

INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD

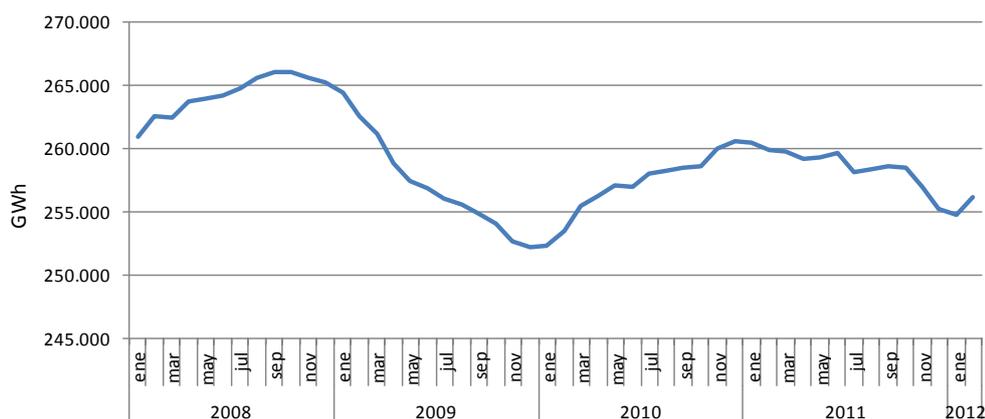
**ENERO Y FEBRERO
2012**

1. Demanda

La demanda peninsular interanual de energía eléctrica se incrementó en febrero de 2012 tras cuatro meses consecutivos de descenso, situándose en 256.196 GWh. Dicha demanda interanual, (febrero 2011-2012) fue un 1,4% inferior a la de la anualidad anterior (febrero 2010-2011). La demanda bruta mensual correspondiente al mes de enero descendió un 2,6% con respecto al mismo mes del año anterior (-2,5% tenidos en cuenta los efectos del calendario y las temperaturas), mientras que la de febrero se incrementó un 7% (-1,2% tenidos en cuenta los efectos del calendario y las temperaturas).

Este incremento de la demanda bruta registrado en el mes de febrero se explica por la ola de frío sufrida en la península durante la primera mitad de dicho mes, así como porque el año 2012 es bisiesto. La ola de frío provocó incrementos diarios de la demanda de energía superiores al 10%. Sin embargo, este aumento de la demanda no conllevó el alza del precio del mercado debido al coincidente incremento de la eolicidad durante esos días.

Gráfico 1. Evolución interanual de la demanda peninsular.



2. Oferta

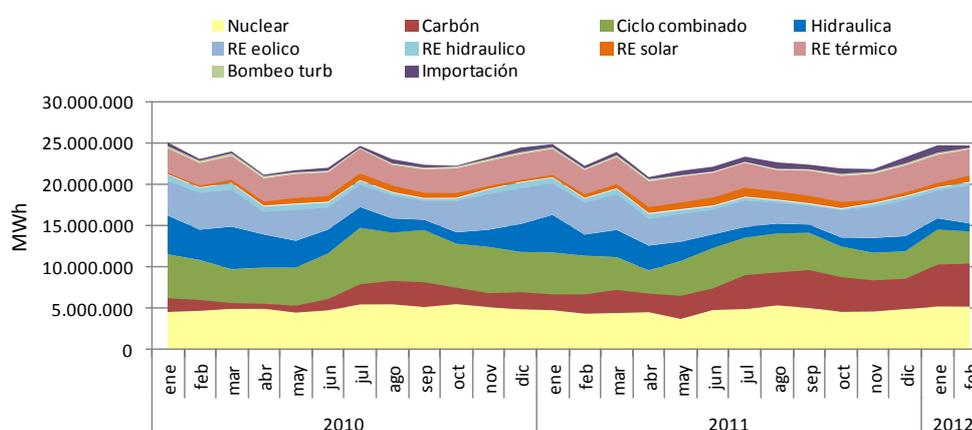
Desde el punto de vista hidrológico, ambos meses resultaron muy secos, con unos **producibles hidroeléctricos¹ del 24% y 16% respectivamente**, cifras que no se registraban en este periodo del año desde principios de 2008.

