



**INFORME DE SUPERVISIÓN DEL
MERCADO PENINSULAR
MAYORISTA AL CONTADO DE
ELECTRICIDAD
Cierre del año 2014**

26 de mayo de 2015

INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD – CIERRE DEL AÑO 2014

Índice

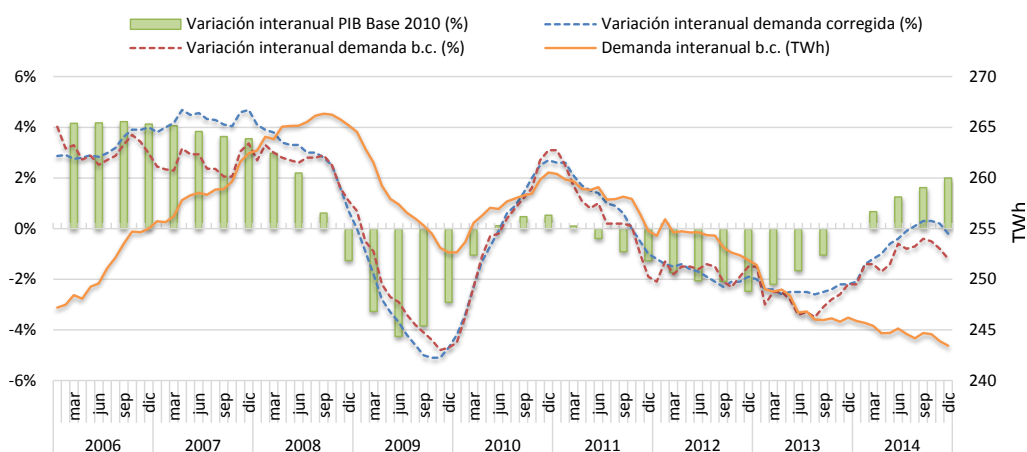
1. Demanda, potencia y cobertura	3
2. Mercado diario e intradiario	7
2.1 Mercado diario	7
2.1.1 Costes estimados de generación	12
2.2 Mercado intradiario	14
2.3 Mercados a plazo	16
2.4 Acoplamiento de mercados	17
3. Mercados de operación	21
4. Interconexiones	31
5. Balance empresarial	32
6. Estructura del mercado mayorista de electricidad	34
7. Principales cambios regulatorios que afectan al mercado mayorista al contado	39

1. Demanda, potencia y cobertura

La demanda anual peninsular de energía eléctrica en barras de central en el año 2014 fue de 243 TWh, lo que supuso un descenso del 1,2% respecto al año 2013. Corrigiendo el efecto de la laboralidad y la temperatura, este descenso se redujo al 0,1%.

Por tanto, a diferencia de lo sucedido en años anteriores, la evolución de la demanda no acompañó la senda creciente del PIB registrada en 2014 (una variación en términos de volumen del 1,4% respecto al año 2013).

Gráfico 1 - Evolución de la variación interanual del PIB (datos trimestrales), demanda en barras de central y demanda corregida (descontando los efectos de calendario laboral y temperatura).



Fuente: REE, INE, CNMC

El máximo anual de demanda de potencia instantánea fue de 38.948 MW, alcanzado el día 4 de febrero y resultó un 3,3% inferior al máximo del año anterior y un 14,3% inferior al máximo histórico alcanzado en 2007. La demanda máxima horaria peninsular tuvo lugar el mismo día (hora 21) y se situó en 38.666 MWh, un 13,8% inferior al máximo histórico alcanzado en el año 2007.

Según datos de REE, la potencia instalada al cierre de 2014 era de 102.259 MW, un 0,1% inferior a la de 2013. Este descenso está originado fundamentalmente por el cierre de la central de carbón de Escucha (159 MW), no habiendo experimentado variaciones importantes el resto de tecnologías.

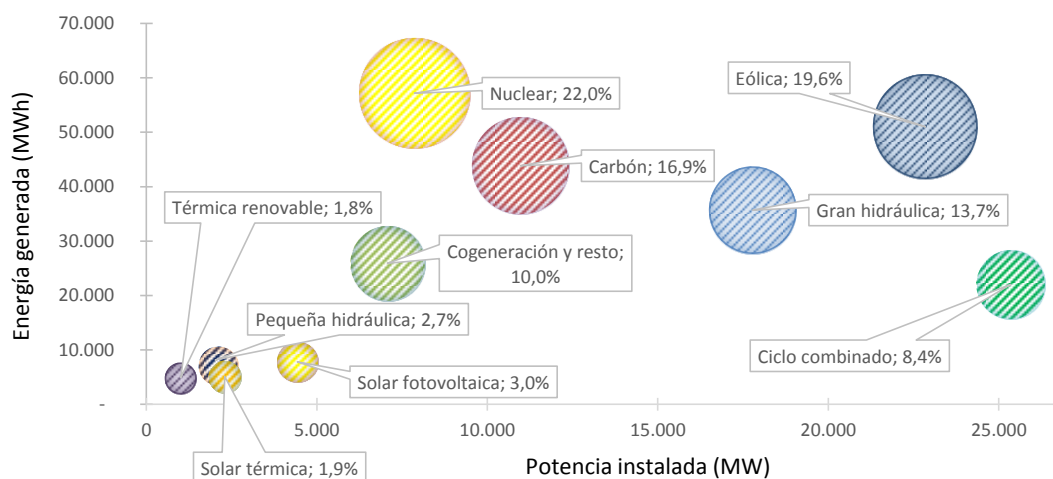
En este sentido, a lo largo del presente año 2015 se podría producir una importante reducción de la potencia instalada en centrales térmicas convencionales. En primer lugar, por la baja de los grupos acogidos a las 20.000 horas de funcionamiento de la Directiva de Grandes Instalaciones de Combustión, que tienen el compromiso de clausurar su actividad en 2015; y

también por la entrada en vigor el 1 de enero de 2016 de los nuevos valores límites de emisión atmosférica de la Directiva 2010/75/CE (Directiva de Emisiones Industriales, DEI), más restrictivos que los actuales. Adicionalmente, varios ciclos combinados han solicitado recientemente su cierre, habiendo uno de ellos obtenido ya la autorización (primero de una instalación de ciclo combinado en el sistema eléctrico español). Se citan a continuación algunos ejemplos de posibles procesos de cierre:

[INICIO CONFIDENCIAL]
[FIN CONFIDENCIAL]

Respecto a la cobertura de la demanda anual en 2014, al igual que el año 2013, la mayor aportación correspondió a la generación nuclear, con una cuota del 22% (aun cuando continua el cese de actividad de la Central Nuclear de Garoña iniciado diciembre de 2012), seguida de la eólica, que se situó en el 19,6%. En tercer lugar se situó el carbón, con un 16,9%, mientras que la gran hidráulica se situó en cuarto lugar, alcanzando una cuota del 13,7%. Por detrás se situaron la cogeneración (10%), los ciclos combinados (8,4%) y la generación solar (4,9%).

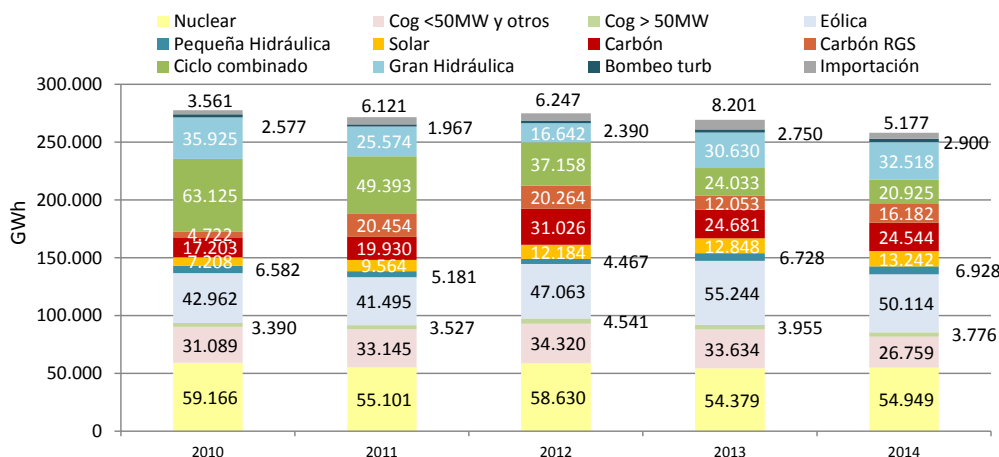
Gráfico 2 – Generación por tecnología frente a potencia instalada. Año 2014.



Fuente: REE

El peso de las energías renovables en la cobertura de la demanda se mantuvo en un nivel similar al del año 2013, alcanzando el 42,8%, si bien su volumen de generación presentó un descenso del 1% respecto al año anterior, debido fundamentalmente al descenso de la generación eólica (-6,1%), resultando dicha tecnología la de mayor contribución a la producción de energía en los meses de enero, febrero y noviembre.

Gráfico 3 - Evolución anual de la generación por tecnologías (P48).



Fuente: CNMC

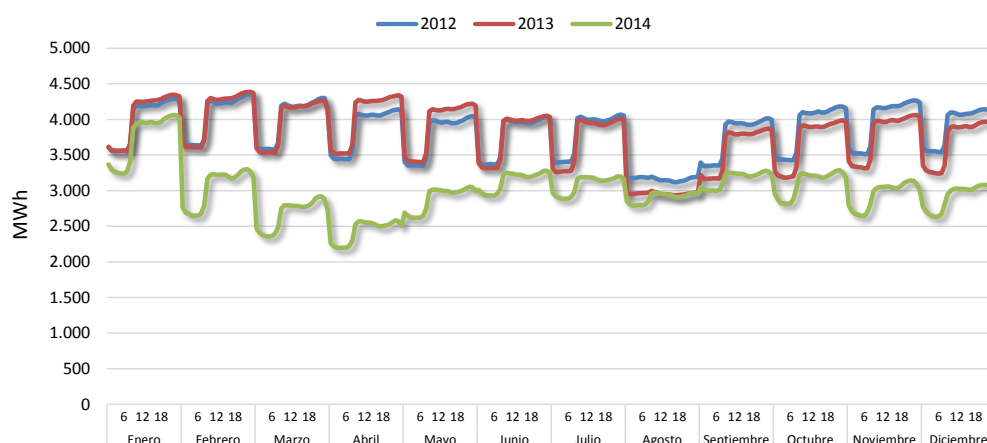
Cuadro 1 - Generación mensual por tecnología (P48).

Año	Mes	Nuclear	Cog. <50MW y otros	Cog. > 50MW	Eólica	Pequeña Hidráulica	Solar	Carbón	Carbón RGS	Ciclo combinado	Gran Hidráulica	Bombeo turb.	Importación
2010		21,3%	11,2%	1,2%	15,5%	2,4%	2,6%	6,2%	1,7%	22,7%	12,9%	0,9%	1,3%
2011		20,3%	12,2%	1,3%	15,3%	1,9%	3,5%	7,3%	7,5%	18,2%	9,4%	0,7%	2,3%
2012		21,3%	12,5%	1,7%	17,1%	1,6%	4,4%	11,3%	7,4%	13,5%	6,1%	0,9%	2,3%
2013	ene	18,6%	12,4%	1,7%	26,4%	2,6%	2,2%	10,6%	1,1%	10,4%	9,8%	1,2%	3,1%
	feb	19,5%	12,4%	1,6%	25,3%	2,9%	3,1%	9,0%	1,5%	8,4%	12,9%	1,2%	2,2%
	mar	22,1%	12,7%	1,5%	25,6%	3,3%	2,8%	4,8%	0,3%	6,2%	16,4%	1,3%	3,1%
	abr	20,8%	13,5%	1,4%	21,0%	3,5%	4,6%	3,7%	0,3%	5,0%	21,4%	1,5%	3,4%
	may	19,0%	14,1%	1,6%	19,1%	3,6%	6,5%	6,4%	2,4%	7,6%	14,4%	1,1%	4,3%
	jun	20,8%	13,4%	1,5%	18,8%	3,1%	7,7%	6,4%	5,2%	6,4%	12,2%	0,9%	3,6%
	jul	21,7%	12,2%	1,3%	11,9%	2,2%	7,4%	11,1%	10,8%	9,4%	9,1%	0,7%	2,4%
	ago	22,6%	10,1%	1,4%	15,0%	1,8%	7,2%	12,0%	7,4%	10,6%	7,8%	0,7%	3,5%
	sep	22,0%	12,3%	1,6%	14,9%	1,4%	6,0%	11,5%	9,4%	10,3%	7,1%	0,6%	3,1%
	oct	20,1%	12,9%	1,2%	18,3%	1,6%	4,5%	12,1%	6,3%	11,6%	7,2%	0,9%	3,2%
	nov	18,4%	12,4%	1,3%	29,0%	2,2%	3,4%	9,0%	2,1%	9,1%	10,4%	1,0%	1,6%
	dic	17,0%	11,9%	1,5%	20,5%	2,1%	2,7%	12,9%	7,0%	11,7%	8,4%	1,2%	3,3%
2014	ene	19,0%	11,8%	1,2%	26,7%	3,1%	2,0%	6,9%	1,8%	6,3%	14,9%	1,4%	4,8%
	feb	21,5%	9,2%	1,1%	25,7%	3,2%	2,5%	3,2%	0,1%	5,5%	23,1%	1,4%	3,5%
	mar	23,6%	8,9%	1,1%	21,8%	3,4%	4,9%	4,2%	0,7%	5,4%	20,4%	1,2%	4,2%
	abr	25,0%	8,9%	1,4%	19,3%	3,7%	6,1%	4,5%	1,2%	5,7%	21,0%	1,5%	1,6%
	may	21,1%	10,5%	1,6%	19,9%	2,9%	7,8%	9,2%	5,9%	6,7%	11,0%	1,1%	2,4%
	jun	16,9%	11,4%	1,7%	15,5%	2,5%	7,8%	13,7%	10,7%	8,6%	9,6%	0,9%	0,8%
	jul	19,3%	10,7%	1,6%	16,2%	2,0%	8,1%	12,5%	11,7%	8,3%	8,5%	0,7%	0,4%
	ago	20,2%	10,6%	1,7%	13,5%	2,0%	8,2%	12,8%	11,0%	10,6%	8,0%	0,7%	0,5%
	sep	22,6%	11,0%	1,7%	9,7%	1,8%	5,3%	14,4%	12,3%	12,6%	6,9%	0,7%	1,0%
	oct	24,6%	11,3%	1,4%	17,0%	1,8%	4,4%	12,2%	8,8%	10,2%	6,2%	1,1%	1,0%
	nov	21,0%	10,3%	1,4%	25,1%	2,6%	2,5%	9,5%	5,6%	9,1%	9,3%	1,4%	2,3%
	dic	21,0%	9,7%	1,5%	21,3%	3,1%	2,7%	11,6%	6,4%	8,7%	11,6%	1,4%	1,0%

Fuente: CNMC

En cuanto a las variaciones de generación del sistema peninsular respecto al año anterior, cabe resaltar el descenso del 19% de la cogeneración desde la publicación de la propuesta de *Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos* a finales del año 2013, que posteriormente daría lugar al *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio*, el cual introduce un nuevo mecanismo de retribución para estas tecnologías. Como se observa en el gráfico siguiente, destaca tanto la reducción del nivel de producción como el perfil diario, consecuencia de una reducción en la modulación, al perder el incentivo existente en la normativa anterior a la discriminación horaria. Asimismo, destaca una mayor influencia del precio del mercado en su decisión de producir que en años anteriores, al haberse reducido significativamente la retribución por kWh vertido a la red (49 €/MWh en 2014 frente a 68 €/MWh en 2013, en términos medios).

