

INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD

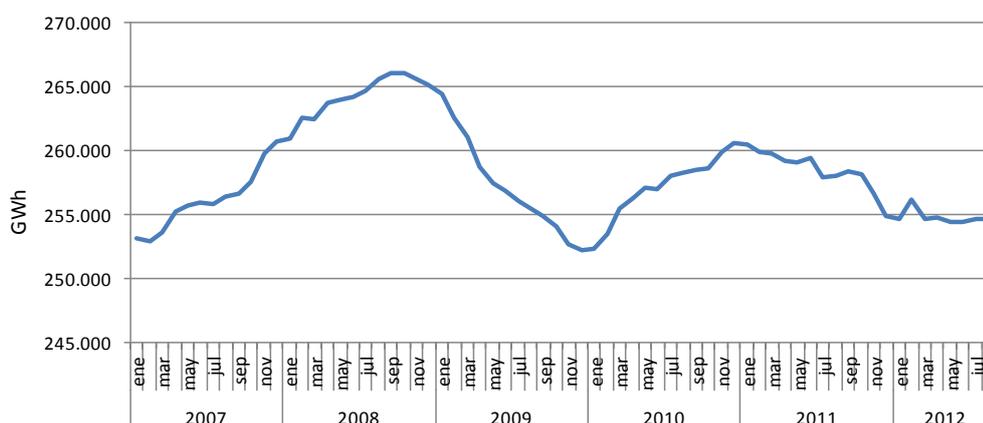
**JULIO Y AGOSTO
2012**

1. Demanda

La demanda de energía eléctrica peninsular acumulada hasta agosto de 2012 registró un descenso del 0,1% (descenso del 1,5% teniendo en cuenta los efectos del calendario y las temperaturas). La demanda bruta mensual correspondiente al mes de julio descendió un 0,2% con respecto al mismo mes del año anterior (-1,7% tenidos en cuenta los efectos del calendario y las temperaturas), mientras que en el mes de agosto se registró un ascenso del 0,2%, si bien el dato corregido reflejó un descenso del 1,5%.

Julio fue en conjunto algo más cálido de lo normal, con una temperatura media mensual de 23,9° C, valor que supera en 0,5° C al normal de este mes. Agosto resultó extremadamente cálido, con una temperatura media mensual de 25,4° C, superando en 2,0° C la normal del mes. **Se trató del segundo mes de agosto más cálido de la serie histórica desde 1961.**

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



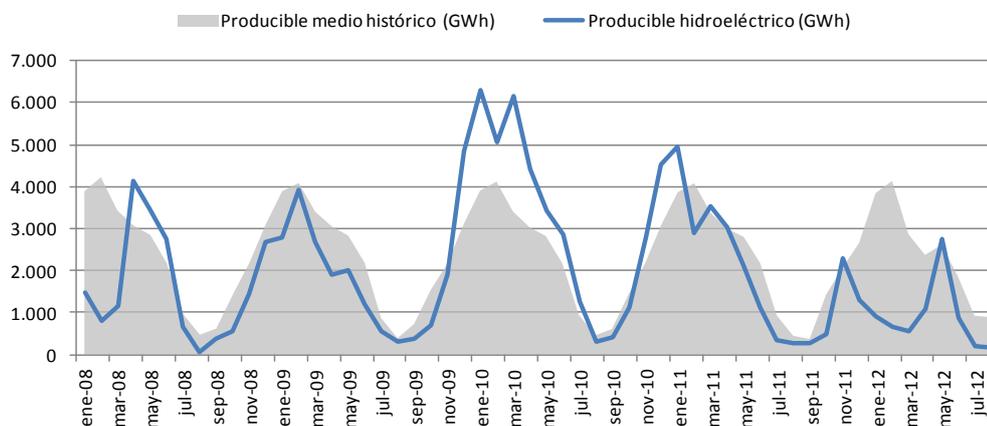
2. Oferta

Desde el punto de vista hidrológico, los meses de julio y agosto resultaron muy secos en general. Para el mes de julio, la precipitación media a nivel nacional estuvo en torno a los 12 mm, lo que supone la mitad del valor medio normal del mes (23 mm), mientras que para el mes de agosto se situó en torno a los 9 mm, esto es, poco más de la tercera parte del valor medio normal del mes (24 mm), resultando el tercer mes de agosto más seco desde 1961.

