecanismo de restricciones por garantía de suministro, que incentivaba la producción con carbón autóctono, ya no se encuentra en vigor y, sin embargo, la producción de estas centrales de carbón se ha manteniendo en niveles similares a los alcanzados bajo la aplicación de dicho mecanismo en los años anteriores. Estas centrales, en el contexto actual energético y de abastecimiento de carbón, poseen unos costes de generación más competitivos que las centrales de ciclo combinado, lo que permite su funcionamiento sin la necesidad de ningún mecanismo que incentive su programación.

Gráfico 85. Evolución de las horas de funcionamiento equivalente a plena carga de las centrales de carbón adscritas en su momento al mecanismo de restricciones por garantía de suministro



Fuente: CNMC

Nota: La programación por restricciones por garantía de suministro por la que se incentivaba la producción con carbón autóctono, estuvo en vigor en el periodo 2011-2014.

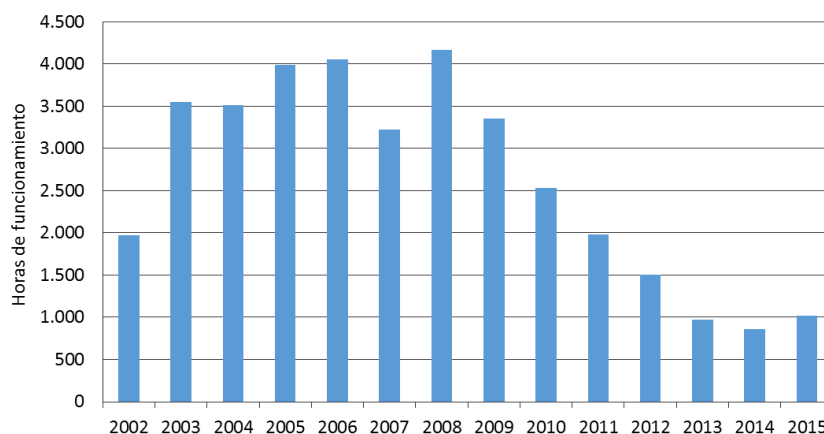
Orden de mérito de los costes de funcionamiento

Según evolucione el precio de los combustibles en mercados internacionales podría alterarse el orden de mérito del despacho de las distintas tecnologías de producción, concretamente, entre las centrales de carbón importado y los ciclos combinados de gas natural.

El efecto de este factor puede ser múltiple en combinación con los anteriormente expuestos. Por ejemplo, un incremento en el número de horas

de funcionamiento de los ciclos combinados frente al carbón reduciría su interés en proceder a la hibernación.

Gráfico 86. Evolución de las horas de funcionamiento equivalente a plena carga de los Ciclos combinados



Fuente: datos REE y elaboración propia

Fuentes de generación renovables

La disponibilidad de energía hidroeléctrica, se ha incluido en el análisis con valores de año hidráulico seco, de forma que para un año hidráulico medio, la seguridad de abastecimiento del sistema estaría garantizada con valores de potencia instalada significativamente inferiores a los recogidos en este estudio. Del mismo modo, se considera una disponibilidad moderada de los recursos eólicos y solar en la punta de demanda, pudiéndose extraer la misma conclusión que en el caso de la hidráulicidad.

Al margen de la contribución de las tecnologías renovables a la cobertura de la punta de demanda, también ha de tenerse en cuenta que su presencia afecta al nivel de funcionamiento de las tecnologías convencionales y, en consecuencia, a las decisiones de inversión de los promotores.

Respecto a las previsiones de crecimiento de estas tecnologías, el escenario inferior considera la puesta en marcha en 2020 de los 700 MW renovables adjudicados mediante subasta celebrada en enero de 2016 (500 MW eólicos y 200 MW de biomasa). A este respecto, aclarar que, si bien la Orden IET/2212/2015, de 23 de octubre, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en estas convocatorias establece que los adjudicatarios de las subastas disponen de un plazo 48 meses para cumplir todos los requisitos necesarios para su puesta de marcha, se estima que dicha potencia podría estar disponible en 2020 dado el carácter de los proyectos adjudicados. El escenario superior contempla la instalación de la capacidad renovable prevista en el Documento de Planificación, cuyos objetivos, no obstante, resultan bastante ambiciosos teniendo en cuenta los plazos que conllevaría el lanzamiento de las subastas correspondientes y la tramitación y construcción de los proyectos que resultaran adjudicatarios (ver

informe de la CNMC sobre la propuesta de Planificación de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020³³).

Otros

Finalmente, indicar que existen otras fuentes de incertidumbre que afectan a la garantía del suministro y que no han sido expresamente recogidas en el análisis realizado en este capítulo, como la posible escasez de fuentes energéticas primarias, situaciones de averías de instalaciones de producción muy superiores a las medias históricas, funcionamientos atípicos de las instalaciones de régimen retributivo específico, causas de fuerza mayor, etc. Todo ello, aunque posible, no se considera probable dado la diversidad de aprovisionamientos con los que cuenta la península, y dado que dichos hechos deberían coincidir con la punta de la demanda y con las otras hipótesis conservadoras consideradas en el análisis: año seco, elevada potencia en mantenimiento, saldo exportador, etc.

5.2.3 Intercambios internacionales

Los intercambios internacionales de energía eléctrica de la península se producen a través de las interconexiones con Francia, Andorra, Portugal y Marruecos. La capacidad de intercambio de potencia a través de estas interconexiones viene determinada por la capacidad física de las líneas que conforman la interconexión, descontando de ella la reserva de capacidad necesaria para mantener los sistemas acoplados ante fallos de elementos del sistema (líneas, incluyendo las propias líneas de interconexión, grupos generadores, etc.) y otras reservas necesarias para tener en cuenta desvíos involuntarios de regulación.

La capacidad teórica de intercambio³⁴ no es un valor fijo, ya que cambia en el tiempo dependiendo de la variación en los niveles de demanda, la configuración de la generación, la capacidad térmica estacional de los elementos de transporte y las indisponibilidades (fortuitas o programadas) de los elementos de transporte y generación. Las variaciones de la capacidad comercial se deben, en parte, al cambio de capacidad térmica de las líneas. Sin embargo resulta decisiva la estructura de la generación en diferentes periodos, así como los valores de demanda en zonas próximas a las fronteras que pueden llegar a saturar, en determinados casos, las redes internas.

33

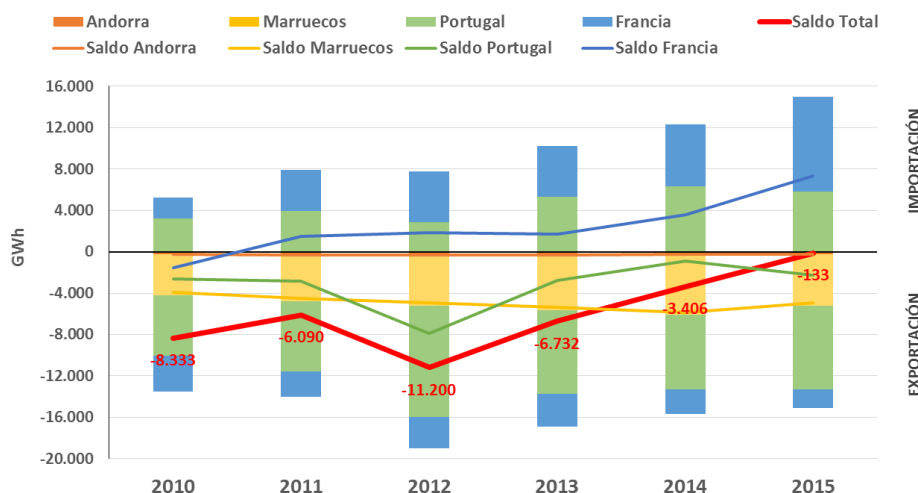
http://cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/20150618_Informe%20propuesta%20planificacion%202015-2020.pdf

34 De acuerdo con las definiciones adoptadas por la ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators of Electricity), la capacidad teórica de intercambio (TTC) entre dos sistemas vecinos es el máximo programa de intercambio compatible con los criterios de seguridad de ambos sistemas.

El saldo físico total de las interconexiones internacionales durante el año 2015 ha sido exportador, al igual que en los años precedentes, pero en apenas 133 GWh, lo que supone una reducción considerable respecto a los ejercicios anteriores, en los que el saldo exportador llegó a 11.200 GWh.

Como se observa en la figura siguiente, esta reducción del saldo exportador se debe principalmente a un aumento de las importaciones efectuadas tanto desde el sistema portugués como francés. Las interconexiones con Marruecos y Andorra presentan un saldo neto anual exportador relativamente constante.

Gráfico 87. Intercambios internacionales físicos anuales por frontera (GWh).



Fuente: REE

El flujo en las interconexiones viene determinado por la diferencia de precios entre los dos países, estando influido dicho precio en parte, por la demanda en cada zona (afectada de forma diferente en cada sistema por las condiciones económicas y meteorológicas) y nivel de producción renovable en cada país. Por su parte, el volumen intercambiado viene afectado por la capacidad de la interconexión. Así, destaca en 2015 la entrada en operación comercial en el mes de octubre de una nueva línea de interconexión con el sistema francés, tal y como se ha indicado en el apartado 4.9, que permite incrementar la capacidad en hasta 1.400 MW.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, parece que la tendencia en el corto plazo del uso de las interconexiones podría dirigirse hacia el mantenimiento de un reducido saldo exportador o incluso una inversión del sentido exportador de los últimos años, pasando el sistema eléctrico español a ser netamente importador, especialmente desde el continente europeo a través de Francia.

Desde la perspectiva de la cobertura de la punta de demanda, resultaría lógico pensar que en una situación de escasez en un sistema, se produzca un incremento en el precio de su mercado y el saldo resulte importador. Sin embargo, la escasez podría producirse de manera simultánea en los sistemas vecinos, por lo que el saldo resultante podría tener cualquier volumen y sentido

posible en la hora de máxima demanda anual, limitado por la capacidad máxima de importación/exportación del sistema eléctrico español, esto es, según la previsión actual para el próximo año móvil: 2.700 MW con Francia, 3.800 MW con Portugal, 900 MW con Marruecos y 133 MW con Andorra.

5.3 Sobre la cobertura de la demanda en 2020

El objeto de este apartado es aportar unos valores indicativos acerca de la capacidad de la potencia instalada en el sistema eléctrico para llevar a cabo la cobertura de la máxima demanda que pueda producirse; así como determinar la potencia que sería necesario instalar, en su caso, para lograr alcanzar un nivel de seguridad de suministro razonable en el horizonte 2020.

El parámetro que se ha empleado para evaluar la necesidad de potencia en el sistema eléctrico es el índice de cobertura. Según el criterio históricamente utilizado por el operador del sistema eléctrico, este índice debería ser igual o superior a 1,1; lo que significaría alcanzar un margen de potencia disponible del 10% sobre la punta máxima de demanda prevista.

La metodología del índice de cobertura supone un enfoque determinista al problema de la cobertura de la demanda. Sin embargo existen otros parámetros de carácter estocástico, como la probabilidad de pérdida de carga (LOLE- Loss of Load Expectation³⁵) que cumplen una finalidad similar. En general, el índice de cobertura se define como el cociente entre la potencia disponible y la demanda punta. En el presente análisis, los índices de cobertura se han calculado a partir de la demanda punta prevista para los distintos escenarios considerados, así como la mínima potencia efectiva que se espera aporten las diferentes tecnologías en situación de invierno y de verano en los escenarios superior e inferior de oferta³⁶.

³⁵ LOLE representa el número de horas por año en el cual, es estadísticamente esperado que la oferta no pueda cubrir la demanda. Se trata de un enfoque probabilístico.

³⁶ De la potencia neta instalada se detrae la tasa de indisponibilidad fortuita por fallo correspondiente a cada tipo de tecnología de producción (hasta un 15% en las instalaciones más antiguas).

Junto a la indisponibilidad fortuita, producida por averías u otras circunstancias inesperadas, la potencia térmica disponible también puede verse reducida por la existencia de potencia en mantenimiento en el momento de la punta. Aunque existe un incentivo a realizar los mantenimientos fuera del periodo de punta de demanda (el precio de la energía se incrementa en estos periodos), la experiencia demuestra que no siempre es así, principalmente porque la punta puede producirse en un amplio margen de tiempo, pudiendo encontrarse hasta 3.000 MW de potencia en mantenimiento en el momento de la punta.

Adicionalmente, la potencia térmica disponible se reduce en periodos veraniegos por efecto del incremento de la temperatura ambiental, lo cual facilita el alcance de los límites térmicos de las instalaciones eléctricas, entre un 3 y un 8%, según tecnología.

También varía la disponibilidad de las centrales hidráulicas convencionales y de bombeo mixto como consecuencia de las diferencias climatológicas estacionales. En conjunto y en valor medio, la disponibilidad de estas tecnologías puede ser aproximadamente de un 45% en invierno y un 35% en verano en un año seco. En el caso de las centrales de bombeo puro la disponibilidad se incrementa hasta el 80%.

Cuadro 17. Parque generador peninsular estimado a 31 de diciembre de 2020 (Potencia disponible a efectos del cálculo de la cobertura de la demanda en la punta de demanda máxima). Escenario Alto y Bajo

Tecnología		Alto		Bajo	
		Verano	Invierno	Verano	Invierno
Nuclear	Operativa	7.573	7.573	7.117	7.117
	Disponible	6.054	7.118	5.626	6.690
Carbón	Operativa	9.536	9.536	8.974	8.974
	Disponible	8.141	8.541	7.599	7.999
CiclosCombinados	Operativa	24.933	24.933	23.766	23.766
	Disponible	22.537	22.537	21.440	21.440
Hidráulica	Neta no bombeo	17.023	17.023	17.023	17.023
	Neta bombeo	3.301	3.301	3.301	3.301
	Disponible	8.599	10.301	8.599	10.301
ReCORe	Neta	38.354	38.354	37.654	37.654
	Disponible	11.374	8.267	11.239	8.122
		56.705	56.764	54.503	54.553

Fuente: CNMC

De acuerdo con las estimaciones de potencia disponible y de potencia demandada descritas en los apartados anteriores, en todos los casos analizados en el periodo considerado se han obtenido índices de cobertura por encima de 1,1. El valor más bajo obtenido ha sido 1,14 y corresponde a la punta invernal más exigente estimada en el año 2020, considerando el escenario inferior de oferta. En periodo veraniego, el índice de cobertura más exigente ha sido de 1,23. En consecuencia, podría afirmarse que, bajo las consideraciones efectuadas, esto es, mantenimiento del parque actual de generación convencional y con un crecimiento de demanda en el entorno del 2%, no se prevé que el sistema eléctrico vaya a presentar problemas de cobertura en el horizonte 2020.

Cuadro 18. Índices de cobertura mínimo y máximo obtenidos en los distintos escenarios de generación y puntas de demanda previstas para el año 2020

2020		Escenarios de generación	
		Escenario superior	Escenario inferior
Invierno	máximo	1,31	1,24
	mínimo	1,20	1,14
Verano	máximo	1,39	1,30
	mínimo	1,31	1,23

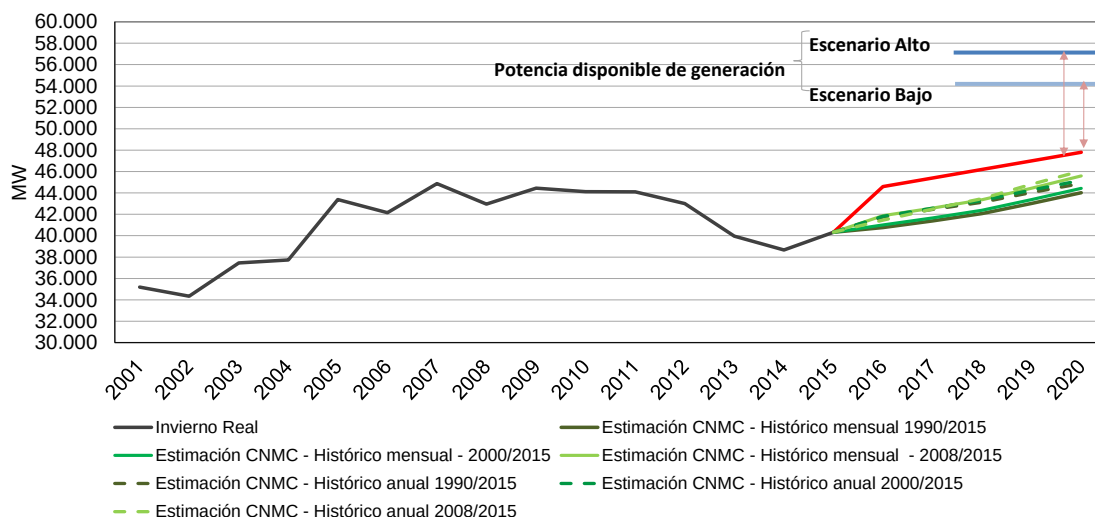
Fuente: CNMC

Por último, se ha tenido en cuenta el efecto que la climatología puede tener sobre las instalaciones generadoras, especialmente las de tipo renovable. Para ello, siguiendo una línea conservadora, se trabaja con la hipótesis de año seco, nula producción solar durante la punta invernal, baja eolicidad, tanto en invierno como en verano (7-9%).

Los índices de cobertura anteriores se han calculado suponiendo un saldo exportador nulo. No se ha tenido en cuenta una posible situación de indisponibilidad adicional de generación (en algunos análisis de cobertura, el operador del sistema valora esta indisponibilidad en 2.000 MW), pero tampoco se ha tenido en cuenta el efecto de la interrumpibilidad de la demanda, que aportaría en su caso la posibilidad de reducir la punta en unos 2.000 MW, contrarrestando el efecto de la indisponibilidad adicional.

Otra forma de apreciar la holgura del sistema es el margen de reserva, esto es, comparar la potencia eléctrica instalada necesaria para realizar la cobertura de la punta de demanda con un margen de reserva del 10% ($IC=1,10$) con la oferta de potencia prevista, en cada periodo y escenario. A este respecto, resulta que, incluso en el escenario más desfavorable considerado para la punta invernal de 2020, el sistema eléctrico español podría prescindir sin riesgo de cobertura de casi 3.000 MW, es decir, cerca de un 30% del parque de carbón existente. Esta cifra llega a alcanzar los 5.000 MW (en torno al 50% del parque de carbón) si se considera el escenario más favorable de los indicados en este informe.

Gráfico 88. Evolución de la punta de demanda b.c real y prevista por el OS en el Escenario Central de demanda y por la CNMC en el Escenario de demanda de la CNMC junto con la potencia disponible estimada de centrales de generación en las condiciones más adversas



Fuente: CNMC, Documento de Planificación: Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020

Lo anterior debe entenderse sin perjuicio de las salvedades efectuadas respecto a incertidumbres para la generación, intercambios internacionales e interrumpibilidad de la demanda. Además, hay que advertir que no sólo es relevante la cantidad de potencia excedentaria sino también el servicio que ésta presta al sistema. En concreto, la ubicación de las instalaciones y su idoneidad para la resolución de restricciones técnicas en la red, puede

condicionar la capacidad del sistema para prescindir de las unidades de generación, más allá de su necesidad para la cobertura de la punta de demanda.

5.4 Perspectiva tras 2020

Aunque no se prevean problemas de cobertura para los próximos cinco años en el sistema eléctrico peninsular español, la situación podría cambiar significativamente a partir del año 2020.

Por una parte, como ya se ha indicado anteriormente, termina en ese año el plazo de adaptación a la Directiva 2010/75 de Emisiones Industriales, lo que supondrá un considerable endurecimiento de los requerimientos medioambientales aplicables a las centrales térmicas convencionales. Como consecuencia, en caso de no acometerse las inversiones necesarias, el parque actual de carbón podría reducirse en casi un 50%. Por otra parte, entre 2023 y 2028 todo el parque nuclear del sistema español superará sus 40 años de actividad, por lo que sus titulares tendrán que solicitar la autorización correspondiente para poder continuar en explotación a partir de entonces, lo que podría condicionar su funcionamiento. En Europa, las políticas relacionadas con la energía nuclear son diversas: por ejemplo Alemania ha decidido la desaparición de las instalaciones existentes en 2022, Francia ha decidido reducir gradualmente el peso de su energía nuclear pasando del 70% actual hasta un 50% en 2025, y Reino Unido, por su parte, ha decidido la construcción de un reactor nuclear.