Gráfico 1. Perfil horario medio mensual de la programación diaria de la cogeneración



Fuente: CNMC

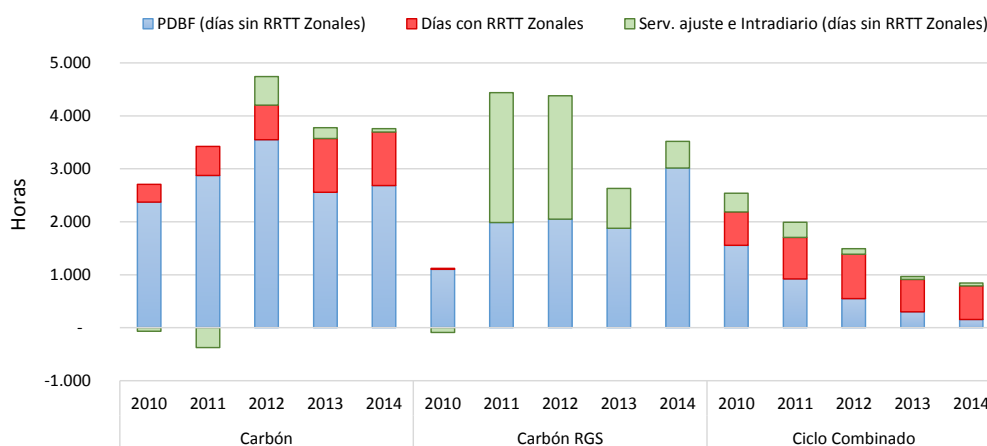
Igualmente es destacable el descenso del 12,4% de la generación de los ciclos combinados, lo que se tradujo en una reducción de las horas equivalentes de funcionamiento anual por debajo de las 850 horas, con una programación orientada prácticamente de manera mayoritaria a la resolución de restricciones técnicas zonales. A este respecto, cabe indicar que está pendiente en la regulación española el desarrollo del procedimiento que permita la hibernación temporal de las centrales de generación¹, a diferencia de lo que ocurre en otros

¹ Si bien el Real Decreto 1955/2000, no recoge los criterios para la autorización del cierre temporal de las instalaciones, los artículos 23 y 53 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, sí contemplan el cierre temporal de las instalaciones de producción. El apartado III de su preámbulo expresa que “Una de las principales novedades introducidas en esta ley es la regulación del cierre temporal de instalaciones de producción, el cual, al igual que la puesta en funcionamiento modificación, transmisión y cierre definitivo de instalaciones, estará sometido al régimen de autorización administrativa previa”. No obstante, faltaría el desarrollo dichos artículos para posibilitar dicha posibilidad.

países europeos. 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 prácticamente parados.

Por su parte, las centrales de carbón adscritas al mecanismo de Resolución de restricciones por garantía de suministro (RGS) mejoraron de forma significativa su comportamiento respecto al año anterior, mientras que el resto de centrales de carbón presentaron un funcionamiento similar al del año 2013, alcanzando en torno a unas 4.000 horas de funcionamiento equivalente a plena carga. A pesar de esta mejora, el carbón RGS sólo llegó a producir el 71,7% del volumen programable en 2014, el último año de vigencia de este mecanismo. Entre las causas que impidieron este año alcanzar el máximo programable se encuentran la elevada eolicidad e hidráulicidad de los primeros meses del año y los problemas de suministro de carbón que presentaron algunas centrales durante el año 2014.

Gráfico 4 - Evolución anual de las horas de funcionamiento equivalente a plena carga de las centrales térmicas.



Fuente: CNMC

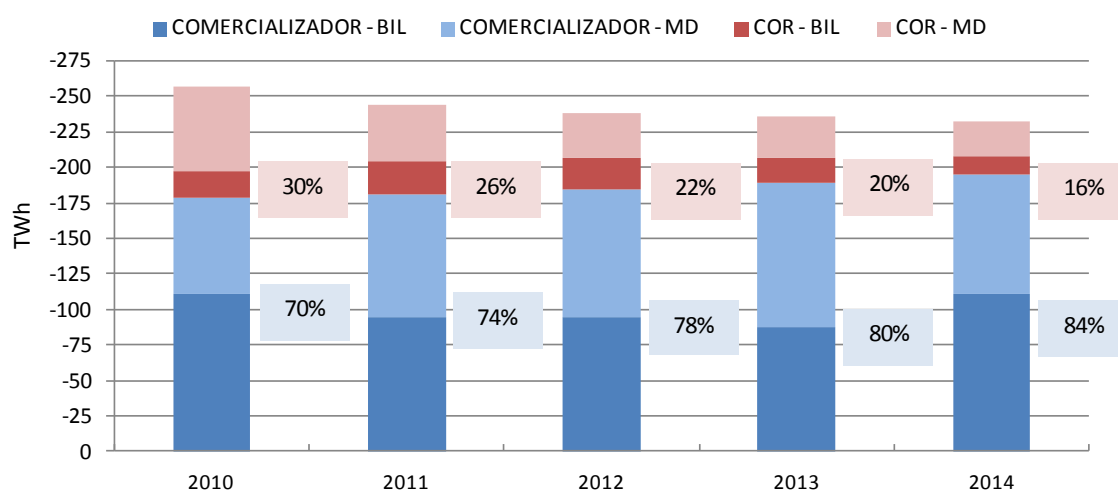
2. Mercado diario e intradiario

2.1 Mercado diario

El volumen de energía negociada en el mercado diario en el sistema eléctrico español en 2014 se situó en 232 TWh, lo que supone un descenso del 1,4% respecto a 2013. El 71,5% del total de las ventas fue negociado en el mercado spot (74% en 2013), y el 28,5% restante a través de contratos bilaterales. Por su parte, desde el punto de vista de la demanda, el 46% de las adquisiciones de energía se negociaron en el mercado spot y el restante 54% correspondió

contratos bilaterales físicos². Dichos porcentajes fueron del 55% y 45% respectivamente en 2013. El proceso de liberalización 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 84% en 2014, frente al 80% del año anterior.

Gráfico 5 - Evolución anual de las compras en PDBF (mercado diario + bilateral) de los comercializadores de referencia (COR) y del resto de los comercializadores



Fuente: CNMC

La cuota de energía negociada por la generación en el mercado diario MIBEL se encuentra entre las más elevadas de Europa:

² La diferencia existente entre la energía vendida y comprada a través del mercado spot se debe a la utilización de unidades instrumentales en los contratos bilaterales.

Cuadro 2 – Ratio Energía negociada en el mercado diario /demanda en los mercados europeos- Año 2013.

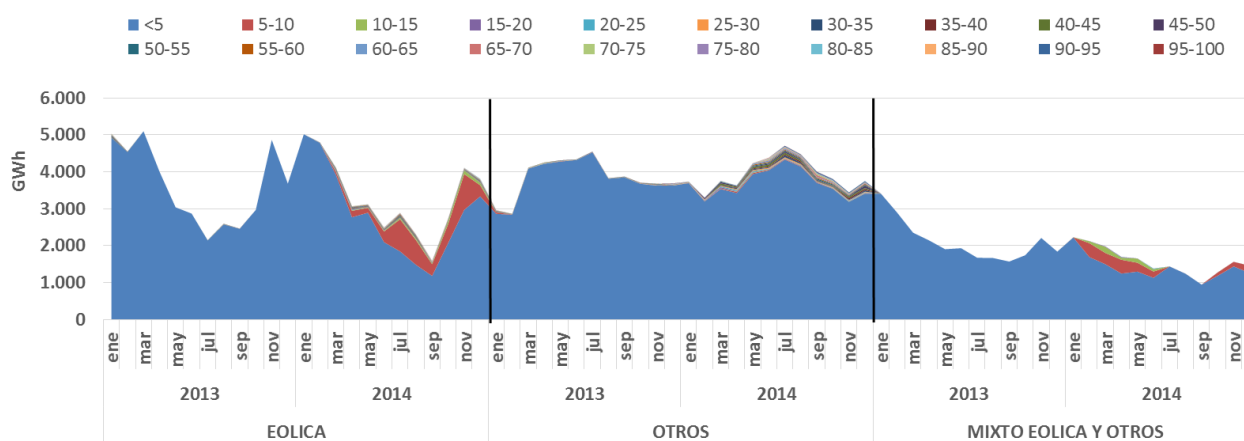
País	Energía negociada en mercado diario/demanda
SPAIN	74%
ITALY	65%
GERMANY	48%
GREAT BRITAIN	45%
PORTUGAL	100%
FRANCE	12%
NORDPOOL (EE, FI, NO, SE, DK)	85%
THE NETHERLANDS	43%
BELGIUM	20%
CZECH REPUBLIC	21%
SLOVAK REPUBLIC	21%
SLOVENIA	45%
IRELAND	100%
POLAND	15%
ROMANIA	31%

Fuente: CEER

El precio medio aritmético del mercado diario en zona española en 2014 fue de 42,13 €/MWh (41,86 €/MWh en el sistema portugués), lo que supuso un descenso del 4,8% respecto a 2013 (descenso del 4,1% en zona portuguesa). Cabe reseñar los bajos precios medios del mercado diario registrados en el primer cuatrimestre del año, sustentados en la alta generación renovable (eólica e hidráulica fundamentalmente), con un mínimo alcanzado en el mes de febrero, cuya media mensual se situó en 17,12 €/MWh. En sentido contrario, la reducida generación renovable propició el elevado precio medio del mercado diario registrado en los meses de septiembre (58,89 €/MWh) y octubre (55,11 €/MWh).

A diferencia de otros años, donde las instalaciones del conocido anteriormente como régimen especial ofertaban prácticamente toda su producción al mercado diario a precio cero, a partir de febrero de 2014 empezaron a aparecer considerables volúmenes de energía ofertados por estas instalaciones a precio superior a 0 €/MWh, tal que interviene en la formación de precio. En el gráfico siguiente se muestra el volumen mensual de energía ofertada por el régimen especial al mercado diario en los años 2013 y 2014, por franjas de precios de oferta y distinguiendo grupos de tecnología.

Gráfico 6 – Energía ofertada al mercado diario por las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos por franjas de precio. Años 2013-2014.

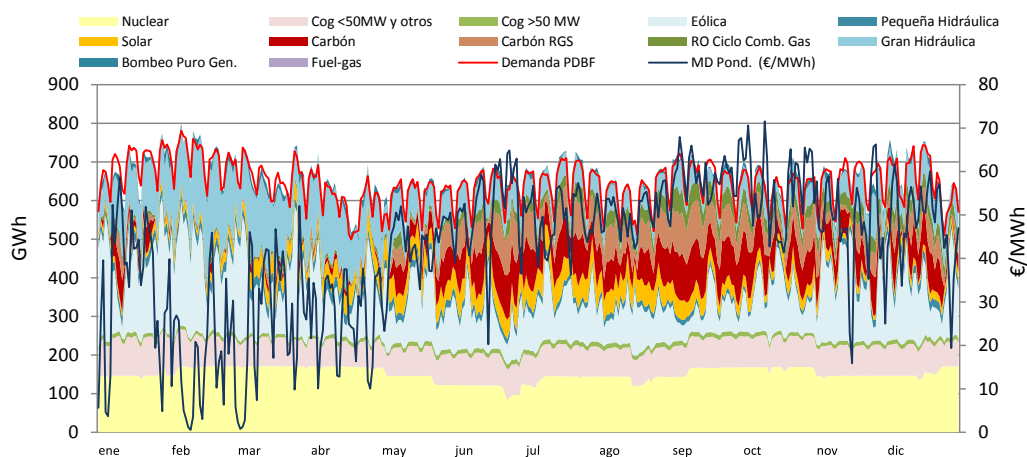


Fuente: CNMC

Nota: por claridad, se ha eliminado del gráfico la energía ofertada por algunos representantes a precio superior a 100 €/MWh, ya que no es representativa al no participar en la formación de precio. En la denominación "MIXTA y OTROS" se recoge la energía ofertada por unidades que incluyen tanto producción eólica como otro tipo de generación renovable o de cogeneración. En la denominación "OTROS" se recoge energía ofertada por unidades de oferta que no incluyen eólica (fundamentalmente cogeneración, residuos y solar).

Este hecho comenzó a generalizarse tras la remisión a mediados de febrero del primer borrador correspondiente a la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas *instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*, complementando el *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*. De este modo, las antiguas unidades de régimen especial se convirtieron en unidades marginales en algunas horas de menor demanda, coincidiendo normalmente entre las horas 2 y 8 así como en los fines de semana, lo que ha podido derivar en un incremento del precio medio del mercado diario en dichas horas. 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.

Gráfico 7 - Composición de generación en PDBF frente a precio medio ponderado del MD. Año 2014.



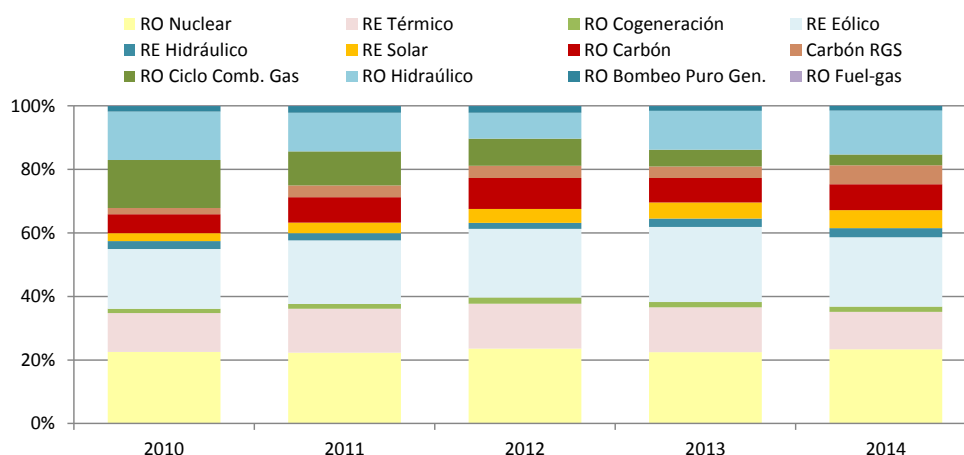
Fuente: CNMC

Cuadro 3 – Cuota de generación por tecnología en PDBF.