De este modo, durante ambos meses se registró un **muy bajo índice producible hidroeléctrico**¹, inferior a los mismos meses de años anteriores, con una media en el vigente año del 35% (enero-agosto 2012).

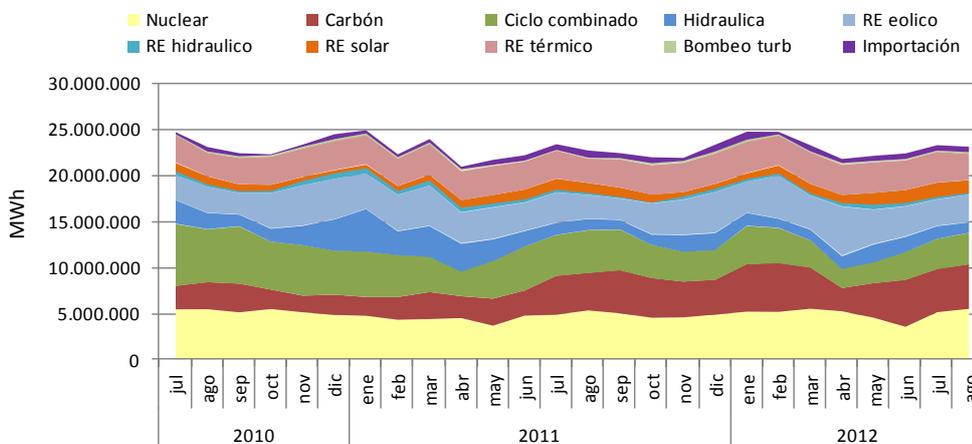
¹ Índice producible hidroeléctrico: Cantidad máxima de energía eléctrica que teóricamente se podría producir, considerando las aportaciones hidráulicas registradas durante un determinado período de tiempo y una vez deducidas las detracciones de agua realizadas para riego o para otros usos distintos de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

Gráfico 2 - Producible hidroeléctrico y valor medio histórico



De tal forma, se alcanzó una baja producción hidráulica, con una participación en el entorno del 5% sobre la producción final total del conjunto de tecnologías.

Gráfico 3 - Evolución mensual de la producción por tecnologías (P48).



Desde el punto de vista de la producción, destaca la recuperación de la generación nuclear, que se había reducido muy significativamente en el mes de junio debido a las indisponibilidades programadas de varias centrales. También se incrementa la generación de los ciclos combinados, gracias a una menor programación eólica e hidráulica.

Como se ha dicho anteriormente, la baja eolicidad e hidráulica que caracterizó ambos meses conllevó un notable descenso de la generación de ambas tecnologías: la generación eólica cubrió en estos dos meses el 12,5% de la generación y la hidráulica el 5,3%.

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

Años	FECHA	Nuclear	RO carbón	Carbon RGS	Ciclo Comb.	Hidráulica	RE eólico	RE hidráulico	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%
	jul	21,9%	12,6%	7,6%	14,3%	5,8%	12,3%	1,4%	6,7%	14,1%	0,7%	2,6%
	ago	23,6%	12,6%	8,4%	15,0%	4,8%	12,8%	1,1%	6,0%	12,1%	0,9%	2,6%