Esta situación provocó una baja producción hidráulica, fijada en el 4,7% de la producción total para los dos primeros meses del año. El segundo hecho más destacable fue la fuerte aportación del carbón, con el 21,9% de la producción total. Con este dato, **la tecnología del carbón se convierte, desde enero, en la primera en la generación, por delante de la nuclear**, lo que no se registraba desde noviembre de 2008. Los ciclos combinados cubrieron el 15,9% de la generación, con un valor de horas equivalentes anuales de funcionamiento

¹ Producible hidroeléctrico: cantidad máxima de energía eléctrica que teóricamente se podría producir teniendo en cuenta la hidraulicidad registrada durante un determinado período de tiempo, una vez deducido el consumo de agua para riego y otros usos.

cercano a las 2.000, similar a la media del año 2011, lo que contrasta con el significativo **incremento de las horas equivalentes de funcionamiento de las centrales de carbón, tanto de importación (5.000 horas equivalentes) como las programables por garantía de suministro (6.000 horas equivalentes)**. Esta situación se vio favorecida por la mayor competitividad del carbón en los mercados internacionales, frente al gas natural. Por esta misma razón, el volumen de energía programado por restricciones por garantía de suministro fue bastante reducido, ya que gran parte de la energía incluida en el plan de funcionamiento de las centrales de carbón autóctono resultó despachada en el mercado diario, hecho por el cual los ciclos combinados apenas se vieron afectados en la fase de reajuste.

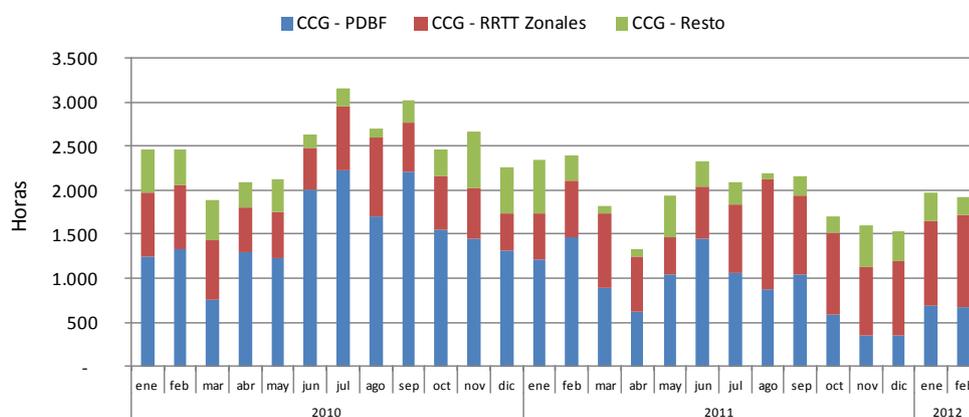
Gráfico 2. Evolución mensual de la producción por tecnologías (P48).



Hasta 6 ciclos combinados, del total de 51, no resultaron despachados en ningún mercado durante los dos primeros meses del año, y 11 ciclos (incluyendo los anteriores) no habrían obtenido un funcionamiento equivalente anual superior a 100 horas. Para estos meses, la energía ofertada a mercado diario a precio inferior a 60 €/MWh supuso el 16% de la energía total ofertada en este mercado, lo que provocó su reducida participación en el programa base de funcionamiento. Estas ofertas vienen a confirmar lo detectado en parte de la segunda mitad del año 2011, en cuanto al contexto de fuerte demanda de gas por parte de Japón, y la preferencia por parte de algunos agentes españoles en vender su gas a este país. Adicionalmente, cabe señalar lo destacado por revistas especializadas, en cuanto a que el precio del gas en la península ibérica se estaría incrementando como consecuencia del hecho de que España se está convirtiendo en un *hub* de re-exportaciones hacia Argentina y Brasil.

Se sigue observando un diferente nivel de funcionamiento de cada uno de los ciclos combinados en función de su capacidad de resolución de restricciones técnicas zonales.

Gráfico 3. Evolución mensual de las horas de funcionamiento de ciclos combinados.



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 1 - Precio horario final demanda peninsular (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	41,08	0	1,34	0,93	3,89	47,25
2008	263.404.753	65,89	0	1,66	0,97	1,13	69,66
2009	252.617.641	38,06	-0,02	1,84	0,85	1,91	42,64
2010	258.735.248	38,4	-0,02	2,56	1,22	3,1	45,25
2011							
Enero	23.533.332	42,93	-0,05	2,28	1,2	7,07	53,43
Febrero	21.340.101	48,86	-0,03	1,27	0,85	7,04	57,99
Marzo	22.617.800	47,53	-0,05	1,76	0,95	5,73	55,91
Abril	19.103.449	46,16	-0,01	1,37	0,97	5,39	53,87
Mayo	20.099.458	49,53	-0,04	0,97	0,77	5,35	56,59
Junio	20.619.606	50,56	-0,05	1,03	0,8	6,36	58,7
Julio	21.753.435	51,44	-0,05	1,48	0,83	7,12	60,81
Agosto	21.406.002	54,14	-0,08	1,98	0,95	4,83	61,81
Septiembre	20.869.223	59,46	-0,06	2,07	1,26	5,57	68,3
Octubre	20.079.186	58,75	-0,03	2,94	1,92	5,37	68,96
Noviembre	20.510.186	50,1	-0,11	4,12	1,62	5,6	61,33
Diciembre	21.721.792	51,46	-0,15	3,66	1,3	7,02	63,3
2012							
Enero	22.994.837	52,84	0,00	2,25	1,34	7,12	63,54
Febrero	22.835.290	55,07	-0,04	2,10	1,64	7,10	65,87