Año	Mes	Nuclear	Carbón	Carbón RGS	Ciclo Comb. Gas	Eólica	Gran Hidráulica	Bombeo Puro Gen.	Solar	Cog. >50 MW	Pequeña Hidráulica	Cog. <50 MW y otros	Fuel-gas
2013	ene	20,5%	9,4%	1,2%	6,4%	30,1%	10,4%	1,6%	2,0%	1,9%	2,5%	13,8%	0,0%
	feb	21,7%	7,0%	1,6%	3,7%	28,8%	14,1%	1,4%	3,0%	1,8%	3,0%	13,9%	0,0%
	mar	24,4%	1,7%	0,2%	1,4%	30,5%	17,9%	1,2%	3,0%	1,8%	3,5%	14,3%	0,0%
	abr	22,3%	0,7%	0,2%	0,8%	26,1%	23,0%	1,9%	5,1%	1,5%	3,6%	14,7%	0,0%
	may	22,1%	4,9%	1,6%	2,8%	22,0%	16,1%	1,8%	6,5%	1,9%	3,9%	16,3%	0,1%
	jun	23,9%	4,3%	2,3%	4,1%	21,3%	13,9%	1,6%	7,8%	1,8%	3,4%	15,5%	0,1%
	jul	23,1%	11,5%	8,7%	7,8%	13,0%	9,5%	1,6%	7,8%	1,4%	2,3%	13,1%	0,0%
	ago	25,2%	11,2%	4,5%	8,9%	17,5%	8,5%	1,3%	7,9%	1,6%	2,0%	11,5%	0,0%
	sep	24,1%	11,5%	7,5%	8,2%	16,7%	7,3%	1,3%	6,5%	1,8%	1,6%	13,6%	0,0%
	oct	23,1%	10,7%	6,0%	6,6%	21,1%	8,0%	1,3%	5,0%	1,5%	1,7%	15,0%	0,0%
	nov	20,9%	4,9%	1,5%	5,0%	33,2%	10,6%	1,8%	3,8%	1,6%	2,5%	14,2%	0,0%
	dic	18,9%	13,3%	7,6%	7,5%	23,1%	8,1%	1,4%	3,0%	1,7%	2,2%	13,3%	0,0%
2014	ene	21,8%	4,2%	1,8%	1,1%	31,5%	16,9%	1,7%	2,2%	1,5%	3,5%	13,8%	0,0%
	feb	23,6%	0,5%	0,0%	0,9%	29,9%	24,7%	1,6%	2,8%	1,4%	3,4%	11,1%	0,0%
	mar	26,1%	1,1%	0,5%	1,2%	25,0%	23,2%	2,0%	5,6%	1,3%	3,7%	10,3%	0,0%
	abr	27,5%	1,4%	0,1%	1,3%	21,5%	23,5%	2,0%	6,6%	1,7%	4,0%	10,4%	0,0%
	may	23,1%	8,2%	4,2%	2,1%	21,8%	13,4%	1,9%	8,5%	1,9%	3,2%	11,7%	0,0%
	jun	18,2%	13,7%	10,9%	3,5%	17,0%	10,2%	1,1%	8,4%	1,9%	2,7%	12,4%	0,0%
	jul	21,0%	12,8%	10,0%	3,8%	18,1%	8,8%	0,9%	8,8%	1,8%	2,3%	11,8%	0,0%
	ago	22,5%	11,2%	10,9%	5,0%	15,9%	8,5%	0,7%	9,1%	1,9%	2,4%	11,9%	0,0%
	sep	24,3%	15,5%	13,0%	6,7%	10,6%	7,4%	1,1%	5,8%	1,8%	1,9%	11,8%	0,0%
	oct	26,3%	12,2%	8,9%	4,7%	18,3%	7,2%	1,8%	4,7%	1,6%	2,0%	12,3%	0,0%
	nov	22,8%	8,3%	5,1%	5,3%	27,8%	9,9%	1,7%	2,7%	1,6%	2,8%	11,9%	0,0%
	dic	23,3%	9,1%	6,2%	5,2%	23,6%	11,8%	1,5%	3,0%	1,8%	3,3%	11,3%	0,0%

Fuente: CNMC

Gráfico 8 – Evolución anual de la cuota de generación en PDBF por tecnología.



Fuente: CNMC

2.1.1 Costes estimados de generación

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.

[INICIO CONFIDENCIAL]
[FIN CONFIDENCIAL]

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, desde 2011, se ha abierto 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.

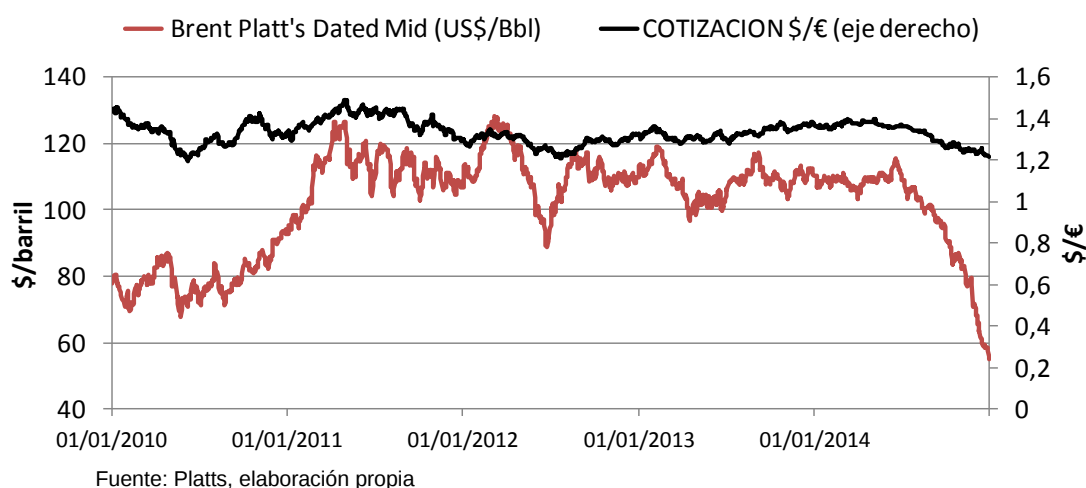
Este escenario, unido a la fuerte contracción de la demanda eléctrica registrada en este periodo, ha provocado que los ciclos combinados registren una utilización media inferior al 10% de su capacidad. De esta forma, el despacho de los ciclos combinados ha quedado orientado fundamentalmente a su participación 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, tal y como se ha indicado anteriormente, 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.

Cabe destacar el fuerte descenso del precio del Brent registrado desde mediados de 2014, partiendo de los 115 \$/barril alcanzados en junio hasta los 55 \$/barril con los que cerró el año (caída superior al 50%). Adicionalmente, cabe considerar el fortalecimiento del dólar frente al euro registrado a partir del último semestre del año 2014. No obstante, el estar las cláusulas de revisión de muchos de los contratos de suministro de gas de los ciclos combinados indexados a la referencia del Brent con un cierto decalaje de 3-6 meses, el impacto de la evolución del petróleo sobre el coste de suministro de estas tecnologías se aprecia con mayor relevancia a partir del segundo trimestre de 2015.

Gráfico 9 – Evolución del Precio del petróleo (Brent) y el tipo de cotización \$/€



Por su parte, el descenso experimentado por la referencia de gas NBP desde principios de 2014 propició que los costes estimados de generación con dicho combustible se situaran en niveles similares a los de las centrales de carbón en los meses centrales del año. En cuanto a las transacciones de gas realizadas en la península, se mantiene durante 2014, al igual que en años anteriores

El coste variable estimado de generación de las centrales de carbón se mantuvo muy similar al del 2013, mientras que para los ciclos combinados se redujo entre el 12% y el 21%, según la referencia de gas utilizada.

[INICIO CONFIDENCIAL]
[FIN CONFIDENCIAL]

Los volúmenes de energía negociados en los mercados intradiarios representaron el 10,5% (11,1% en 2013) respectivamente de la energía negociada en PDBF, mientras que el incremento neto de generación fue del 3,4% (4,3% en 2013), siendo éste uno de los mercados más líquidos de Europa.

Legend:

- Continuous intraday market (Green)
- Auction-based intraday market (Orange)

Map Data (Share of Intraday Market):

Country/Region	Market Type	Share (%)
Nordpool (DK, EE, FI, NO, SE, LT, LV)	Continuous	1%
GB	Continuous	4.3%
DK	Continuous	0.9%
DE+AT	Continuous	4.6%
FR	Continuous	0.7%
IT	Continuous	0.7%
ES	Auction-based	11.4%
PT	Auction-based	0.6%
GR	Auction-based	0.03%
CY	Auction-based	0.04%
PL	Continuous	0.5%
SK	Continuous	0.7%
CZ	Continuous	0.7%
HU	Continuous	0.7%
RO	Continuous	0.7%
BG	Continuous	0.7%
LT	Continuous	0.7%
LV	Continuous	0.7%
EE	Continuous	0.7%
NO	Continuous	0.7%
SE	Continuous	0.7%
FI	Continuous	0.7%

Informe de supervisión del
mercado peninsular mayorista al
contado de electricidad. Cierre del
año 2014.

La contratación de energía en el mercado intradiario en el sistema eléctrico español durante el año 2014 se situó en 31,2 TWh, un 10% inferior a la de 2013. Dado que la demanda incrementó ligeramente su participación en el mercado intradiario, aumentando sus compras en dicho mercado un 4,8% respecto al año anterior, la menor negociación se debió a la participación de la generación. La generación redujo su participación en intradiario, tanto del lado de las ventas como del de las compras. La tecnología de generación que más redujo sus ventas fue el carbón de importación (-18,5%). Dicha reducción ha sido motivada fundamentalmente por la menor programación del carbón RGS en la fase de restricciones por garantía de suministro respecto al año anterior (-20%), ya que en 2014 aumentó su despacho en PDBF. En consecuencia, las instalaciones de carbón de importación se vieron menos afectadas en la fase de recuadre por restricciones por garantía de suministro, y no necesitaron completar programa en los mercados intradiarios (a diferencia de lo ocurrido en 2013).

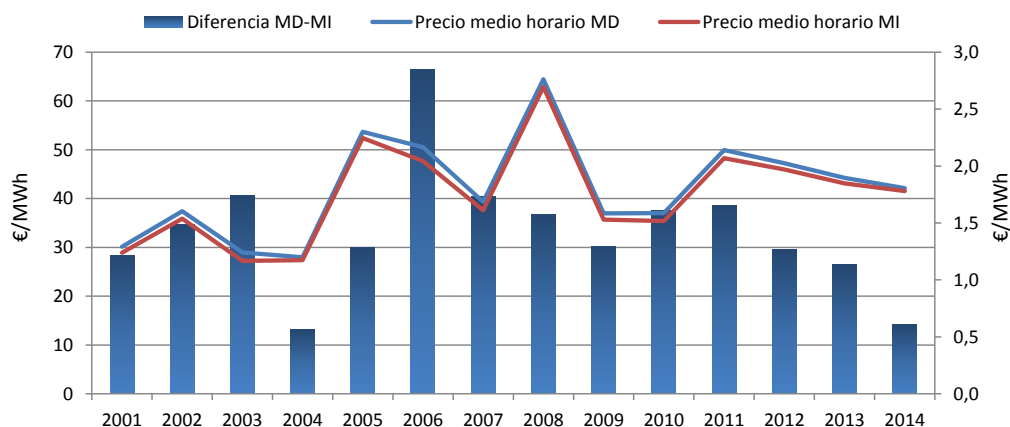
En el lado de las compras, la generación que más redujo su participación en intradiario fueron los ciclos combinados y las importaciones desde Francia. Los primeros podrían estar influenciados por el aumento de la programación por restricciones técnicas tras el mercado diario, que en 2014 resultó un 32% superior al año anterior en volumen de energía despachada a subir en la fase I, por lo que necesitarían incorporar menos energía en intradiario para completar un programa viable. La mayor programación por restricciones viene en parte motivada por los propios ciclos, que reducen su programación en PDBF por debajo de mínimo técnico. También podría haber afectado a la participación de los ciclos en intradiario, al igual que al carbón, el menor despacho de RGS en restricciones, por lo que se produce menor retirada de ciclos en el recuadre de restricciones.

Respecto a la reducción de las importaciones desde Francia, el acoplamiento del Mibel con los mercados de la región NWE (ver expositivo 2.4 de este informe) eliminó la posibilidad de arbitraje diario-intradiario entre ambos mercados.

Por último, como ya sucedió en 2013, cuando la reducción de negociación en intradiario respecto a 2012 fue del 27%, la entrada en vigor del Real Decreto-ley 2/2013 desincentivó los arbitrajes entre mercados diario e intradiario que realizaban aquellas instalaciones de régimen especial que vendían la energía producida en el mercado, al ser sus ingresos fijos e independientes de su comportamiento en los mercados, al menos hasta la publicación del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

El precio medio aritmético del mercado intradiario en 2014 se situó en 41,53 €/MWh, acercándose más al precio del mercado diario que en años anteriores (0,61 €/MWh inferior al mercado diario en 2014, 1,13 €/MWh en 2013), favorecido por las menores ventas de la generación en este mercado, como se ha indicado anteriormente.

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



Fuente: CNMC

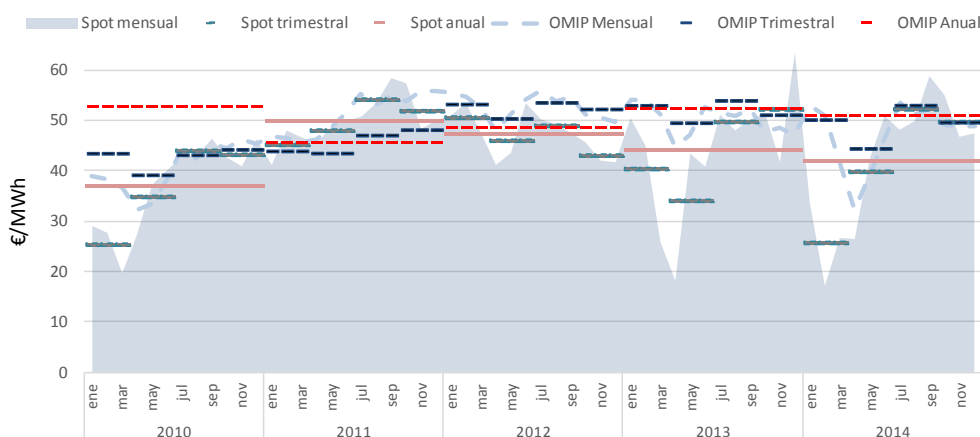
2.3 Mercados a plazo

Si se compara el precio medio del mercado diario spot (referencias mensuales, trimestrales y anuales) con el precio medio de la cotización de los futuros OMIP (mismas referencias temporales) durante los últimos cinco años, se observa que, de forma habitual, el precio spot se encuentra por debajo de las referencias de futuros en las tres referencias temporales contempladas.

Caso particular fue el año 2011, periodo en el que se registró un incremento significativo del precio del mercado diario spot con respecto a 2010, derivado del aumento experimentado por el coste de funcionamiento de las centrales térmicas. En dicho año se produjo la alternancia en el orden de prevalencia entre ciclos y carbones, convirtiéndose la generación mediante carbón en la de menor coste, desplazando a los ciclos combinados.

De este modo, en los últimos cinco años el precio medio de los futuros anuales OMIP se situó 5,99 €/MWh por encima del precio Spot, mientras que para los futuros trimestrales y mensuales, su precio medio resultó 4,34 €/MWh y 4,27 €/MWh superior al del mercado diario respectivamente.