5.4.1 Cobertura del sistema eléctrico peninsular

En el Anexo II de este informe se incluye una descripción del análisis de cobertura del sistema eléctrico peninsular, llevado a cabo por esta Comisión para el horizonte 2030. En este análisis se valora el impacto que podrían producir en el sector eléctrico algunos desarrollos regulatorios o tecnológicos no considerados en el análisis de más corto plazo: crecimiento del parque de vehículos eléctricos, desarrollo del autoconsumo, participación de la demanda en servicios de ajuste y otras medidas de eficiencia energética, fin de la vida útil de las centrales de tecnología convencional, etc.

Teniendo en cuenta lo anterior, se han considerado diversos escenarios, en los que cabría citar como referencia, los tres siguientes de todos los considerados en este informe como los más representativos (ver anexo II para un mayor detalle).

- Escenario Extremo Superior: En este escenario se considera un crecimiento económico sostenido, un reducido desarrollo del autoconsumo y no se introducen medidas de eficiencia energética. Adicionalmente, se considera un desarrollo abrupto de la tecnología, especialmente del almacenamiento, así como de los puntos de recarga,

tal que permite una elevada penetración del vehículo eléctrico, con especial incidencia sobre la demanda eléctrica en las horas de la punta de la tarde, por no considerarse sensibilidad al precio, llegando a suponer un consumo adicional de unos 4.000 MW en esas horas en 2030. Todo ello configura un escenario en el que la demanda se incrementa un 2% de media anual durante el periodo 2016-2030, y la punta de demanda, un 2,7% anual, hasta alcanzar en 2030 una punta de 60.000 MW (frente a la punta máxima histórica alcanzada en 2007 de casi 45.000 MW).

- Escenario Extremo Inferior: En este escenario se considera un crecimiento económico más moderado que en el anterior, y la introducción de un fuerte incentivo al autoconsumo, lo que permite un desarrollo significativo del mismo. También existe una evolución importante de las baterías lo que permite su instalación por parte de los consumidores domésticos que optan por este modelo de suministro, reduciéndose el consumo en unos 7.500 MW en la punta de invierno de 2030. También se introducen medidas de eficiencia energética a través de una mayor participación de la demanda en los mercados, hasta conseguir una reducción de la punta de unos 4.000 MW. Todo ello configura un escenario en el que la demanda se reduce un 0,2% anual durante el periodo 2016-2030, y la punta de demanda, un 0,7% anual, hasta alcanzar en 2030 una punta de 36.500 MW (frente a la punta alcanzada en 2015 de 40.000 MW).
- Escenario Central (coincidente con el Escenario 2 alto del Anexo II): En este escenario se considera un crecimiento económico sostenido, una elevada penetración del vehículo eléctrico, un elevado desarrollo del autoconsumo y de la evolución tecnológica de las baterías y se introducen medidas de eficiencia energética. En este escenario, el incremento de demanda provocado por la economía y el desarrollo del vehículo se compensa en parte por las medidas de eficiencia y por el autoconsumo. Todo ello configura un escenario en el que tanto la demanda con la punta de demanda se incrementan en torno a 1% anual durante el periodo 2016-2030, hasta alcanzar en 2030 una punta de 49.000 MW.

Con las consideraciones e hipótesis efectuadas en el análisis de cobertura a 2030, resultan las siguientes conclusiones:

1. El mantenimiento del parque de generación actualmente operativo en el sistema eléctrico peninsular español tendría capacidad para garantizar la cobertura de la demanda hasta el año 2030 con los adecuados niveles de seguridad teniendo en cuenta puntas de demanda similares o inferiores a las del Escenario Central.

Sólo en los escenarios más cercanos al Escenario Extremo Superior, se registrarían índices de cobertura inferiores a 1,1 en los últimos años del

periodo analizado, entre 2025 y 2030, pero aún entonces se dispondría de capacidad adicional para suplir la deficiencia de generación gracias a las interconexiones y al servicio de interrumpibilidad de la demanda.

2. En caso de reducirse al 50% el parque actual de grupos de carbón en 2020, como consecuencia del endurecimiento de los requisitos medioambientales, la cobertura en un Escenario Central sería igualmente viable desde el punto de vista de la seguridad del suministro, pero sólo hasta 2027. Por el contrario, los escenarios más cercanos al Escenario Extremo Superior, plantean problemas ya en 2022.
3. La desaparición completa de todo el parque de carbón en 2020 sí introduciría problemas de cobertura a partir de 2020 si se consideran puntas de demanda en el entorno o superiores a las del Escenario Central. Además, en los escenarios próximos al Extremo Superior, las interconexiones y la interrumpibilidad no bastarían para garantizar la cobertura.

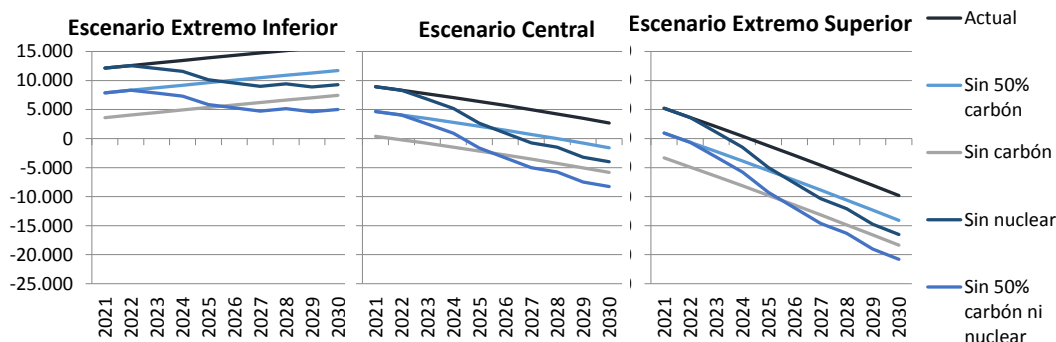
No obstante lo anterior, debe tenerse en cuenta que esta situación es poco probable, ya que las empresas eléctricas ya han acometido o han informado de su intención de acometer las inversiones en las centrales más eficientes del parque de carbón para que puedan seguir operativas más allá de 2020.

4. El cierre de los grupos nucleares tras alcanzar 40 años de funcionamiento también introduce problemas en la mayoría de los escenarios de demanda, especialmente en aquellos que consideran un mayor incremento sostenido, a partir del año 2024-2025.

Estos problemas se adelantan a 2021-2023 si se considera adicionalmente el cierre de la totalidad o de parte de las centrales de carbón.

Según lo anterior, no resulta necesario incorporar nueva capacidad de producción hasta el año 2021 en ningún escenario. Posteriormente, se requerirá capacidad adicional en función de la continuidad del parque actual y del crecimiento de la demanda.

Gráfico 89. Evolución del déficit o sobrecapacidad de potencia instalada en 2020-2030 considerando el parque de generación actual, y distintas opciones de cierre de centrales



Fuente: CNMC

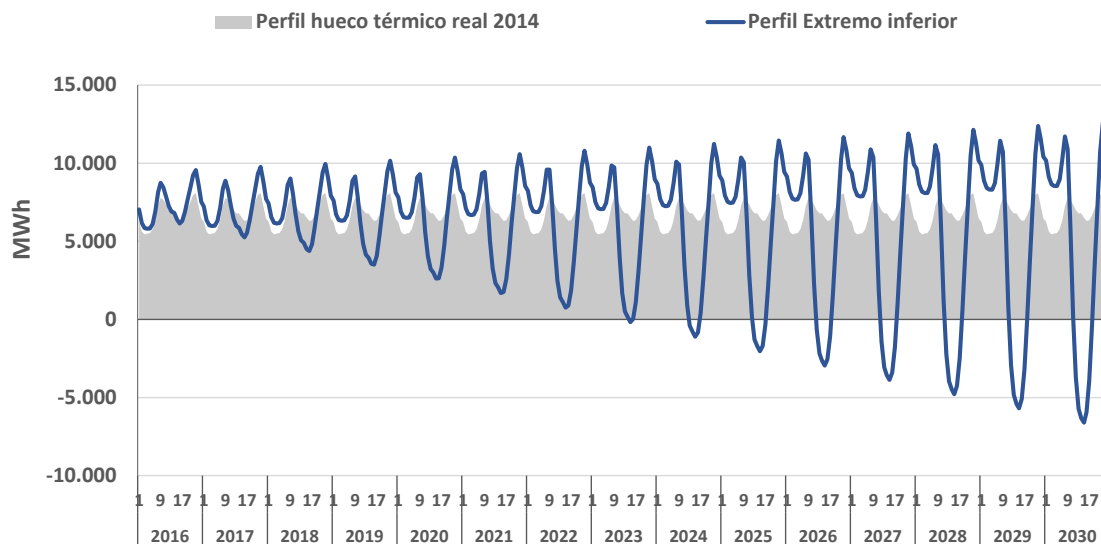
Nota: Los valores negativos representan déficit de potencia instalada para cubrir la punta de demanda prevista con un 10% de margen en cada uno de los Escenarios. Los valores positivos representan sobrecapacidad. El Escenario Central coincide con el Escenario denominado 2 alto del Anexo II.

5.4.2 Factibilidad de los escenarios de oferta

Como se ha visto en el análisis anterior, todos los escenarios planteados precisan la incorporación de nueva potencia en el horizonte 2020-2030, ya sea por la nueva generación que vaya ligada al desarrollo del autoconsumo, como por aquella que sea precisa para garantizar la cobertura de la demanda.

1. Con respecto a la nueva incorporación de generación ligada al autoconsumo, se ha considerado que la mayor parte de esta generación será solar. En este sentido, la elevada producción solar en las horas centrales del día que resulta de los escenarios de elevado desarrollo del autoconsumo, provoca en esas horas una fuerte reducción de la generación necesaria para cubrir la demanda. Esto provocaría por una parte, un hueco térmico negativo en ese momento en los últimos años del periodo analizado, y por otra, un gradiente de aumento de carga que no podría ser proporcionado por el parque de generación actual. En esta situación, no se cumplirían los criterios de seguridad de la red eléctrica, por lo que el operador del sistema debería alterar el despacho de la generación, provocando vertidos de energía primaria renovable. En consecuencia, situaciones como las consideradas en el Escenario Extremo Inferior sólo serían viables si van ligados al desarrollo de medios de almacenamiento que permitan trasladar la producción solar a aquellas horas que pueda ser integrada en el sistema. No obstante lo anterior, se ha de señalar que las proyecciones de perfil horario de la demanda hasta 2030 se han llevado a cabo sin tener en cuenta posibles cambios de comportamiento de los consumidores ante la aparición de señales de precio derivadas de esta fuerte penetración solar en determinadas horas del día.

Gráfico 90. Evolución perfil horario medio del hueco térmico en 2021-2030 del Escenario Extremo Inferior en contraste con el perfil real medio del año 2014



Fuente: CNMC

Nota: En cada año se presenta la energía promedio del hueco térmico para cada una de las 24 horas del día, calculado éste restando a la demanda la producción de base y renovable del parque actual. Incluye por tanto las tecnologías marginales actuales y toda generación adicional que sea necesaria para cubrir la demanda a partir de 2016.

2. Con respecto a la necesidad de incorporar nueva capacidad para garantizar la cobertura de la demanda en el horizonte 2020-2030, es necesario considerar primero cuáles serán los objetivos medioambientales que se pretenden conseguir en ese horizonte. En este documento, se ha explorado cual sería el efecto de la consideración de un 50% de renovables en 2030, resultando que, excepto en el caso del Escenario Extremo Inferior donde la cuota de renovables se supera al considerar un elevado desarrollo del autoconsumo unido a un moderado crecimiento económico, en el resto de escenarios es preciso incorporar una mayor capacidad de energías renovables, así como nueva capacidad de tecnologías convencionales de backup para garantizar la cobertura. Hay que señalar que estos análisis se han realizado sin tener en cuenta el desarrollo de posibles técnicas de almacenamiento que permitieran aumentar la firmeza de las energías renovables, por lo que su contribución a la cobertura de la punta se considera reducida, de acuerdo con los criterios utilizados en la actualidad a este respecto.

Teniendo en cuenta la nueva capacidad necesaria y el objetivo medioambiental considerado del 50%, los análisis realizados muestran que la nueva capacidad firme que se necesite tendría un funcionamiento equivalente a plena carga de unas 2.000-3000 horas en función del escenario. Dado que algunos escenarios precisan de hasta 20.000 MW de potencia instalada adicional en 2030, cabría plantearse que una parte de esa nueva capacidad correspondiera a generación de base, con un nivel más elevado de funcionamiento, y otra, a tecnologías más flexibles

y rápidas con un funcionamiento más limitado. Todo ello, permitiría una optimización de la utilización de los recursos disponibles, por lo que cabría plantearse la introducción de enfoques regulatorios que dieran las señales necesarias para avanzar en ese desarrollo.

Finalmente cabe señalar que, ante la actual reducida capacidad de interconexión eléctrica de la península con Europa, los análisis anteriores se han realizado sin tener en cuenta el apoyo que podría proporcionar las interconexiones en la cobertura de la demanda y en la integración de energías renovables. En este sentido, el desarrollo de estas interconexiones en línea con los objetivos fijados por la Comisión Europea podría limitar las necesidades de nueva capacidad, así como favorecer un mayor funcionamiento de las centrales instaladas.

6 CUESTIONES QUE DEBERÍAN SER ABORDADAS EN EL CORTO Y MEDIO PLAZO

Resumen

A nivel europeo hay dos enfoques que resultan fundamentales para el diseño del mercado eléctrico en los próximos años: Por una parte, se está trabajando en el desarrollo del Tercer Paquete, lo que implicará la gradual implementación de los Códigos de Red y Directrices que han sido o serán adoptados, y por otra, en abordar los cambios que se deriven de la reforma del mercado eléctrico propuesta por la Comisión Europea en noviembre de 2016.

Con respecto al primer enfoque, queda pendiente determinar ciertas cuestiones relacionadas con la operativa y la coordinación del mercado intradiario continuo paneuropeo, de las metodologías de asignación de capacidad de la interconexión del mercado diario y a plazo, del despacho de reservas, de la liquidación de los desvíos, etc. Dichas cuestiones están siendo discutidas en el ámbito de ACER, contando con la colaboración de los TSOs, NEMOS y agentes interesados.

Con respecto al segundo enfoque, entre las cuestiones abordadas por la Comisión Europea en la reforma del mercado es destacable la preocupación por la garantía de suministro y la forma en la que los Estados Miembros están abordando este problema, y la existencia de posibles distorsiones que afectan al mercado de electricidad.

En este ámbito, el sector eléctrico en España tiene, al igual que el resto de países europeos, el reto de garantizar la seguridad de suministro en el medio plazo, en un entorno de fuerte penetración de energías renovables y además, y a diferencia del resto de países, con una capacidad de interconexión muy reducida. El desafío en este ámbito, de acuerdo con la Comisión Europea, es conseguir que los mercados aporten las señales necesarias para atraer nueva capacidad de generación y mantener disponible la ya existente, eliminando cualquier fallo de regulación. Entre otros, determina como posibles fallos la falta de aparición de precios de escasez o la falta de participación de la demanda en los mercados, cuestiones que deberían ser abordadas en España. Para ello, es importante incorporar a la normativa del sector eléctrico español algunas modificaciones como el desarrollo de los procedimientos de hibernación de las plantas de generación eliminando así barreras de salida del mercado, y facilitando la existencia de precios de escasez. Asimismo, si bien el sector eléctrico español ya cuenta con una amplia participación implícita de la demanda en los mercados a través de las tarifas de acceso y de la existencia de contadores horarios para un gran número de consumidores, se debe hacer un esfuerzo para asegurar también una participación explícita de la demanda en los mercados actualmente orientados únicamente a la generación. Adicionalmente, sería conveniente que se establecieran antes de 2020 los objetivos de

energías renovables para el periodo 2020-2030, con el fin de reducir las incertidumbres sobre el escenario futuro a los posibles inversores.

En relación con las posibles distorsiones que estén afectando a la formación de los precios, cabe señalar la existencia en España de una serie de impuestos que desde 2013 afectan a las tecnologías marginales de generación, y en consecuencia al resultado del mercado. Con el fin de evitar este efecto, cabría eliminar el impuesto sobre el valor de la producción y los impuestos sobre el consumo de carbón y de gas natural sustituyéndolos por una tasa sobre el consumo de todos los productos energéticos, de tal forma que no se vea perjudicado el equilibrio presupuestario, y el esfuerzo de financiación de las energías renovables sea repartido entre todos los sectores de manera equitativa. El diseño de esta tasa debería realizarse internalizando el impacto medioambiental de cada una de las tecnologías con el fin de favorecer el desarrollo de las tecnologías renovables. Asimismo, y con el fin de no distorsionar el mercado único europeo, dicho diseño debería estar coordinado con la revisión que tiene previsto llevar a cabo la Comisión Europea del Sistema de Comercio de Derechos de Emisión.

Otra cuestión que debe abordarse en el ámbito de la formación de precios es el análisis de posibles problemas estructurales que pudieran afectar al resultado competitivo de los mercados. En este ámbito, como ya se ha indicado en el capítulo 4, destaca el elevado nivel de concentración del mercado de restricciones técnicas. Por ello, se analizan en este capítulo una serie de alternativas para revisar el proceso de resolución de restricciones técnicas, pero fundamentalmente se proponen una serie de medidas para reducir el volumen de éstas en la red, como por ejemplo, la revisión por parte del Operador del Sistema de las inversiones necesarias. Por otra parte, también resulta destacable una elevada concentración en el mercado de producción de electricidad con gas natural lo que parece indicar el acceso muy concentrado a un suministro de gas, que por unas determinadas condiciones técnicas o económicas, favorece una significativa mayor producción de las centrales de un agente frente a las de sus competidores incluso localizados en la misma zona. Dado el impacto que esta situación tiene sobre el nivel de competencia, se considera necesario llevar a cabo un análisis en profundidad de esta situación, y en particular sobre el mercado de abastecimiento del gas natural.

6.1 Futuros desarrollos derivados de la trasposición de la normativa europea en materia de mercado mayorista

En los próximos años cambiarán aspectos sustanciales del mercado de generación en toda la UE, y en particular en España. Algunos de ellos ya están apuntados en normas existentes, sobre todo las derivadas del Tercer Paquete, mientras que otros responden a nuevas iniciativas legislativas que han sido recientemente publicadas.

6.1.1 Implementación del Tercer Paquete

El desarrollo del Tercer Paquete³⁷, implicará la gradual implementación de los Códigos de Red y Directrices que han sido o serán adoptados formalmente y publicados en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE). Cabe recordar que estos actos son Reglamentos europeos, y por tanto, de directa aplicación en todos los Estados miembros. A continuación se resumen las implicaciones principales de las Directrices que tienen relación con el mercado de generación:

³⁷ Concretamente, los Reglamentos (UE) nº 713/2009, nº 714/2009 y la Directiva 2009/73.

a) Directriz de asignación de capacidad y gestión de congestiones³⁸

Un aspecto fundamental de esta Directriz son las metodologías de cálculo de capacidad transfronteriza para el mercado diario e intradiario. Para el mercado diario, este cálculo deberá realizarse dos días antes del día de la entrega (actualmente se hace con periodicidad semanal). Y para el mercado intradiario está en debate la frecuencia de recálculo por parte de los operadores del sistema. La expectativa de los reguladores es que estas nuevas metodologías permitan ofrecer más capacidad en las interconexiones para el mercado diario e intradiario. Por otra parte, el cálculo de capacidad a nivel regional será facilitado por una entidad denominada “calculador de la capacidad coordinada”. Los TSOs de cada región remitirán propuestas de metodologías de cálculo de capacidad a los reguladores respectivos para aprobación.

Por otra parte, esta Directriz establece los aspectos principales del modelo intradiario continuo paneuropeo. En cada interconexión, se establecerá una hora de cierre del mercado transfronterizo intradiario para cada unidad de tiempo del mercado (en nuestro caso, actualmente la unidad es una hora). Según la Directriz, esta hora de cierre del mercado transfronterizo intradiario será como máximo una hora antes del comienzo del momento de la entrega de la energía. Esto implica que al final de cada hora del día deberá realizarse un cierre del mercado intradiario. Esta hora de cierre será propuesto por los TSOs y aprobada por los reguladores. Actualmente el mercado peninsular intradiario se cierra seis veces desde la celebración del mercado diario: dos veces en el día anterior a la entrega y cuatro veces en el día de la entrega. El cierre del mercado intradiario una hora antes del tiempo real permitirá a los agentes la posibilidad de ajustar su posición durante más tiempo pero al mismo tiempo implica el acercamiento de otros procesos al tiempo real (en particular los relativos al *balancing*).

