

INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD

MAYO Y JUNIO

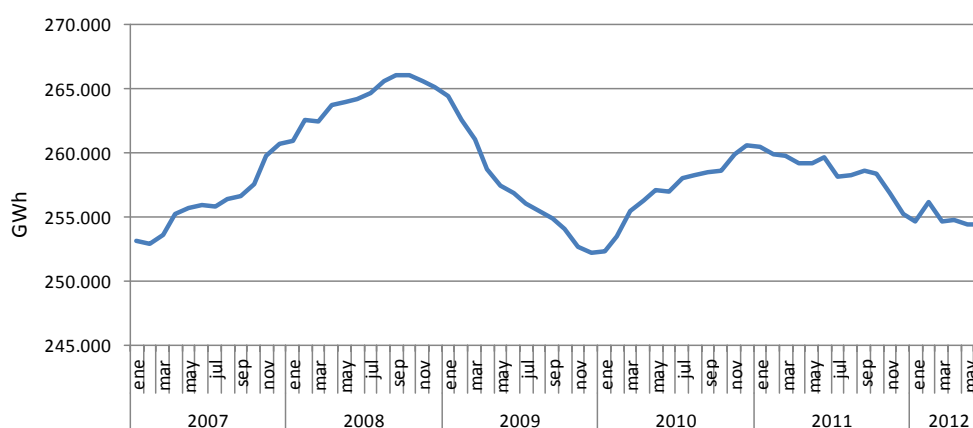
2012

1. Demanda

La demanda de energía eléctrica peninsular acumulada hasta junio de 2012 registró un descenso del 0,3% (-1,7% corregida teniendo en cuenta los efectos del calendario y las temperaturas). La demanda bruta mensual correspondiente al mes de mayo descendió un 0,8% con respecto al mismo mes del año anterior (-2,6% tenidos en cuenta los efectos del calendario y las temperaturas), mientras que en el mes de junio se registró un ascenso del 0,1%, si bien el dato corregido reflejó un descenso del 1,8%. La última previsión realizada por el Operador del Sistema de la demanda peninsular para 2012 es de -2%.

Mayo y junio fueron en conjunto extremadamente cálidos. Mayo registró una temperatura media mensual de 18,6° C, valor que supera en 2,7 ° C al normal de ese mes. La temperatura media mensual de junio fue de 22,7° C, superando en 2,6° C al normal del mes (cuarto mes de junio más cálido desde 1960).

Gráfico 1 - Evolución interanual de la demanda península en barras de central.

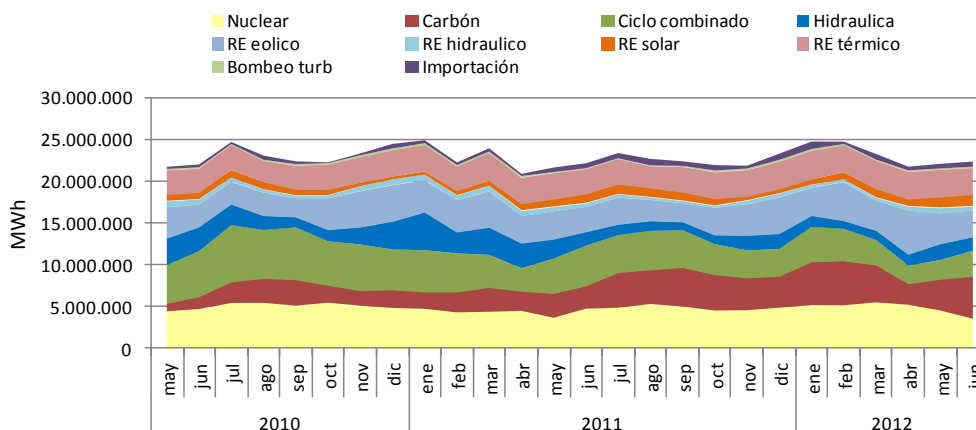


2. Oferta

Desde el punto de vista hidrológico, el mes de mayo resultó en conjunto muy seco, al igual que junio. Para mayo, la precipitación media a nivel nacional fue de 38 mm., valor que queda un 40% por debajo del normal para ese mes (64 mm.), mientras que para junio, la precipitación media a nivel nacional estuvo en torno a 20 mm, lo que supone algo más del 50% del valor medio normal del mes (36 mm.).

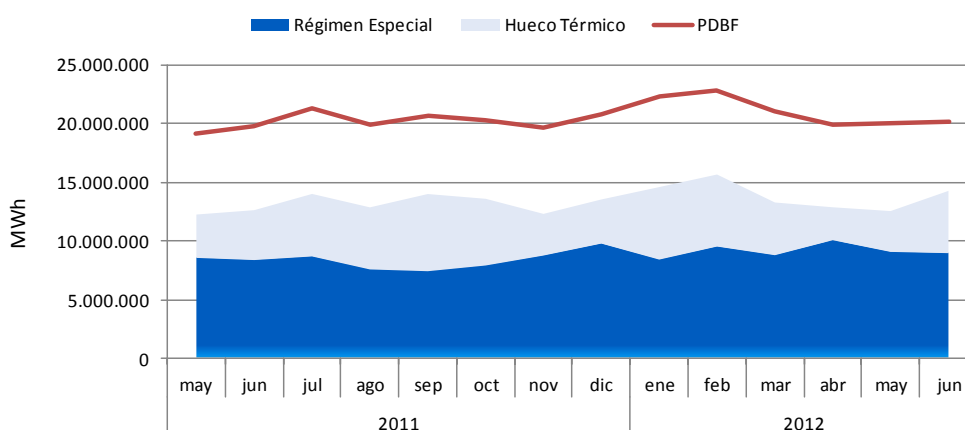
De esta forma, durante ambos meses se registra un **bajo índice producible hidroeléctrico¹ respecto a los mismos meses de años anteriores**, así como una baja producción hidráulica, con un promedio del 8% respecto a la producción total.

Gráfico 2 - Evolución mensual de la producción por tecnologías (P48).



Desde el punto de vista de la producción, **los meses de mayo y junio se han caracterizado por una ampliación del hueco térmico ligada a la notable reducción de la producción nuclear**, derivada de las diversas indisponibilidades acontecidas durante estos meses, así como a una ligera reducción de la generación en régimen especial, principalmente eólica, respecto a los dos meses anteriores.