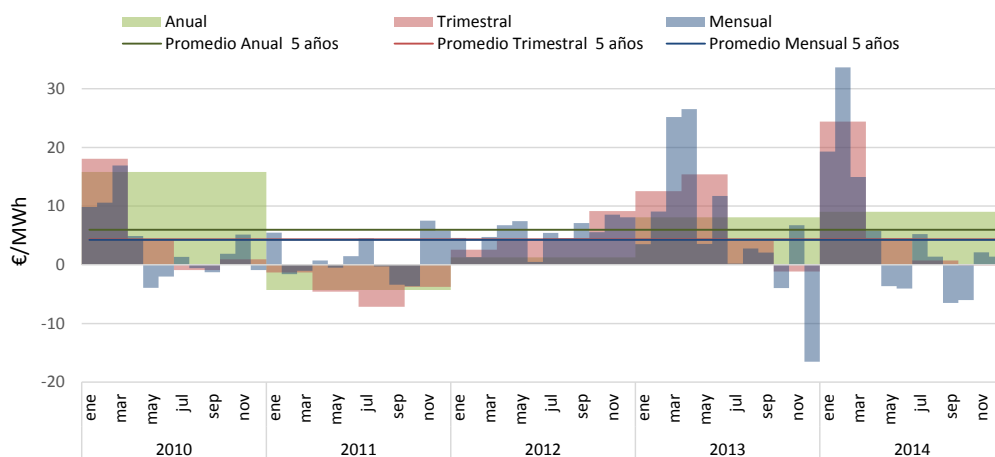
Gráfico 12 – Evolución de precios medios del mercado Spot frente a futuros OMIP.



Fuente: CNMC

Nota: Las referencias a plazo se han calculado como la media aritmética de las cotizaciones durante la totalidad del periodo de negociación de cada producto futuro.

Gráfico 13 – Diferencia entre precios medios de futuros OMIP y mercado Spot (OMIP-Spot).



Fuente: CNMC

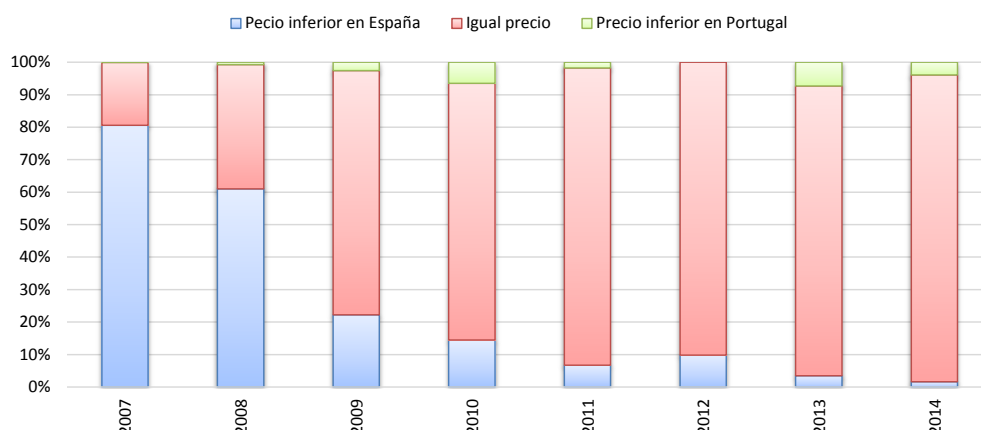
Nota: Las referencias a plazo se han calculado como la media aritmética de las cotizaciones durante la totalidad del periodo de negociación de cada producto futuro.

2.4 Acoplamiento de mercados

El acoplamiento medio del MIBEL (Mercado Ibérico Eléctrico) alcanzó en 2014 el 94,5%, superando el nivel alcanzado el año anterior (89,2%). En el 1,6% de las horas se registró un precio inferior en zona española, mientras que en 3,9%

el precio resultó inferior en zona portuguesa. El spread medio anual PT-ES en 2013 fue de -0,28 €/MWh, ligeramente por debajo al alcanzado en 2013, de -0,61 €/MWh.

Gráfico 14 - Separación de mercados: evolución anual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior en España y Portugal.

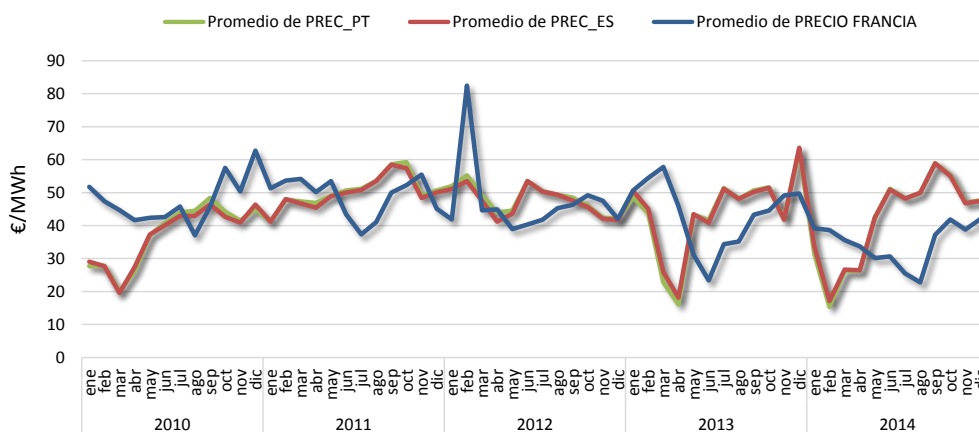


Fuente: CNMC

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. Desde este día, el proceso de casación del mercado diario se realiza aplicando el un algoritmo común desarrollado por diversos operadores del mercado en la iniciativa Price Coupling of Regions.

En una primera fase 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. Desde el día 14 de mayo se terminó con dicha condición, produciéndose el acoplamiento completo del mercado diario MIBEL con los mercados diarios del noroeste de Europa (NWE).

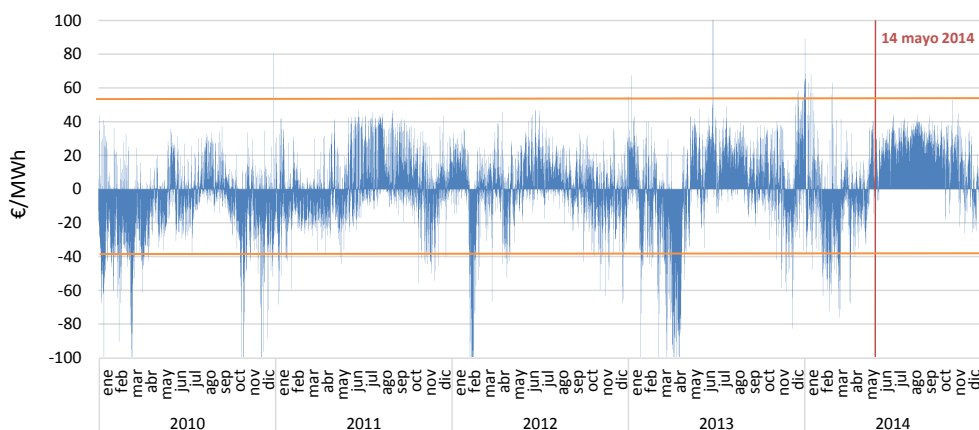
Gráfico 15 – Evolución mensual del precio medio del mercado diario en España, Portugal y Francia.



Fuente: REE, CNMC

Como puede apreciarse en el siguiente gráfico, desde la entrada en aplicación del acoplamiento completo del mercado diario MIBEL con los mercados de la región NWE, la diferencia de precio entre los mercados español y francés parece haber reducido su amplitud, presentando hasta final de año 516 horas de igual precio en ambos mercados.

Gráfico 16 – Diferencia horaria de precio del mercado diario entre mercados español y francés (ES-FR).



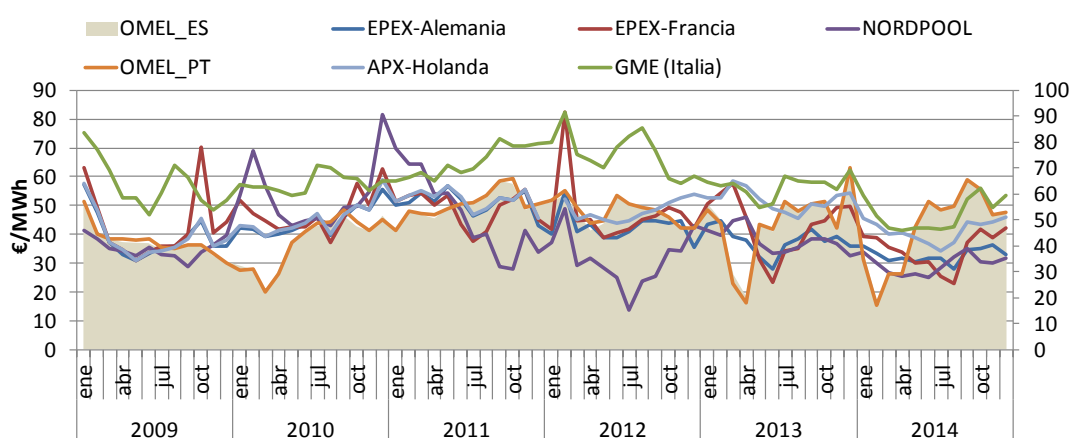
Fuente: REE, CNMC

No obstante, y sin perjuicio de lo anterior, el principal efecto observado del acoplamiento del Mibel con Francia en el mercado diario no es el acercamiento de los precios de ambos mercados sino 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.

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

Gráfico 17 - 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 eléctrica. 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 8 y 10 €/MWh, 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 de 2013, apreciándose a partir de entonces 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 del 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 unos precios de gas de GNL muy superiores a los que se registran en Europa, unido a los impuestos correspondientes.

3. Mercados de operación

- **Energías y precios de los servicios de ajuste**

La energía a subir programada en 2014 en los mercados de Servicios de Ajuste del Sistema fue de 16,8 TWh, un 10% superior a la de 2013, sin considerar la programación de centrales de carbón autóctono por garantía de suministro. La distribución de la energía a subir entre los distintos mercados de operación resultó ser: 57% restricciones técnicas al PDBF (47% el año anterior), 18% regulación terciaria, 11% gestión de desvíos, 10% regulación secundaria y 3% restricciones en tiempo real.

Cuadro 4 – Potencia y energía gestionada en los servicios de ajuste.

Servicios de Ajuste	2014		Variación % 14/13	
	A subir	A bajar	A subir	A bajar
Reserva de potencia adicional a subir (MW)	4.279		42,2%	
Banda de regulación secundaria (MW)	677	502	-2,1%	-1,9%
Restricciones garantía suministro (MWh)	3.260		-20,2%	
Restricciones técnicas al PDBF (MWh)	9.571	110	32,2%	-42,9%
Regulación secundaria (MWh)	1.746	995	-3,3%	-7,1%
Regulación terciaria (MWh)	3.066	1.765	-7,9%	-2,6%
Gestión de desvíos (MWh)	1.865	571	-20,5%	-36,9%
Restricciones en tiempo real (MWh)	556	1274	-0,5%	-25,1%

Fuente: REE

El precio final del mercado de producción, agregando al precio del mercado diario los sobrecostos del intradiario, los servicios de ajuste y el pago por capacidad, fue de 55,00 €/MWh, un 4,7% inferior al año anterior (57,69 €/MWh), de los que 5,70 €/MWh correspondieron a los servicios de ajuste (restricciones técnicas y mercados de balance). El incremento del sobrecoste derivado de restricciones al PDBF (34%) que se observa en el cuadro

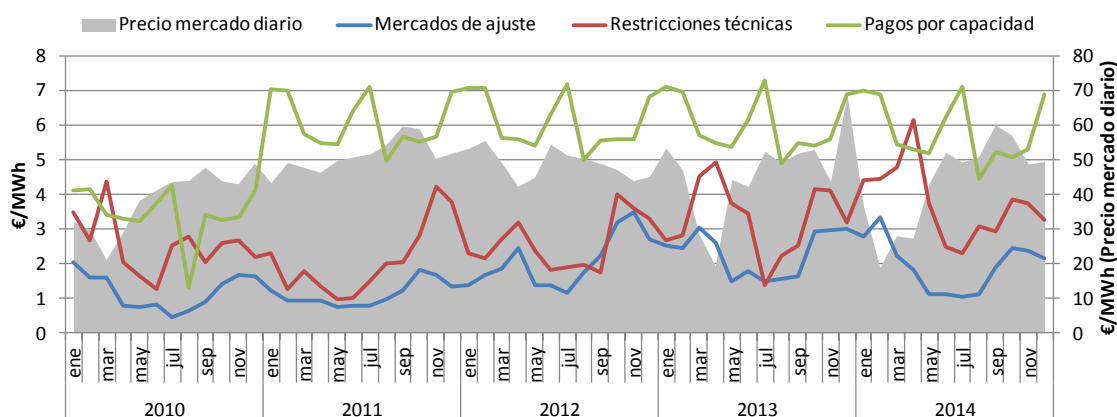
siguiente, tuvo su origen fundamentalmente en la abultada generación renovable registrada en los primeros meses del año, hecho que motivó la existencia de unos precios muy reducidos en el mercado diario, y en consecuencia un considerable incremento del sobre coste del proceso de restricciones frente a dichos precios, mientras que el descenso correspondiente a procesos del operador del sistema (29%) se debió fundamentalmente al menor sobre coste derivado de la banda de secundaria a lo largo de todo el año, influenciado por el abaratamiento de la oferta de la gran hidráulica y el ciclo combinado respecto al año anterior.

**Cuadro 5 – Componentes del precio horario final de la demanda nacional.
Años 2012-2014.**

Componente (€/MWh)	Año 2012	Año 2013	Año 2014	Variación 2013-2014	Variación % 2013-2014
Mercado Diario	48,79	46,20	43,46	-2,74	-5,9%
Restricciones del PDBF	2,57	2,80	3,74	0,94	33,6%
Mercado Intradiario	-0,04	-0,06	-0,04	0,02	-33,3%
Procesos del OS	2,03	2,74	1,96	-0,78	-28,5%
Pagos por capacidad	6,06	6,01	5,86	-0,15	-2,5%
Precio final	59,42	57,69	55,00	-2,69	-4,7%

Fuente: CNMC

Gráfico 18 - Evolución del sobre coste para la demanda de los servicios de ajuste, las restricciones técnicas y los pagos por capacidad.