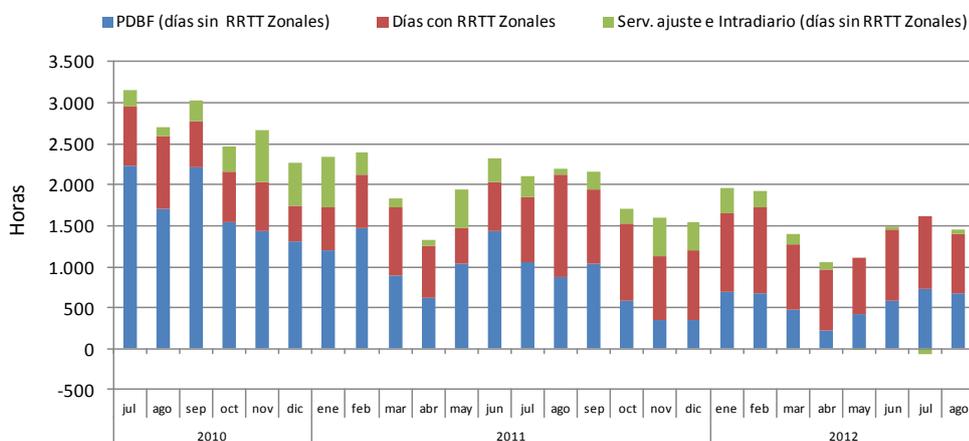
De esta forma, los ciclos combinados aumentaron su participación, pasando del 10,6% y 13,8% de la generación en P48 de los meses de mayo y junio, al 14,3% y 15% en los meses de julio y agosto respectivamente. La generación de origen nuclear alcanzó en agosto el valor máximo del 23,6% del total, con una muy baja tasa de indisponibilidades durante dicho mes. También alcanzó un valor máximo la generación solar, con una cuota del 6,7%, en el mes de julio, motivado principalmente por el incremento de la generación de origen termoeléctrico. El resto de tecnologías no sufrieron variaciones significativas en sus cuotas de generación.

Las **horas equivalentes de funcionamiento de las centrales de ciclo combinado** durante los meses de julio y agosto se incrementan, desde las 1.300 horas equivalentes en los meses previos hasta las 1.500 horas.

Respecto a las **centrales programables por garantía de suministro**, sus horas equivalentes de funcionamiento se vieron ligeramente reducidas durante los dos últimos meses, pasando de una media de 4.900 horas equivalentes a poco más de 4.700.

El resto de **centrales de carbón**, no adscritas al mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro, mantuvieron un comportamiento similar al del pasado mes de junio, con unas horas equivalentes de funcionamiento que rondaron las 5.300 horas, lo que resulta coherente con la baja cotización del precio del carbón en comparación con el precio del gas.

Gráfico 4 - Evolución mensual de las horas de funcionamiento anual de ciclos combinados.



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

Cuadro 2 - Generación mensual por grupo empresarial 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%
	jul	23,9%	17,5%	14,2%	6,2%	5,5%	32,7%
	ago	28,6%	17,3%	14,9%	5,9%	3,8%	29,5%

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
Julio	21.538.360	51,1	-0,08	1,9	1,2	7,2	61,3
Agosto	21.320.450	50,1	0,00	1,9	1,7	4,8	58,6

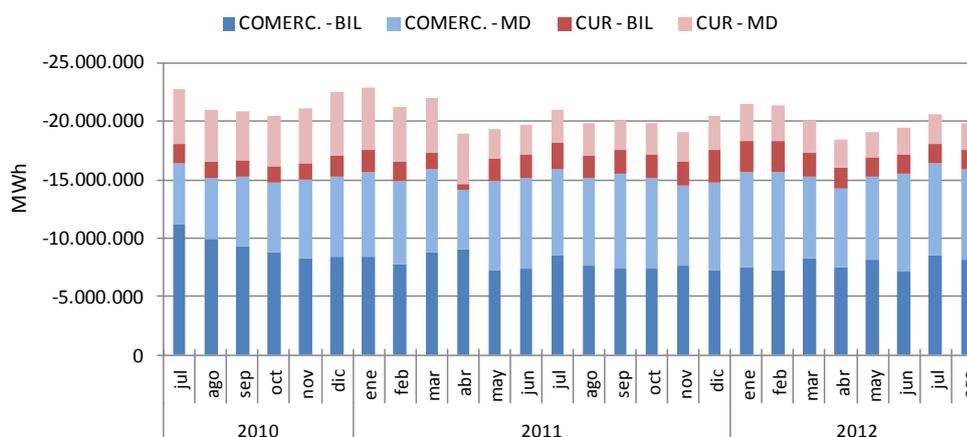
Durante el mes de julio y agosto, se produjo un descenso del precio tras el elevado valor alcanzado en el mes de junio. Los valores registrados en ambos meses (51,1 €/MWh y 50,1 €/MWh) son inferiores a los correspondientes a los mismos meses del año anterior, principalmente durante el mes de agosto, con un descenso del precio del 7,5%. **Cabe reseñar el sobrecoste nulo que sobre el precio final tuvo el mercado intradiario durante el mes de agosto.**