En cualquier caso, será necesario modificar los horarios de los procesos del OM y el OS debido al acercamiento del cierre del mercado intradiario al tiempo real. Se prevé la eliminación del proceso de solución de restricciones técnicas del mercado intradiario y modificaciones en la Circular de la CNMC nº 2/2014, así como cambios en los acuerdos entre los NEMOs y TSOs. Asimismo, en el corto plazo será necesario definir el encaje de las posibles subastas del mercado MIBEL en el mercado intradiario continuo dado que está previsto que éste último entre en funcionamiento en el tercer trimestre de 2017.

b) Directriz de asignación de capacidad a plazo³⁹

³⁸ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32015R1222&from=EN>

Al igual que en la anterior Directriz, los operadores del sistema propondrán metodologías de cálculo de capacidad transfronteriza para las subastas de capacidad transfronteriza a plazo. Además, tendrán que preparar una metodología para el reparto de la capacidad en varios horizontes temporales de largo plazo. Ambas metodologías estarán sujetas a aprobación de los reguladores.

La capacidad transfronteriza a plazo se subastará en una única plataforma europea de asignación de capacidad. Los operadores del sistema europeos cooperarán para el establecimiento y control de dicha plataforma.

c) Directriz sobre “balancing” de electricidad (aún no aprobada en comitología)

Esta Directriz tendrá un impacto muy notable en el mercado eléctrico europeo ya que impondrá numerosos cambios y una progresiva armonización de las prácticas actuales en materia de provisión y despacho de reservas para balancear el sistema (mantener equilibrio generación-demanda). Un aspecto primordial será la armonización del periodo de liquidación de desvíos, al menos por área síncrona. Actualmente la decisión de fijar un periodo de 15 o 30 minutos se encuentra en discusión (actualmente en España y Portugal es una hora). Se espera que esta decisión quede tomada en el contexto de la aprobación de la Directriz de balancing por parte del Comité Transfronterizo de electricidad convocado por la Comisión Europea.

Además, los países que utilicen un tipo concreto de reservas de las que se consideran en esta Directriz⁴⁰, establecerán mecanismos para compartir dichas reservas. En este sentido, el mercado peninsular compartirá reservas de tipo “RR” (Replacement Reserves, asimilables a la reserva terciaria) con el resto de países que utilizan este tipo de reserva, a saber, Francia, Gran Bretaña, Italia, Suiza y Grecia. Para ello, los operadores del sistema de los países involucrados han establecido el proyecto llamado “TERRE” (Trans-European Replacement Reserves Exchange). Este proyecto plantea un producto estándar cuyo tiempo de activación total es de 30 minutos y su duración puede abarcar entre uno y cuatro periodos de 15 minutos cada uno. TERRE permitirá el intercambio de reservas entre los países participantes mediante un orden de mérito común en tanto en cuanto haya capacidad transfronteriza disponible. Las necesidades de reserva del operador del

39

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/FCA_301015_Final_Provisional_Voted.pdf

40 Frequency Containment Reserves (FCR), Automatic Frequency Restoration Reserves (aFRR), Manual Frequency Restoration Reserves (mFRR) y Replacement Reserves (RR).

sistema se incorporarán en el orden de mérito común como el resto de ofertas, indicando volumen y precio. Es decir, el operador del sistema podrá expresar una demanda elástica.

Los operadores del sistema involucrados en TERRE realizaron una consulta pública sobre el diseño del mecanismo del 7 de marzo al 8 de abril de 2016⁴¹. Posteriormente remitieron una propuesta de diseño de dicho mecanismo a los reguladores nacionales de los países involucrados, los cuales responderán formalmente en el mes de octubre de 2016 y a continuación, los operadores del sistema comenzarán los desarrollos necesarios para la implantación del mecanismo. Uno de los aspectos críticos para la viabilidad y el buen funcionamiento de TERRE es la interacción entre el plazo de cierre del mercado continuo intradiario (aún no fijado) y el cronograma de los procesos de TERRE. La entrada en funcionamiento de TERRE está prevista en la segunda mitad de 2018.

d) Directriz sobre operación del sistema⁴²

Uno de los aspectos principales de esta Directriz es el mandato dado a los operadores del sistema para que coordinen entre sí la operación del sistema. Para ello, cada operador del sistema deberá asociarse al menos a un “Regional Security Coordinator” (RSC), el cual llevará a cabo las siguientes funciones:

- a) Coordinación de la seguridad de operación a nivel regional.
- b) Construcción del “modelo de red común”⁴³.
- c) Coordinación de indisponibilidades a nivel regional.
- d) Evaluación de la adecuación del sistema a nivel regional.

Esta coordinación de la operación entre operadores del sistema debería redundar en una mayor seguridad de suministro para toda Europa y una disminución en el número de actuaciones preventivas unilaterales iniciadas por parte de algunos operadores del sistema.

6.1.2 Propuestas normativas de la Comisión Europea

Por otra parte, la Comisión Europea (CE) ha publicado el 30 de noviembre de 2016 una propuesta de medidas relativas a una “energía limpia para todos los europeos”, conocida en terminología anglosajona como el “Winter Package”.

⁴¹ https://consultations.entsoe.eu/markets/terre/consult_view

⁴² <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/SystemOperationGuideline%20final%28provisional%2904052016.pdf>

⁴³ Modelo de red común: un conjunto de datos de toda la Unión, acordados por diversos GRT, que describen las características principales de una red energética (generación, cargas y topología de la red) y normas para cambiar estas características durante el proceso de cálculo de capacidad de intercambio.

Dichas propuestas serán analizadas en el Consejo de la UE y en el Parlamento Europeo. Las propuestas abarcan, entre otros, la eficiencia energética, las energías renovables, el diseño del mercado de la electricidad, la seguridad del abastecimiento de electricidad y las normas de gobernanza de la Unión de la Energía:

a) Integración de energía renovable

Los compromisos europeos de aumentar la cuota de generación renovable respecto al consumo total suponen numerosos desafíos para el mercado eléctrico y para la operación del sistema. El objetivo de la propuesta es lograr los objetivos de penetración de energías renovables integrándolas en el mercado y al menor coste posible. Para ello, la CE considera necesario el desarrollo de mercados de corto plazo para permitir unos mejores ajustes de esta energía, así como la participación de esta energía en los mercados de operación del sistema. La retribución de estas tecnologías tendrá que estar basada progresivamente en mecanismos de mercado teniendo en cuenta criterios de diseño comunes.

b) Mercado minorista y flexibilidad de la demanda

Se plantea la idea de vincular el mercado minorista al mayorista de modo que los consumidores vean reflejadas las variaciones del precio mayorista en sus facturas. Si bien en España se ha avanzado sustancialmente en este aspecto gracias al PVPC, la mayoría de los países europeos mantienen esquemas de precio en mercado minorista de carácter menos dinámico.

En todo caso, la CE pretende identificar y eliminar las barreras que impiden una respuesta flexible de la demanda a los precios del mercado mayorista. Una mayor elasticidad de la demanda supondría un aprovechamiento más eficiente de los recursos. Por último, los consumidores deberían ver recompensada su flexibilidad según la valoración que el mercado haga de ella.

c) Mecanismos de remuneración de la capacidad

La CE propone restricciones y controles a la utilización de estos mecanismos. En particular, considera que dichos mecanismos deben contemplar, en cualquier caso, la participación de la demanda y de los recursos ubicados en el extranjero con el fin de aumentar la competencia en los procesos de asignación y reducir su coste. Asimismo, propone la eliminación de “caps” a los precios del mercado y la reforma de los mercados de balance.

La CE propone requerir a los Estados miembros la adopción de planes nacionales para prevenir situaciones de crisis y plantear medidas que se tomarían en caso de que se produzcan tales situaciones.

6.2 Seguridad de suministro en el corto y medio plazo

6.2.1 Informe provisional de la Consulta Pública realizada por la Comisión Europea sobre los pagos por capacidad

De acuerdo con el Informe provisional de la Consulta Pública realizada por la Comisión Europea (CE) sobre los pagos por capacidad, publicado en marzo de 2016, citada en el capítulo 2 de este informe, la situación en la que se encuentra la mayor parte de los Estados Miembros en cuanto a la seguridad de suministro resulta similar a la descrita en este informe con respecto a España, excepto por el hecho de que el sector eléctrico español ha ido más allá que la media europea en cuanto a la introducción de políticas de descarbonización: así la energía procedente de fuentes renovables supera significativamente a la media europea (40-45% en España frente al 26% en UE) y la energía procedente de fuentes intermitentes representa en España entorno al 30% y sólo un 10% en UE. Todo ello, teniendo en cuenta que la capacidad de la interconexión con UE es inferior a la del resto de los países de la UE.

A continuación se extraen los párrafos del mencionado informe que describe la situación existente en muchos Estados miembros de fuerte penetración de las energías renovables, reducción de demanda por la crisis y limitada rentabilidad de las centrales convencionales.

“Las políticas de liberalización y descarbonización han cambiado significativamente la forma de generar, comercializar y consumir electricidad en la Unión Europea.

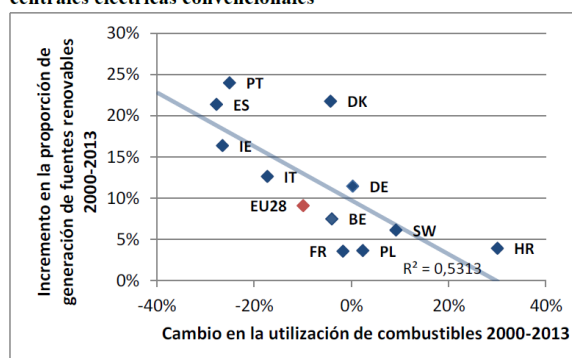
Las fuentes de energía renovables han crecido con rapidez. De hecho, el 26 % de la energía de la UE procede de fuentes renovables, mientras que un 10 % del volumen total de electricidad proviene de fuentes intermitentes, como las energías eólica y solar. La distribución a gran escala de energías renovables combinada con el declive general de la demanda y la reducción de los costes de los combustibles fósiles han limitado la rentabilidad de los generadores convencionales y han reducido los incentivos para conservar las centrales eléctricas existentes o invertir en otras nuevas. En muchos Estados miembros, estos desarrollos han planteado inquietudes sobre la seguridad del suministro. [...]

El aumento de la capacidad de generación y la reducción de la demanda han aumentado las diferencias entre la demanda máxima y la capacidad de generación, lo que apunta a un exceso de capacidad. A su vez, esto

ha derivado en una bajada de los precios al por mayor de la electricidad desde 2011. [...]

La capacidad de generación de la nueva energía renovable suele incurrir en costes corrientes más bajos que las centrales eléctricas de carbón o gas convencionales. Como resultado, las centrales eléctricas convencionales no producen con tanta frecuencia como en el pasado, sobre todo en los mercados con una proporción elevada de energía renovable. El carácter intermitente de las fuentes renovables de electricidad suscita incertidumbre en relación con la frecuencia de las subidas de costes que ayudan a las tecnologías convencionales a recuperar los costes de inversión. En la figura 2 se ilustra una correlación entre la cuota de energía renovable en el mercado y la medida en que se usa la generación de combustibles fósiles; a más energía renovable, menos horas de funcionamiento de las centrales eléctricas convencionales.

Figura 2: Impacto de las energías renovables en el porcentaje de utilización de las centrales eléctricas convencionales



Fuente: Comisión Europea, conforme a los datos de Eurostat

Si bien la situación actual de los mercados de la electricidad de la UE se caracteriza por un alto nivel de seguridad de suministro, también en comparación con otras partes del mundo, a muchos Estados miembros les inquieta que estos desarrollos repercutan en la adecuación futura de su parque eléctrico. Se prevé el cierre o cese de muchas centrales eléctricas que no resultan rentables. En los últimos años, este ha sido el caso especialmente de las centrales eléctricas de gas flexible, cuyo funcionamiento, por lo general, es cada vez más caro en comparación con el lignito o el carbón menos flexible. Por otra parte, algunos Estados miembros, como Reino Unido, Polonia y Croacia, disponen de una flota anticuada de centrales eléctricas de carbón, y esperan el cierre de muchas de ellas durante los próximos años. La tendencia a aumentar la generación a partir de energías renovables constituye un desafío económico para el modelo de negocio de muchas empresas de suministro energético establecidas que cuentan con una flota de generación basada en combustibles fósiles. Si bien la transición hacia una producción de energía más renovable es un desarrollo previsto, plantea un desafío para la seguridad del suministro en caso de que provoque el cierre de centrales eléctricas flexibles o la falta de incentivos

para invertir en ellas, ya que aún resultan necesarias como reserva de la generación de energía renovable eólica y solar variable.”

De acuerdo con el mencionado informe, en muchos Estados miembros, esta situación ha planteado inquietudes sobre la capacidad que tiene el mercado eléctrico para emitir las señales de inversión necesarias para garantizar un parque de generación de electricidad capaz de satisfacer la demanda en todo momento. Así, algunos Estados miembros han reaccionado mediante la adopción de medidas orientadas a respaldar la inversión en la capacidad adicional que necesitan, a fin de garantizar un nivel aceptable de seguridad del suministro. Estas medidas se concretan en mecanismos de capacidad, de tal forma que los generadores ya no son pagados únicamente por su participación en el mercado, sino también por su disponibilidad.

En este sentido, la CE considera que sólo el mercado -conocido como “the energy only market” en terminología anglosajona-, debería ser capaz de proporcionar las señales de precio para promover las inversiones necesarias, y que si este modelo es cuestión de debate en la actualidad, es motivado por la existencia en el sistema eléctrico de una serie de fallos de regulación e incertidumbres que afectan a dichas señales, entre otros:

- Límites de precios (“Price cap” o Precio máximo) (que se pueden considerar como una herramienta para prevenir el abuso de poder del mercado, pero que también pueden inhibir la capacidad de que los precios suban y reflejen la escasez y la evaluación de la seguridad por parte del consumidor),
- Regímenes de apoyo a las energías renovables que distorsionan las señales de precios,
- Períodos de escasez imprevisibles,
- Falta de mercados a corto plazo que permiten una amplia participación,
- Falta de una participación activa de la demanda.

6.2.2 Análisis sobre la existencia de posibles fallos de regulación e incertidumbres en el mercado español

En relación con los fallos de regulación e incertidumbres que, según el informe de la CE, hacen que el mercado no aporte esas señales, se realizan los siguientes comentarios con respecto al mercado español:

- **Límites de precios (“Price cap”):** En España existe un límite máximo de 180€/MWh que las ofertas de los agentes no pueden superar. No obstante, el precio en el mercado se encuentra actualmente, y se ha encontrado desde la liberalización muy lejos de dicho límite, por lo que no puede considerarse que este límite esté actuando como restricción a un posible incremento de precio asociado a periodos de escasez. Sin perjuicio de lo anterior, la Directriz de asignación de capacidad y gestión

de congestiones prevé además que todos los NEMOs⁴⁴ elaboren una propuesta armonizadora de precios de liquidación máximos y mínimos, que se aplicarán en todas las zonas de oferta que participen en el acoplamiento único del mercado diario. Dichos precios deberán definirse teniendo en cuenta una estimación del valor de la energía no servida.

- **Regímenes de apoyo a las energías renovables:** Desde 2014, con el nuevo marco retributivo de apoyo a las energías renovables, cogeneración y residuos⁴⁵, muchas de las instalaciones renovables - fundamentalmente eólicas y pequeñas hidráulicas-, no reciben ninguna retribución variable adicional a los ingresos vía mercado. Incluso algunas de ellas ya no perciben retribución alguna adicional al mercado (En torno a un 30% de la producción eólica y un 60% de la pequeña hidráulica no recibe prima). Esta nueva situación ha motivado que estas tecnologías sean sensibles al precio del mercado y que participen en dicho mercado como si no contaran con ningún incentivo adicional, distorsionando en menor medida las señales del mercado. Todo ello, según los criterios contemplados en las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía.
- **Períodos de escasez imprevisibles:** En el mercado español existe un exceso de capacidad, por lo que, en tanto no se permita un ajuste de la potencia disponible a través de la hibernación, es difícil que se planteen periodos de escasez continuados. Tal y como se indicó en el Informe de esta Sala sobre la propuesta de planificación de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020⁴⁶, 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. No obstante, 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. Esta “barrera a la salida” ha contribuido a que el propio mercado no haya podido ajustar el exceso de capacidad que presenta actualmente el sector eléctrico, y a que, en consecuencia, algunos ciclos combinados se mantengan operativos, aunque no de manera efectiva. En particular, 9 centrales de ciclo combinado tuvieron un funcionamiento nulo durante todo 2015 (unos 3.600 MW), y 18 centrales tuvieron un funcionamiento inferior a 200 horas equivalentes a plena carga en ese año (unos 7.200 MW).

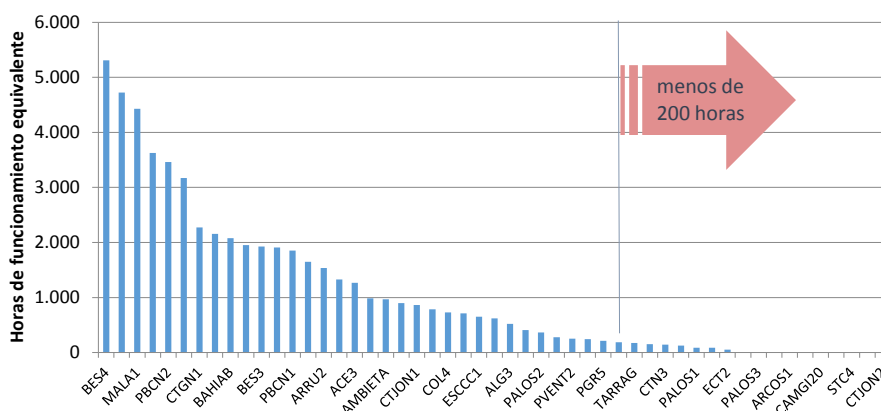
⁴⁴ NEMO: Nominated Electricity Market Operator

⁴⁵ 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

⁴⁶

http://cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/20150618_Informe%20propuesta%20planificacion%202015-2020.pdf

Gráfico 91. Horas de funcionamiento equivalente a plena carga de los ciclos combinados en 2015



Fuente: CNMC

- **Participación de las energías renovables.** En España, existen mercados de corto plazo donde hasta febrero de 2015 participaba exclusivamente la generación convencional. Desde esa fecha, las energías renovables, la cogeneración, y los residuos pueden habilitarse para poder participar en los servicios de operación que gestiona el operador del sistema para mantener la seguridad del suministro en el corto plazo.
- **Participación de la demanda en el mercado.** Resulta necesario que la demanda tenga acceso al mercado en los mismos términos que la generación, de tal forma que se utilicen los recursos más eficientes en cada momento para dotar de flexibilidad al sistema. En este sentido, es importante que los consumidores tengan la posibilidad de tomar parte activa en el mercado ya sea a través de una respuesta explícita o implícita. Por respuesta explícita se considera la venta explícita de un servicio por parte del consumidor en alguno de los mercados, mientras que por respuesta implícita se considera aquella que no se vende explícitamente, sino que por el contrario es utilizada por el consumidor implícitamente para optimizar sus costes de acceso, sus costes de energía o sus costes de desvío.

Con respecto a la respuesta implícita cabe destacar la existencia en España de peajes de electricidad que ya cuentan con discriminación horaria y estacional, lo que ha motivado que los consumidores con capacidad de modulación, en su mayor parte industriales, hayan adaptado sus sistemas de producción con el fin de optimizar el coste de dichos peajes.

En este mismo ámbito, también resulta reseñable la señal que reciben los consumidores domésticos, -no solo el gran consumidor-, del coste de la energía en cada hora. De acuerdo con el Plan de Sustitución de

Contadores, en la actualidad, entorno a un 50% de los puntos de suministro con potencia contratada inferior a 15 KW ya cuentan con contadores horarios y telegestionados, estando previsto que en 2018, todos ellos cuenten con este tipo de equipos. Los suministros que ya cuentan con este tipo de contadores, y que están suministrados por comercializadores de referencia, ya reciben la señal horaria del mercado a través del Precio Voluntario del Pequeño Consumidor, pudiendo adaptar sus consumos para obtener mejores precios de suministro. Adicionalmente, también los consumidores que han formalizado contratos en el mercado libre, tienen la capacidad de gestionar su demanda si contratan alguno de los productos disponibles en el mercado que permiten discriminar consumos entre diferentes periodos horarios.