Fuente: CNMC

Atendiendo al coste medio de los servicios de ajuste durante el año 2014, cabe destacar, además del descenso del precio medio ponderado de la banda secundaria (21%), la caída experimentada por el precio medio del servicio de restricciones en tiempo real (15%), principalmente en la segunda mitad del año, originada por la disminución de los requerimientos originados por este concepto y el incremento del peso de la asignación a ciclos combinados en detrimento del bombeo. Este descenso estaría también favorecido por la modificación por

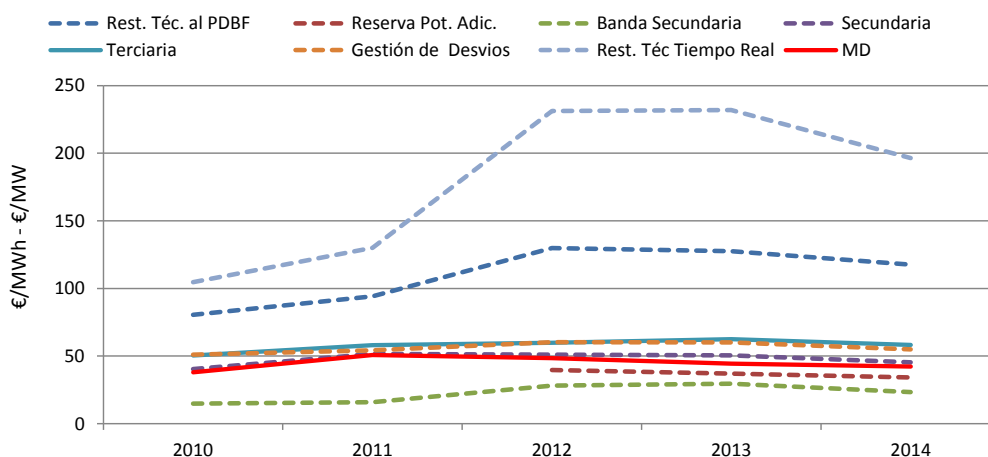
Resolución de 8 de mayo de 2014 del Procedimiento de Operación 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema, en la que se modifica la metodología de liquidación de restricciones en tiempo real, reduciéndose en consecuencia de forma considerable los precios máximos que hasta entonces se venían registrando en este servicio.

En la solución de restricciones en tiempo real, el operador del sistema puede aplicar limitaciones a bajar (obligación de mantener un programa mínimo) durante varias horas (desde una hora hasta toda la jornada) a las unidades de generación. La retribución de este servicio se calculaba anteriormente aplicando el precio de la oferta compleja (cuando ésta es aplicable³) sobre toda la energía producida por la unidad en el día, restándole los ingresos netos que hubiera podido obtener en otros mercados (intradiario, por ejemplo)⁴. Sin embargo, la liquidación se aplicaba exclusivamente sobre la energía efectivamente redespachada por restricciones en tiempo real, por lo que el agente siempre debía dejar al menos una hora sin programar. En ese caso, a la hora con redespacho le aplica la liquidación de toda la retribución del día, pudiendo resultar un precio muy elevado, que se repercute a la demanda de esa hora, aunque la limitación se haya aplicado a varias horas. La nueva modalidad liquidatoria introducida en mayo de 2014 consiste en anotar los derechos de cobro de la oferta compleja sobre la energía limitada en cada hora, en vez de sólo sobre la redespachada, de modo que su coste se repercute sobre la demanda de todas las horas con limitaciones por seguridad.

³ La oferta compleja es aplicable para las centrales térmicas en los días en que no tengan programa previo a la limitación, es decir, tengan que arrancar para proporcionar el servicio. La oferta compleja consta de varios términos: ingresos por mantener acoplada la unidad durante una hora, ingresos por unidad de energía producida, ingresos por arranque en frío e ingresos por arranque en caliente.

⁴ La idea de esta retribución es que, una vez le ha sido aplicada la limitación, el agente pueda adelantar lo máximo posible el despacho de sus unidades limitadas, yendo por ejemplo al mercado intradiario, aunque el precio de este mercado no cubra sus costes, ya que tiene garantizado el ingreso de la oferta compleja de restricciones. La ventaja para el agente es poder garantizar un programa factible, con un rendimiento aceptable y programando rampas de arranque y parada fuera del periodo de limitación pero retribuidas igualmente al precio de la oferta de restricciones. La ventaja para el sistema es que el agente presente ofertas más baratas al mecanismo de restricciones, ya que tiene menor riesgo, y disponer de un programa más equilibrado con antelación al tiempo real, por lo que habrá menos requerimientos de energía de balance (se requiere energía de balance para reequilibrar los programas incrementados por el operador del sistema en tiempo real).

Gráfico 19 - Evolución anual del precio medio ponderado de servicios de ajuste a subir y mercado diario.

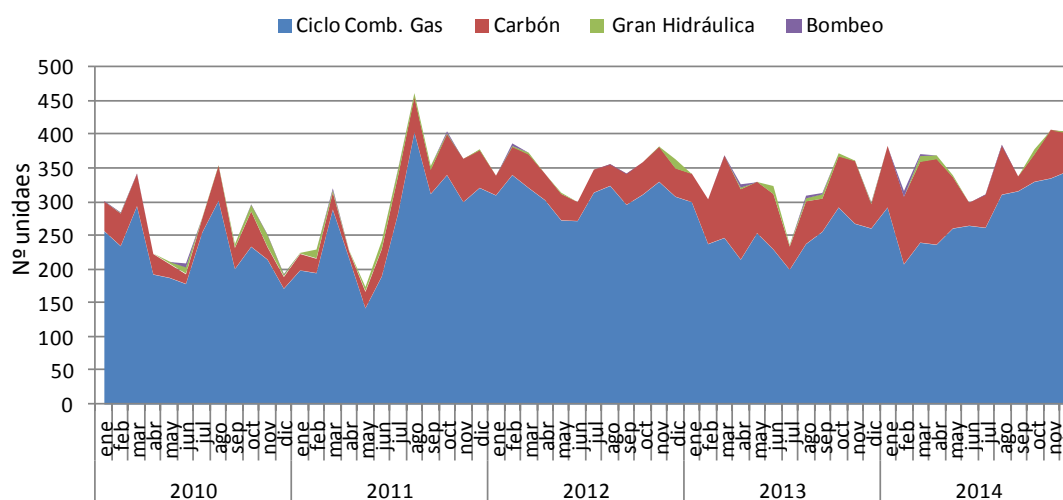


Fuente: REE

• Restricciones técnicas al PDBF

El número de centrales programadas en el proceso de restricciones técnicas durante 2014 se ha mantenido estable con respecto a los años anteriores. No obstante, el sobrecoste con respecto al precio del mercado diario, como se ha dicho anteriormente, se incrementó significativamente durante el primer trimestre del año motivado fundamentalmente por los reducidos precios registrados en dicho mercado.

Gráfico 20 - Evolución del número de centrales programadas mensualmente en el proceso de restricciones técnicas al PDBF

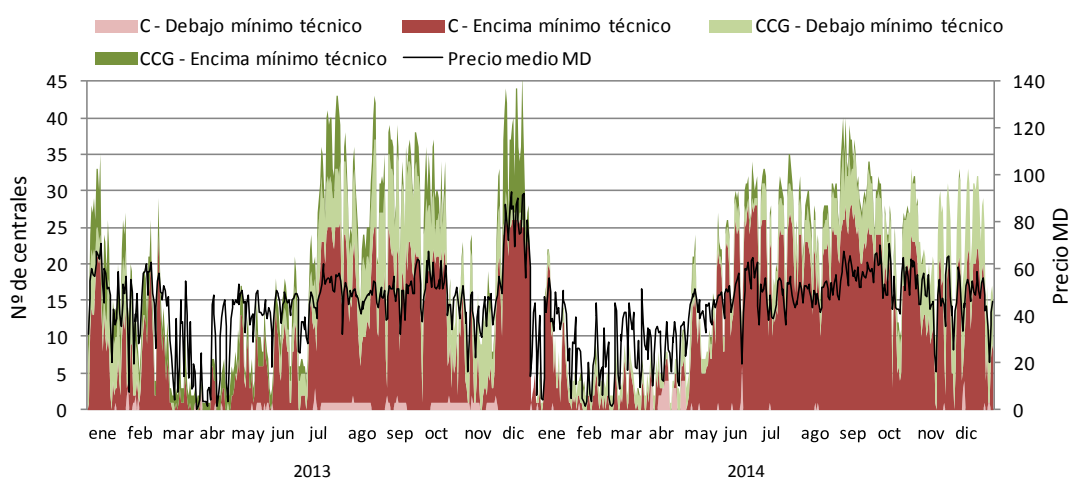


Fuente: CNMC

Conforme a lo expuesto anteriormente, la elevada generación renovable registrada en los primeros meses del año provocó que en los meses de enero, febrero y en los primeros días del mes de marzo, debido a la insuficiente oferta de energía para el proceso de reequilibrio de generación y demanda, las centrales nucleares vieran reducida su programación en la fase 2 de restricciones técnicas, lo que se sumó a la imposibilidad de despachar la totalidad de la potencia del parque nuclear en PDBF en los días de mayor generación renovable, acarreando el prorrateo de la demanda de energía entre las unidades ofertantes. Como resulta habitual en estos casos, las centrales nucleares completaron programa en otros segmentos del mercado, como el mercado intradiario o restricciones en tiempo real.

Similar a lo acontecido en los años precedentes, el reducido funcionamiento de los ciclos combinados en PDBF y la búsqueda de un mejor posicionamiento en restricciones técnicas, derivó en un aumento a lo largo del año 2014 del número de centrales despachadas por debajo de su mínimo técnico en PDBF. Adicionalmente, en la segunda mitad del año se generalizó la práctica de ofertar al mercado diario 5 MWh por debajo de mínimo técnico (procedimiento que si bien se había aplicado en años anteriores, durante 2014 es retomado a partir de la segunda mitad del año, originado por los ciclos combinados instalados en la zona de Cataluña, y posteriormente es extendido al resto del territorio), hecho que provoca un coste unitario de la programación por restricciones técnicas muy elevado, si bien inferior al del año 2013, cuando estaba generalizada la oferta de 1 MWh por debajo de mínimo técnico. De este modo, el coste medio unitario de restricciones se incrementó en los cuatro últimos meses del año un 50% respecto a los valores que se registran en el resto de 2014.

Gráfico 21 – Evolución del número de centrales térmicas (carbón y ciclos combinados) programadas diariamente en PDBF* frente a precio medio del Mercado Diario.

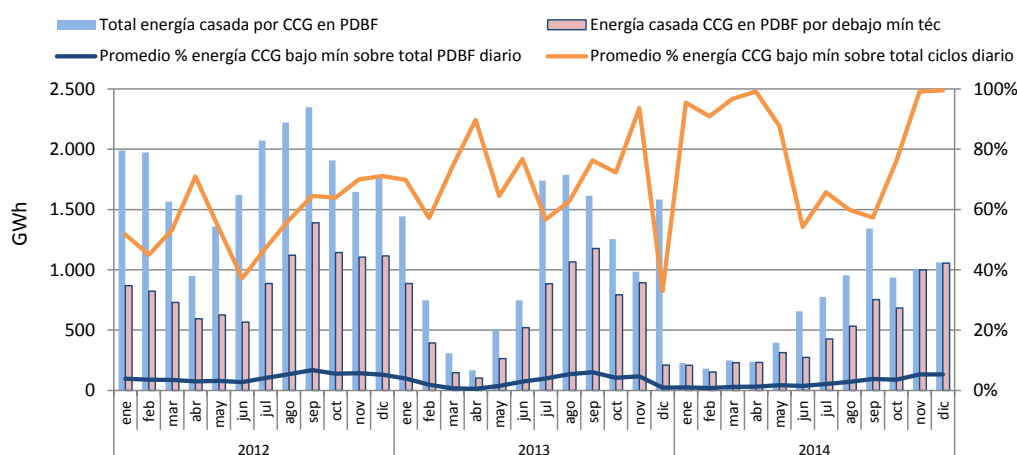


Fuente: CNMC

*Nota: Se considerará central programada en PDBF por debajo de mínimo técnico aquella que durante la jornada resulte programada en PDBF a partir de la hora H.3 sin presentar ninguna hora programada por encima de su mínimo técnico.

En este contexto, atendiendo al volumen de energía programada por las centrales de ciclo combinado, la media mensual del porcentaje que la energía casada por debajo de mínimo técnico en PDBF representa respecto al total de la energía casada en PDBF diariamente por esta tecnología se situó en niveles elevados a lo largo de todo el año, con máximos mensuales en el entorno del 100% en noviembre y diciembre.

Gráfico 22 – Promedio mensual de la casación diaria de energía de CCG por debajo de mínimo técnico.

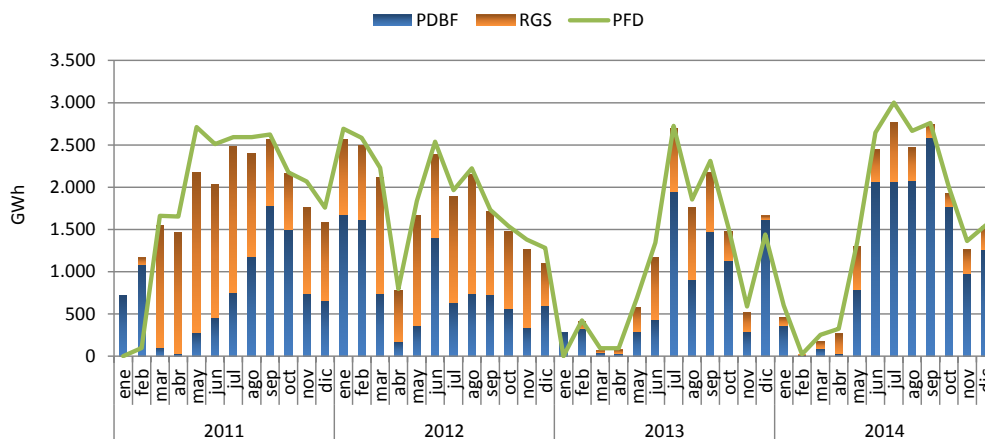


Fuente: CNMC

• Restricciones por garantía de suministro

Conforme a la Resolución del 30 de diciembre 2013 de la Secretaría de Estado de Energía y a la corrección de errores de dicha Resolución publicada con fecha 8 de enero de 2014, por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el año 2014, el volumen máximo de producción quedó fijado en 21,319 TWh, ligeramente por encima de la cifra establecida para el año anterior (20,054 TWh). El volumen producido en el año 2014 ascendió a 15,29 TWh (11,51 TWh en 2013), lo que supuso el 71,7% del total establecido para todo el año, superando ampliamente el 57% alcanzado en 2013.

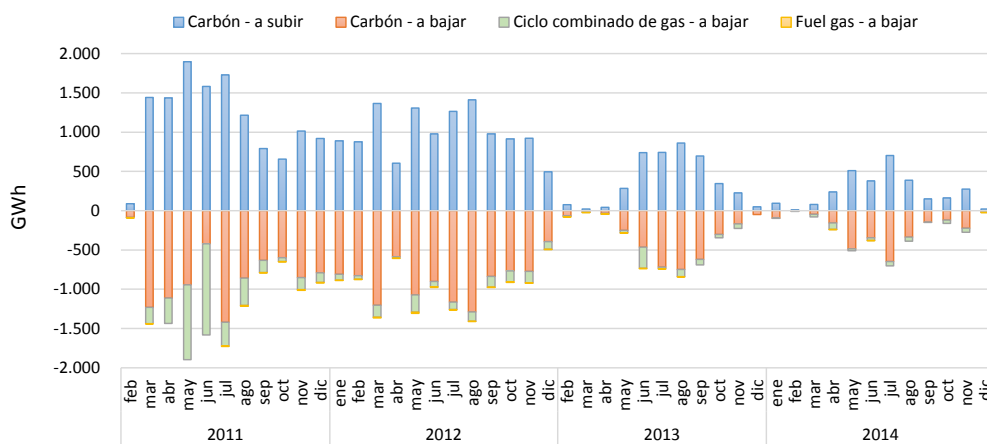
Gráfico 23 - Programación mensual en PDBF y en RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento.