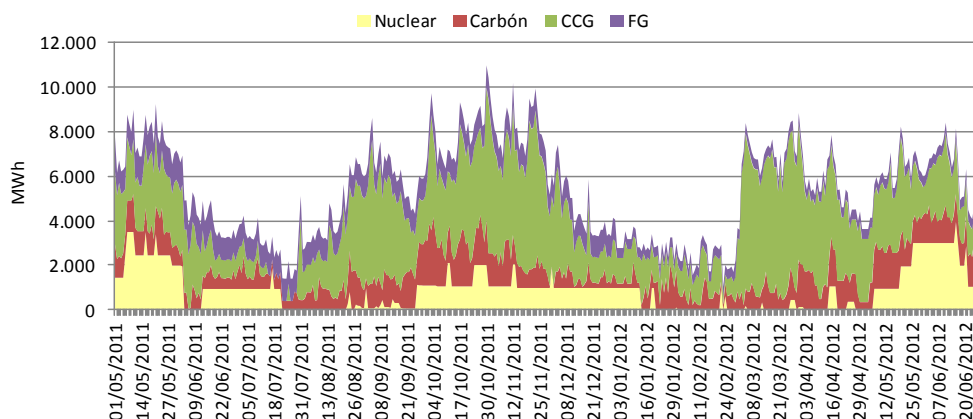
Gráfico 3 - Evolución mensual de la generación en régimen especial y el hueco térmico en PDBF.



¹ Índice producible hidroeléctrico: Cantidad máxima de energía eléctrica que teóricamente se podría producir, considerando las aportaciones hidráulicas registradas durante un determinado período de tiempo y una vez deducidas las detracciones de agua realizadas para riego o para otros usos distintos de la producción de energía eléctrica, con respecto a la cantidad media histórica, registrada en ese mismo período.

El notable descenso de la producción nuclear está originado en la coincidencia de la indisponibilidad programada por revisión y recarga de tres centrales, de tal modo que durante 23 días la indisponibilidad ascendió a 3.000 MW. Una indisponibilidad no programada de un cuarto grupo hizo ascender la potencia indisponible de origen nuclear a 4.000 MW el día 16 de junio. De este modo, en el mes de junio, la producción nuclear cubrió menos del 16% de la demanda en P48.

Gráfico 4 - Evolución diaria de la indisponibilidad del equipo térmico.



La producción eólica también se vio notablemente reducida, pasando de cubrir más del 24% de la demanda en P48 en el mes de abril (mes de muy elevada eolicidad) a una media del 15,6% en los meses de mayo y junio.

Cuadro 1 - Generación mensual por tecnología en P48 en zona española.

Años	FECHA	Nuclear	RO carbón	Carbon RGS	Ciclo Comb.	Hidraulica	RE eolico	RE hidraulico	RE solar	RE térmico	Bombeo turb	Importación
2010		21,3%	6,2%	1,7%	22,7%	12,9%	15,5%	2,4%	2,6%	12,4%	0,9%	1,3%
2011	ene	18,9%	5,5%	2,7%	20,2%	18,2%	15,4%	2,6%	1,5%	12,6%	1,0%	1,4%
	feb	19,2%	6,7%	4,4%	20,9%	11,5%	17,5%	2,2%	2,4%	13,2%	0,7%	1,4%
	mar	18,2%	6,2%	6,0%	16,4%	13,8%	18,1%	2,6%	2,6%	13,7%	0,9%	1,6%
	abr	21,3%	4,7%	6,7%	13,3%	14,3%	15,9%	2,8%	4,0%	14,9%	0,9%	1,2%
	may	16,8%	4,0%	9,5%	19,3%	10,8%	15,7%	2,2%	4,3%	14,4%	0,5%	2,5%
	jun	21,3%	3,8%	8,5%	21,9%	7,5%	13,7%	1,8%	4,9%	13,5%	0,4%	2,7%
	jul	20,7%	7,9%	10,1%	19,3%	5,5%	13,9%	1,6%	5,1%	12,8%	0,4%	2,7%
	ago	23,3%	8,4%	9,5%	20,7%	5,2%	11,3%	1,3%	4,8%	11,4%	0,5%	3,4%
	sep	22,2%	10,2%	10,7%	20,1%	4,4%	10,3%	1,0%	4,6%	13,5%	0,6%	2,5%
	oct	20,5%	10,5%	9,1%	16,8%	5,0%	15,1%	0,8%	3,9%	14,4%	0,9%	3,0%
	nov	20,7%	10,2%	7,5%	15,2%	8,2%	17,3%	1,8%	2,2%	14,4%	0,9%	1,5%
	dic	20,7%	9,9%	6,3%	14,1%	7,8%	18,9%	1,9%	2,3%	13,9%	1,0%	3,2%
2012	ene	20,8%	10,9%	10,0%	17,0%	5,5%	13,7%	1,3%	2,5%	13,6%	1,1%	3,6%
	feb	20,7%	11,8%	9,7%	15,6%	3,9%	18,8%	1,3%	3,4%	12,9%	0,8%	1,1%
	mar	23,5%	10,8%	8,4%	13,0%	4,9%	15,6%	1,3%	4,4%	14,4%	0,6%	2,9%
	abr	23,9%	8,2%	3,4%	10,0%	6,3%	24,4%	2,1%	4,1%	14,8%	0,8%	2,0%
	may	20,3%	9,9%	7,1%	10,6%	8,7%	16,7%	2,8%	5,8%	14,8%	0,6%	2,5%
	jun	15,7%	13,0%	9,8%	13,8%	7,3%	14,5%	1,9%	6,3%	14,2%	0,7%	2,7%

Como se ha dicho anteriormente, ambos hechos contribuyeron a la ampliación del hueco térmico, lo cual fue aprovechado esencialmente por la tecnología del carbón para aumentar su cuota de participación, pasando del 11,6% de la generación en P48 en el mes de abril, al 22,8% en junio. Este incremento de la participación se reparte por igual entre las centrales de carbón adscritas al mecanismo de restricción por garantía de suministro (RGS), que pasaron del 3,4% al 9,8%, y el resto de centrales de carbón, las cuales aumentaron su participación del 8,2% al 13%.