En el mes de febrero de 2012 el precio horario final se incrementó por tercer mes consecutivo debido, fundamentalmente, al incremento del precio del mercado diario, que es el principal componente del precio horario final (superior al 80%). Los meses de enero, febrero y diciembre son meses considerados como periodo punta, lo que supuso unos pagos por capacidad más elevados en este periodo para el consumidor.

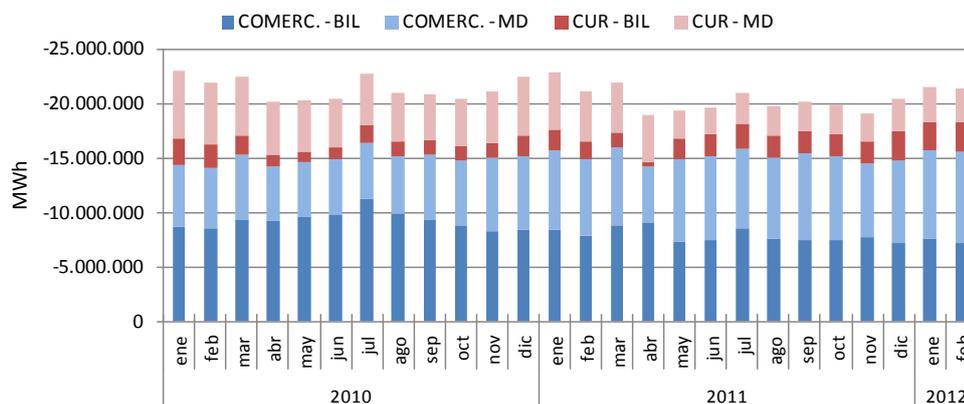
Los precios pico alcanzados durante el mes de enero se encontraron en torno a los 70 €/MWh, mientras que para el mes de febrero rondaron los 75 €/MWh. Para el mes de enero el máximo se alcanzó el domingo 15 a la hora 22 con un precio de 79 €/MWh y en el mes de febrero se alcanzó los 90,13 €/MWh el lunes 20 a la hora 20. Estos máximos fueron causados por una baja capacidad térmica acoplada en PDBF, dando lugar a la entrada de ofertas hidráulicas y de bombeo.

Por otra parte, durante el día 2 de enero se alcanzaron precios cero o próximos a cero entre las horas 3 y 7, coincidiendo con una producción del régimen especial cercana al 60% de la producción total en PDBF. Una situación similar se registró los días 13 y 20 de febrero entre las horas 3 y 5.

3.2. Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF)

Desde el punto de vista de las compras, el porcentaje de suministro en mercado libre en los meses de enero y febrero se situó en niveles similares a los del cierre del año 2011, en concreto, en torno al 73%.

Gráfico 4. Evolución de las compras en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española.



La compras de energía de las comercializadoras de último recurso en el programa base de funcionamiento descendió en enero y febrero un 14% respecto al mismo periodo del año anterior. Sigue así la tendencia descendente, a pesar del significativo incremento durante los meses de invierno respecto al resto del año debido al mayor consumo doméstico. Cabe destacar el aumento de la demanda de una comercializadora libre, con incrementos en torno al 60% respecto al año anterior, motivado por una política de captación de clientes muy activa, especialmente en el segmento doméstico. También cabe señalar el incremento de las compras de los comercializadores no vinculados a las empresas tradicionales energéticas, que ha hecho incrementar su cuota dos puntos porcentuales en estos dos meses de 2012 con respecto al mismo periodo del año anterior.