Fuente: CNMC

El mayor hueco térmico en PDBF y el consecuente mayor despacho en dicho segmento de las centrales de carbón RGS, habría conllevado la reducción del volumen de energía asociada al consiguiente recuadre en la fase 2 del mecanismo de restricciones, lo que podría haber favorecido la reducción del volumen de energía negociada en el mercado intradiario así como la aproximación de los precios entre los mercados diario e intradiario.

Gráfico 24 – Evolución de la programación por tecnología en las dos fases del mecanismo RGS.



Fuente: CNMC

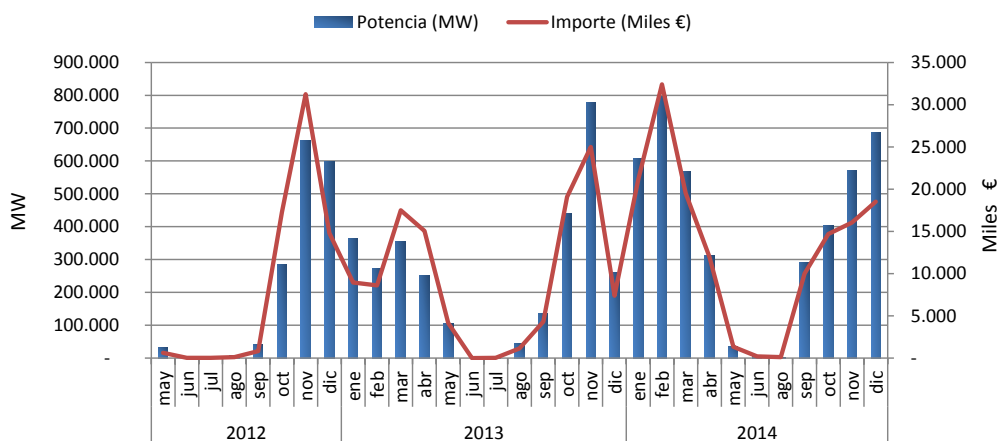
[INICIO CONFIDENCIAL]
[FIN CONFIDENCIAL]

A partir del día 1 de enero de 2015 no resulta de aplicación el mecanismo de Resolución de Restricciones por Garantía de Suministro aplicable a las centrales térmicas que utilizan carbón autóctono. Desde entonces, éstas participan en el mercado en las mismas condiciones que el resto de centrales, resultando despachadas en el PDBF con carácter general, siguiendo en el orden de mérito a las centrales de importación.

• Reserva de potencia adicional a subir

El mecanismo de Reserva de potencia adicional a subir presentó en 2014 un comportamiento estacional similar al de 2013, con puntas de asignación de potencia en aquellos meses en los que el hueco térmico resultó más reducido, destacando las elevadas necesidades del primer cuatrimestre del año. En el año 2014 resultaron asignados un total de 4,3 TWh (3 TWh en 2013) a un precio medio ponderado de 34 €/MW (37 €/MW en 2013), lo que supuso un coste total para el sistema de 146 M€ (111 M€ en 2013). Sigue pendiente la revisión del algoritmo de asignación de este mecanismo que ha mostrado ciertas ineficiencias desde su implementación, tal y como ha indicado la CNMC en varios informes.

Gráfico 25 - Evolución mensual de la asignación de reserva de potencia adicional a subir.



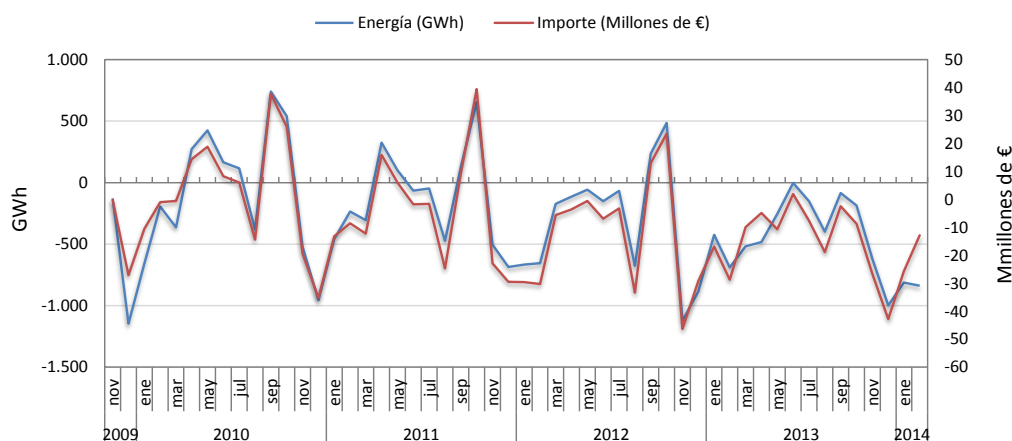
Fuente: CNMC

• Cierre de energía

En cuanto al segmento de cierre del sistema, se muestra a continuación la evolución de los meses con cierre de medidas desde su implantación en el año 2009. Su valor se debe interpretar como un mayor (energía negativa) o menor (energía positiva) consumo real en barras de central con respecto a las

medidas en contadores perfiladas e incrementadas con los coeficientes de pérdidas estándar. Podría pues entenderse como mayores o menores pérdidas con respecto a las calculadas con los coeficientes estándares de pérdidas.

Gráfico 26 - Evolución mensual de la energía del cierre frente a su importe valorado a precio del mercado diario.

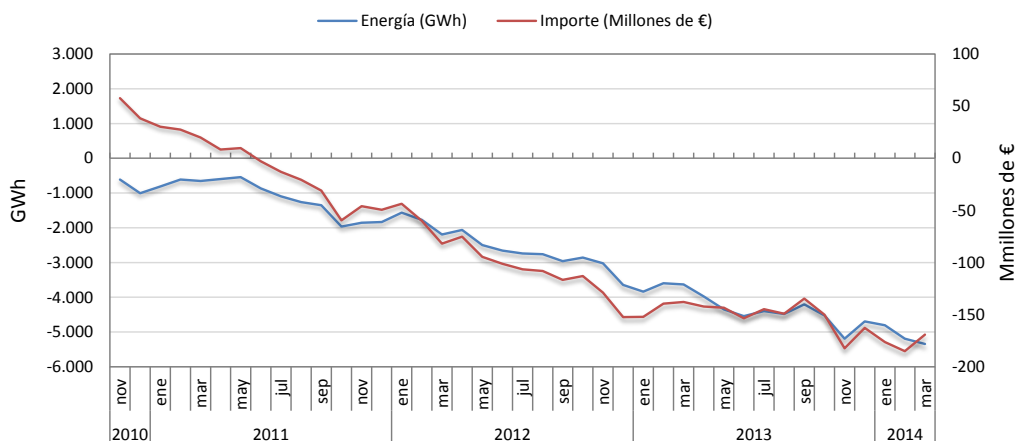


Fuente: CNMC

Suponiendo que las pérdidas estándar representan un valor promedio de las pérdidas reales, se debería esperar que los valores del cierre mensual tuvieran un signo dispar, con cierto comportamiento estacional, sin grandes sesgos en términos anuales. Sin embargo como se aprecia en el gráfico anterior, son cada vez más los meses con signo de cierre negativo, representando mayores pérdidas de las esperadas. De hecho, en términos interanuales se aprecia una clara evolución negativa, superando los 5 TWh en el interanual de febrero de 2014 (fecha hasta la cual se dispone de medidas de energía a la fecha de elaboración de este informe), representando un importe de unos 169 M€/año. Cabe esperar que los coeficientes de pérdidas horarios estimados que se usan para liquidar desde junio de 2014 hayan reducido el valor de este segmento, que se anula completamente a partir de abril de 2015 con el uso de coeficientes horarios calculados *ex post*⁵.

⁵ Ver Disposición transitoria séptima del Real Decreto 416/2014.

Gráfico 27 - Repercusión anual (año móvil) del segmento de cierre de mercado valorado a precio de mercado diario sobre el sistema de costes regulados.



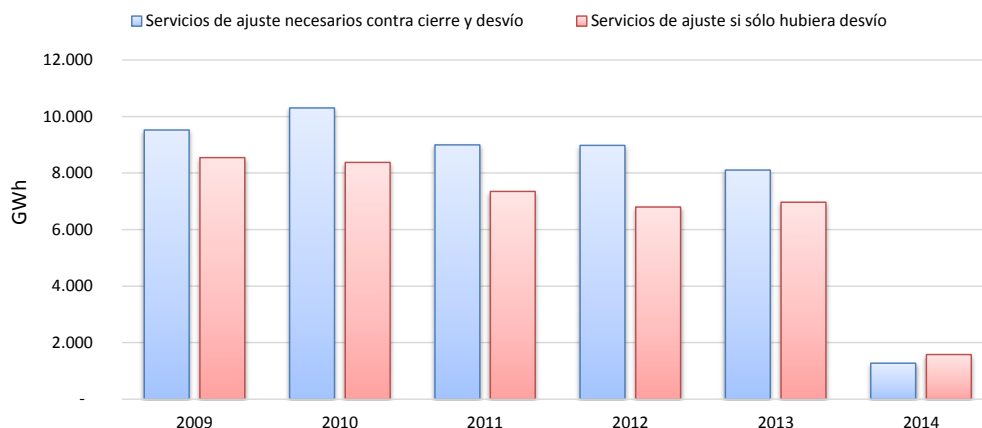
Fuente: CNMC

La valoración del segmento de cierre a precio de mercado, hace que una cantidad de energía que se tenía que estar comprando en mercado, sea comprada por el sistema y financiada a través de los costes regulados del sistema, socializando por tanto su coste entre el conjunto de los consumidores. Sin embargo el verdadero coste del segmento de cierre es el sobrecoste con respecto al precio del mercado diario que presentan los servicios de ajuste necesarios para equilibrar la energía del cierre, que supone un importe en torno a 100 M€ anuales que se repercute a la demanda de forma proporcional a su consumo (como menor excedente de desvíos), resultando un valor medio de unos 0,4 €/MWh.

Teniendo en cuenta que el sobrecoste de los servicios de ajuste considerando exclusivamente la programación de energía de regulación secundaria, terciaria y gestión de desvíos es de 0,7 €/MWh, se aprecia que gran parte de dicho sobrecoste es causado por el segmento de cierre.

La eliminación del segmento de cierre (ver expositivo sobre cambios regulatorios para más detalle), podría permitir una reducción de los servicios de ajuste requeridos en torno a un 20% (debe tenerse en cuenta que el cierre en algunas horas ha podido ayudar a reducir los servicios de ajuste requeridos para contrarrestar los desvíos).

Gráfico 28 – Energía asociada a servicios de ajuste necesarios contra cierre y desvíos. 2009-febrero 2014

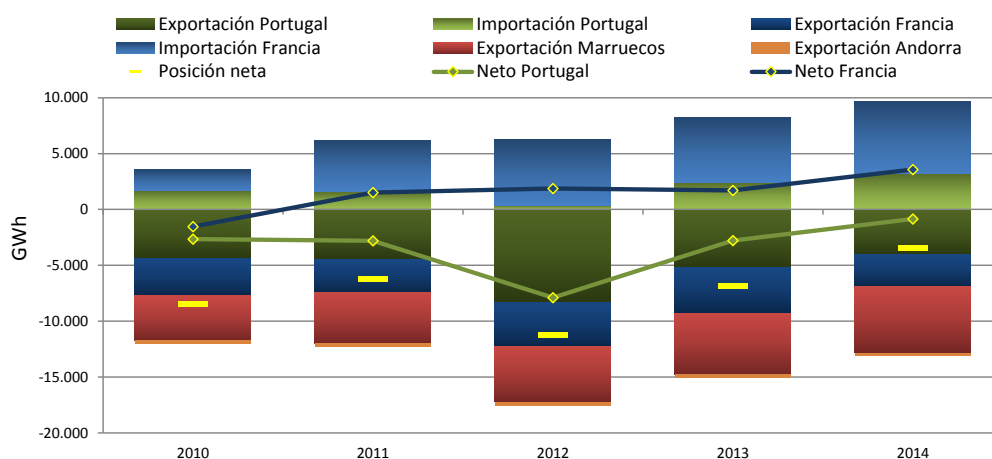


Fuente: CNMC

4. Interconexiones

El saldo de los intercambios internacionales en 2014 mantuvo su carácter exportador, situándose en el entorno de los 3.450 GWh, lo que supuso un 50% menos que la cifra registrada el año anterior. Por cuarto año consecutivo, el saldo neto resultó exportador en la frontera con Portugal e importador en la frontera francesa.

Gráfico 29 - Saldo anual de las interconexiones internacionales y posición neta.



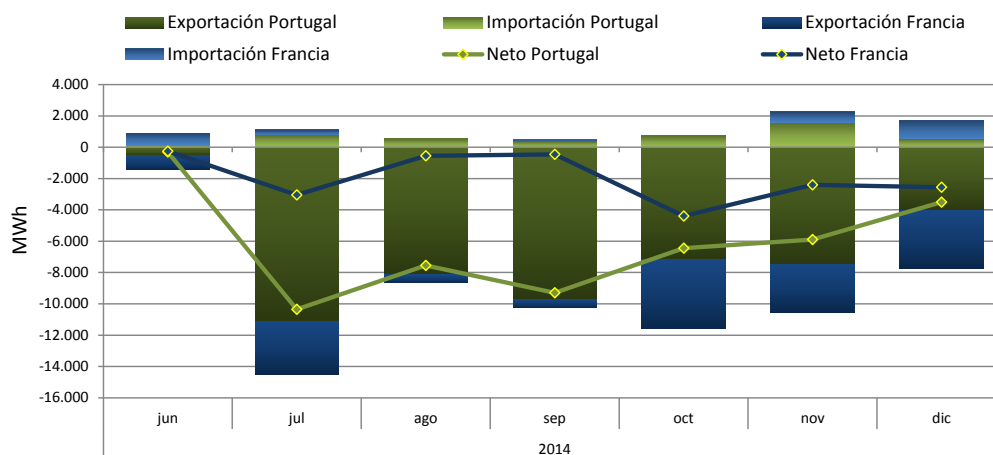
Fuente: CNMC

En relación con las interconexiones eléctricas internacionales, en 2014, destacan dos hechos relevantes. En primer lugar, el 30 de mayo de 2014 se

inauguró una nueva línea de interconexión con Portugal a través de Huelva, que permitió el incremento en la capacidad de intercambio de 2.300 MW al entorno de los 3.000 MW. Posteriormente, los días 11 y 17 de junio se puso en marcha el proyecto Balit en las interconexiones España-Francia y España-Portugal, respectivamente. El proyecto Balit consiste en la implantación de un mecanismo transfronterizo de intercambio de energías de balance. Este proyecto constituye una primera fase en el proceso de integración del uso de energías de balance en el sistema eléctrico europeo.