Los precios punta alcanzados durante ambos meses disminuyeron ligeramente frente a meses anteriores, situándose generalmente en valores no superiores a los 68 €/MWh, a excepción del máximo del periodo, alcanzado el domingo 1 de julio a la hora 23 con un precio de 70,00 €/MWh. Estos máximos fueron marcados por la tecnología hidráulica, con elevados precios en las ofertas, en una situación de baja generación de régimen especial. **No se registraron horas de precios cero** en ninguno de los dos meses.

3.2. Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF= mercado diario+bilaterales)

Desde el punto de vista de las compras, la cuota de suministro en mercado libre continúa en los mismos niveles de los dos meses anteriores, situándose ligeramente por debajo del 80%, siendo este valor superior a los registrados en los mismos meses del año anterior (75,5% y 76,25% respectivamente).

Gráfico 5 - Evolución de las compras en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española.



Analizando la demanda en PDBF por grupo empresarial, cabe destacar el descenso de la cuota de Hidrocantábrico, asociado posiblemente a la caída de la demanda de los consumidores industriales en época estival, que representan un importante porcentaje de sus clientes.

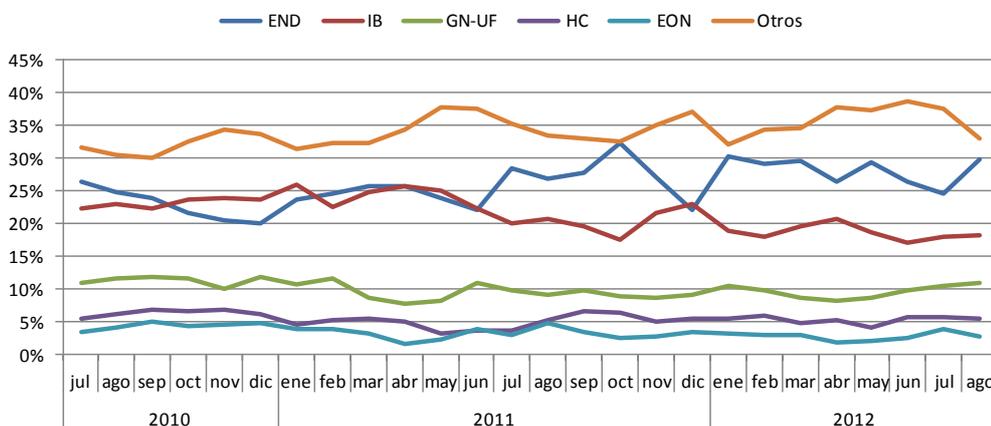
Cuadro 4 – Demanda neta mensual por empresa en PDBF (Mercado Diario + Bilateral) en zona española.

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%
	jul	29,4%	19,2%	12,0%	6,9%	2,6%	9,4%	20,6%
	ago	29,0%	19,0%	11,7%	6,6%	2,6%	10,8%	20,3%

Desde el punto de vista de las ventas, analizando la concentración empresarial en el Programa Diario Base de Funcionamiento, cabe destacar el repunte de Endesa en el mes de agosto, asociado a la alta producción de sus centrales nucleares y de sus centrales de carbón y la caída de la cuota de los pequeños generadores, derivada de la baja eolicidad registrada en dicho mes.