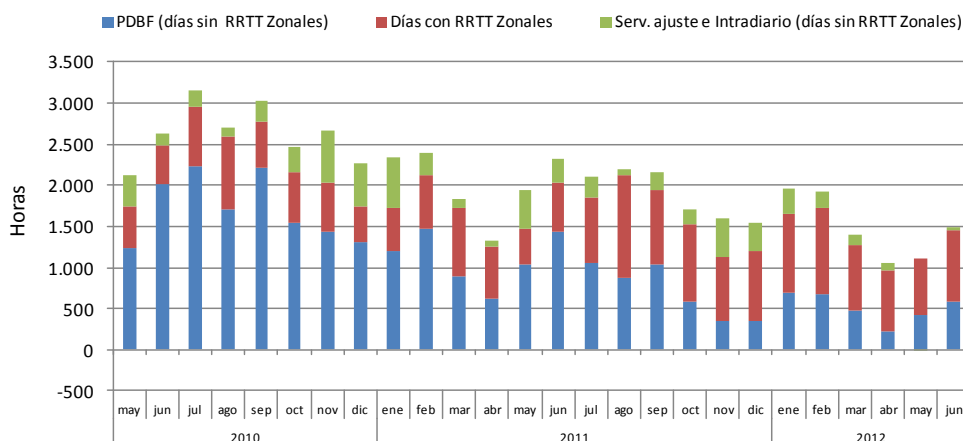
De este modo, las **horas de funcionamiento equivalente de las centrales RGS** se incrementaron hasta las 4.000 en mayo, rondando las 6.000 en junio. Para las centrales de carbón no GS, las horas de funcionamiento también se vieron notablemente incrementadas, rondando las 2.800 en mayo y las 5.500 en junio.

Cabe resaltar que el incremento del hueco térmico fue levemente aprovechado por las centrales de ciclo combinado para incrementar sus horas de funcionamiento. De esta forma, mientras que su cuota de generación en P48 en los meses de marzo y abril fue del 13% y 10% respectivamente, en los meses de mayo y junio alcanzaron el 10,6% y 13,8%.

El valor alcanzado por **las horas equivalentes anuales de funcionamiento de los ciclos combinados** durante el mes de mayo se situó en torno a las 1.100, incrementándose hasta poco más las 1.500 en junio.

Durante el conjunto de ambos meses, dos terceras partes de los ciclos presentan un funcionamiento equivalente anual inferior a 1.000 horas.

Gráfico 5 - Evolución mensual de las horas de funcionamiento anual de ciclos combinados.



En la siguiente tabla se muestra la evolución mensual del reparto de la generación en P48 por grupo empresarial.

SUPERVISIÓN MERCADO ELÉCTRICO

Cuadro 2 - Generación mensual por empresa en P48 en zona española.

Años	FECHA	END	IB	GN-UF	HC	EON	Otros
2010		19,8%	25,1%	13,6%	6,0%	4,5%	30,9%
2011	ene	20,9%	25,5%	13,7%	5,5%	4,3%	30,1%
	feb	21,8%	22,2%	14,8%	5,9%	4,0%	31,2%
	mar	25,3%	23,3%	12,6%	6,0%	3,7%	29,1%
	abr	26,4%	24,0%	11,0%	5,4%	2,1%	31,1%
	may	24,5%	22,9%	13,2%	4,9%	2,7%	31,9%
	jun	22,1%	20,3%	15,2%	5,4%	4,4%	32,7%
	jul	29,0%	18,5%	12,9%	5,0%	4,4%	30,2%
	ago	26,2%	19,0%	13,7%	6,0%	6,3%	28,9%
	sep	26,1%	19,2%	14,0%	6,6%	4,7%	29,5%
	oct	28,9%	17,2%	14,4%	6,6%	3,5%	29,4%
	nov	25,3%	20,4%	13,9%	5,9%	4,2%	30,3%
	dic	21,2%	22,1%	13,4%	5,9%	5,1%	32,2%
2012	ene	26,6%	18,7%	14,9%	5,9%	5,0%	29,0%
	feb	25,6%	18,4%	14,2%	6,5%	4,1%	31,3%
	mar	27,7%	18,9%	12,7%	5,8%	3,6%	31,3%
	abr	24,3%	20,3%	10,7%	6,4%	2,6%	35,6%
	may	28,0%	17,3%	12,9%	4,9%	3,4%	33,5%
	jun	24,8%	17,1%	14,2%	5,9%	3,9%	34,2%

3. Mercado

3.1. Componentes del precio final del mercado de producción

En términos unitarios, los distintos componentes del **precio horario final** del mercado se reflejan en la siguiente tabla.

Cuadro 3 – Evolución del precio horario final demanda nacional (distribuidores/comercializadores de último recurso + comercializadores en mercado libre + consumidores directos a mercado libre).

Año	Energía final MWh	Mercado diario €/MWh	Mercado intradiario €/MWh	Restricciones €/MWh	Procesos OS €/MWh	Garantía potencia Pagos capacidad €/MWh	Total €/MWh
2007	256.414.187	41,1	0,00	1,3	0,9	3,9	47,3
2008	263.404.753	65,9	0,00	1,7	1,0	1,1	69,7
2009	252.617.641	38,1	-0,02	1,8	0,9	1,9	42,6
2010	258.735.248	38,4	-0,02	2,6	1,2	3,1	45,3
2011							
Enero	23.533.332	42,9	-0,05	2,3	1,2	7,1	53,4
Febrero	21.340.101	48,9	-0,03	1,3	0,9	7,0	58,0
Marzo	22.617.800	47,5	-0,05	1,8	1,0	5,7	55,9
Abril	19.103.449	46,2	-0,01	1,4	1,0	5,4	53,9
Mayo	20.099.458	49,5	-0,04	1,0	0,8	5,4	56,6
Junio	20.619.606	50,6	-0,05	1,0	0,8	6,4	58,7
Julio	21.753.435	51,4	-0,05	1,5	0,8	7,1	60,8
Agosto	21.406.002	54,1	-0,08	2,0	1,0	4,8	61,8
Septiembre	20.869.223	59,5	-0,06	2,1	1,3	5,6	68,3
Octubre	20.079.186	58,8	-0,03	2,9	1,9	5,4	69,0
Noviembre	20.510.186	50,1	-0,11	4,1	1,6	5,6	61,3
Diciembre	21.721.792	51,5	-0,15	3,7	1,3	7,0	63,3
2012							
Enero	22.994.837	52,8	0,00	2,3	1,3	7,1	63,5
Febrero	22.835.290	55,1	-0,04	2,1	1,6	7,1	65,9
Marzo	21.250.596	48,9	-0,05	2,7	1,9	5,6	59,0
Abril	19.356.582	42,1	-0,03	3,2	2,4	5,4	53,2
Mayo	20.069.491	44,5	-0,07	2,4	1,4	5,3	53,5
Junio	20.648.548	54,2	-0,07	1,8	1,4	6,2	63,6