En el ámbito del Balit se intercambiaron en 2014 más de 72 GWh de energías de balance con los países vecinos, de los cuales la mayor parte correspondió a exportaciones desde España a Portugal y, en menor medida a Francia.

Gráfico 30 - Energías de balance intercambiadas con los sistemas vecinos a través del Balit.



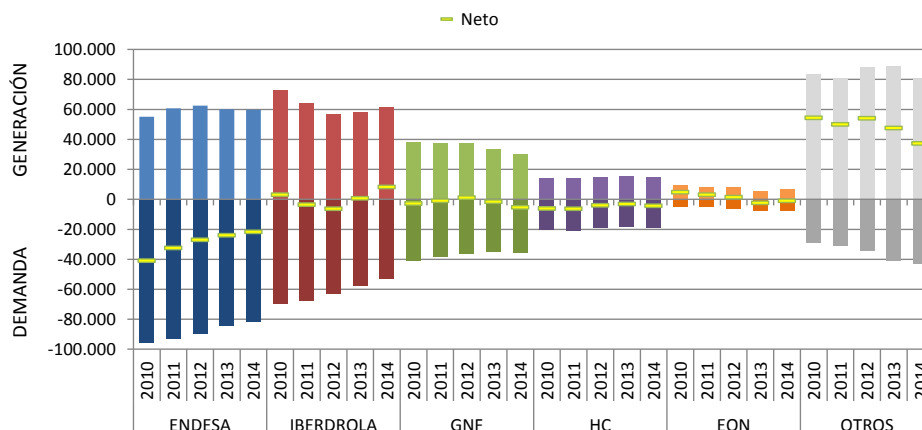
Fuente: CNMC

El flujo de energía a través del enlace Península-Baleares registró un incremento del 1,9% respecto al 2013, situándose en 1.293 GWh, lo que supuso el 23,2 % de la demanda del sistema eléctrico balear (22,3 % en 2013).

5. Balance empresarial

A continuación se muestra la evolución anual del saldo de compras y ventas de energía por agente durante los últimos años, calculado estrictamente como diferencia de ventas de la generación y compras de la comercialización en el mercado spot.

Gráfico 31 – Evolución anual de compras y ventas y saldo neto por agente en el mercado mayorista spot. Zona española (*).



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

Fuente: CNMC

Endesa continuó reduciendo su posición neta compradora a lo largo de 2014 al seguir disminuyendo su demanda, mientras que su generación se mantenía estable, sustentada por el aumento de funcionamiento de sus centrales de carbón RGS, que compensaron la caída de su generación renovable (eólica e hidráulica) y nuclear.

De forma similar, Iberdrola obtuvo una posición neta generadora en 2014, gracias a su mayor generación hidráulica y nuclear y a una menor demanda, que compensaron la caída del resto de su generación renovable (eólica, solar y cogeneraciones) y de sus ciclos combinados.

Por el contrario, Gas Natural Fenosa ahondó en su posición neta compradora, con una mayor demanda y una menor generación, principalmente derivada del menor funcionamiento de sus ciclos combinados.

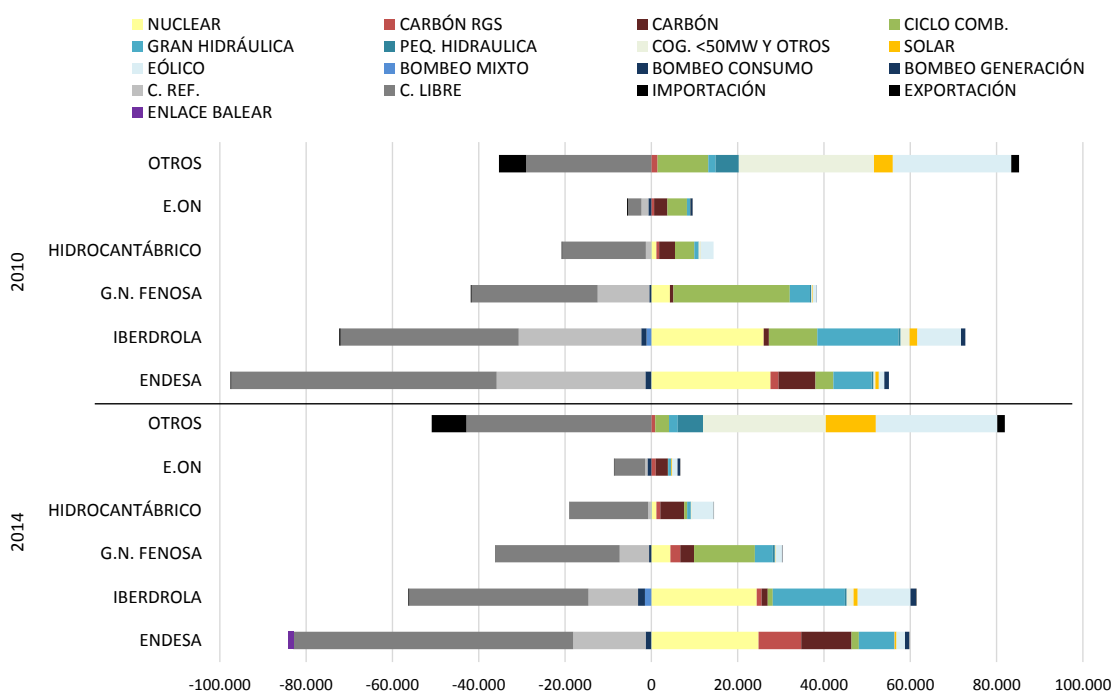
Hidrocarburo sustituyó la caída de su generación de carbón no RGS por carbón RGS, aunque el descenso de su generación renovable (eólica, solar y cogeneraciones) sumado al ligero incremento de su demanda provocó que su posición neta incrementara su carácter comprador en 2014.

E.ON incrementó su demanda, aunque una mayor generación sustentada en su generación eólica y de carbón RGS permitió reducir el carácter comprador de su posición neta.

Por su parte, los grupos no ligados a los grupos energéticos tradicionales acusaron la fuerte caída del funcionamiento de las cogeneraciones así como el descenso de su generación eólica, lo que, sumado a su mayor demanda, condujeron a la disminución del carácter vendedor de su posición neta.

El gráfico siguiente muestra la reducción registrada en 2014 con respecto a 2008, de la utilización de los ciclos combinados a favor de una mayor utilización de las centrales de carbón.

Gráfico 32 – Compras y ventas por agente y tecnología. Años 2010 y 2014.



Fuente: CNMC

6. Estructura del mercado mayorista de electricidad

Para analizar la estructura del mercado en el mercado mayorista de electricidad se ha realizado un análisis del índice Herfindahl-Hirschman (HHI). En la práctica, la Unión Europea estima que es improbable que existan problemas de competencia horizontal en situaciones en las que el índice Herfindahl sea menor que 2.000 y la cuota de mercado de la empresa más grande sea inferior a 25%. Para que su valor sea representativo, debe ser valorado teniendo en cuenta ciertas cautelas y diversos escenarios:

- El periodo de análisis es el año 2014, comparado con el año 2008, periodo en el que, a diferencia de 2014, los ciclos combinados tuvieron su máxima participación en el mercado diario.
- Se ha considerado como mercado geográfico relevante el conjunto MIBEL (España peninsular + Portugal), ya que el acoplamiento de precio entre ambos sistemas es muy elevado y el uso de la interconexión reducido en

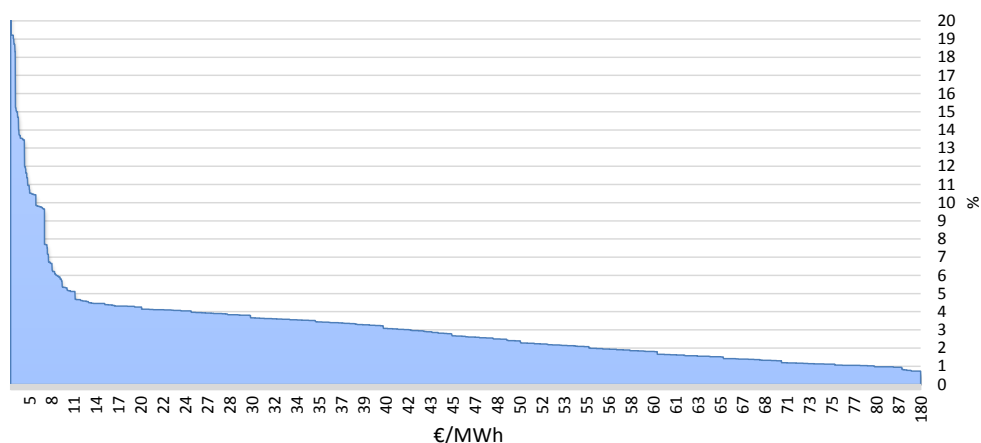
consecuencia, lo que implica que los agentes de ambos lados compiten entre sí en el mercado diario.

- Se ha considerado la energía despachada, no con la ofertada. Estrictamente hablando, la estructura del mercado se debería calcular la correspondiente a la energía ofertada, pero dado que la oferta en el pool ibérico es obligatoria, la energía ofertada corresponde a toda la disponible y no es representativa de la competencia real existente en la casación. Por ejemplo, los ciclos combinados son ahora mismo supramarginales y no compiten, con carácter general, con las tecnologías que efectivamente se despachan, al igual que ocurre con gran parte de la generación hidráulica ofertada.
- Los índices se han calculado considerando únicamente la participación de la generación en el mercado diario y en los contratos bilaterales físicos (PDBF – Programa Diario Base de Funcionamiento), por ser este programa el que determina el precio básico de la energía (modificado posteriormente por ajustes, desvíos y costes regulados). No se considera en este estudio, por tanto, las energías programadas en los servicios de ajuste.
- Se realiza el cálculo desde el lado de la generación, referido a las tecnologías retirables y, en particular, a aquellas que habitualmente compiten en el margen, por tanto, la energía nuclear y la producción de las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos (RECORE), no se considera pero con ciertas salvedades:
 - En 2014, se excluyen igualmente los ciclos combinados porque su despacho en mercado diario se produce por debajo de mínimo técnico, con ofertas precio-aceptantes que no reflejan su coste de producción, ya que la finalidad del despacho es adquirir una posición ventajosa en el posterior mercado de restricciones.
 - En 2014, no se excluye la producción RECORE sino un 95%, ya que tras la entrada en vigor del Real Decreto 413/2014 (para más detalle, ver expositivo siguiente de este informe sobre cambios regulatorios), 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.

El gráfico siguiente muestra comportamiento de estas instalaciones en sus ofertas al mercado diario. Se indica en ordenadas el porcentaje de energía ofertado por encima de un determinado precio, indicado en abscisas. Por claridad, no se incluye en el gráfico el 80% de energía ofertada a precio cero. Se considera que un 5% de la energía ofertada al mercado diario por el RECORE, a precio superior a 10 €/MWh, participa en la

formación de precios en 2014, ya que este precio, sin ser el mínimo, refleja los valores mínimos registrados en el año.

Gráfico 33 –Porcentaje de energía de renovables, cogeneración y residuos (antiguo régimen especial) ofertado por encima de un determinado precio en 2014 - Sistema Mibel

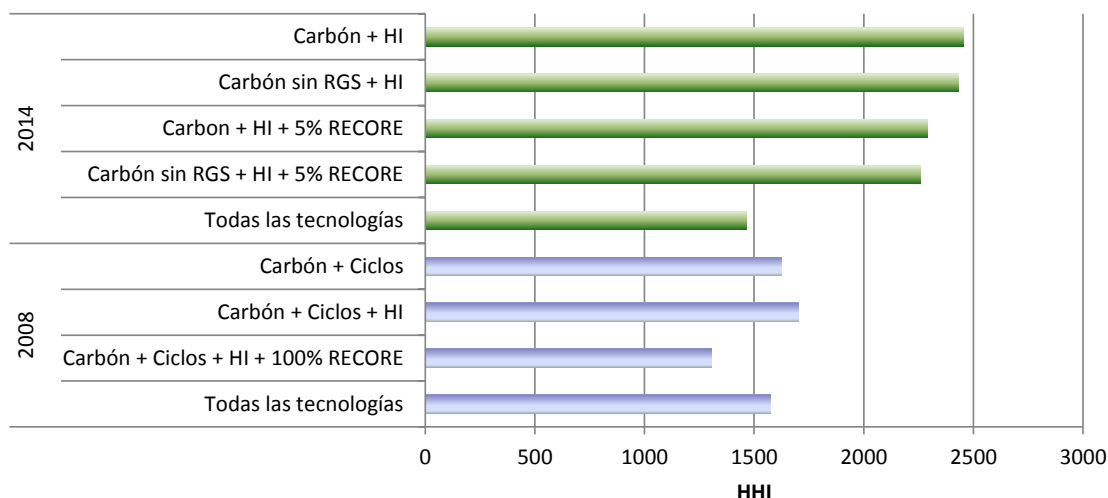


Fuente: CNMC

- En 2014, se ha considerado el carbón como tecnología marginal, junto con la hidráulica. Las centrales de carbón autóctono, adscritas hasta 2014 al mecanismo de Restricciones por Garantía de Suministro (Real Decreto 134/2010), participaban hasta 2014 en el mercado ofertando su energía a un precio regulado. Por tanto, participaban en la formación de precio (no son precio-aceptantes) pero sin capacidad de modificar su comportamiento, por lo que se ha realizado un análisis adicional sin considerarlas entre las tecnologías marginales.
- En 2008, se ha considerado como tecnología marginal el ciclo combinado, la hidráulica y el carbón (tanto el de importación como el autóctono ya que no existía un mecanismo regulado que incentivara su participación en el mercado).

De acuerdo con todo lo anterior, se recogen en el gráfico siguiente los índices HHI resultantes en 2008 y 2014 según diferentes hipótesis establecidas en función de las agrupaciones tecnológicas en competencia en el mercado eléctrico.

Gráfico 34 – Índices HHI según hipótesis de agrupaciones tecnológicas en el PDBF año 2008 y 2014 (mercado diario + bilaterales en MIBEL).