No obstante lo anterior, hay algunas partidas del coste de la energía que no estarían dando las señales adecuadas para lograr un desplazamiento del consumo hacia las horas valle. En particular, tal y como se ha visto en el capítulo 3.6.7, hay una serie de costes de los servicios de ajuste que se reparten en proporción a la demanda, de tal forma que los agentes que consumen en valle soportan mayor coste que aquellos que consumen en punta. Por ello, sería conveniente llevar a cabo una revisión de estos métodos de imputación.

Con respecto a la respuesta explícita, en España la demanda no puede todavía participar como proveedor de servicios del sistema en igualdad de condiciones que la generación. Para ello, esta Comisión está llevando a cabo un análisis junto con los posibles proveedores del servicio y con el Operador del Sistema, para ver el potencial con el que se podría contar y los servicios que podría aportar.

6.2.3 Situación de los pagos por capacidad en España

En relación con las cuestiones señaladas por la CE en su informe, cabe indicar que España ha sido uno de los Estados miembros que desde la liberalización, siempre apostó por un diseño de mercado que limitaba los posibles ingresos de la generación en momentos de escasez con un “cap” y a cambio les otorgaba un pago por capacidad que completaba su retribución. En concreto, el mecanismo de pago por capacidad vigente para las instalaciones existentes consiste en un pago diferenciado para el incentivo a la inversión y para el servicio de disponibilidad, definiéndose el primero como un incentivo de largo plazo destinado a promover la construcción y puesta en servicio efectiva de nuevas instalaciones de generación a través de pagos que facilitarán a sus promotores la recuperación de los costes de inversión, y el segundo, como un servicio de medio plazo para completar los servicios de ajuste del sistema destinados a asegurar la disponibilidad de potencia a corto plazo. El primer pago (10.000 €/MW/año) lo cobran aquellas instalaciones puestas en marcha después de 1998 y antes de 2016, durante el doble del plazo que les restara para cubrir el periodo de diez años a la fecha de entrada en vigor Real Decreto-

ley 9/2013. El segundo pago (1.200-4.700 €/MW/año en función de la tecnología) lo cobran anualmente, con carácter general, las instalaciones gestionables.

El cuadro siguiente muestra el importe que ha representado el coste de los pagos por capacidad realizados a los generadores por el incentivo a la inversión y por el servicio de disponibilidad.

Cuadro 19. Evolución del pago por capacidad cobrado por los generadores en concepto de inversión disponibilidad. Millones de Euros

Años	Carbón		Ciclo combinado		Hidráulica		Fuel	Total
	Incentivo inversión	Servicio disponibi lidad	Incentivo inversión	Servicio disponibili dad	Incentivo inversión	Servicio disponibili dad	Servicio disponibili dad	
2010	38	-	429	-	1	-	-	469
2011	55	2	486	5	1	1	0	552
2012	52	47	559	112	2	18	3	793
2013	55	48	401	117	3	18	2	645
2014	56	46	206	113	2	18	1	441
2015	55	43	200	109	2	18	-	427

Fuente: CNMC

6.2.4 Consideraciones finales

Esta Sala considera que, en relación con la seguridad de suministro, debería abordarse en primer lugar el desarrollo de los procedimientos de hibernación, y segundo, la revisión de la normativa con el fin de permitir la participación explícita de la demanda en los mercados teniendo en cuenta las consideraciones anteriores. Ambas cuestiones deberían abordarse antes de 2020.

Adicionalmente, sería conveniente que antes de 2020, se establecieran los objetivos de energías renovables que se consideran necesarios para los nuevos compromisos que defina la Comisión Europea en el horizonte 2020-2030, y la manera en cómo alcanzarlos en España en cada uno de los sectores energéticos. De esta forma, se podrían evitar modificaciones sucesivas de los objetivos fijados que pudieran afectar a las decisiones ya tomadas por los inversores, reduciéndose las incertidumbres a este respecto.

Posteriormente, en el caso de detectarse un problema de seguridad de suministro aplicando las metodologías de análisis de adecuación de la generación que se establezcan a nivel europeo y, siempre que se haya constatado que el mercado no proporciona las señales suficientes para atraer nuevas inversiones, podría plantearse nuevos mecanismos para asegurar las inversiones necesarias y la disponibilidad de las plantas ya instaladas, en

coherencia en cualquier caso, con las condiciones establecidas por la Comisión Europea sobre este ámbito.

6.3 Posibles distorsiones del mercado

La Comisión Europea, en su consulta sobre Diseño de Mercados⁴⁷, ha mostrado su preocupación sobre la existencia de impuestos en algunos estados Miembros que pudieran crear distorsiones en el mercado, alterando el sentido del flujo de la electricidad en las interconexiones.

En España, como ya se ha dicho en el apartado 4.9 y en el anexo IV, el precio del mercado se ha visto afectado desde el 1 de enero de 2013, por la introducción de una serie de impuestos a todas las tecnologías de generación. La aplicación de dichos impuestos a las tecnologías marginales ha supuesto un incremento de los costes de generación de las centrales de carbón y de ciclo combinado de entre 9-10 €/MWh, incremento que ha sido trasladado al precio del mercado, salvo cuando una elevada aportación de energías renovables no haya permitido el despacho de las tecnologías anteriores. La existencia de estos impuestos ha afectado a la diferencia de precios existente con Francia, y por tanto, a los flujos de energía existentes entre ambos países.

El impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica previsto en la Ley 15/2012 se introdujo con el fin de “favorecer el equilibrio presupuestario”⁴⁸, y el resto de impuestos fueron definidos con el fin de conseguir “la internalización de los costes medioambientales derivados de la producción de la energía eléctrica”.

Se estima que la recaudación impositiva que aporta actualmente el conjunto de la generación eléctrica asciende a unos 3.350 Millones de euros al año, correspondiendo unos 1.600 Millones de euros a la recaudación del impuesto sobre el valor de la producción.

Cuadro 1. Previsión de ingresos procedentes de la Ley 15/2012

	2015	2016
TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)	2.918.565	2.916.721
<i>Recaudación Impuesto sobre la producción (Miles €)</i>	1.638.588	1.642.707
<i>Impuesto nuclear (Miles €)</i>	241.297	241.297
<i>Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado</i>	8.210	8.210
<i>Recaudación canon hidráulico (Miles €)</i>	240.243	277.877
<i>Recaudación Estado Impuesto carbón (Miles €)</i>	345.248	282.933
<i>Recaudación Estado II.EE. Hidrocarburos (Miles €)</i>	444.981	463.698

⁴⁷ http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_EN_ACT_part1_v11.pdf

⁴⁸ Exposición de motivos de la Ley 15/2012: “con el fin también de favorecer el equilibrio presupuestario, se establece en el Título I de esta Ley, un impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, de carácter directo y naturaleza real, que grava la realización de actividades de producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica en el sistema eléctrico español.”

	2015	2016
€)		
INGRESOS SUBASTAS EMISIONES CO₂	432.000	450.000
TOTAL	3.350.565	3.366.721

Fuente: Informe sobre la Orden del Ministerio de Industria Energía y Turismo por la que se fijan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 (IPN/DE/017/15).

Por otra parte, se estableció en las leyes por las que se establecen los Presupuestos Generales del Estado de cada año que la recaudación derivada de los tributos incluidos en la mencionada Ley 15/2012 se destinaría a financiar los costes del sistema eléctrico referidos al fomento de las energías renovables. Dichos costes se han incrementado significativamente en la última década por el importante desarrollo alcanzado por las energías renovables en el sector eléctrico, al ser este sector el que más ha contribuido a conseguir los ambiciosos objetivos medioambientales fijados para España en la normativa europea.

También es necesario recordar el superavit existente de derechos emisión de CO₂ en el Sistema Europeo de Comercio de Derechos desde 2009. Como consecuencia, el precio de esos derechos ha sido tan bajo (inferior a los 8€/TCO₂) que no ha permitido realmente internalizar el impacto sobre el medio ambiente que tienen las centrales de generación que utilizan combustibles fósiles. Por ello, se encuentra actualmente en revisión por parte de la Comisión Europea el diseño de dicho sistema de comercio.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, con el fin de evitar su impacto en el mercado de electricidad, cabría eliminar el impuesto sobre el valor de la producción y los impuestos sobre el consumo de carbón y de gas natural sustituyéndolos por una tasa sobre el consumo de todos los productos energéticos, de tal forma que no se vea perjudicado el equilibrio presupuestario, y el esfuerzo de financiación de las energías renovables sea repartido entre todos los sectores de manera equitativa. El diseño de esta tasa debería realizarse internalizando el impacto medioambiental de cada una de las tecnologías con el fin de favorecer el desarrollo de las tecnologías renovables. Asimismo, y con el fin de no distorsionar el mercado único europeo, dicho diseño debería estar coordinado con la revisión que tiene previsto llevar a cabo la Comisión Europea del Sistema de Comercio de Derechos de Emisión.

Por otra parte, la eliminación de estos impuestos supondría adicionalmente la reducción de la retribución específica que reciben las instalaciones renovables, de cogeneración y de residuos, y de la retribución que perciben las instalaciones de generación en los sistemas no peninsulares, dado que el cálculo de dicha retribución considera el coste incurrido actualmente por el pago de estos impuestos. De esta forma, se contribuiría a reducir los costes regulados del sistema eléctrico, con el consecuente impacto en el equilibrio presupuestario del sector.

6.4 Niveles de concentración en el mercado en la actualidad

6.4.1 Concentración en el mercado de restricciones

Como se ha indicado en el capítulo 4, el mercado español ha ido mejorando desde un punto de vista global en cuanto a sus índices de concentración. No obstante, si se consideran únicamente las tecnologías marginales, los índices de concentración se mantienen o incluso empeoran, en función del mercado analizado, ya que la titularidad de estas tecnologías se ha ido concentrando más en los últimos años, contando las empresas no vinculadas a los grupos tradicionales con una participación en estos mercados de apenas un 2-4%. Esta situación ha venido motivada por un menor funcionamiento de estas tecnologías – en particular los ciclos combinados -, quedando su despacho orientado fundamentalmente a la solución de restricciones técnicas y, en menor grado, a proporcionar otros servicios de ajuste. Esto ha motivado un desequilibrio en favor de aquellas centrales mejor localizadas en cuanto su posibilidad de resolver restricciones, frente a aquellas que no cuentan con esta opción. Tal y como se ha indicado en el capítulo 4, se recuerda que este mercado registra un elevado nivel de concentración al tratar de resolver problemas locales donde solamente unas pocas centrales pueden resolver la restricción. Todo ello explica la existencia de márgenes tan dispares al analizar los resultados obtenidos por cada central.

En relación con el mecanismo de restricciones técnicas, cabe citar el informe de la CNC por el cual se decidió archivar el expediente donde se analizaban diversos casos de posible abuso de posición de dominio en el proceso de restricciones técnicas, remitidos por la anterior CNE (expediente S/0104/08 Eléctricas) correspondientes al periodo 2004-2008, que concluía lo siguiente:

“...las reiteradas denuncias del regulador sectorial, CNE, y el constatado funcionamiento deficiente en la resolución de las restricciones técnicas tanto en el sistema previo, con ofertas al mercado diario, como con el vigente de ofertas al propio mercado de RRTT, exigen una respuesta que suprima las distorsiones denunciadas por la CNE. No puede excluirse que esta respuesta pueda venir del lado de la normativa sectorial.”

Esta Comisión ha analizado diferentes alternativas al mecanismo actual de restricciones técnicas con el fin de limitar cualquier posible abuso en situaciones de elevados niveles de concentración (en la actualidad las empresas ofertan al mecanismo, siendo seleccionadas aquellas más económicas que tienen capacidad de resolver el problema y son retribuidas al precio de su oferta – pay as bid-). A continuación se resumen las diferentes alternativas analizadas junto con las problemáticas derivadas de la implementación de cada una de ellas.

Mecanismos alternativos

Posibilidad de contratar las restricciones a través de una subasta anual en lugar de diaria. Esto permitiría reducir la incertidumbre de programación de los ciclos combinados y por tanto, contratar peajes de gas de largo plazo acordes a dicha programación⁴⁹. En consecuencia, es posible que aquellos ciclos que hoy presentan un funcionamiento reducido pudieran obtener unos costes menores y, de esta forma, aumentar la competencia en este mercado. No obstante, también existiría el riesgo de que la empresa que goza actualmente de un mayor funcionamiento resultara adjudicataria de la subasta, aumentándose aún más el nivel de concentración en esa zona, arrastrando al resto de centrales a una muy probable hibernación. Por otra parte, resultaría necesario hacer una previsión a largo plazo de problemas zonales por parte del Operador del Sistema, lo que podría derivar en una previsión en exceso de las mismas en comparación con la programación de restricciones diaria, momento en el cual, cuenta con una mayor información.

Precio regulado cuando no hay competencia. Cabría plantear retribuir con precios regulados a aquellas centrales que no cuentan con alternativa posible o con escasas alternativas para resolver un problema. Para su aplicación, el Operador del Sistema (OS) debería determinar cada día qué centrales no cuentan con competencia, ya que esta cuestión depende de la topología de la red, de las indisponibilidades del resto de centrales, etc. Adicionalmente, hay que señalar que, en algunas zonas, la existencia de dos empresas supone la existencia de una competencia aceptable mientras que, en otras, no es así, al contar una de ellas con un funcionamiento esporádico. Esta solución plantea la problemática de establecer correctamente los precios regulados, de tal forma que se otorgue una retribución adecuada a las plantas y no se distorsione el resto de los mercados de ajuste, especialmente teniendo en cuenta, la dificultad de establecer una retribución para las centrales que utilizan gas. Una posible opción sería considerar como precio de referencia para establecer la retribución regulada, el precio medio resultante de las zonas con competencia, aunque en algún caso, podría ser éste incluso superior a los precios ofertados por algunas centrales bajo el mecanismo actual en zonas de escasa competencia.

Relacionar los pagos por capacidad con la retribución obtenida en restricciones técnicas. En el contexto actual, los ciclos combinados perciben una retribución muy distinta si tienen una participación significativa en el proceso de restricciones o si no lo tienen. Eso hace que resulte muy difícil diseñar un mecanismo de capacidad de carácter general orientado a incentivar la disponibilidad de estas centrales, ya que algunas de estas plantas ya están incentivadas a estarlo por su propia localización. Por ello, en alguna ocasión, algunos agentes han planteado un diseño de mecanismo de capacidad que

⁴⁹ Los Ciclos combinados que registran habitualmente un funcionamiento elevado contratan peajes de largo plazo, lo que les hace ser más competitivos que el resto de centrales que al contar con una fuerte incertidumbre sobre su funcionamiento real en el próximo año, formalizan en su mayor parte contratos de ATR de gas de corto plazo, suponiéndoles un incremento en sus costes de generación diarios frente a los primeros.

vinculara ambos mecanismos. No obstante, el encaje de este diseño con las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía, sería cuestionable y, adicionalmente, podría afectar al comportamiento de los agentes en el mercado de producción.

Modificación de la operativa del mecanismo actual de restricciones

Programación de las restricciones técnicas con carácter previo al mercado diario. En la actualidad, el OS selecciona las centrales que deberán dar el servicio para garantizar la seguridad del sistema, las programa y para balancear el resultado, debe retirar de la casación del mercado diario, el mismo volumen de energía programado. Por ello, todos los días se programa un volumen significativo de energía en el mercado diario con la única intención de salir seleccionado posteriormente para retirar su programa del mercado y compensar la energía que sea despachada por restricciones obteniendo una retribución por ello. Ello provoca en algunos momentos un incremento de la programación de reservas que el OS precisa para conseguir una operación segura del sistema. Una forma de evitar este coste, es que el OS programara las centrales que necesitase para resolver los problemas zonales con carácter previo al mercado diario, en lugar de hacerlo después. Los agentes asignados tendrían así la oportunidad de resultar casados en el mercado diario, evitando la fase de recuadre del proceso actual. De esta forma, se evitaría que el mercado diario se viera afectado por centrales que únicamente participan en este mercado para poder luego salirse del mercado en la fase de recuadre. Sin embargo, esta opción podría suponer un coste mayor que la actual, ya que el OS tendría que hacer una previsión de la situación del sistema sin conocer el resultado real del mercado diario.

Convocatoria de las restricciones técnicas sin que el OS programe la energía de los adjudicatarios del servicio. Una opción planteada por algún agente es que el OS comunicara la designación en restricciones a los participantes tras la casación del mercado diario (sin programar las centrales ella misma), siendo posteriormente las propias centrales las que proporcionaran el servicio requerido a través de su programación en mercados intradiarios. Se conseguiría, al igual que con la opción anterior, evitar que participen agentes en el diario con la única intención de recomprar posteriormente su programa, lo que aporta poca fiabilidad al OS sobre su disponibilidad al día siguiente. No obstante, los agentes tendrían que conseguir el despacho necesario en los mercados intradiarios para poder prestar el servicio de restricciones, lo que alteraría significativamente a la baja el resultado de estos mercados. En consecuencia, esto incentivaría a la demanda a trasladarse a estos mercados intradiarios, afectando por tanto también, el resultado del mercado diario. El precio solicitado por los agentes al proceso de restricciones podría ser mayor que el actual, al internalizar el riesgo de su participación en el intradiario. Sí cabría citar como ventaja sobre el diseño actual, que en el mercado intradiario

pueden participar la demanda y la generación, mientras que en la fase de recuadre solo puede participar la generación, siendo la competencia más reducida.

Consideraciones finales con respecto a las restricciones técnicas

Ante la problemática derivada de las alternativas anteriores, sin perjuicio de la supervisión que es llevada a cabo por esta Comisión en relación con los resultados obtenidos por las centrales en este segmento, se considera que la solución debería orientarse fundamentalmente a reducir el número de restricciones técnicas en la medida de lo posible. Así, debería realizarse un análisis coste/ beneficio por parte del Operador del Sistema, junto con las distribuidoras afectadas, de las inversiones en la red de transporte y distribución que serían precisas para reducir el número de restricciones técnicas, revisando las zonas no abordadas en el Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020.

En este mismo ámbito, el Operador del Sistema debería analizar la viabilidad y/o conveniencia de incentivar la localización de instalaciones de energía renovable, cogeneración o residuos en las zonas donde existe mayor volumen de restricciones técnicas, así como analizar la posibilidad de utilizar el servicio de interrumpibilidad o de agregadores de demanda por parte de los consumidores localizados en dichas zonas. Con la introducción de estos nuevos agentes, se conseguiría aumentar los oferentes en cada zona, y por tanto, mejorar el nivel de competencia de las mismas.

6.4.2 Concentración en la producción de electricidad con gas natural

Adicionalmente a la diferenciación existente en función de la localización de los ciclos combinados indicada en el apartado 6.4.1, también resulta destacable la diferenciación del nivel de producción que existe entre los ciclos combinados de una misma zona, en función de su titularidad. Así, en particular, destaca la cuota tan relevante que mantiene Gas Natural Fenosa en la producción con ciclos combinados (en torno al 60% en 2015), siendo la utilización de éstos de un 26% cuando las del resto presenta una media de utilización de un 7%. Esta situación parece indicar el acceso por parte de esta empresa a un suministro de gas, que por unas determinadas condiciones técnicas o económicas, favorece una mayor producción de sus centrales frente a las de sus competidores incluso localizados en la misma zona. Dado el impacto que esta situación tiene sobre el nivel de competencia, se considera necesario llevar a cabo un análisis en profundidad de esta situación, y en particular sobre el mercado de abastecimiento del gas natural.

6.5 Modificación de las pérdidas

Como se ha visto en el apartado 3.7, se viene apreciando desde 2009 un incremento significativo de la diferencia existente entre la energía facturada

elevada a barras de central y la energía producida realmente. Si bien se aprecia una moderada reducción en los últimos meses en los que se cuenta con medidas (hasta mayo de 2016 en la fecha de elaboración de este informe), esta diferencia sigue siendo significativa.

En el informe de esta Sala sobre alternativas de regulación en materia de reducción de pérdidas y tratamiento del fraude en el suministro eléctrico⁵⁰ se destacaba entre las distintas causas que habrían motivado esta situación, el incremento del fraude en el suministro eléctrico, incentivado por la ausencia de riesgo económico que supone cometer fraude en la actualidad y por el limitado incentivo de los distribuidores a detectarlo.

Con el fin de mejorar dicho incentivo a los distribuidores, se considera necesario, en línea con lo propuesto en el mencionado informe, la imputación del coste de dichas pérdidas a éstos, y no a los comercializadores como ocurre en la actualidad, quienes no tienen ninguna capacidad de mejora de las pérdidas.