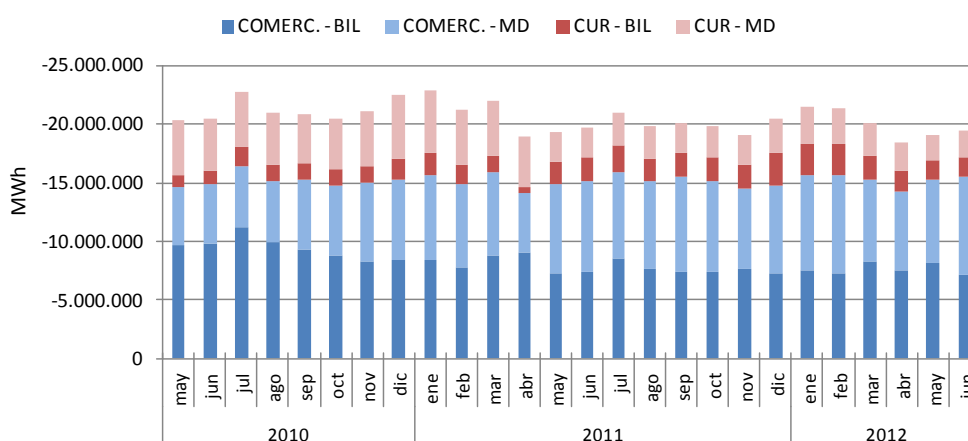
Durante los meses de mayo y junio se produjo un repunte del precio tras el descenso de los meses anteriores, siendo el precio horario final del mes de junio cerca de un 30% superior al registrado el mes de abril. El descenso de la producción eólica y la elevada indisponibilidad nuclear provocaron una ampliación del hueco térmico que permitió la entrada de ofertas más caras de la tecnología del carbón, y en menor medida, de centrales de ciclo combinado.

Los precios punta alcanzados durante ambos meses continuaron situándose en torno a a los 70 €/MWh. El máximo del periodo se alcanzó el domingo 3 de junio a la hora 23 con un precio de 70,20 €/MWh. Estos máximos fueron causados por una baja generación de régimen especial cubierta por ofertas elevadas de ciclos combinados, centrales hidráulicas y de bombeo. **No se registraron horas de precios cero** en el periodo de estudio.

3.2. Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF)

Desde el punto de vista de las compras, **continúa al alza el porcentaje de suministro en mercado libre**, situándose por encima del 80% en el mes de junio, siendo este valor superior a la media del año 2011 (74,3%) y por encima del mismo mes de años anteriores (72,6% en 2010 y 77,1% en 2011), motivado también en parte por un efecto estacional.

Gráfico 6 - Evolución de las compras en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española.



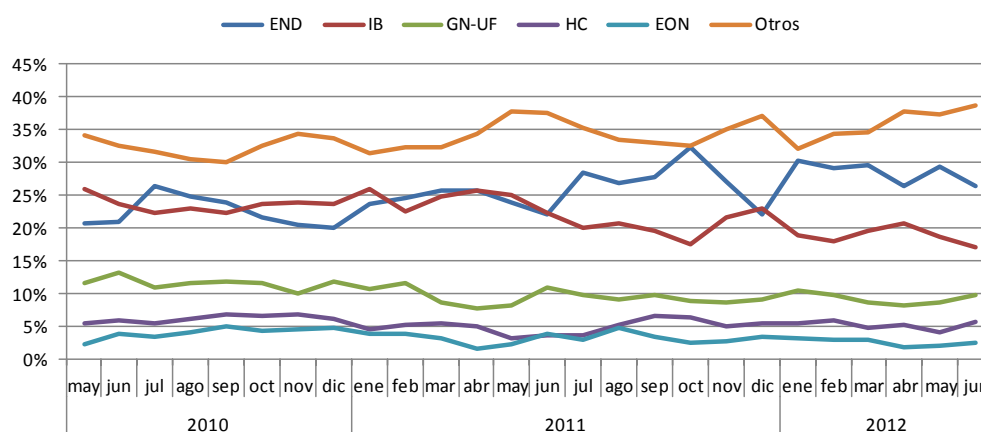
Cuadro 4 – Demanda neta mensual por empresa en PDBF (Mercado Diario + Bilateral) en zona española.

Años	FECHA	END	IB	GN-UF	HC	EON	Otros	CUR
2010		25,5%	16,5%	11,6%	7,8%	1,3%	9,0%	28,4%
2011	ene	24,6%	17,0%	10,8%	6,9%	1,1%	8,1%	31,4%
	feb	24,5%	17,2%	11,0%	8,1%	1,3%	8,2%	29,7%
	mar	25,5%	17,9%	11,3%	7,5%	1,5%	9,0%	27,3%
	abr	26,3%	17,5%	11,3%	8,4%	1,5%	9,7%	25,3%
	may	28,3%	18,2%	11,1%	7,9%	1,5%	9,7%	23,4%
	jun	28,8%	18,5%	11,3%	7,9%	1,5%	9,2%	22,9%
	jul	28,2%	18,7%	11,3%	7,4%	1,5%	8,5%	24,4%
	ago	29,4%	18,5%	11,3%	6,7%	1,5%	8,8%	23,7%
	sep	29,0%	18,6%	11,4%	7,6%	1,5%	8,9%	23,0%
	oct	26,5%	19,0%	11,7%	8,0%	1,6%	9,3%	23,8%
	nov	27,2%	19,4%	11,4%	8,1%	1,7%	8,3%	23,9%
	dic	25,8%	19,7%	11,2%	6,9%	1,6%	6,8%	28,0%
2012	ene	25,1%	18,6%	10,9%	6,7%	1,9%	9,8%	27,0%
	feb	24,8%	19,0%	10,8%	6,8%	2,1%	9,6%	26,9%
	mar	26,5%	18,9%	11,4%	7,0%	2,5%	9,9%	23,8%
	abr	26,8%	18,7%	11,2%	7,5%	2,4%	10,5%	22,8%
	may	28,3%	19,0%	11,6%	7,9%	2,6%	10,5%	20,1%
	jun	29,5%	19,1%	11,7%	7,5%	2,6%	9,7%	20,0%

Desde el punto de vista de las ventas, analizando la concentración empresarial en el Programa Diario Base de Funcionamiento de los meses de mayo y junio, cabe destacar el descenso continuado de Iberdrola, ayudado por el incremento del hueco térmico, en contraste

con la continuidad de la tendencia al alza de de los pequeños generadores, soportados por el incremento de su generación hidráulica y de ciclos combinados.