También cabe resaltar el alza experimentada por Gas Natural Fenosa desde el mes de mayo, apoyada en el crecimiento de la producción de sus centrales de ciclo combinado, principalmente durante el mes de agosto (dicho crecimiento se explicará en el apartado siguiente). Continúa la progresiva reducción de cuota de Iberdrola motivada por la baja producción de sus ciclos combinados, de sus centrales de carbón y su hidráulica.

Gráfico 6 - 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 de gas natural NBP se incrementó** en los meses de julio y agosto, tras dos meses consecutivos en descenso. Se situó así en el entorno de los 26–27 €/MWh. La **referencia de largo plazo continuó en ascenso**, debido a la devaluación del euro frente al dólar en estos meses. En cuanto al precio de la referencia de **GNL SWE**, que marcó máximos en los meses de mayo y junio, se redujo de forma significativa en julio (-18%), continuando este descenso, de forma más moderada, en agosto, cuando se situó en los 28–30 €/MWh. Estos descensos, de acuerdo con revistas especializadas (World Gas Intelligence), son consecuencia de la falta de demanda de este combustible, tanto en Asia como en Sudamérica, debido a las temperaturas más suaves y a los buenos aprovisionamientos, lo que ha provocado la reducción de las reexportaciones de GNL desde la península ibérica. **La referencia Henry Hub de Estados Unidos presentó notables ascensos** superando los 9 €/MWh, situado en cualquier caso, muy lejos de las referencias europeas.

El precio de la referencia de carbón McCloskey, al igual que el gas NBP, se incrementó en julio y agosto, tras dos meses de bajadas, alcanzando los valores de febrero – abril, con valores entorno a los 10-11 €/MWh.

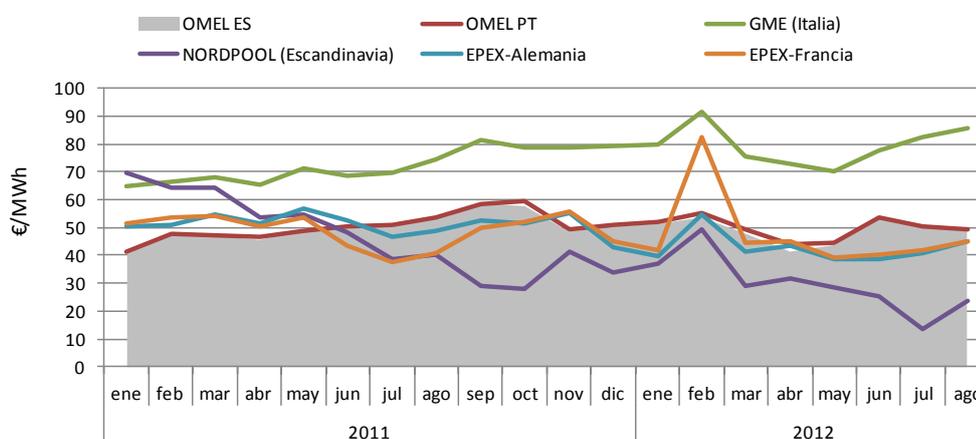
Por último, **el precio de los derechos de emisión de CO2**, se incrementó ligeramente en los dos meses de estudio, situándose en el entorno de los 7,50 €/MWh.

3.4. El MIBEL y otros mercados europeos

Durante los meses estivales, **el precio del MIBEL continuó por encima de las referencias centroeuropeas**, si bien la diferencia se redujo debido al descenso del precio en el mercado ibérico y los incrementos generalizados en el resto de mercados europeos.