⁵⁰ https://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/150716_INF_PDN_DE_001_15.pdf

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 intradiario⁵¹:**
 - 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 Sistema⁵²**
 - 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.

⁵¹ 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>)

⁵² 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.

ANEXO II: Previsión de cobertura de la demanda en el horizonte 2020-2030

El objeto de este anexo es presentar el análisis efectuado para estimar las exigencias de cobertura de la demanda eléctrica en el horizonte 2030, así como la suficiencia de la oferta de generación disponible y su adecuación a varios posibles escenarios de desarrollo económico, político y/o tecnológico.

1. ESCENARIOS DE DEMANDA

Se requiere realizar en primer lugar una estimación de la evolución de la demanda eléctrica, tanto en términos de consumo anual como de punta máxima anual o por periodo estacional (invierno-verano).

Los problemas de cobertura podrían presentarse en cualquier momento del año, y no sólo durante periodos de punta de demanda, como consecuencia, por ejemplo, de un brusco cambio meteorológico (subida brusca de demanda, escasez de energía primaria renovable) o ante cualquier problema de suministro de energía primaria o volúmenes anormales de indisponibilidad sobrevenida en los medios de producción. Sin embargo, en un análisis de medio / largo plazo, no se dispone de información para estimar el momento o la naturaleza de tales circunstancias, por lo que se analiza la cobertura valorando la suficiencia de la capacidad de producción disponible para la cobertura de la demanda durante la punta máxima de consumo estimada, suponiendo unas condiciones normales de disponibilidad de la generación, pero teniendo en cuenta ciertos criterios conservadores.

La demanda anual se estima en general sobre la base de la evolución prevista para distintos factores, esencialmente: actividad económica, laboralidad y temperatura, añadiendo el posible efecto de otros factores de tipo tecnológico o regulatorio, tales como medidas de eficiencia energética.

En este análisis se han calculado en síntesis dos escenarios básicos de demanda en función de unos determinados crecimientos sostenidos de la actividad económica, considerando una situación meteorológica media. Con estos escenarios de demanda anual hasta 2030 se estima la posible evolución de las puntas máximas de demanda. A estos escenarios, tanto de demanda como de punta, se añade posteriormente el efecto, positivo o negativo, de los siguientes factores: vehículo eléctrico, autoconsumo, medios de almacenamiento (baterías), participación de la demanda en servicios de ajuste y otras herramientas de gestión de la demanda. Los efectos se valoran a su vez en distintos escenarios de desarrollo, los cuales se describen en detalle a continuación. Aclarar que no todos los factores afectan a la demanda anual y a la punta horaria, ni lo hacen del mismo modo.

1.1 Crecimiento de la demanda

Se han consultado diversos estudios y previsiones a futuro, tanto nacionales como internacionales, incluyendo análisis de Red Eléctrica de España (planificación energética a 2020), la Agencia Internacional de la Energía, previsiones anteriores de la propia CNMC, etc., con alcance a 2020, 2030 y 2050.

Teniendo en cuenta dichos estudios, se han considerado dos escenarios de base con crecimientos anuales sostenidos del 1 y 2 % de la demanda en barras de central, respectivamente, a partir del valor real de demanda en 2015 (en lo sucesivo, se denominan Escenario 1 y Escenario 2). No obstante, para los dos primeros años del estudio se han tomado valores de crecimiento más moderado, ya que la demanda ha registrado en el primer cuatrimestre de 2016 un crecimiento prácticamente nulo respecto al año anterior, y además, el verano de 2015 fue de elevado consumo por efecto de la temperatura. Así, se ha considerado en el Escenario 1 un crecimiento de la demanda del 0% en 2016 y del 1% en el resto de años hasta 2030. En el Escenario 2 se considera un crecimiento del 1% en 2016 y 2017 y del 2% anual en el resto del horizonte.

Cuadro 3. Escenarios base de proyección de la demanda eléctrica anual a 2030 por efecto de la actividad económica

GWh	Escenario 1	Escenario 2
2016	248.025	250.505
2020	258.096	268.497
2025	271.261	296.442
2030	285.098	327.296

Las puntas máximas de invierno y verano se obtienen mediante un análisis de regresión entre la demanda media diaria mensual y la demanda máxima horaria registrada en el mes. Como datos históricos se toma el periodo 2006 – 2015, ya que los datos correspondientes a periodos anteriores se considera que podrían no ser representativos, por apreciarse modificaciones en la relación punta - demanda media ante cambios tecnológicos o costumbristas en los puntos de consumo. En los años analizados se calcula el valor medio diario de la demanda distribuyéndola primero en bloques mensuales, en función de los pesos medios registrados en el periodo histórico indicado.

Cuadro 4. Escenarios base de proyección de la punta media horaria de demanda eléctrica a 2030 por efecto de la actividad económica

MW	Invierno		Verano	
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 1	Escenario 2
2016	41.097	41.555	39.026	39.463
2020	42.955	44.874	40.800	42.632
2025	45.384	50.030	43.119	47.555

2030	47.937	55.722	45.557	52.990
------	--------	--------	--------	--------

1.2 Vehículo eléctrico

Se ha tomado la senda de crecimiento anual del vehículo eléctrico de la información estadística sobre matriculaciones publicada por la Dirección General de Tráfico en su página web, según consta a principios de abril de 2016. De acuerdo con esta información, a 31 de diciembre de 2015 el parque de vehículos eléctricos alcanzaba algo más de 5.500 unidades, 2.445 corresponden a matriculaciones en 2015. Estas cifras incluyen tanto turismos como furgonetas, ya que ambos tipos mantienen una senda de crecimiento semejante, mientras que otros tipos de vehículos presentan una matriculación constante o aleatoria que no parece relacionada con el desarrollo o incentivo al coche eléctrico.

El crecimiento del parque eléctrico reflejado en las estadísticas referidas en el párrafo anterior presenta un crecimiento exponencial entre 2009 y 2015, potenciado por incentivos. No obstante lo anterior, las ventas de coches eléctricos son muy inferiores en España respecto a otros países centroeuropeos (Alemania, Reino Unido, Francia, etc.). En estos países, según revistas especializadas, las ventas han aumentado a 1.000 vehículos al mes, como consecuencia de incentivos y restricciones medioambientales más severas que las existentes en nuestro país. Por ejemplo, restricciones de acceso a las grandes ciudades para los vehículos más contaminantes. La implantación de este tipo de restricciones está siendo valorada en nuestro país, existiendo diversas propuestas sobre la posibilidad de que se implanten en las grandes ciudades como Madrid o Barcelona a partir de 2020.

Se han considerado tres escenarios de crecimiento del parque de vehículos eléctricos hasta el año 2030. En el Escenario bajo se considera un crecimiento sostenido, con la misma tendencia exponencial registrada entre 2009 y 2015.

En los Escenarios medio y alto se considera la misma evolución del Escenario bajo hasta 2020, ya que parece poco probable, a día de hoy, que en el corto plazo se produzca un cambio en la tendencia de las ventas de turismos eléctricos, al ser necesario que se produzca la implantación masiva de puntos de carga y/o el lanzamiento de una nueva gama de baterías que aporten mayor autonomía a un coste reducido. Incluso en este caso, el crecimiento resultaría progresivo ya que, aunque se disparara la demanda bruscamente, se produciría cierta inercia en el suministro de los vehículos. A partir del año 2021, el Escenario medio considera que la presión de restricciones urbanas tendrá el mismo efecto que en otros países europeos y al crecimiento sostenido del Escenario bajo se le añaden 1.000 vehículos al mes.

El Escenario alto por su parte, considera que la presión de las restricciones y nuevos incentivos económicos, tanto regulatorios como derivados de la

reducción del coste de producción⁵³, conducirán a que un 20% del parque matriculado sea eléctrico.

Cuadro 5. Escenarios de crecimiento estimado hasta 2030 del parque de vehículos eléctricos (coches y furgonetas)

Nº Vehículos eléctricos	Escenario bajo	Escenario medio	Escenario alto
2016	8.796	8.796	8.796
2020	34.201	34.201	34.201
2025	106.395	166.395	1.489.181
2030	242.499	362.499	2.944.161

Para el cálculo de la energía consumida por el vehículo eléctrico, se han considerado los parámetros manejados por Red Eléctrica en varios documentos remitidos a la CNMC: Información para la elaboración del Informe Marco 2013 y propuesta de Planificación energética 2015-2020. Esto es, 14.600 km/año/vehículo y 0,2 kWh/km. En comparación con los valores de consumo publicados por los fabricantes, un consumo de 0,2 kWh/km podría ser un valor conservador, que sobreestime ligeramente la demanda de estos vehículos, ya que algunas marcas publicitan valores de consumo inferiores (0,127 Volvo Golf, 0,133 Renault Zoe), siendo además posible que se reduzcan aún más en el futuro al madurar la tecnología. A la demanda resultante se le añade un 10% en concepto de pérdidas en la red para su traslación a barras de central⁵⁴.

Cuadro 6. Demanda eléctrica anual del vehículo eléctrico hasta 2030 en cada escenario de evolución del parque

MWh	Escenario bajo	Escenario medio	Escenario alto
2016	28.253	28.253	28.253
2020	109.854	109.854	109.854
2025	341.740	534.460	4.783.250
2030	778.906	1.164.346	9.456.646

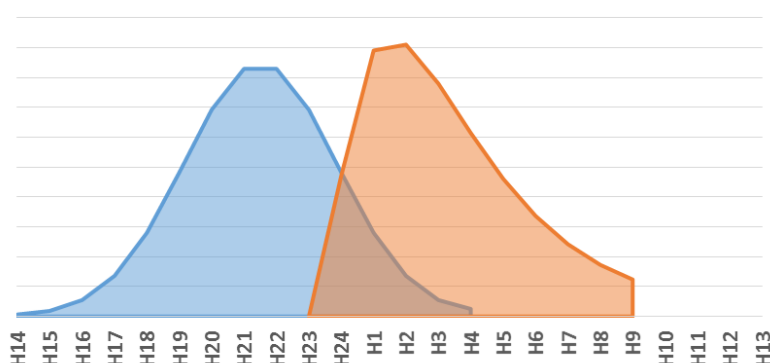
Para calcular el efecto en la punta de demanda, se han considerado la existencia de dos tipos de usuarios: sensibles a precio y no sensibles. Se considera que toda la recarga será de baja intensidad (carga lenta, 6-8 horas) y

⁵³ Entre los nuevos incentivos se encuentra la reducción en el coste de las baterías, que han caído de 1.000 a 300 USD/kWh entre 2007 y 2014 (Statoil) y se prevé sigan bajando hasta 150-200 USD/kWh en 2030.

⁵⁴ Es muy probable que las pérdidas en la red presenten en el futuro un valor inferior al actual, que ronda el 10%, ya que están siendo aplicadas medidas de incentivo para la reducción de las pérdidas y la minoración del fraude en el consumo. Sin embargo, hay estudios que indican que el propio autoconsumo también aumenta las pérdidas y otros costes de la red a medida que aumenta en proporción al resto de generación. Ante la incertidumbre, se opta por un tratamiento conservador del nivel de pérdidas.

realizada en domicilio, porque con otro tipo de carga existe excesiva incertidumbre temporal. Además, cualquier otra consideración resultaría menos exigente para la punta de demanda. Los sujetos no sensibles a precio llevarían a cabo la carga de los vehículos al llegar a su domicilio tras la jornada laboral. Para ellos, se considera una distribución normal del consumo entre las horas H14 del día D y H4 del día D+1. Los sujetos sensibles a precio, realizarían la carga durante las horas del valle nocturno. Se considera en este caso una distribución del consumo en chi cuadrado en las horas H24 del día D y H9 del día D+1.

Gráfico 1. Distribución horaria del consumo del vehículo eléctrico para un consumidor sensible a precio (curva naranja) y no sensible (curva azul)



Según lo anterior, el vehículo eléctrico tendría un efecto poco relevante en la punta de verano (aproximadamente H14). En la punta de invierno (H21-22) se consideran tres escenarios posibles. Un Escenario de alta sensibilidad, en el que todos los usuarios son sensibles al precio de la electricidad, consumen exclusivamente en valle y, por tanto, el efecto es nulo en la punta. Un Escenario de media sensibilidad, en el que los usuarios se distribuyen al 50% en ambos tipos y un Escenario de baja sensibilidad, en el que todos los usuarios son del tipo no sensible a precio y consumen en horas llano-punta.

En este informe, se ha considerado que en el Escenario medio de penetración de vehículos eléctricos, los consumidores tendrán una sensibilidad media al precio, mientras que en el Escenario alto, tendrán una baja sensibilidad al precio. Esto se considera así porque el Escenario medio de demanda del vehículo es un escenario en el que el crecimiento del parque se debe esencialmente a incentivos regulatorios planificados, y es lógico suponer que llevarían asociado un control de la ubicación temporal del consumo (incentivo vía tarifa de acceso, etc.), mientras que el Escenario alto de demanda del vehículo deriva de un crecimiento abrupto consecuencia del desarrollo tecnológico o por restricciones medioambientales, ajeno a la regulación eléctrica.

Cuadro 7. Demanda eléctrica estimada del vehículo eléctrico en la máxima punta horaria de periodo invernal

MW	Escenario bajo	Escenario medio	Escenario alto
2016	0	6	13
2020	0	25	50
2025	0	121	2.174
2030	0	265	4.298

1.3 Autoconsumo

En el contexto actual, es difícil conocer cuál será el desarrollo futuro del autoconsumo y la generación distribuida en España⁵⁵. En el estudio actual se han considerado tres escenarios de evolución: desarrollo limitado del autoconsumo (Escenario bajo), desarrollo medio del autoconsumo (Escenario medio) e implantación de incentivos adicionales que fomentan este tipo de instalaciones (Escenario alto).

Los parámetros utilizados para evaluar cada una de estas situaciones se han extraído de distintos estudios sobre el potencial de desarrollo del autoconsumo tipo fotovoltaico en España. Destacar por su nivel de detalle y coherencia con las previsiones de REE en la propuesta de planificación a 2020, para el escenario de mantenimiento de la regulación actual, el informe “*El autoconsumo en España: segmentos residencial y comercial*”, publicado por la Fundación PwC (PricewaterhouseCoopers)⁵⁶.

Se considera que todo el potencial de crecimiento obtenido en cada uno de los tres escenarios se instalará progresivamente en los próximos años hasta 2030.

Sólo se considera desarrollo de la tecnología fotovoltaica, aunque algunas fuentes consideran también una pequeña parte de microgeneración.

Se considera el autoconsumo de un 70% de la energía producida, porque algunos estudios valoran que un consumo inferior podría no ser rentable. El restante 30% sería vertido a la red eléctrica y se considerará como incremento de la generación tipo fotovoltaico.

Como en el caso del vehículo eléctrico, para valorar el efecto del autoconsumo sobre la demanda eléctrica se incrementa la energía auto-consumida en un

⁵⁵ El 10 de octubre de 2015 se publicó en el Boletín Oficial del Estado el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. Esta norma ha sido muy debatida y criticada por diversas organizaciones sociales y políticas, hasta el punto de formar parte de uno u otro modo (desde la defensa hasta la abolición) de todos los programas presentados por los distintos partidos políticos en las pasadas elecciones.

⁵⁶ <http://www.pwc.es/es/publicaciones/energia/informe-autoconsumo-pwc.html>

10% en concepto de pérdidas en la red, ya que la generación que se autoconsume se produce en el punto de suministro, mientras que la demanda se valora en barras de central.

Respecto al efecto sobre la punta de demanda, en el Escenario bajo se considera para el verano una reducción de la punta equivalente a un 60% de la potencia instalada. Esto significa que en la hora de punta de demanda estival, un 60% de la potencia asociada a autoconsumo estaría produciendo y siendo consumida por la instalación de consumo asociada. En caso de no ser consumida sino vertida a la red el efecto se vería igualmente como incremento de potencia disponible, por lo que, a efectos de análisis de cobertura, es irrelevante verlo desde el lado de la demanda o la generación. El ratio real de producción fotovoltaica vs potencia instalada durante el mes de julio en la hora H14 es de un 72% (datos 2015) en valor medio, 62% en mínimo (hora H14 de julio de 2015 con menor producción fotovoltaica), lo que aporta un margen de holgura para indisponibilidades. En la punta de invierno se considera que no tendrá efecto, porque el ratio actual de participación de la fotovoltaica en la hora H22 de febrero es de prácticamente un 0%. No se considera en este escenario la posibilidad de almacenamiento de la producción.

En el Escenario medio, se considera que un 50% de los consumidores residenciales con autoconsumo dispondrán de elementos de almacenamiento (baterías), por lo que podrán trasladar la producción a horas de mayor consumo. En el Escenario alto, las baterías alcanzan al 100% de los residenciales. Esto supone que a medida que aumentan los incentivos, la utilización de baterías resulta rentable para aquellos consumidores que tienen un consumo elevado fuera de la punta de la mañana (cuando es más elevada la producción solar). A los puntos de suministro comerciales no se les supone interés en las baterías entendiéndose que disponen de un consumo significativo en las horas de producción solar. De este modo, se producirá efecto también en la punta de invierno en los dos últimos escenarios, con una disponibilidad de recurso del 30% (el mínimo producido en hora de máxima radiación solar en febrero 2015).

Cuadro 8. Demanda eléctrica anual autoconsumida según los distintos escenarios de incentivo al autoconsumo

MWh	Escenario bajo	Escenario medio	Escenario alto
2016	-330.741	-1.256.589	-3.029.385
2020	-1.653.703	-6.282.943	-15.146.927
2025	-3.307.407	-12.565.887	-30.293.853
2030	-4.961.110	-18.848.830	-45.440.780

Cuadro 9. Demanda eléctrica autoconsumida en la hora punta de invierno

MW	Escenario bajo	Escenario medio	Escenario alto
2016	0	-55	-499

2020	0	-277	-2.496
2025	0	-554	-4.992
2030	0	-832	-7.488

Cuadro 10. Demanda eléctrica autoconsumida en la hora punta de verano

MW	Escenario bajo	Escenario medio	Escenario alto
2016	-160	-672	-1.560
2020	-800	-3.360	-7.800
2025	-1.600	-6.720	-15.600
2030	-2.400	-10.080	-23.400

1.4 Otras medidas de eficiencia energética

Se consideran otras medidas de eficiencia energética, en línea con las valoraciones de REE en la propuesta de planificación 2015-2020, en tres escenarios de eficiencia energética. En todos los escenarios se mantienen los efectos de modulación de carga que aportan las actuales tarifas de discriminación horaria y la interrumpibilidad de los grandes consumidores industriales, ambas ya contempladas en la previsión de punta de los escenarios económicos.

Las medidas de eficiencia energética consideradas son, a grandes rasgos:

- Smart Grids (telegestión de contadores inteligentes). El plan de sustitución de contadores prevé que todos los consumos dispongan de un equipo digital con capacidad de telegestión al finalizar 2018. Atendiendo al nivel de cumplimiento del Plan, es previsible que en 2020 empiecen a notarse los efectos de la capacidad de agregación y modulación que proporcionan estos nuevos sistemas. Se estima que el potencial de reducción de la punta por este concepto podría alcanzar los 1.500 MW, adicionales a la actual discriminación horaria.
- Participación de la demanda en servicios de ajuste. Se introduciría así un nuevo mecanismo de flexibilidad para la demanda a través de la gestión vía sujeto agregador. Actualmente, esta medida está siendo analizada e implantada progresivamente en la Unión Europea, no obstante, la implantación es lenta, ya que existen múltiples dificultades para su implementación, por lo que no es probable que se produzca en los primeros años del periodo analizado. Se estima que la gestionabilidad de la demanda vía servicios de ajuste podría alcanzar los 1.400 MW.
- Incremento de los incentivos para la modulación de la carga vía peajes de acceso. Se estima que este incremento de incentivos podría

requerirse en ciertos escenarios de fuerte incremento de la demanda, especialmente en punta, dado que el mix de generación basado en una elevada cuota de producción renovable, introduce discrepancias entre las necesidades de modulación del sistema y los incentivos introducidos por el precio resultante de la casación del mercado. Se estima un potencial de 1.000 MW por este concepto.

En las tres medidas anteriores se considera que éstas afectarían a punta de consumo pero no a la demanda global, es decir, supondrían traslaciones de demanda de unos periodos a otros, minorando el valor de la punta, pero no supondrían una reducción neta del consumo. Asimismo, se considera en el análisis que el alcance del potencial estimado se produciría en 2030, con un incremento progresivo del efecto entre 2020 y 2030.