Fuente: CNMC

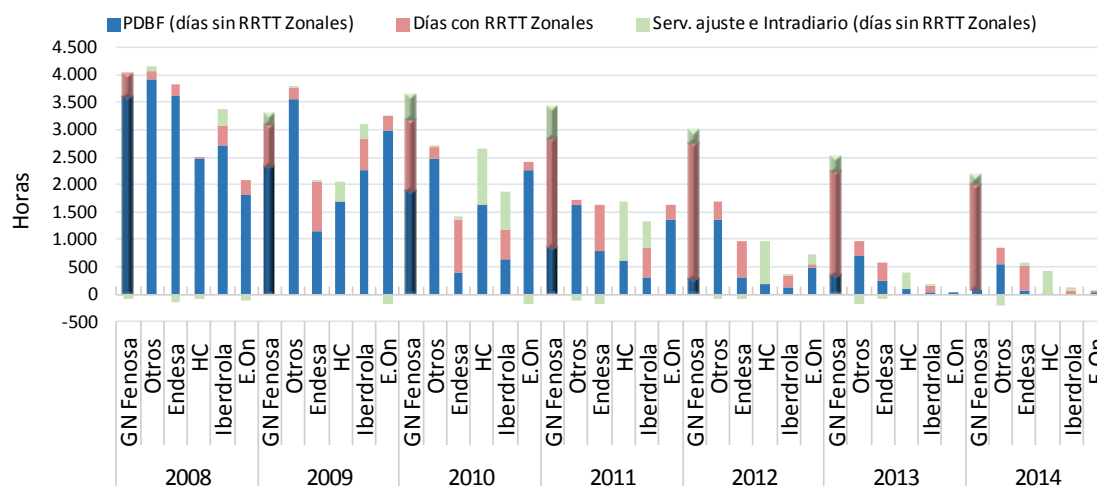
Nota: No se incluyen los contratos bilaterales físicos en zona portuguesa

Como puede observarse en el gráfico anterior, el HHI se sitúa por debajo del umbral de los 2000 si se consideran todas las tecnologías despachadas en el PDBF en MIBEL, sin registrar variaciones importantes con respecto a 2008. Sin embargo, si se tienen en cuenta únicamente las tecnologías marginales, el HHI se sitúa en 2014 por encima de los 2.000, empeorando significativamente con respecto a 2008. Este empeoramiento del HHI se debe fundamentalmente a la falta de participación efectiva en el PDBF de los ciclos combinados en los últimos años, tecnología en la que están presentes las empresas no vinculadas a los grandes compañías tradicionales energéticas. Si bien una parte de las instalaciones RECORE habría dejado de ser precio aceptante, su porcentaje resulta poco relevante en comparación con el resto de tecnologías, y por tanto, no llega a compensar el efecto de la menor programación de los ciclos combinados.

Adicionalmente, se ha calculado el valor del índice HHI en 2008 y 2014 considerando toda la producción incluyendo todos los servicios de ajuste (no sólo PDBF) de las tecnologías marginales. En este caso, se ha considerado como tecnologías marginales el carbón (incluidas CGS), la hidráulica (incluida la turbinación del bombeo) y los ciclos combinados, ya que estos últimos sí tienen una participación significativa en los servicios de ajuste, así como las zonas de regulación. Se ha considerado solamente la oferta en zona española, ya que las unidades portuguesas no participan en los mercados de servicios de ajuste españoles más allá de los intercambios puntuales entre operadores del sistema (BALIT). Bajo estas hipótesis, se ha observado un incremento en el nivel de concentración pasando de un índice HHI de 1.850 en 2008 a 2.517 en 2014. Esto se explica principalmente por el incremento de cuota de Endesa y de Gas Natural Fenosa. El incremento de la primera se debe

fundamentalmente a la mayor utilización de sus centrales de carbón tanto autóctono como de importación, debido a su orden de mérito relativo más barato que los ciclos combinados. El incremento de la cuota de Gas Natural Fenosa resulta significativa, y es debido a la utilización mayoritaria de sus ciclos combinados que, por su localización y sus costes, consiguen una mayor participación en la solución de problemas técnicos zonales -representando más del 50% de la energía programada en el proceso de resolución de restricciones técnicas zonales-. Por otra parte, en 2010 y 2014 se ha reducido significativamente la cuota de Iberdrola debido al menor uso de sus ciclos combinados.

Gráfico 35 –Evolución de las horas equivalentes de funcionamiento anual de ciclos combinados por empresa y participación en días con participación en el proceso de restricciones técnicas, y día con participación en otros mercados



Fuente: CNMC

Entre los servicios de ajuste, resulta destacable la evolución registrada del nivel de concentración durante el periodo de análisis en el proceso de resolución de restricciones técnicas. Si bien, se han ido incorporando nuevas centrales de ciclo combinado en las zonas con mayores restricciones técnicas (en los años previos a la crisis), el escaso funcionamiento efectivo de muchas de estas centrales ha derivado en un despacho mayoritario de Gas Natural Fenosa – representando la participación de sus ciclos combinados en restricciones técnicas el 74% de la energía despachada en este segmento por estas centrales en 2014. Esta situación se ha podido ver favorecida por una parte, por la estructura de costes de esta empresa frente al resto y por un tipo de abastecimiento más rígido. Por otra parte, también ha afectado la decisión de otras empresas de dedicar sus contratos de gas a otros destinos o de variabilizar muchos de sus costes de explotación (peajes de gas o contratos de mantenimiento). Todo ello, dado que la programación de los ciclos combinados

resulta muy relevante en este segmento (70% del total), ha motivado que se haya incrementado significativamente el nivel de concentración en muchas zonas.

7. Principales cambios regulatorios que afectan al mercado mayorista al contado

En el año 2014 se han producido varias modificaciones normativas relacionadas con la reforma regulatoria del sector energético iniciada con la publicación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. En relación con el mercado eléctrico destacan los siguientes temas:

• Participación en mercado del antiguo régimen especial

La Ley 24/2013 sentó las bases para la desaparición de la separación entre los regímenes de generación ordinaria y especial. En desarrollo de esta ley, se han publicado en 2014:

- *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.*
- *Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.*

El principal cambio introducido por estas normas es la modificación de la retribución de las instalaciones acogidas al antiguo régimen especial, que iniciaron 2014 con un precio fijo regulado (Real Decreto-Ley 2/2013), aplicable a la energía producida, independiente por tanto de su comportamiento en el mercado eléctrico. Sin embargo, su nuevo marco retributivo consiste en la percepción del precio de venta de la energía valorada al precio del mercado, más una retribución específica compuesta por un término por unidad de potencia instalada, dirigido a cubrir los costes de inversión para cada instalación tipo que no puedan ser recuperados por la venta de la energía en el mercado, al que se denomina retribución a la inversión, y un término a la operación que cubre la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación, al que se denomina retribución a la operación.

Adicionalmente, se sientan las bases para la participación de estas tecnologías en los mercados de ajuste del operador del sistema, en las mismas condiciones que venían aplicando al régimen ordinario.

• Gestión de las interconexiones internacionales

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece en su artículo 11, los principios generales que rigen los intercambios intracomunitarios e internacionales de electricidad. La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, determina, en particular en su artículo 7.1.b), que entre las funciones de dicha Comisión estará la de establecer mediante circulares la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión. En este ámbito, en 2014, esta Comisión ha desarrollado la siguiente circular y actos necesarios para su desarrollo:

- *Circular 2/2014, de 12 de marzo, de la CNMC, por la que se establece la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión, así como la metodología relativa a la prestación de servicios de equilibrio entre sistemas gestionados por distintos operadores del sistema.*
- *Resolución de la CNMC, de 13 de marzo, por la que se aprueban las reglas de asignación de capacidad para la interconexión Francia-España (Reglas IFE).*
- *Resolución de la CNMC, de 13 de marzo, por la que se establecen las características y parámetros de la subasta de contratos financieros relativos a la interconexión entre España y Portugal, a celebrar el 25 de marzo de 2014.*
- *Resolución de la CNMC, de 25 de marzo, por la que se aprueba el procedimiento transfronterizo de intercambio de energías de balance (BALIT).*
- *Resolución de la CNMC, de 26 de noviembre de 2014, por la que se aprueban las reglas “HAR” de CASC para la asignación de capacidad transfronteriza y modificación de las Reglas “IFE” (interconexión eléctrica entre España y Francia).*

Los hitos principales de esta Circular consisten en permitir el acoplamiento del mercado diario ibérico (MIBEL) con otros mercados europeos, mediante el uso de un algoritmo común de casación denominado Euphemia⁶; la consecuente desaparición de las subastas diarias de capacidad explícita para la interconexión con Francia, aunque se contempla la posibilidad de mantenerlas como respaldo en caso de fallo del acoplamiento (shadow auctions); el traslado de las subastas de largo plazo a la plataforma CASC (Capacity Allocation

⁶ El día 4 de febrero tuvo lugar la sincronización del MIBEL con los mercados de la región North-West Europe, cuyo acoplamiento completo se produjo el día 14 de mayo.

Services Company), utilizada por otros sistemas europeos; y la puesta en marcha del mecanismo BALIT para el intercambio de energías de balance con los operadores de los sistemas vecinos (Francia y Portugal).

Otros cambios regulatorios relacionados:

- *Resolución de 27 de enero de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica, con objeto de introducir aspectos necesarios para el acoplamiento del mercado diario Ibérico con los mercados de la región North-West Europe, en concreto, sincronizar la hora de cierre del mercado las 12:00.*
- *Resolución de 9 de mayo de 2014, de la SEE, por la que se aprueban las Reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica y el contrato de adhesión a dichas reglas, con objeto de adaptar las reglas a la Circular 2/2014 de la CNMC y permitir el acoplamiento completo con la región NWE.*
- *Resolución de 8 de mayo de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la modificación de los procedimientos de operación del Sistema Eléctrico Peninsular (SEP), P.O.-3.1 Programación de la generación y P.O.-4.0 Gestión de las interconexiones internacionales, y se dejan sin efecto los procedimientos P.O.- 4.1 y P.O.- 4.2, en relación con el proceso de integración de mercados a nivel europeo.*
- *Resolución de 8 de mayo de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la modificación de los procedimientos de operación del Sistema Eléctrico Peninsular (SEP), P.O.-7.3 Regulación terciaria, P.O.-14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema y P.O.-14.6 Liquidación de intercambios internacionales no realizados por sujetos del mercado, para la implantación de los intercambios transfronterizos de energías de balance.*

• Finalización del mecanismo de Restricciones por Garantía de Suministro

Desde el día 1 de enero de 2015 no resulta de aplicación el mecanismo de Resolución de Restricciones por Garantía de Suministro, regulado por el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, cuyo objeto ha sido mantener operativas en sus cuatro años de vigor las centrales térmicas que utilizan carbón autóctono como materia prima.

- **Nuevo mecanismo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad**

En 2014 se han llevado a cabo los cambios regulatorios necesarios para el desarrollo de la *Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad*:

- *Orden IET/346/2014, de 7 de marzo, por la que se modifica la Orden IET/2013/2013.*
- *Orden IET/1752/2014, de 26 de septiembre, por la que se establece el calendario correspondiente a la temporada eléctrica y se modifican en consecuencia determinados aspectos relativos al servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.*
- *Resolución de 1 de agosto de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas del procedimiento competitivo de subastas para la asignación del servicio de gestión de la demanda de Interrumpibilidad y el modelo de adhesión al marco legal establecido para la participación de las subastas.*
- *Resolución de 1 de agosto de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban los procedimientos de operación del sistema eléctrico 14.11 Liquidación y facturación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad y 15.2 Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.*
- *Resolución de 29 de octubre de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad regulado en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre.*

En noviembre y diciembre de 2014 se llevaron a cabo las subastas para la asignación del servicio de interrumpibilidad de aplicación desde el 1 de enero de 2015, asignándose un total de 3.020 MW de potencia de consumo interrumpible, con un coste para el sistema de 507,86 millones de euros. Además de introducir un mecanismo competitivo para la asignación del servicio, la nueva regulación de la interrumpibilidad modifica el modo de financiación del mismo, que hasta 2014 se cargaba sobre los peajes y desde 2015 se financia por la demanda en proporción a su consumo a través de la energía adquirida en mercado, siendo liquidados tanto cobros como pagos por el operador del sistema.

- **Desaparición del cierre de energía**

El artículo 17 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, regula los precios voluntarios para el pequeño consumidor (PVPC) y las tarifas de último recurso. Los PVPC se definen como los precios máximos que podrán cobrar los comercializadores de referencia (COR). Las tarifas de último recurso, por su parte, resultan de aplicación a los consumidores que tienen la condición de vulnerables, y a aquellos que transitoriamente no dispongan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador en mercado libre.

El precio voluntario al pequeño consumidor viene a sustituir a las tarifas de último recurso existentes hasta la aprobación de la citada Ley 24/2013, de 26 de diciembre, cuya regulación se establecía tanto en el Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, como en la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica.

En 2014 se publicó el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación. Esta norma es relevante para el mercado mayorista al contado porque la configuración del PVPC (sujetos de aplicación, formulación de cálculo del precio, perfilado de la demanda, etc.) determina que el precio que resulta en el mercado cada hora es traspasado directamente al consumidor en sus facturas, sin que exista desde abril de 2014, una tarifa fijada previamente al periodo de consumo.

También es relevante el Real Decreto 216/2014 por la aplicación en 2014 de su disposición adicional cuarta *Coeficientes de liquidación de la energía del mercado*, la cual establece que a efectos de liquidación en el mercado, para elevar a barras de central la demanda medida de las comercializadores y consumidores directos en mercado, se aplicarán unos coeficientes de liquidación horarios reales.

El objeto de esta disposición es paliar los efectos negativos (sobrecostes) causados por el cierre de energía. El cierre de energía es la diferencia entre la producción real y la demanda resultante de aplicar los coeficientes de pérdidas y perfiles estándares. Desde el 1 de julio de 2009 los distribuidores ya no son responsables del cierre de energía, como consecuencia, la demanda programada por los sujetos del mercado (comercializadores y otros consumidores) tras las diferentes sesiones del mercado intradiario resulta

diferente a la demanda final y, para cubrir esta diferencia, se requiere un alto volumen de servicios de ajuste.

En este contexto, la disposición adicional cuarta del Real Decreto 216/2014, pretende conseguir que la energía de cierre sea programada en el mercado diario y no mediante otros procesos más cercanos al tiempo real que tienen un mayor coste. Para ello, prevé la utilización de unos coeficientes de liquidación horarios reales para elevar a barras de central la demanda medida de los comercializadores y consumidores directos en mercado. Estos coeficientes se determinarán en función del nivel de tensión y peaje de acceso y, en su caso, perfil de consumo. Serán calculados por el operador del sistema de manera que la energía generada sea igual a la demanda elevada a barras de central y para ello tendrá en cuenta, entre otras, las pérdidas reales medidas de las redes y los efectos del perfilado.

La desaparición del cierre se prevé por fases en la disposición transitoria séptima del Real Decreto 216/2014:

- Hasta el 31 de mayo de 2014: se utilizan para determinar el cierre los coeficientes de pérdidas recogidos en el anexo III de la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014.
- Desde el 1 de junio de 2014 y hasta el 31 de marzo de 2015: se aplican para elevar la demanda a barras de central unos coeficientes de pérdidas estimados por el operador del sistema sobre la base de las pérdidas estándares y publicados con dos días de antelación. De este modo, la demanda objetivo de comercializadores y consumidores directos en mercado se aproxima a la demanda real, aunque sigue habiendo una diferencia y un cierre porque las pérdidas liquidadas siguen siendo estimadas.
- Desde el 1 de abril de 2015, no existe cierre de energía. Para que esto sea posible, la liquidación de comercializadores y consumidores directos en mercado debe llevarse a cabo con las pérdidas reales, lo que supone añadir a su demanda objetivo el total del desajuste de cierre del mercado⁷.

⁷ El Operador del Sistema calcula para cada comercializador los desvíos entre “energía programada” y “medidas de consumos * pérdidas estándares*k “, y se liquidarán al precio del desvío. Siendo $k = \text{generación} / \text{medidas de consumos} * \text{pérdidas estándares}$