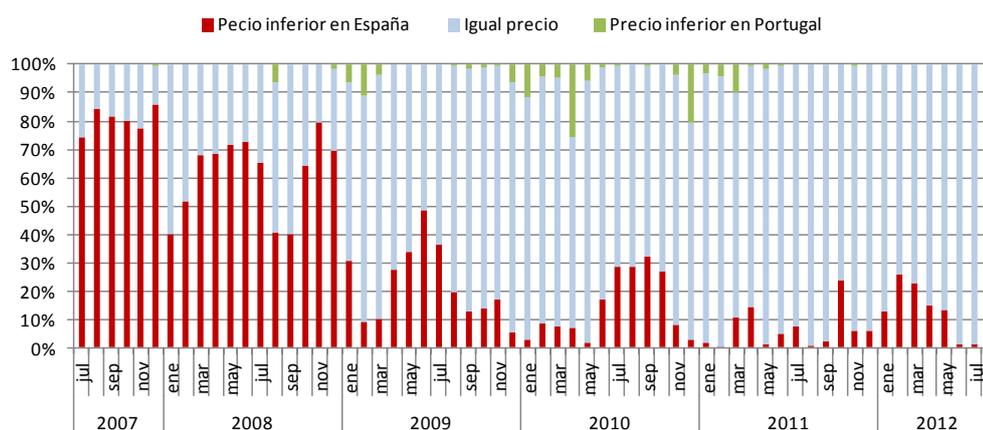
La baja disponibilidad nuclear en Francia en los meses de julio y agosto motivó un incremento en el precio del mercado spot de la electricidad, tanto en Francia como en Alemania. Cabe destacar también la caída del precio en el Nordpool en el mes de julio, como consecuencia de la elevada hidráulicidad registrada durante dicho mes.

Gráfico 7 - Comparativa de precios medios mensuales OMEL con el resto de mercados europeos.



Tras unos elevados desacoplamientos en el MIBEL durante los cinco primeros meses del año, en julio y agosto se alcanzan **acoplamientos del 99% y del 100%**, respectivamente.

Gráfico 8 - Separación de mercados: evolución mensual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior en España y Portugal.



El saldo neto en la interconexión continúa, al igual que en el primer semestre del año, **exportador en sentido España - Portugal**. No se registraron reducciones significativas en la capacidad de exportación.

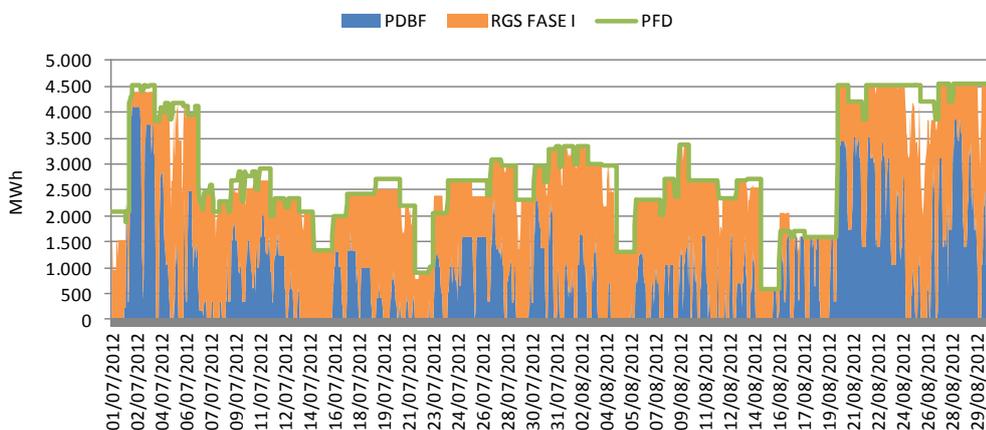
En la frontera con Francia, el saldo neto resultó importador en los 8 primeros meses del año, excepto en febrero y abril, meses en los que el precio medio en Francia se situó por debajo del español.

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

3.5. Restricciones por garantía de suministro

La programación de las centrales de carbón adscritas al RD 134/2010 se situó en los meses de julio y agosto en niveles medios – altos, siendo especialmente alta en la última quincena de agosto, con un elevado hueco térmico. **A 31 de agosto de 2012, el volumen de quemado alcanzó el 64% del volumen máximo establecido para el año 2012 (22,2 TWh).**

Gráfico 9 - Programación en PDBF y en RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento diario. Julio y Agosto 2012.