En el Escenario bajo de incentivo a la eficiencia no se considera ninguna de estas medidas. En el Escenario medio se añade el efecto de las Smart Grids desde el año 2020, con incremento progresivo de efecto hasta 1.500 MW de reducción de la punta en 2030. En el Escenario alto de incentivo se añade además el efecto de otros posibles servicios e incentivos, consistente en introducción progresiva de 2.400 MW entre 2020 y 2030.

Cuadro 11. Reducción estimada de demanda en punta por efecto de la aplicación de medidas de eficiencia

MW	Escenario bajo	Escenario medio	Escenario alto
2016	0	0	0
2020	0	0	0
2025	0	-750	-1.950
2030	0	-1.500	-3.900

1.5 Escenarios resultantes

La combinación de todos los escenarios anteriormente descritos proporciona multitud de escenarios de evolución de la demanda eléctrica anual y de la punta máxima de consumo. Entre todas las posibilidades de combinación, se han elegido ocho escenarios; seis de los cuales derivan de considerar para cada uno de los dos escenarios base de crecimiento económico una implantación baja, media o alta de medidas de eficiencia energética y protección medioambiental. Los otros dos escenarios son extremos inferior y superior, en los que se combinan los distintos escenarios para obtener dos sendas de demanda mínima y máxima.

Cuadro 12. Características de diseño de los distintos escenarios de proyección de demanda eléctrica considerados en el estudio de cobertura

Escenarios	Crecimiento económico	Desarrollo del vehículo eléctrico	Desarrollo del autoconsumo	Desarrollo de otras medidas de eficiencia
Extremo	1% anual	bajo	alto	alto

inferior				
1 bajo	1% anual	bajo	bajo	bajo
1 medio	1% anual	medio	medio	medio
1 alto	1% anual	alto	alto	alto
2 bajo	2% anual	bajo	bajo	bajo
2 medio	2% anual	medio	medio	medio
2 alto	2% anual	alto	alto	alto
Extremo superior	2% anual	alto	bajo	bajo

Gráfico 2. Escenarios de demanda eléctrica anual prevista e incremento medio anual en el periodo 2016-2030 para los escenarios extremos y 2 alto

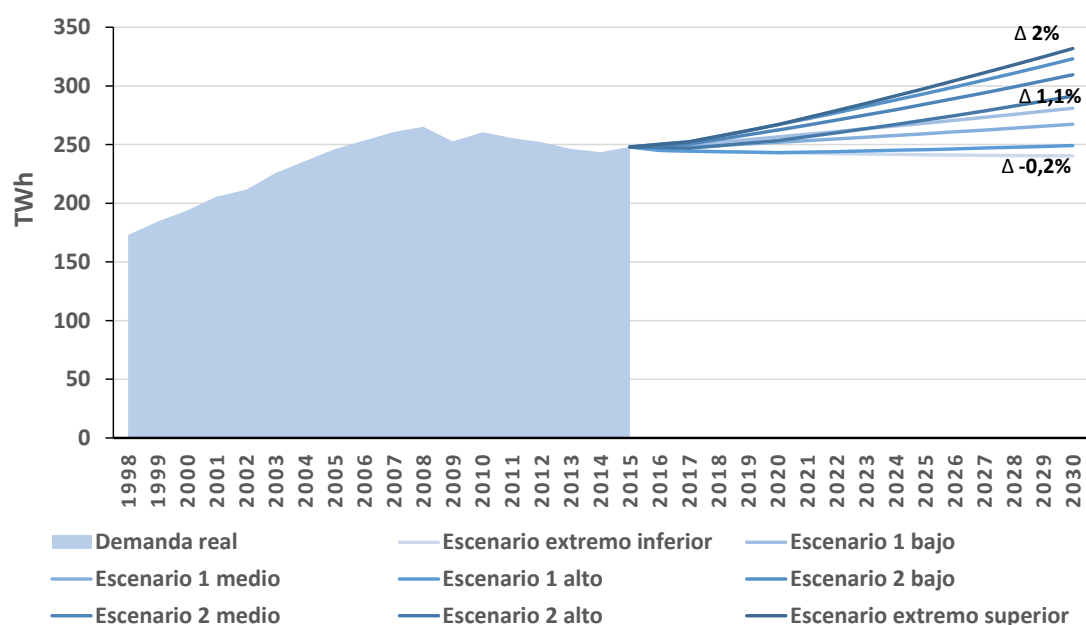


Gráfico 3. Escenarios de punta máxima anual prevista de invierno e incremento medio anual en el periodo 2016-2030 para los escenarios extremos y 2 alto.

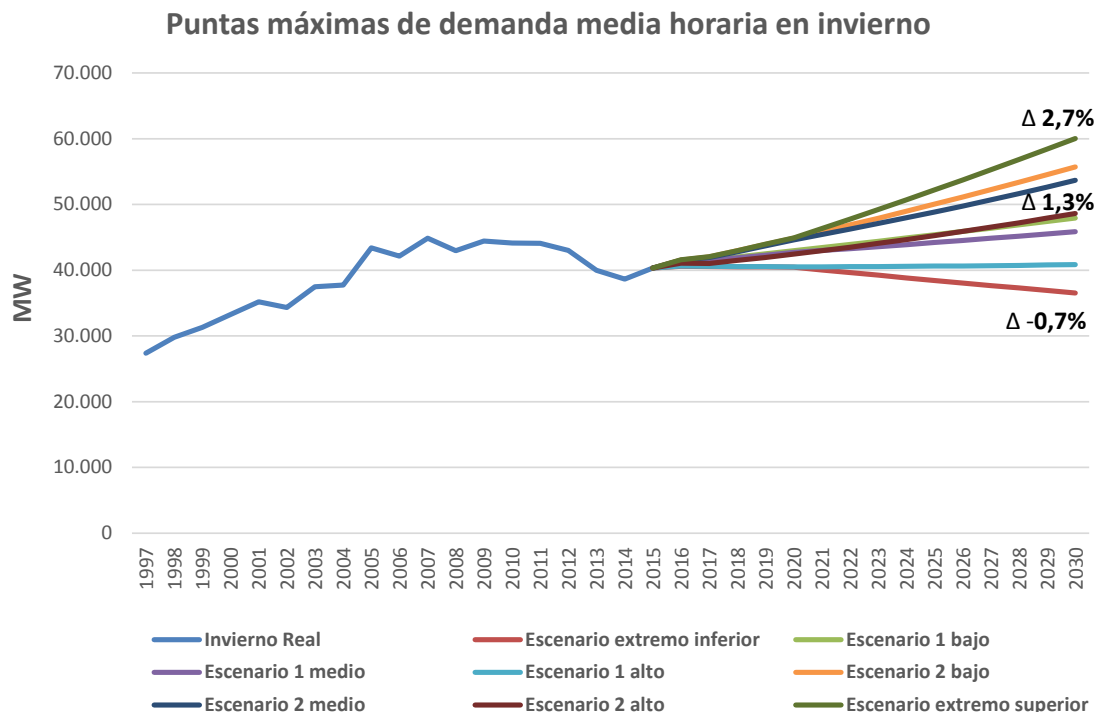
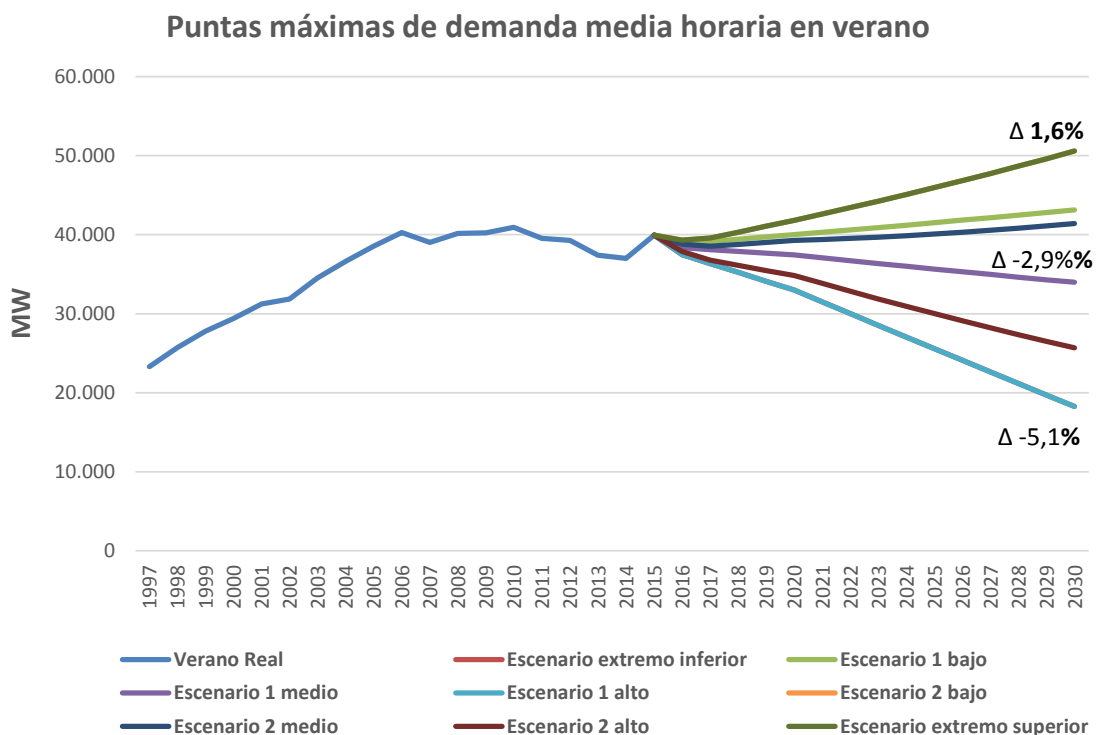


Gráfico 4. Escenarios de punta máxima anual prevista de verano e incremento medio anual en el periodo 2016-2030 para los escenarios extremos y 2 alto.



Nota: Algunos escenarios de punta máxima de demanda en verano se solapan al no existir diferenciación por efecto del vehículo eléctrico, el cual se ha considerado que no tiene efecto en este caso.

2. MIX DE GENERACIÓN Y COBERTURA DE LA PUNTA MÁXIMA DE DEMANDA MEDIA HORARIA

2.1 Consideraciones sobre posibles escenarios de generación

La evolución del parque de generación en los próximos años, y especialmente, en la década 2020-2030, se enfrenta a un elevado número de incertidumbres. Además de las cuestiones descritas en el apartado 5.2.2 que afectaban al periodo 2016-2020, a partir de 2020, hay que tener en cuenta adicionalmente las siguientes incertidumbres:

Centrales nucleares

Los siete grupos nucleares que se mantienen operativos en la actualidad en el sistema español (no se considera operativa Garoña) cumplen cuarenta años de operación en el transcurso de la década 2020-2030, en concreto, entre 2023 y 2028, por lo que sus titulares tendrán que solicitar una autorización para poder continuar en explotación a partir de entonces.

Fuentes de generación renovables

De acuerdo con lo indicado en el apartado 6.1, está previsto que de los compromisos europeos previstos se derive un incremento de la cuota de generación renovable y que éstos se plasmen en la revisión de la Directiva 2009/28 para el fomento de la energía procedente de fuentes renovables. Este nuevo escenario, unido a los compromisos que pudieran abordarse con carácter nacional, supondrá con mucha probabilidad, un incremento significativo de la participación de las energías renovables en el sector eléctrico en el mercado europeo, y en particular en España.

Al margen de la contribución de las tecnologías renovables a la cobertura de la punta de demanda y su contribución al logro de los objetivos medioambientales, también ha de tenerse en cuenta que su presencia afectará a las decisiones de inversión de los promotores en cuanto al impacto que tienen las energías renovables sobre el precio del mercado y sobre el funcionamiento del resto de tecnologías.

2.2 Escenarios de oferta de generación

De acuerdo con lo manifestado en el expositivo anterior, resulta posible una multitud de escenarios para el mix de generación disponible en el horizonte 2030, desde un parque sin emisiones de CO₂ (desaparición del carbón y/o parte de los ciclos combinados) a la conservación del mix actual, pasando por

el fin de explotación de las centrales nucleares a partir de sus 40 años de actividad.

A continuación se llevan a cabo supuestos de reducción de la capacidad instalada, sobre la base, en parte, de los criterios medioambientales establecidos en la regulación actual, con efectos a partir del año 2020: retirada de parte o la totalidad del carbón tras 2020 y fin de la vida útil del parque nuclear al cumplir cada instalación los 40 años de operación. En cada uno de estos supuestos se ha determinado la capacidad de la generación restante para cubrir la punta de demanda prevista, tanto en invierno como en verano, determinando en cada supuesto la capacidad de producción adicional que sería necesaria para garantizar la cobertura de la punta con un margen de seguridad aceptable (10%).

No se ha tenido en cuenta en un primer momento la entrada de nuevas instalaciones de origen renovable o de cogeneración respecto a la situación actual. Debe tenerse en cuenta que la previsión de demanda ya contempla parcialmente el efecto de la generación asociada al autoconsumo (la demanda se minora en el volumen de producción autoconsumida) y que el resultado aportará precisamente el volumen de nueva capacidad, del tipo que sea, que resultaría necesario incorporar en el sistema eléctrico para garantizar la seguridad de suministro. Todo ello, sin perjuicio de que pudiera decidirse la incorporación de este tipo de instalaciones por motivos de política energética diferentes que exceden el ámbito de este análisis.

Los escenarios de generación contemplados son los siguientes:

- Escenario conservador: mantenimiento del parque actual
- Desaparición⁵⁷ en 2020 del 50% del parque de carbón
- Desaparición en 2020 de la totalidad del parque de carbón
- Desaparición progresiva de los grupos nucleares⁵⁸
- Desaparición en 2020 del 50% del carbón y progresiva de las nucleares
- Desaparición en 2020 de la totalidad del parque de carbón y progresiva de las nucleares

En el cálculo se ha considerado la potencia realmente disponible, esto es la potencia neta operativa minorada por los valores históricos de indisponibilidad estacional por mantenimiento y por los valores típicos de indisponibilidad sobrevenida. Ambos valores se calculan independientemente para cada una de las tecnologías del mix de generación. Igualmente se tiene en cuenta la probabilidad de disponer de producción renovable (eolicidad e hidrolicidad) –

⁵⁷ Implica bien cierre bien indisponibilidad.

⁵⁸ Cada grupo se considera indisponible en el primer periodo de punta de demanda posterior a la fecha en que cumple 40 años tras la fecha de puesta en marcha que consta en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica.

por tanto, no se ha considerado el desarrollo tecnológico necesario que pudiera permitir una mayor disponibilidad de la energía renovable-.

No se han tenido en cuenta los intercambios internacionales, por desconocerse el sentido del flujo en el momento de mayor riesgo de la cobertura, ni la posibilidad de aplicar interrumpibilidad de la demanda.

Cuadro 13. Potencia instalada en el parque de generación operativo en 2016 y potencia neta disponible para la cobertura de la punta de invierno

Tecnología	Potencia instalada (MW)	Potencia disponible en punta invernal (MW)
Hidráulica	20.324	10.301
Nuclear	7.117	6.690
Carbón	9.536	8.541
Ciclo combinado ⁵⁹	24.933	22.537
Eólica	22.845	2.056
Solar fotovoltaica	4.423	0
Solar térmica	2.300	690
Térmica renovable y otras renovables	741	370
Térmica no renovable (cogeneración)	6.668	4.667
Residuos	677	339
Total	99.564	56.191

2.3 Margen de cobertura

Las tablas siguientes recogen el margen de cobertura por encima del 10%, esto es, el volumen de potencia disponible (MW) sobrante en el sistema una vez cubierta la punta máxima horaria de demanda esperada en periodo invernal incrementada en un 10%, para cada uno de los escenarios de generación (tablas independientes) y demanda (columnas) considerados⁶⁰.

En punta de verano, los problemas de cobertura resultan prácticamente inexistentes en todo el periodo, salvo en los últimos años y los escenarios más exigentes. Se considera por tanto suficiente exponer los resultados del análisis en la punta invernal.

⁵⁹ Se considera la recuperación de los dos grupos de ciclo combinado de Campo de Gibraltar, actualmente en situación de indisponibilidad permanente por desmantelamiento de la línea de evacuación y en espera de solventar trámites administrativos para reiniciar su actividad.

⁶⁰ Recordatorio sobre los escenarios de demanda: el escenario Extremo inferior de demanda y los escenarios 1 consideran un incremento medio anual de la demanda del 1%, el resto de escenarios consideran un 2%. Las referencias bajo, medio y alto se refieren al grado de desarrollo del autoconsumo, otras medidas de eficiencia y el vehículo eléctrico. El escenario Extremo inferior es el de menor demanda, considera alto desarrollo del autoconsumo y eficiencia pero bajo del vehículo eléctrico. El escenario Extremo superior es el de mayor demanda, considera bajo desarrollo del autoconsumo y eficiencia pero alto del vehículo eléctrico.

En rojo aparecen los valores negativos, esto es, los años en los que el sistema empezaría a tener estrechez en el margen de cobertura. Es importante tener en cuenta que un valor negativo no implica que no pueda cubrirse la demanda, sino que con las consideraciones efectuadas en el escenario de que se trate, la cobertura no tendría una fiabilidad aceptable (esto es, índice cobertura > 1,1). Además, se recuerda que no se han contemplado ni las importaciones ni la interrumpibilidad de la demanda.

Cuadro 14. Potencia disponible remanente sobre un margen de cobertura del 10% (diferencia entre la oferta disponible en diferentes supuestos del parque de generación y la punta de demanda prevista en cada escenario incrementada en un 10%)

Actual	Extremo inferior	1 alto	1 medio	1 bajo	2 alto	2 medio	2 bajo	Extremo superior
2021	12.140	11.618	8.902	8.417	8.941	6.225	5.740	5.218
2022	12.590	11.600	8.580	7.888	8.341	5.320	4.628	3.639
2023	13.033	11.577	8.250	7.353	7.718	4.391	3.495	2.038
2024	13.472	11.548	7.914	6.814	7.072	3.438	2.338	414
2025	13.905	11.514	7.570	6.269	6.403	2.460	1.158	-1.233
2026	14.332	11.474	7.219	5.718	5.711	1.456	-45	-2.903
2027	14.755	11.429	6.859	5.162	4.995	425	-1.272	-4.598
2028	15.171	11.378	6.492	4.601	4.254	-632	-2.524	-6.317
2029	15.582	11.322	6.117	4.033	3.487	-1.717	-3.801	-8.061
2030	15.987	11.260	5.734	3.460	2.696	-2.830	-5.103	-9.831

Sin 50% carbón	Extremo inferior	1 alto	1 medio	1 bajo	2 alto	2 medio	2 bajo	Extremo superior
2021	7.870	7.348	4.632	4.146	4.671	1.955	1.470	947
2022	8.319	7.330	4.309	3.617	4.070	1.050	358	-631
2023	8.763	7.306	3.980	3.083	3.447	121	-776	-2.233
2024	9.201	7.278	3.643	2.543	2.802	-832	-1.932	-3.856
2025	9.635	7.243	3.300	1.998	2.133	-1.811	-3.112	-5.503
2026	10.062	7.204	2.948	1.448	1.441	-2.815	-4.315	-7.174
2027	10.484	7.158	2.589	892	724	-3.845	-5.542	-8.868
2028	10.901	7.108	2.222	330	-17	-4.902	-6.794	-10.587
2029	11.312	7.051	1.847	-237	-783	-5.987	-8.071	-12.332
2030	11.717	6.989	1.464	-810	-1.574	-7.100	-9.374	-14.101

Sin carbón	Extremo inferior	1 alto	1 medio	1 bajo	2 alto	2 medio	2 bajo	Extremo superior
2021	3.600	3.078	362	-124	401	-2.315	-2.801	-3.323
2022	4.049	3.059	39	-653	-200	-3.220	-3.912	-4.902

2023	4.493	3.036	-290	-1.187	-823	-4.149	-5.046	-6.503
2024	4.931	3.007	-627	-1.727	-1.469	-5.103	-6.203	-8.127
2025	5.364	2.973	-971	-2.272	-2.137	-6.081	-7.382	-9.774
2026	5.792	2.933	-1.322	-2.822	-2.830	-7.085	-8.586	-11.444
2027	6.214	2.888	-1.681	-3.378	-3.546	-8.115	-9.813	-13.139
2028	6.630	2.837	-2.048	-3.940	-4.287	-9.173	-11.065	-14.858
2029	7.041	2.781	-2.423	-4.507	-5.053	-10.257	-12.342	-16.602
2030	7.447	2.719	-2.806	-5.080	-5.845	-11.370	-13.644	-18.372