Gráfico 7 - Cuotas por empresa en PDBF (Mercado diario + bilateral) en zona de precio española (Generación).



3.3. Análisis de costes y precios del mercado diario

El precio medio de **la referencia spot del NBP continúa en leve descenso** desde el mes de abril (27,69 €/MWh) hasta alcanzar los 25,94 €/MWh en junio, contrastando con **la referencia de largo plazo, que prosigue en lento ascenso** hasta 33,04 €/MWh, tras marcar en abril 32,86 €/MWh. La referencia de GNL SWE se movió en máximos por encima de los 38 €/MWh durante ambos meses, superando los altos precios registrados en septiembre de 2011. La referencia Henry Hub de Estados Unidos presenta un ligero ascenso, pasando de 5,60 \$/MMBTU en abril a 7,38 \$/MMBTU en junio, situado, en cualquier caso, muy lejos de las referencias europeas.

El precio de la referencia de carbón McCloskey continuó su tendencia bajista y se redujo hasta los 9,92 €/MWh al igual que **el precio de los derechos de emisión de CO₂**, que se sitúa en 6,83 €/MWh, tras alcanzar en abril los 9,96 €/MWh.

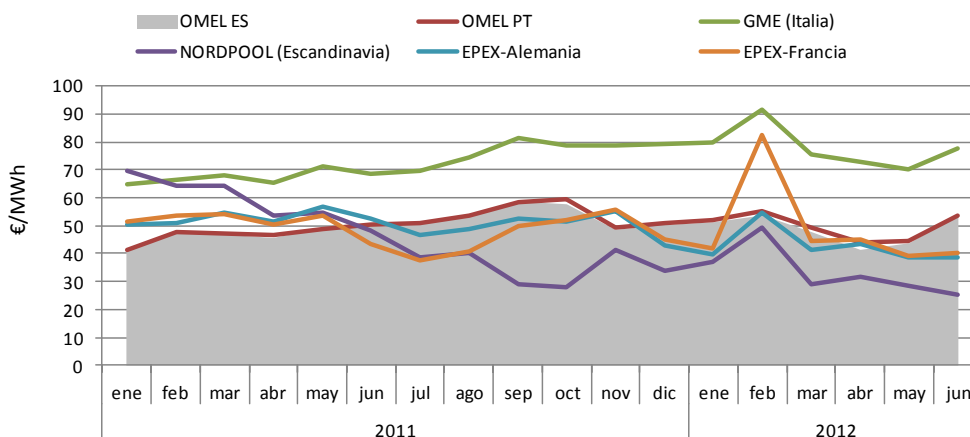
El ingreso medio de la generación térmica en el mercado diario ascendió ambos meses hasta situarse en 54,67 €/MWh.

3.4. El MIBEL y otros mercados europeos

En los meses de mayo y junio se registró un comportamiento dispar de las referencias de los mercados europeos. Mientras que las referencias de Alemania, Francia y Nordpool disminuyeron sus precios medios (11%, 10% y 21% respectivamente), las de Italia y España se incrementaron (7% y 30%). La reducción experimentada por el precio de Norpool, de acuerdo con revistas especializadas, viene motivada por una elevada generación hidráulica sumada a los bajos precios del carbón y de emisiones de CO₂. Respecto al ascenso del precio del

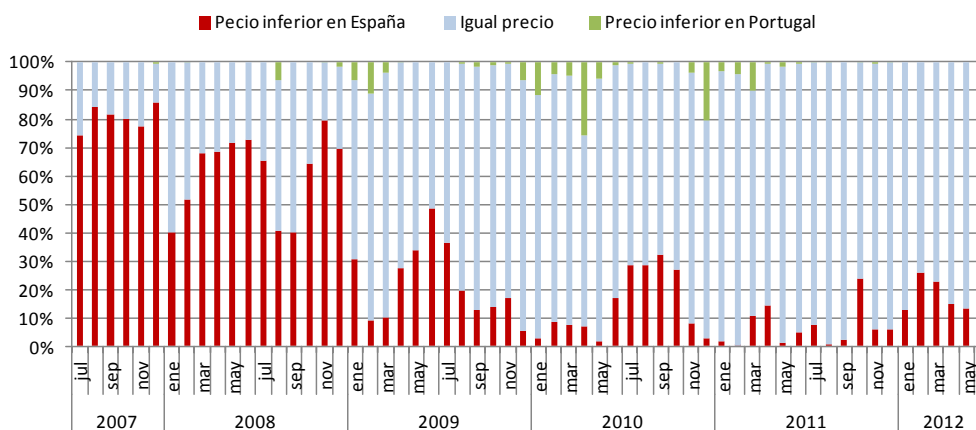
mercado español, se explica por el alza en el mix de generación de tecnologías con ofertas más caras (ciclos combinados y carbones) en detrimento de otras menos costosas (nuclear y eólica).

Gráfico 8 - Comparativa de precios medios mensuales OMEL con el resto de mercados europeos.



El acoplamiento registrado en el MIBEL el mes de mayo alcanzó el 87%, mientras que para el mes de abril se elevó hasta el 99%. En el resto de las horas la interconexión estuvo congestionada siempre en el sentido España → Portugal, con un mayor precio en el sistema portugués.

Gráfico 9 - Separación de mercados: evolución mensual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior en España y Portugal.



Durante el mes de mayo se produjeron constantes reducciones de la capacidad de interconexión entre ambos países, debidas principalmente a la realización de descargos en diversas líneas, motivo por el cual el acoplamiento resultó inferior al correspondiente al mismo periodo de años anteriores. Por el contrario, durante el mes de junio, la mayor disponibilidad de

la interconexión derivó en el alto acoplamiento arriba mencionado.

En la frontera con Francia, en el total de ambos meses, se registró un volumen de importaciones netamente superior al de exportaciones. Ello se explica en parte porque el precio medio mensual del mercado diario francés se situó en 38,96 €/MWh y 40,45 €/MWh en mayo y junio respectivamente, valores inferiores a los registrados en el área española MIBEL (43,58 €/MWh y 53,60 €/MWh).