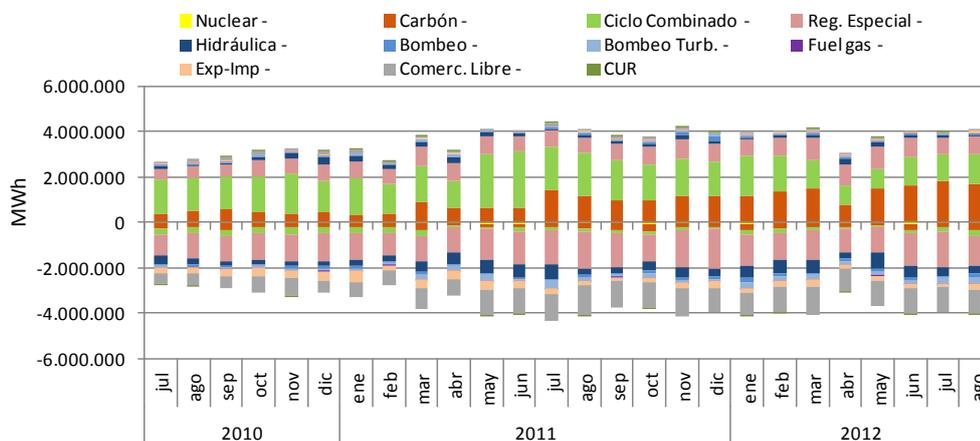
El coste del proceso de Resolución de Restricciones por Garantía de Suministro durante los ocho primeros meses del año fue de 283 millones de euros.

3.6. Mercado intradiario

El precio medio ponderado en el mercado intradiario fue de 48,59 €/MWh para el mes de julio y de 49,59 €/MWh para agosto, mientras que el precio medio ponderado del mercado diario fue de 51,15 €/MWh y 50,17 €/MWh respectivamente.

Los volúmenes de energía negociados en los meses de julio y agosto en los mercados intradiarios representaron un 17% de la energía negociada en PDBF, si bien el incremento neto fue del 9%.

Gráfico 10 - Evolución mensual de las compras y ventas en intradiario por tecnología.



3.7. Servicios de Ajuste del Sistema

Mientras que en el mes de julio el **precio medio de la banda secundaria** se redujo, en agosto se incrementó de forma significativa (más de un 30% respecto a julio) pero sin llegar a los elevados valores registrados en abril. El coste fijo de la banda supuso en agosto el cuarto valor más alto desde 2007 (en abril de 2012 se registró el más alto).

En estos meses, el OS no requirió un elevado volumen de reserva de potencia adicional a subir, convocando este mercado solamente en cinco días.

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.

La energía que fue necesario programar en la **Fase I del proceso de restricciones técnicas a subir del PDBF** durante el mes de julio se incrementó, mientras que se redujo de forma notable en el mes de agosto, como consecuencia de la estrategia que están siguiendo los agentes de programar sus unidades en el PDBF ligeramente por debajo de mínimo técnico y así resultar más competitivos en la solución de restricciones técnicas. El ingreso medio ponderado mensual que se registró en esta Fase 1 se mantuvo durante julio, 115,87 €/MWh, pero se incrementó muy significativamente en el mes de agosto, con un valor de 153,49 €/MWh, llegando a registrarse precios de hasta 1.800 €/MWh (y de 14.000 €/MWh en septiembre).