Sin nuclear	Extremo inferior	1 alto	1 medio	1 bajo	2 alto	2 medio	2 bajo	Extremo superior
2021	12.140	11.618	8.902	8.417	8.941	6.225	5.740	5.218
2022	12.590	11.600	8.580	7.888	8.341	5.320	4.628	3.639
2023	12.097	10.641	7.314	6.417	6.782	3.455	2.558	1.102
2024	11.585	9.661	6.027	4.927	5.185	1.551	451	-1.473
2025	10.141	7.749	3.806	2.504	2.639	-1.305	-2.606	-4.997
2026	9.568	6.710	2.454	954	946	-3.309	-4.809	-7.668
2027	9.008	5.682	1.112	-585	-753	-5.322	-7.019	-10.345
2028	9.424	5.631	745	-1.146	-1.494	-6.379	-8.271	-12.064
2029	8.892	4.631	-573	-2.657	-3.203	-8.407	-10.491	-14.751
2030	9.297	4.569	-956	-3.230	-3.994	-9.520	-11.794	-16.521

Sin 50% carbón ni nuclear	Extremo inferior	1 alto	1 medio	1 bajo	2 alto	2 medio	2 bajo	Extremo superior
2021	7.870	7.348	4.632	4.146	4.671	1.955	1.470	947
2022	8.319	7.330	4.309	3.617	4.070	1.050	358	-631
2023	7.827	6.370	3.044	2.147	2.511	-815	-1.712	-3.169
2024	7.315	5.391	1.757	657	915	-2.719	-3.819	-5.743
2025	5.870	3.479	-465	-1.766	-1.631	-5.575	-6.876	-9.268
2026	5.298	2.439	-1.816	-3.317	-3.324	-7.579	-9.080	-11.938
2027	4.737	1.411	-3.158	-4.855	-5.023	-9.592	-11.290	-14.615
2028	5.154	1.361	-3.525	-5.417	-5.764	-10.649	-12.541	-16.334
2029	4.621	361	-4.843	-6.927	-7.473	-12.677	-14.761	-19.022
2030	5.027	299	-5.226	-7.500	-8.265	-13.790	-16.064	-20.791

Sin carbón ni nuclear	Extremo inferior	1 alto	1 medio	1 bajo	2 alto	2 medio	2 bajo	Extremo superior
2021	3.600	3.078	362	-124	401	-2.315	-2.801	-3.323

2022	4.049	3.059	39	-653	-200	-3.220	-3.912	-4.902
2023	3.557	2.100	-1.226	-2.123	-1.759	-5.085	-5.982	-7.439
2024	3.045	1.121	-2.513	-3.614	-3.355	-6.989	-8.089	-10.013
2025	1.600	-791	-4.735	-6.036	-5.902	-9.845	-11.147	-13.538
2026	1.027	-1.831	-6.087	-7.587	-7.594	-11.850	-13.350	-16.208
2027	467	-2.859	-7.428	-9.126	-9.293	-13.863	-15.560	-18.886
2028	883	-2.910	-7.795	-9.687	-10.034	-14.920	-16.812	-20.605
2029	351	-3.909	-9.113	-11.198	-11.743	-16.948	-19.032	-23.292
2030	756	-3.971	-9.497	-11.770	-12.535	-18.060	-20.334	-25.062

Resumiendo el resultado del análisis mostrado en los cuadros anteriores, a continuación se indica en el cuadro siguiente, el año a partir del cual resulta necesaria nueva capacidad teniendo en cuenta los diferentes escenarios de demanda y de parque de generación.

Cuadro 15. Resumen de escenarios de cobertura de la demanda indicando el año a partir del que se plantean problemas de cobertura según los distintos escenarios de generación

Escenario	Extremo inferior	1 alto	1 medio	1 bajo	2 alto	2 medio	2 bajo	Extremo superior
Punta base 2030 (MW)	47.937	47.937	47.937	47.937	55.722	55.722	55.722	55.722
Incremento Demanda económico	1%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%
Vehículo eléctrico 2030 (MW)	0	4.298	265	0	4.298	265	0	4.298
Autoconsumo 2030 (MW)	-7.488	-7.488	-832	0	-7.488	-832	0	0
Medidas eficiencia 2030 (MW)	-3.900	-3.900	-1.500	0	-3.900	-1.500	0	0
TOTAL Punta prevista (MW)	36.549	40.847	45.870	47.937	48.632	53.656	55.722	60.020
2021				SC		SC	SC	SC
2022					SC			50C 50C+SN
2023			SC			50C+SN	50C	
2024						50C		SN
2025		SC+SN	50C+SN	50C+SN	50C+SN	SN	SN	A
2026							A	
2027				SN	SN			
2028					50C	A		
2029			SN	50C				
2030								

Escenarios de parque de generación

Actual	A
Sin 50% carbón	50C
Sin carbón	SC
Sin nuclear	SN

3. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR TECNOLOGÍA PARA LA COBERTURA DE LA DEMANDA

Otra cuestión que debe contemplarse en un análisis de cobertura es la capacidad de los medios de producción para proporcionar toda la demanda esperada, no sólo la máxima punta horaria prevista. Para ello, debe tenerse en cuenta además del volumen de demanda anual a cubrir, su distribución por periodos temporales a lo largo del año y el perfil diario esperado del hueco térmico. De este modo, se quiere determinar la adecuación tanto del volumen de potencia instalada como del mix de producción existente, concretamente, de su capacidad para modular carga.

3.1 Hueco térmico anual

Para cada uno de los escenarios de demanda anual se ha determinado la distribución horaria de la demanda entre el 1 de enero de 2016 y el 31 de diciembre de 2030. Para ello, se ha tomado la distribución horaria de demanda del año 2014 como referencia para perfilar los escenarios de base económica (1 y 2) a lo largo del periodo analizado. 2014 es el año más reciente del que se tienen medidas completas de demanda, sin presentar condiciones anómalas, como la elevada demanda de julio de 2015.

La minoración de la demanda estimada en los distintos escenarios de desarrollo del autoconsumo se ha perfilado según la producción solar horaria del mismo año 2014. No se tiene en cuenta por simplicidad la gestionabilidad que podrían aportar los medios de almacenamiento de energía (baterías).

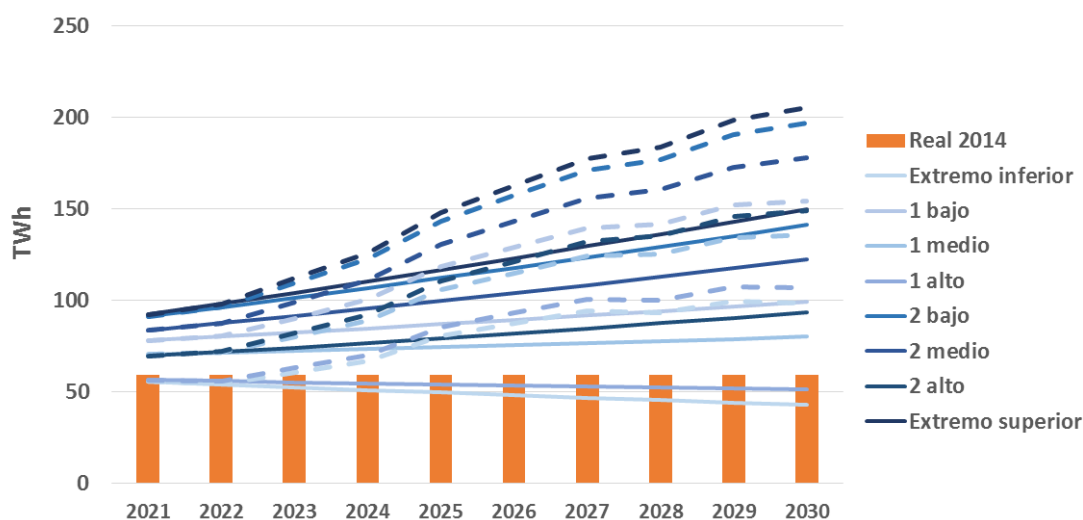
El incremento de demanda debido al vehículo eléctrico, por su parte, se ha perfilado según las distintas hipótesis de sensibilidad al precio indicadas en el expositivo 1.2 de este anexo.

Respecto a la generación, se han considerado los valores medios anuales de producción registrados en los últimos años para las tecnologías existentes que no forman parte del hueco térmico modulable: eólica, hidráulica (incluyendo bombeo), consumo de bombeo, solar, nuclear, cogeneración y otra térmica especial (residuos, biomasa), así como el enlace con Baleares. Así, con el mismo perfilado del año 2014, se obtiene una distribución anual de la generación de base, en dos escenarios distintos, uno de ellos con toda la potencia existente y otro contemplando la desaparición de las nucleares a medida que van cumpliendo los cuarenta años de vida útil.

A la generación de base calculada según lo indicado en el párrafo anterior se le añade la producción excedentaria del autoconsumo, que no había sido deducida previamente de la demanda, según perfil solar, calculada para cada uno de los tres escenarios considerados de desarrollo del autoconsumo. Restado esta generación de base de la demanda estimada, se obtiene el hueco térmico horario previsto entre 2016 y 2030, para cada uno de los seis escenarios de demanda, en dos supuestos diferentes (con y sin nucleares). Es decir, se obtienen para cada año del periodo analizado doce perfiles de hueco térmico que deberá cubrirse con centrales de carbón, ciclo combinado u otras tecnologías que pudieran incorporarse al sistema en el futuro.

La figura siguiente muestra el hueco térmico anual disponible para ciclos combinados y carbones en cada escenario de demanda, con y sin nucleares (líneas continuas y discontinuas, respectivamente). Como contraste, se incluye el hueco térmico real del año 2014: producción neta de carbones y ciclos combinados más saldo neto en interconexiones (excluido el enlace con Baleares, que ya se incluyó en la generación de base como minoración de ésta, es decir, incremento de la demanda).

Gráfico 5. Hueco térmico anual resultante en cada escenario de demanda, con y sin nucleares (líneas continuas y discontinuas, respectivamente)



Nota: este hueco térmico incluye tanto la producción de carbones y ciclos combinados como la que correspondería a toda la potencia adicional, de cualquier tecnología, que se instalara en el sistema en el periodo analizado para garantizar la cobertura de la punta y/o el cumplimiento de objetivos medioambientales.

En la figura anterior se observan dos escenarios con un hueco térmico inferior al "actual". Se trata de los escenarios de demanda Extremo inferior y 1 alto, ambos con un crecimiento anual de la demanda de un 1% y un incentivo elevado al desarrollo del autoconsumo y otras medidas de eficiencia energética, diferenciados únicamente por la penetración del vehículo eléctrico. En estos supuestos, sería complicada la viabilidad de las centrales marginales del sistema, ciclo combinado y/o carbón, según resultara el orden de mérito de sus costes variables en esos años, salvo que se retiraran las nucleares al

finalizar sus 40 años de explotación o cerraran las centrales de carbón más contaminantes, ya que su funcionamiento sería muy reducido.

Así, en estos escenarios de menor hueco térmico, la situación de sobrecapacidad prolongada incentivaría la desaparición por falta de rentabilidad de un mayor volumen de potencia térmica al previsto en un primer momento, lo que permitiría ajustarse a las necesidades del sistema.

Por otra parte, en los escenarios con un hueco térmico mucho más elevado, como los escenarios Extremo superior y 2 bajo de demanda (crecimiento anual de la demanda de un 2% y bajo incentivo al autoconsumo), podrían darse problemas de escasez. El hueco térmico para ciclos y carbones resulta en estos casos muy próximo e incluso supera los 200 TWh, en el supuesto de cierre de las centrales nucleares. Esta cifra equivale a la máxima producción que pueden proporcionar todos los ciclos combinados existentes actualmente funcionando a plena carga 24 horas (considerando una disponibilidad media de la tecnología del 91,7%, promedio registrado en el año 2014). Por tanto, el cierre de carbones podría llevar a una situación de escasez constante de oferta de generación, más allá de los problemas que puedan presentarse en la punta horaria.

Según lo anterior, se requeriría la entrada de nueva capacidad al sistema, de forma semejante a lo ya observado en el análisis de cobertura de la punta. Esta nueva capacidad restaría hueco térmico a los ciclos combinados existentes, por lo que no puede afirmarse a priori que el futuro incremento de la demanda tras la recuperación económica y la retirada de las tecnologías más contaminantes vayan a facilitar el auge de la rentabilidad de los ciclos combinados y los carbones más eficientes.

Como complemento al análisis del hueco térmico anual, y con objeto de determinar la viabilidad de cada uno de los escenarios considerados, se han llevado a cabo dos cálculos adicionales: el perfil medio diario del hueco térmico y las horas de funcionamiento anuales de las tecnologías térmicas marginales.

3.2 Perfil del hueco térmico

El hueco térmico se ha calculado horariamente, con los mismos supuestos del hueco térmico anual, restando a la demanda de cada hora la producción de base despachada. Incluye por tanto no sólo las tecnologías marginales existentes (carbón y ciclos combinados), sino también la energía correspondiente a toda la potencia adicional que se deba instalar en el sistema para cubrir la demanda, tanto en energía como en punta de potencia, según lo visto en los expositivos anteriores.

Teniendo en cuenta que tanto la demanda como la producción de ciertas tecnologías varía cada hora, en ocasiones incluso de forma impredecible con antelación (eólica), resulta que el perfil diario del hueco térmico también varía.

Las figuras siguientes muestran valores medios anuales para el periodo de análisis y mensuales para 2030 del perfil diario previsto (energía promedio para cada una de las 24 horas del día).

Por claridad en la representación, se presentan en el gráfico únicamente los escenarios extremos. Para otros escenarios, los perfiles tendrán una forma intermedia entre el superior y el inferior. Se incluye como contraste el perfil real correspondiente al año 2014. Las siglas SN hacen referencia al supuesto de retirada progresiva de la capacidad de producción nuclear: escenario sin nucleares.

Gráfico 6. Perfil medio horario anual del hueco térmico estimado para los escenarios extremos en la última década del periodo analizado

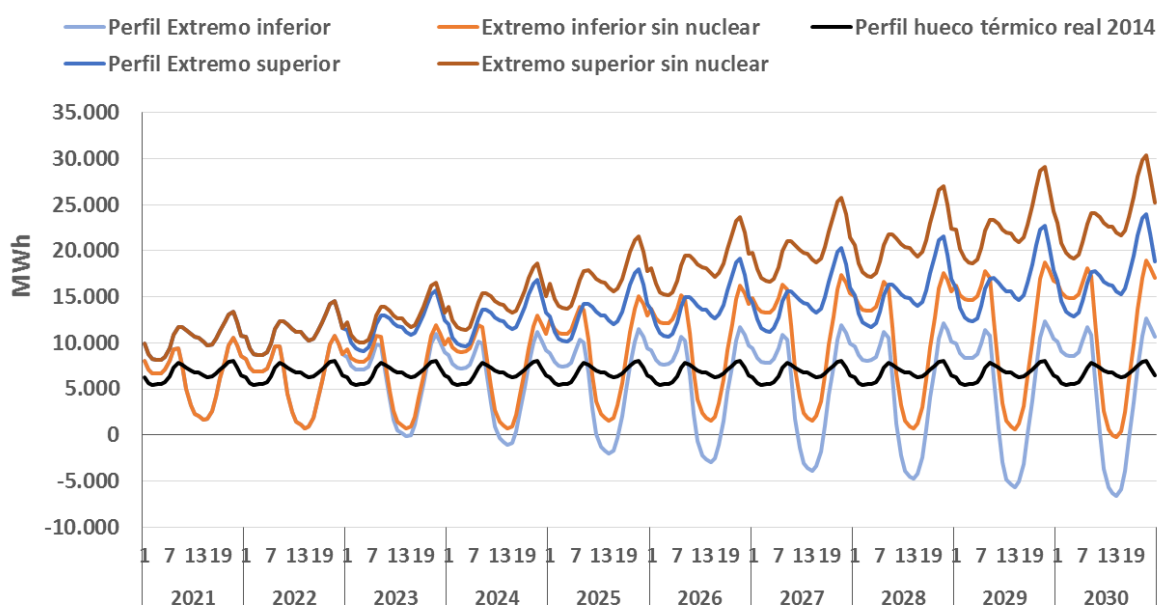
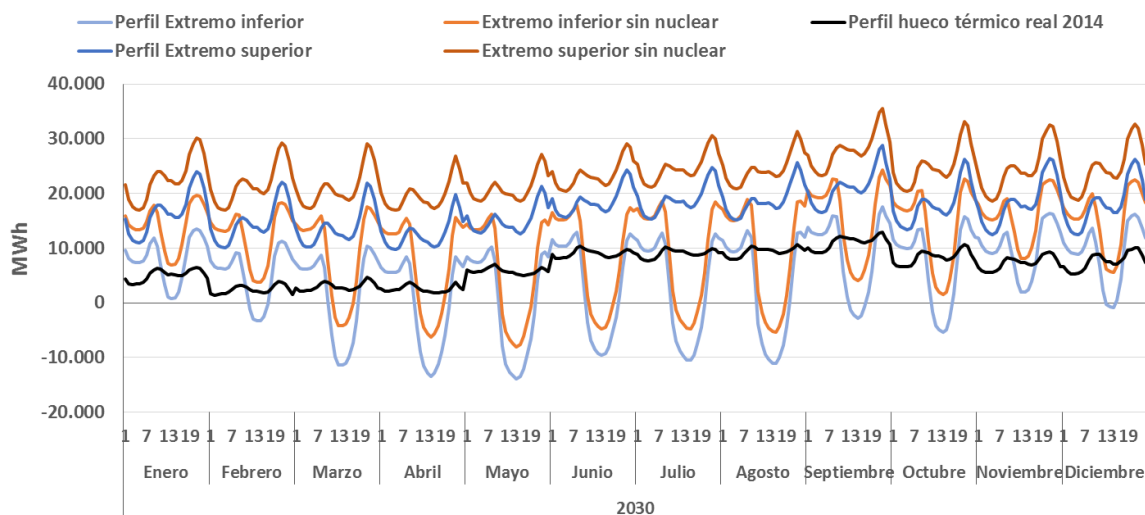


Gráfico 7. Perfil medio horario mensual del hueco térmico estimado para los escenarios extremos en el año 2030



Se observa en primer lugar en las figuras anteriores que en todos los casos los perfiles de demanda difieren considerablemente del perfil actual, resultando en general las previsiones más exigentes para el sistema que la situación actual, por presentar niveles muy elevados de punta y mayores diferencias entre punta y valle.

Debe tenerse en cuenta que no es válido cualquier perfil del hueco térmico. La estabilidad de la red eléctrica exige el cumplimiento de unos criterios mínimos de seguridad, relacionados principalmente con los flujos resultantes y los niveles de tensión en cada elemento de la red. Por otra parte, se requiere un mínimo de generación con capacidad para amortiguar variaciones de frecuencia y/o tensión, lo que habitualmente proporcionan las centrales tradicionales, especialmente las térmicas.

En las figuras anteriores se observa en primer lugar que los escenarios superiores de demanda, presentan un hueco térmico muy superior al actual, como ya se vio con el hueco térmico anual, pero además, resulta elevado en todas las horas del día, lo que significa que requieren capacidad de producción térmica, funcionando en base 24 horas. Se requiere un mínimo de 20.000 MW en el escenario extremo superior sin nuclear en 2030 y hasta 30.000 MW en hora punta, en valor medio anual. Téngase en cuenta que la potencia neta actual de los ciclos combinados no alcanza los 25.000 MW, siendo el valor disponible previsto de unos 22.500 MW.

Por ello, los escenarios más altos de demanda, sin medidas de eficiencia energética o autoconsumo, requerirían nueva capacidad instalada, especialmente en caso de retirarse las instalaciones de carbón y/o nuclear. No sería factible abordarlos con producción renovable, salvo que ésta aportara un

elevado grado de gestionabilidad y capacidad de almacenamiento, para trasladar la producción al momento más oportuno para su integración.

En los escenarios inferiores (menor demanda y mayores incentivos en eficiencia), por el contrario, el hueco térmico presenta una elevada variabilidad a lo largo del día, como consecuencia del desarrollo del autoconsumo con base solar, llegándose a observar un hueco térmico fuertemente negativo en las horas centrales del día y una gran diferencia entre la punta y el valle.