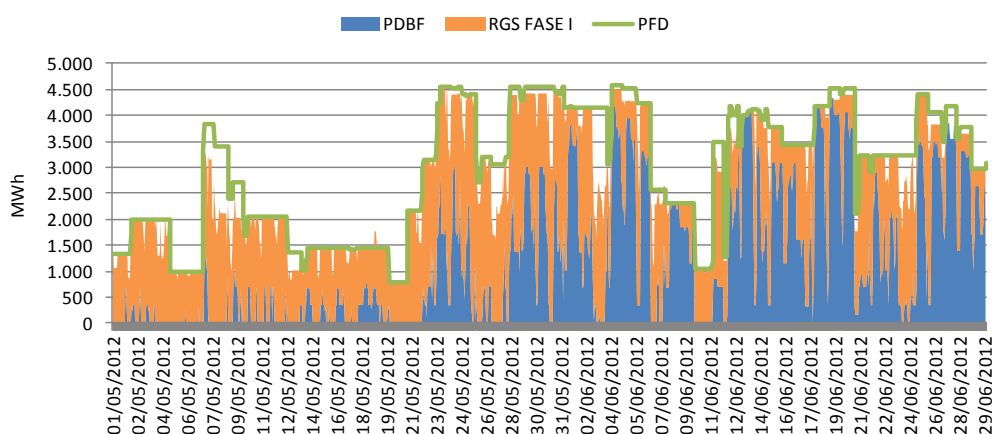
Con respecto a Marruecos, se mantuvo el volumen de las exportaciones, mientras que las importaciones siguieron siendo nulas como resulta habitual.

3.5. Restricciones por garantía de suministro

Durante el mes de mayo la energía producida por las centrales programables por garantía de suministro fue de 1,52 TWh, siendo el 23% del Plan de Funcionamiento Diario programado en PDBF, mientras que para el mes de junio esta cantidad se incrementó hasta 2,11 TWh, aumentando también la energía programada en PDBF hasta el 64%. La ampliación del hueco térmico respecto a meses anteriores provocó el incremento del peso de estas centrales en el PDBF, representando el 1,8% y 7% en los meses de mayo y junio respectivamente.

Durante la primera mitad del año, el total de la energía producida por las centrales RGS ascendió a 10,686 TWh. Esta cantidad producida supone el **48% del volumen máximo de producción establecido para 2012** por RGdS (22.248 GWh).²

Gráfico 10 - Programación en PDBF y en RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento diario. Marzo y Abril 2012.



² Según se establece en la Resolución de 30 de diciembre de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, 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 2012 a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro, modificada por el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo.

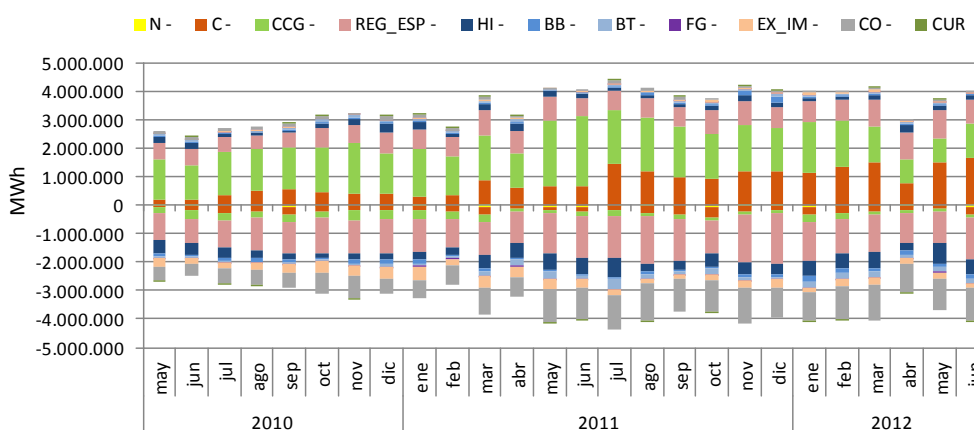
El coste del proceso de solución de Restricciones por Garantía de Suministro durante la primera mitad del año fue de 232 M€, habiéndose producido, conforme a lo arriba indicado, el 48% del volumen anual previsto.

3.6. Mercado intradiario

El precio medio ponderado en el mercado intradiario fue de 43,68 €/MWh para el mes de mayo y de 52,10 €/MWh para abril, mientras que el precio medio ponderado del mercado diario fue de 44,32 €/MWh y 54,25 €/MWh respectivamente.

El volumen de energía negociada en los meses de mayo y junio en el mercado intradiario vino a ser un 12,5% y un 13,5% respectivamente del total de la energía negociada, lo que supuso un 15% y un 17% con respecto al PDBF correspondiente.

Gráfico 11 - Evolución mensual de las compras y ventas en intradiario por tecnología.



3.7. Servicios de Ajuste del Sistema

El precio medio de la banda secundaria descendió notablemente durante ambos meses, situándose ligeramente por encima de los 22 €/MW, muy por debajo de los 40,77 €/MW registradas en el mes de abril. El valor máximo se alcanzó el sábado 12 de mayo a la hora H.9 (63,3 €/MW), cuando el reducido número de grupos térmicos acoplados dio lugar a la entrada de grupos de bombeo.

Durante ambos meses el saldo de energía a bajar y a subir en gestión de desvíos y terciaria fue positivo, al ser la demanda final en P48 superior a la programada tras las sesiones de los mercados intradiarios.

El ingreso medio ponderado mensual que se registró en la Fase 1 del proceso de restricciones técnicas a subir del PDBF se redujo durante ambos meses, 118,61 €/MWh y 116,13 €/MWh respectivamente, con respecto abril (119,38 €/MWh).

Como se explica más adelante, durante el mes de mayo tuvo lugar el fin de la aplicación del mecanismo de *Reserva de potencia a subir insuficiente (RSI)*, siendo sustituido por la *Contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir (P.O. 3.9)*.

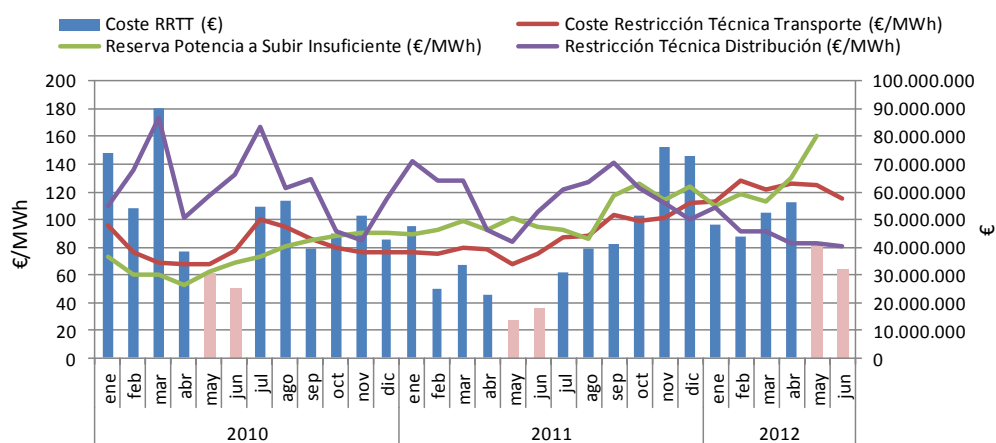
Cabe destacar la práctica desaparición de restricciones en la red de distribución en el mes de junio, las cuales estaban originadas en la red de distribución de HC en Asturias.