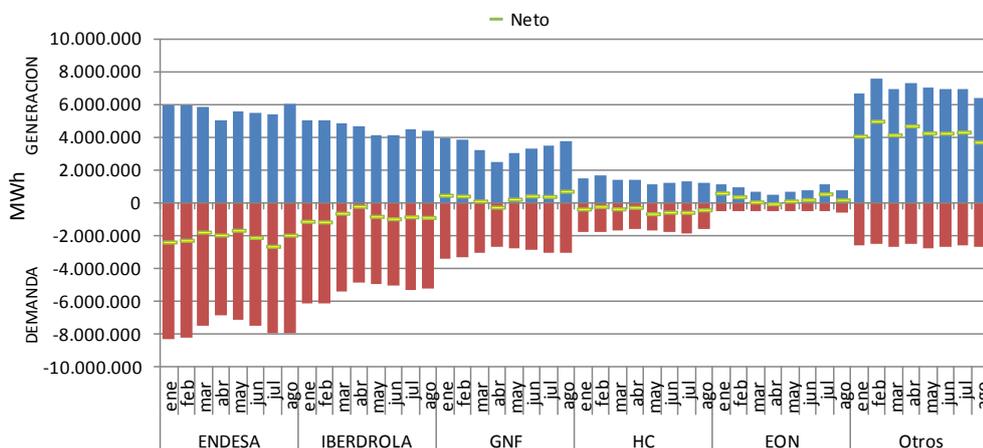
4. Balance empresarial

El incremento de la demanda en estos dos meses respecto a los dos meses anteriores, desde el punto de vista de la generación, recayó sobre los cinco grandes grupos empresariales, incrementando todos ellos su generación, mientras que los grupos independientes la redujeron.

Así, **Endesa e Iberdrola incrementaron su generación** gracias, principalmente, a la elevada producción nuclear, una vez finalizadas las indisponibilidades de sus centrales. **Gas Natural Fenosa se vio favorecido por el mayor hueco térmico**, con una mayor producción por parte de sus ciclos combinados, **al igual que E.ON. y HC**, con una mayor producción de sus centrales de carbón. Por el contrario, los grupos independientes la redujeron como consecuencia de la menor programación del régimen especial.

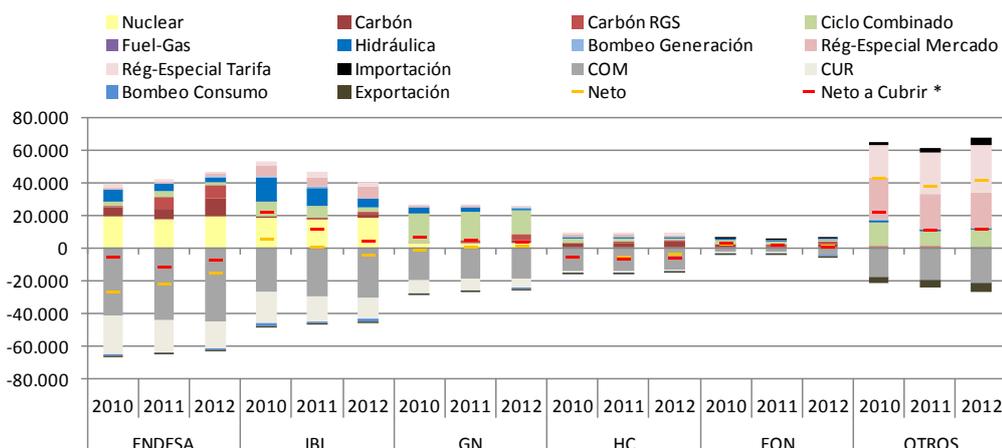
Por el lado de las compras, durante estos dos meses el incremento recayó también sobre los grandes grupos energéticos, mientras que las no ligadas a los grandes grupos energéticos las mantuvieron.

Gráfico 11 – 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. Destaca el incremento, tanto en compras como en las ventas, de las empresas no ligadas a los grandes grupos energéticos durante el vigente año frente al año 2011, así como el **incremento de generación de Endesa** (apoyado en sus plantas de carbón) frente al **descenso de Iberdrola** (debido esencialmente al descenso de su generación hidráulica y de ciclos combinados) durante los tres años analizados.

Gráfico 12 - Saldo de energía por agente y tecnología. Acumulado anual (Enero-Agosto).



* Nota: "Neto a Cubrir" excluye del saldo la generación en Régimen especial a tarifa, RGS y CUR, cuya producción ya está cubierta por su retribución regulada.