Un hueco térmico negativo no es admisible para la seguridad del sistema, especialmente, si se cierran las centrales nucleares. Casi con total seguridad, durante los valles, la red no cumpliría criterios de seguridad y el operador del sistema tendría que arrancar centrales térmicas por restricciones, teniendo para ello que abrir un hueco térmico inexistente, obligando a la generación de base a reducir su producción y verter energía primaria renovable. Lo más probable es que esta situación no llegara a producirse, por los propios incentivos de precio que aparecerían espontáneamente, tanto en mercado diario como en los mercados de ajuste. Se incentivaría la instalación de generación de punta (peakers), al mismo tiempo que se desincentivaría el desarrollo de autoconsumo, a menos que fuera asociado a fuentes de almacenamiento (baterías) que permitieran la gestionabilidad de la energía producida o de la propia demanda.

Una posible herramienta para viabilizar los perfiles extremos del hueco térmico en el medio - largo plazo, especialmente importante en los escenarios de perfil bajo, es la participación activa de la demanda en servicios de ajuste. Más allá de los incentivos económicos que puedan generarse vía regulatoria (tarifas de acceso) o vía mercado (precio horario), determinada demanda puede tener capacidad para gestionarse voluntariamente según las necesidades del sistema eléctrico en tiempo real. El sentido más claro de participación de la demanda sería la reducción de la punta pero también podría intervenir incrementando la demanda en las horas de hueco térmico negativo de los escenarios inferiores, en contra de la señal de precio del pool diario, evitando así el vertido de las renovables e incrementando la seguridad del sistema.

También las interconexiones jugarían un importante papel en compensación de un posible hueco térmico negativo. Se recuerda que en todo el análisis de cobertura efectuado no se han tenido en cuenta las interconexiones internacionales, por la incertidumbre sobre la evolución de los sistemas vecinos y, por tanto, el sentido del flujo de energía.

3.3 Horas de funcionamiento de las tecnologías térmicas marginales

Por último, se han calculado las horas anuales de funcionamiento equivalente a plena carga que resultarían para las centrales térmicas marginales (carbón y ciclo combinado) en cada uno de los escenarios de demanda y generación analizados. El objetivo sería verificar el contexto en el que se encontrarían

estas centrales al analizar el hueco térmico anual en los diferentes escenarios de demanda.

Para ello, se debe calcular el hueco térmico anual correspondiente exclusivamente a estas tecnologías, ya que el valor manejado en los apartados anteriores incluía además la parte correspondiente a cualquier potencia de generación adicionalmente instalada en el horizonte de análisis. En concreto, se detrae la parte de producción que debería corresponder a nuevas instalaciones de tipo renovable (eólica, biomasa, solar, etc.), que serían necesarias para poder alcanzar el objetivo fijado de participación de energías renovables. En este informe, se ha considerado como escenario objetivo que las energías renovables representarán en 2030 un 50%⁶¹ de la demanda eléctrica.

Sólo en los escenarios de demanda Extremo inferior y 1 alto (ambos con un incremento anual del 1% de demanda y una elevada implantación del autoconsumo) se alcanza el objetivo del 50% sin necesidad de instalación adicional de potencia renovable. A estos efectos, aclarar que se considera todo el autoconsumo como producción renovable, tanto la parte autoconsumida como la vertida a la red.

En el resto de escenarios de demanda se requiere potencia adicional, en mayor o menor medida según la tecnología que se decida o pueda instalarse, siendo especialmente destacable el incremento de potencia renovable necesaria en los escenarios con crecimiento de demanda del 2% y reducido autoconsumo. Así, en el escenario 2 bajo y Extremo superior se requeriría más que duplicar la potencia eólica instalada actualmente – en el caso de que se optara por esta tecnología- , o multiplicar por 5 la potencia solar, -si se optara por esta otra-. Este aumento de capacidad en 10 años implica un fuerte exigencia en la mejora tecnológica de este tipo de plantas para hacerlo viable.

Cuadro 16. Grado de cobertura con renovables prevista en 2030 en cada escenario de demanda, energía producida con renovables necesaria para alcanzar el 50% de cobertura y potencia adicional que sería necesaria para alcanzar el objetivo en distintos supuestos de tecnología

2030	Extremo inferior	1 bajo	1 medio	1 alto	2 bajo	2 medio	2 alto	Extremo superior
Cobertura con renovables del Escenario	56%	36%	43%	54%	32%	38%	48%	31%
Energía renovable adicional (GWh)	-	38.964	19.858	-	60.063	40.957	8.151	64.402
Potencia equivalente adicional eólica (MW)	-	17.730	9.036	-	27.330	18.636	3.709	29.304
Potencia equivalente adicional térmica (MW)	-	6.161	3.140	-	9.498	6.477	1.289	10.184

⁶¹ De acuerdo con los objetivos acordados en octubre de 2014 por el Consejo Europeo (EuCo 169/14) el porcentaje de electricidad generada con energías renovables proyectada para 2030 a nivel europeo se fija en el entorno del 50%.

Potencia equivalente adicional solar (MW)	-	20.292	10.342	-	31.281	21.330	4.245	33.540
--	---	--------	--------	---	--------	--------	-------	--------

Nota: La capacidad de producción de cada tecnología se ha calculado sobre la base de las horas de funcionamiento equivalente por MW instalado de los últimos años. No se valora la posibilidad de incorporar tecnología hidráulica adicional porque se estima que existe poco potencial de desarrollo en embalse, sí lo hay en bombeo, pero la fracción que puede considerarse renovable de estas plantas es reducida.

Para cada tipo de tecnología renovable adicional se calcula su contribución a la cobertura de la punta horaria de demanda de invierno, con los mismos supuestos de disponibilidad utilizados en el epígrafe correspondiente a la cobertura de la punta. Por diferencia respecto a la potencia adicional que requería la cobertura con un 10% de margen (ver expositivo 2.3 de este anexo), se obtiene la potencia adicional necesaria de ciclo combinado (no se contempla la posibilidad del bombeo por simplicidad y para obtener la situación más desfavorable), en cada escenario de demanda (desde el extremo inferior al extremo superior) y escenario de generación (actual, sin carbón, sin nuclear, etc.), con las tres opciones de renovable adicional (eólica, solar y térmica renovable).

Las tablas siguientes recogen la potencia (MW) de tecnología convencional flexible y firme que se requerirá instalar adicionalmente a la existente, para garantizar la cobertura de la punta de demanda en 2030. Se observa que los escenarios más exigentes (mayor demanda y menores medidas de eficiencia energética) obligarían a duplicar el parque de ciclo combinado antes de 2030 si se permite la retirada de carbones y nucleares.

Cuadro 17. Potencia necesaria adicional flexible y firme para cubrir la punta de demanda prevista en 2030 con un margen del 10%, en cada escenario de demanda y de situación del parque generador existente y de adición de nueva potencia renovable (MW)

Adicional renovable eólica:

2030	Extremo inferior	1 bajo	1 medio	1 alto	2 bajo	2 medio	2 alto	Extremo superior
Actual	-	-	-	-	2.812	1.226	-	7.653
Sin 50% carbón	-	-	-	-	7.355	5.769	1.320	12.196
Sin carbón	-	3.707	2.120	-	11.898	10.312	5.863	16.738
Sin nuclear	-	1.738	152	-	9.930	8.343	3.894	14.770
Sin 50% carbón ni nuclear	-	6.281	4.695	-	14.473	12.886	8.437	19.313
Sin carbón ni nuclear	-	10.824	9.238	4.225	19.015	17.429	12.980	23.856

Adicional renovable térmica:

2030	Extremo inferior	1 bajo	1 medio	1 alto	2 bajo	2 medio	2 alto	Extremo superior
Actual	-	-	-	-	377	-	-	5.041
Sin 50% carbón	-	-	-	-	4.920	4.108	989	9.584

Sin carbón	-	2.127	1.315	-	9.463	8.651	5.532	14.127
Sin nuclear	-	159	-	-	7.494	6.683	3.564	12.159
Sin 50% carbón ni nuclear	-	4.701	3.890	-	12.037	11.225	8.107	16.702
Sin carbón ni nuclear	-	9.244	8.433	4.225	16.580	15.768	12.649	21.244

Adicional renovable solar o sin renovable adicional (son equivalentes porque se considera que la solar no contribuye a la punta de demanda invernal):

2030	Extremo inferior	1 bajo	1 medio	1 alto	2 bajo	2 medio	2 alto	Extremo superior
Actual	-	-	-	-	5.429	3.010	-	10.458
Sin 50% carbón	-	862	-	-	9.972	7.553	1.675	15.001
Sin carbón	-	5.404	2.986	-	14.515	12.096	6.218	19.544
Sin nuclear	-	3.436	1.017	-	12.546	10.127	4.249	17.576
Sin 50% carbón ni nuclear	-	7.979	5.560	-	17.089	14.670	8.792	22.119
Sin carbón ni nuclear	-	12.522	10.103	4.225	21.632	19.213	13.335	26.661

Finalmente, con la potencia total operativa de ciclos y/o carbón de cada escenario, y el hueco térmico remanente, una vez detraída la energía adicionalmente producida por las renovables hasta alcanzar el 50% de la demanda, se obtienen las horas equivalentes de funcionamiento para la térmica marginal.

Las tablas siguientes recogen las horas anuales medias para ciclos y carbones estimadas en 2030. No se separan ambas tecnologías porque se desconoce el orden de mérito de sus costes variables y no parece oportuno introducir más escenarios. Se observa en general que la introducción de potencia adicional neutralizaría en buena medida el incremento de la energía producida, por lo que no se produce un incremento considerable de las horas de funcionamiento. No obstante, téngase en cuenta que en la actualidad los ciclos están funcionando alrededor de 1.000 horas al año, por lo que todos estos escenarios mejorarían la situación del parque existente, en términos de rentabilidad.

Además, se podría valorar una alternativa para la tecnología marginal adicional. Esto es, no basarla exclusivamente en centrales de ciclo combinado sino en una combinación de éstas, que proporcionen producción de base, y otras tecnologías dirigidas exclusivamente a la punta de demanda (tipo peakers o bombeo), tal que permitiera la cobertura de la punta de potencia sin menguar las horas de funcionamiento de los ciclos combinados.

Cuadro 18. Horas de funcionamiento equivalente a plena carga estimado en 2030 para las tecnologías flexibles y firmes, teniendo en cuenta la capacidad instalada actualmente de energías renovables y también la capacidad adicional necesaria para el cumplimiento del objetivo del 50% de cobertura de la demanda con energías renovables

Sin renovable adicional (no cumplimiento del objetivo del 50%):

2030	Extremo inferior	1 bajo	1 medio	1 alto	2 bajo	2 medio	2 alto	Extremo superior
Actual	1.238	2.870	2.322	1.490	3.537	3.261	2.714	3.334
Sin 50% carbón	1.437	3.237	2.694	1.729	3.557	3.281	2.982	3.351
Sin carbón	1.712	3.261	2.866	2.060	3.578	3.301	3.003	3.368
Sin nuclear	2.848	4.074	3.819	3.100	4.182	3.985	3.850	3.945
Sin 50% carbón ni nuclear	3.306	4.098	3.843	3.598	4.202	4.005	3.872	3.962
Sin carbón ni nuclear	3.938	4.123	3.868	3.665	4.223	4.026	3.895	3.979

Adicional renovable eólica:

2030	Extremo inferior	1 bajo	1 medio	1 alto	2 bajo	2 medio	2 alto	Extremo superior
Actual	1.238	1.740	1.745	1.490	2.175	2.277	2.478	2.028
Sin 50% carbón	1.437	2.019	2.026	1.729	2.188	2.291	2.753	2.039
Sin carbón	1.712	2.094	2.224	2.060	2.201	2.306	2.773	2.050
Sin nuclear	2.848	3.189	3.341	3.100	3.076	3.194	3.673	2.862
Sin 50% carbón ni nuclear	3.306	3.209	3.363	3.598	3.092	3.211	3.695	2.875
Sin carbón ni nuclear	3.938	3.229	3.385	3.665	3.107	3.228	3.716	2.888

Adicional renovable térmica:

2030	Extremo inferior	1 bajo	1 medio	1 alto	2 bajo	2 medio	2 alto	Extremo superior
Actual	1.238	1.740	1.745	1.490	2.326	2.358	2.478	2.162
Sin 50% carbón	1.437	2.019	2.026	1.729	2.342	2.404	2.783	2.174
Sin carbón	1.712	2.216	2.292	2.060	2.357	2.420	2.803	2.187
Sin nuclear	2.848	3.334	3.355	3.100	3.254	3.323	3.705	3.022
Sin 50% carbón ni nuclear	3.306	3.356	3.443	3.598	3.272	3.342	3.727	3.037
Sin carbón ni nuclear	3.938	3.378	3.466	3.665	3.290	3.360	3.749	3.051

Adicional renovable solar:

2030	Extremo inferior	1 bajo	1 medio	1 alto	2 bajo	2 medio	2 alto	Extremo superior
Actual	1.238	1.740	1.745	1.490	2.032	2.168	2.478	1.901
Sin 50% carbón	1.437	1.962	2.026	1.729	2.043	2.181	2.722	1.911
Sin carbón	1.712	1.977	2.155	2.060	2.055	2.195	2.742	1.920
Sin nuclear	2.848	3.046	3.259	3.100	2.905	3.067	3.639	2.707
Sin 50% carbón ni nuclear	3.306	3.064	3.280	3.598	2.919	3.082	3.660	2.719

Sin carbón ni nuclear	3.938	3.083	3.301	3.665	2.933	3.098	3.682	2.731
------------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

ANEXO III:

CONFIDENCIAL

ANEXO IV: Impacto de los impuestos de la Ley 15/2012 sobre el mercado eléctrico

1. Contexto regulatorio

La Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética supone la creación y modificación de los siguientes impuestos:

- La creación de:
 - o Un impuesto del 7% sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, cuyos sujetos pasivos son todas las personas físicas o jurídicas que produzcan e incorporen al sistema eléctrico energía eléctrica medida en barras de central
 - o Un impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radioactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrica y un impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radioactivos en instalaciones centralizadas.
 - o Un canon del 22%⁶² por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica.
- La modificación de los tipos impositivos de los impuestos especiales establecidos para el gas natural y el carbón, suprimiéndose las exenciones previstas para los productos energéticos utilizados en la producción de energía eléctrica.

La Exposición de Motivos de esta ley afirma que el objetivo de la adopción de tales medidas impositivas es el de “armonizar nuestro sistema fiscal con un uso más eficiente y respetuoso con el medioambiente y la sostenibilidad”. La misma Exposición de Motivos, no obstante, afirma que con la creación de cada uno las figuras impositivas se persiguen otras finalidades; así por ejemplo, el impuesto sobre la producción de energía eléctrica pretende favorecer el equilibrio presupuestario⁶³, y el canon por la utilización de las aguas continentales, pretende introducir “racionalidad” económica en la utilización del dominio público hidráulico. Los dos impuestos relacionados con la energía nuclear persiguen dar respuesta a los costes derivados del desmantelamiento de las centrales nucleares y la gestión definitiva de los residuos radioactivos.

2. Impacto en el mercado eléctrico del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica

⁶²Existe un tipo reducido del 2,2% que aplica a las instalaciones de potencia igual o inferior a 50 MW y a las centrales de bombeo.

⁶³ Exposición de motivos de la Ley 14/2012: “con el fin también de favorecer el equilibrio presupuestario, se establece en el Título I de esta Ley, un impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, de carácter directo y naturaleza real, que grava la realización de actividades de producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica en el sistema eléctrico español.”

Tal y como se ha indicado en el apartado anterior, en 2013 se ha introducido una serie de impuestos que difieren en función de la tecnología. Así, las tecnologías térmicas (centrales de ciclo combinado y de carbón) se han visto afectadas por el impuesto al uso del gas y del carbón, las centrales nucleares por los impuestos a la producción y al almacenamiento de residuos, las hidráulicas por el canon. Adicionalmente, todas ellas y además, las instalaciones con retribución específica, se han visto afectadas por el impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica.

Para analizar el impacto que han tenido estos impuestos sobre el precio del mercado, debe distinguirse entre aquellos impuestos que afectan a las tecnologías marginales (que fijan el precio del mercado) y los que no; esto es, a los impuestos por el uso del gas y del carbón y por el valor de la producción, que afectan a los ciclos combinados y a las centrales de carbón (i), y aquellos impuestos que afectan al resto de tecnologías (ii). Éstas últimas, si bien se ven afectadas por la existencia de sus impuestos correspondientes, éstos no son trasladados al mercado. Asimismo, en muchos de estos casos, estas tecnologías ven compensado el efecto de sus impuestos por la existencia de los “windfallprofits” que surgen al incrementarse los costes de las tecnologías marginales, y en consecuencia, el precio del mercado.

i) Impuestos que afectan a las tecnologías térmicas marginales

Las tecnologías que fijan el precio en el mercado español son con carácter general las centrales térmicas, (centrales de ciclo combinado hasta 2011 y posteriormente las centrales de carbón). Ambas tecnologías han visto incrementados sus costes variables de generación por la introducción de las medidas fiscales de la Ley 15/2012 unos 9-10 €/MWh, correspondiendo unos 4-5 €/MWh al impuesto sobre el valor de la producción⁶⁴, y el resto al impuesto sobre el consumo de combustible. Las centrales incorporan estos impuestos en sus ofertas como un coste más a añadir entre los costes variables de producción que tiene la central, ya que en otro caso, podrían resultar casadas sin que el precio del mercado permitiese la recuperación de sus costes. En consecuencia, el precio del mercado (así como el resto de mercados de operación posteriores) se ha visto incrementado en la misma cuantía que representan los impuestos, es decir, en unos 9-10 €/MWh.

⁶⁴ La Ley 15/2012 introduce dos costes para una central de carbón: un impuesto al consumo de carbón, que se valora en 6,69 €/MWh, y un impuesto del 7% por el importe de la venta de energía en el mercado. Aplicando este último sobre unos costes variables estimados de una central de carbón en 2015 equivaldría a 3,7 €/MWh. El efecto conjunto de ambos impuestos sería de 10,4 €/MWh. La Ley 15/2012 también introduce dos impuestos a las centrales de ciclo combinado: un impuesto al consumo de gas natural, que se valora en 4,7 €/MWh, y un impuesto del 7% por el importe de la venta de energía en el mercado. Aplicando este último sobre unos costes variables estimados de una central de ciclo combinado en 2015 equivaldría a 4,1 €/MWh. El efecto conjunto de ambos impuestos sería de 8,8 €/MWh.

ii) Impuestos que afectan al resto de tecnologías

A las centrales nucleares les resulta de aplicación unos 8 €/MWh⁶⁵ de impuestos desde la entrada en vigor de la Ley 12/2015. Estas centrales, al ser precio aceptantes en el mercado, no pueden trasladar este coste de los impuestos en sus ofertas. No obstante, este coste queda compensado por el incremento en el precio del mercado que provocan las centrales marginales al trasladar sus impuestos, salvo en los momentos en que la fuerte penetración de energías renovables impide su despacho.

En cuanto a las centrales hidráulicas, éstas se ven afectadas tanto por el impuesto sobre el valor de producción como por el canon hidráulico. Este último es el impuesto que presenta uno de los mayores tipos impositivos (22% de facturación, aproximadamente 13 €/MWh en 2015). Estas tecnologías ofertan teniendo en cuenta el coste de la tecnología marginal de sustitución en el futuro, incluyendo sus impuestos correspondientes, pero obviamente no el canon. Por tanto, se estima que estas tecnologías soportan una parte del total de los impuestos abonados.

En cuanto a las instalaciones renovables, de cogeneración y de residuos, éstas deben abonar el impuesto sobre el valor de la producción, pero no pueden trasladarlo al mercado en su totalidad ya que, son, en la mayor parte de su producción, tecnologías precio aceptantes. No obstante, reciben una retribución específica que ha sido calculada teniendo en cuenta los impuestos correspondientes, por lo que éstos no son soportados por ellas, si no financiados a través de los peajes de acceso, con una retribución específica mayor.

En cuanto a las instalaciones de generación en los sistemas no peninsulares, éstas resultan despachadas de acuerdo con un despacho de costes variables (independiente del mercado peninsular) que incorpora todos los costes correspondientes. Al igual que en el caso de las instalaciones con retribución específica, éstas instalaciones tampoco soportan los impuestos, al percibir una retribución regulada que contempla la remuneración de todos sus costes, incluidos los impuestos.

⁶⁵ Se estima que los ingresos procedentes de los impuestos nucleares alcanzarán en 2015 unos 250 Millones de euros, y los impuestos sobre el valor de la producción alcanzan unos 194 Millones de euros, lo que dividido entre 56 TWh anuales de producción, supone un coste para estas centrales de unos 4,5€/MWh por los impuestos nucleares y unos 3,5 por el impuesto al valor de producción.