La energía que fue necesario programar a bajar en la Fase I del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF durante el mes de junio se acercó a los 11.000 MWh, teniendo prácticamente la totalidad su origen en restricciones técnicas de transporte, la mayoría de ellos originados por la generación en régimen especial.

La energía programada por restricciones en tiempo real a subir se redujo el mes de mayo para recuperar en junio los niveles de meses anteriores. Por su parte, la energía a bajar se movió en torno a los 37.000 MWh, reduciendo así los altos niveles alcanzados en el mes de abril (80.000 MWh).

Cabe resaltar el elevado coste de las restricciones técnicas al PDBF de los meses de mayo y junio en comparación con los mismos meses de años anteriores, motivado por el elevado precio registrado en la solución de restricciones técnicas de transporte. La elevada demanda existente durante la ola de calor acaecida en la península durante la segunda mitad del mes de junio, sumada a la elevada indisponibilidad nuclear, provocó elevados precios de la energía adquirida para la solución de restricciones técnicas, esencialmente en las zonas de Cataluña, Campo de Gibraltar y Huelva.

Gráfico 12 - Coste mensual de restricciones técnicas al programa base de funcionamiento (fase 1 y 2) frente a coste de solución de restricciones.

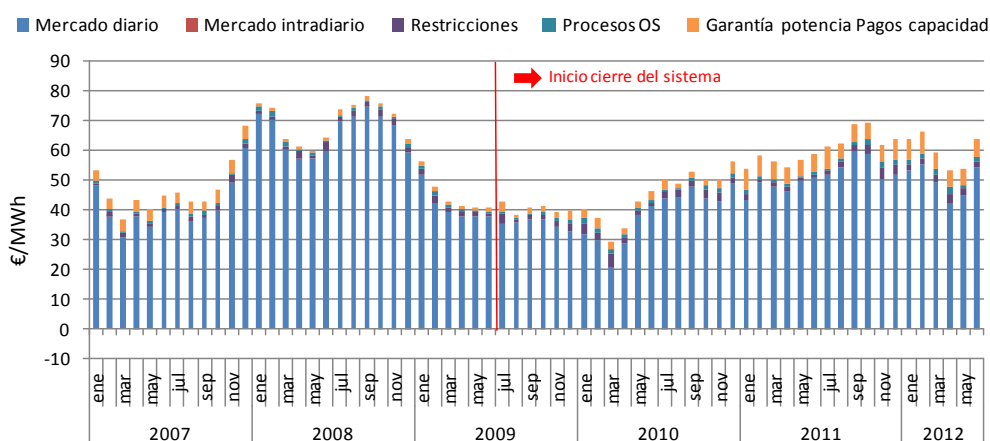


Con el objetivo de valorar la evolución del coste de los servicios de ajuste del sistema³, en este caso entendidos como los costes de las restricciones y los procesos asociados al Operador del

³ *Servicios complementarios*: Servicios que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía en las condiciones adecuadas de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas. Incluyen: regulación primaria, regulación secundaria, regulación terciaria y control de tensión de la red de transporte

Sistema, se ha de tener en cuenta que el peso de ambos elementos sobre el precio final de la energía en los últimos 12 meses ha estado en torno al 6,5%.

Gráfico 13 – Evolución mensual del precio final de la energía por componente.

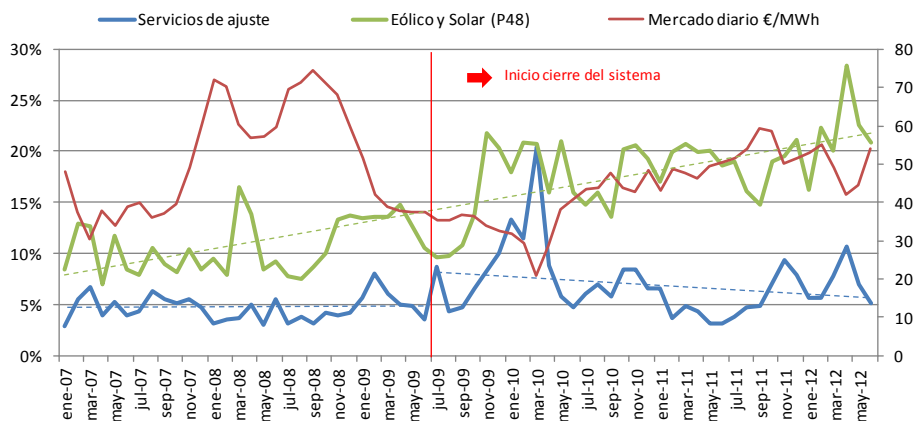


Sin embargo, este peso del sobrecoste de los servicios de ajuste sobre el precio final de la energía no ha sido constante en los últimos años, dado que se incrementó de forma importante a partir del 1 de julio de 2009, momento desde el cual, los distribuidores no se encargan de realizar el cierre de la energía del mercado. Desde este momento, la mitad del coste de los servicios de regulación secundaria, terciaria y gestión de desvíos es motivada por la existencia de este cierre de energía. El valor medio del peso de los servicios de ajuste entre enero de 2007 y junio de 2009 fue de 4,64%, mientras que entre julio de 2009 y junio de 2012 fue de 7,07%.

Adicionalmente, se aprecia una fuerte correlación entre el desarrollo de las energías renovables y el incremento del sobrecoste de los servicios de ajuste, dado que el incremento de la generación en régimen especial requiere a su vez de un incremento de los servicios de ajuste para garantizar el suministro de energía con un menor número de centrales casadas en el mercado diario. Adicionalmente, dicho incremento de la generación en régimen especial tiende a reducir el precio del mercado diario, por lo que el sobrecoste de los servicios de ajuste resulta ser mayor.

Servicios de ajuste del sistema: Son aquellos que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía eléctrica en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad necesarias. Los servicios de ajuste pueden tener carácter obligatorio o potestativo. Se entienden como sistemas de ajuste tales como la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

Gráfico 14 – Evolución del peso de los servicios de ajuste sobre precio final de la energía frente a porcentaje de generación de régimen especial solar y eólico y precio del mercado diario.

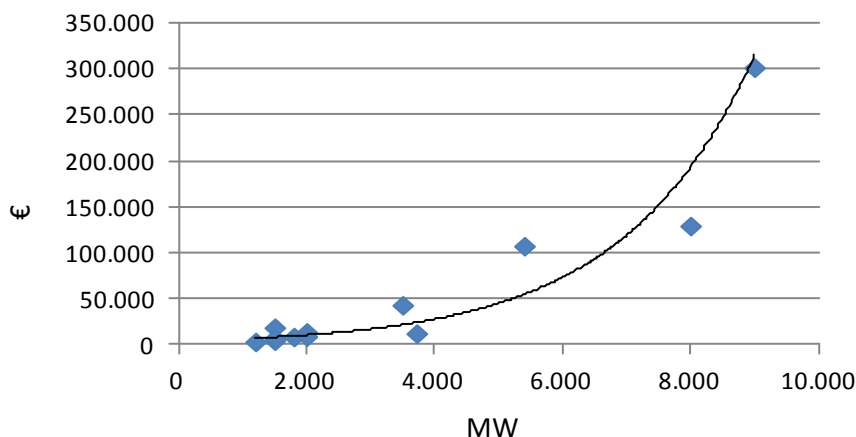


El pasado día 11 de Mayo de 2012, mediante la *Resolución de 24 de febrero de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación del sistema P.O. 3.9: «contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir»*, tuvo lugar la entrada en vigor de dicho procedimiento de operación en sustitución del anterior procedimiento para a la asignación de Reserva de potencia a subir insuficiente (RSI). Hasta el día 30 de junio, ha sido necesario acudir a este nuevo procedimiento un total de 10 días.

Con el objetivo de comparar el coste de ambos procedimientos, se procede a estudiar el coste de la Contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir desde su entrada en vigor hasta el día 30 de junio de 2011 con el coste que supuso RSI durante el mismo periodo de tiempo del año 2011.

Como se ha comentado anteriormente, ha sido necesario acudir al nuevo procedimiento un total de 10 días, por una potencia de 35.903 MW, por los que se han pagado 642.555€. En la siguiente gráfica se puede ver la distribución de estas contrataciones según potencia y coste.

Gráfico 15 – Curva potencia-coste de la reserva de potencia adicional a subir.



Para el caso de RSI, en el mismo periodo temporal del año 2011, fue necesario acudir a dicho procedimiento 6 días, contratando un volumen de energía 10.104 MWh. El coste total de esta energía fue de 946.842€, siendo necesario corregir esta cifra para poder comparar ambos costes, restándole el ahorro que supuso la bajada de esa misma cantidad de energía en la fase 2 de restricciones (RT2), valorándola al precio medio de dicha fase. De esta forma, el coste aproximado que tuvo RSI en ese periodo de 2011 comparable al coste derivado del nuevo P.O fue de 446.775€, es decir, alrededor de 200.000€ menos que el año actual con el nuevo procedimiento vigente.

Es necesario indicar que esta comparación, dada la escasez de datos, resulta meramente orientativa, sin poder llegar a ser concluyente en ningún caso. Adicionalmente, el periodo estudiado se caracteriza por el reducido volumen de energía/potencia que es necesario contratar en cada procedimiento.

4. Balance empresarial final

Si se analiza la **evolución mensual del saldo neto de los principales grupos generadores** durante los meses de mayo y junio, se pueden resaltar los siguientes aspectos:

La indisponibilidad nuclear reduce notablemente la generación de Endesa e Iberdrola.

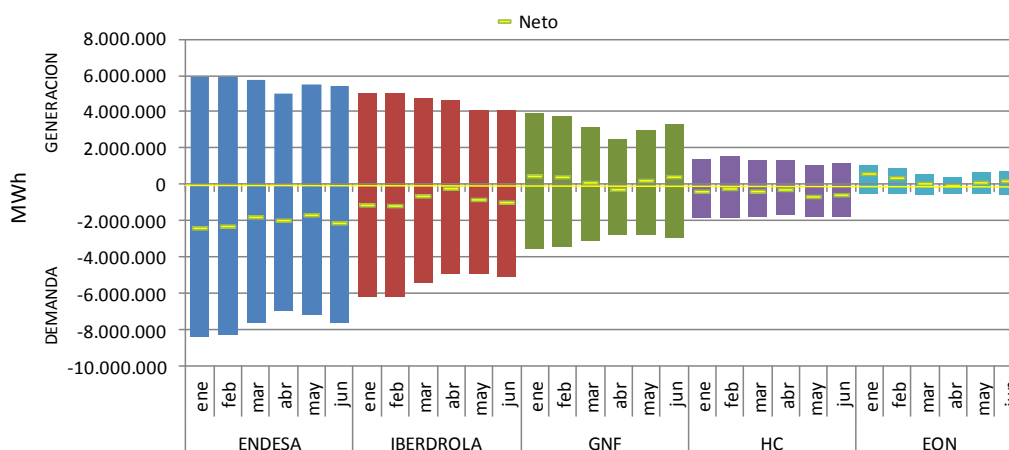
El notable descenso de la generación eólica respecto a abril, sumado a la alta indisponibilidad nuclear arriba citada, lleva a Iberdrola a un saldo neto negativo en ambos meses, alejándose del equilibrio del mes anterior.

Gas Natural Fenosa, Endesa y E.On se ven favorecidos por el aumento de la participación de la tecnología del carbón.

El ligero incremento del funcionamiento de los ciclos combinados es recogido esencialmente por Gas Natural Fenosa, lo que, sumado a la mejora de sus plantas de carbón, le permite volver a presentar un saldo neto positivo en ambos meses.

Hidrocarbónico acusa el descenso de su producción nuclear, pero es el descenso de su generación hidráulica la que provoca el empeoramiento de su saldo neto.

Gráfico 16 – Evolución mensual del saldo neto de energía por agente. Año 2012.



En el siguiente gráfico se muestra la evolución en el acumulado anual del saldo neto por agente y tecnología

Gráfico 17 - Saldo de energía por agente y tecnología. Acumulado anual (Enero-Junio).