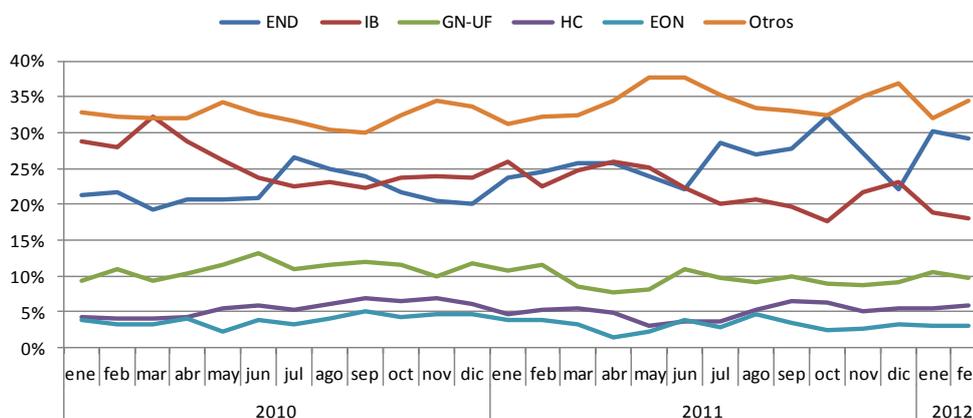
Cuadro 2 - Demanda mensual por empresa en PDBF (Mercado Diario + Bilateral) en zona española.

Años	FECHA	Comercializadora Libre						CUR	Total
		END	IB	GN-UF	HC	EON	Otros		
2010		25%	16%	11%	8%	1%	9%	30%	100%
2011	ene	25%	17%	11%	7%	1%	8%	31%	100%
	feb	24%	17%	11%	8%	1%	8%	30%	100%
	mar	26%	18%	11%	7%	1%	9%	27%	100%
	abr	26%	18%	11%	8%	2%	10%	25%	100%
	may	28%	18%	11%	8%	2%	10%	23%	100%
	jun	29%	18%	11%	8%	1%	9%	23%	100%
	jul	28%	19%	11%	7%	1%	8%	24%	100%
	ago	29%	19%	11%	7%	2%	9%	24%	100%
	sep	29%	19%	11%	8%	2%	9%	23%	100%
	oct	27%	19%	12%	8%	2%	9%	24%	100%
	nov	27%	19%	11%	8%	2%	8%	24%	100%
	dic	26%	20%	11%	7%	2%	7%	28%	100%
2012	ene	25%	19%	11%	7%	2%	10%	27%	100%
	feb	25%	19%	11%	7%	2%	10%	27%	100%

Todos los comercializadores siguieron manteniendo la misma estructura de compra a través de contratos bilaterales y de mercado diario excepto uno, para el cual, desde el mes de diciembre, se ha observado un cambio de estructura. **Su comercializadora libre ha pasado a comprar la totalidad de la demanda de energía en el mercado diario, vendiendo posteriormente una parte a su CUR a través de un contrato bilateral.** Esta actuación es similar a la llevada a cabo por otras comercializadoras, y está orientada a compensar los desvíos de ambas unidades bajo un mismo agente liquidador.

Desde **el punto de vista de las ventas**, un análisis de concentración empresarial muestra un **importante incremento de la cuota de participación de Endesa en el programa diario base de funcionamiento** durante los meses de enero y febrero como consecuencia de la mayor producción de sus plantas de carbón. Sus plantas de carbón nacional casi triplicaron su producción, tanto en enero como febrero, respecto a diciembre; mientras que las de importación incrementaron su producción por encima del 25% respecto a dicho mes. Por su parte, **Iberdrola disminuyó cuota** en los meses de enero y febrero debido principalmente al descenso de su producción hidráulica y del régimen especial. **Gas Natural Fenosa también registró un ligero incremento en cuota** en el mes de enero gracias principalmente a su mayor proporción de ciclos combinados seguidos de sus centrales carbón, sin que esta cuota exceda el 10% del PDBF, aunque dicho repunte fue compensado en parte por una menor programación el mes de febrero.

Gráfico 5. Cuotas por empresa en PDBF (Mercado Diario + bilateral) en zona de precio española (Generación).



3.3. Análisis de las ofertas

Se ha observado que diversos ciclos combinados están ofertando en el mercado diario a precios elevados. En este sentido, se va a solicitar a los agentes propietarios de estas centrales, justificación económica de las mismas.

3.4. Precios del mercado diario

Los precios medios mensuales del gas natural en Europa se mantuvieron estables en el mes de enero debido a la baja demanda de este combustible, causada por las suaves temperaturas registradas, mientras que las extremas temperaturas sobrevenidas durante la ola de frío, provocaron que **en el mes de febrero los precios se vieran significativamente incrementados**, pasando la referencia de corto plazo del NBP de los 24,73 €/MWh de enero a los 29,68 €/MWh de febrero. Por su parte, la referencia de largo plazo se incrementó durante estos meses ligeramente debido a la depreciación del euro frente al dólar. Y en Estados Unidos, el Henry Hub siguió descendiendo hasta situarse en los 7,2 \$/MMBTU, lo que supone una depreciación en torno al 35% en los últimos 12 meses, incrementándose la diferencia de precio con el NBP.

El precio de la referencia de carbón McCloskey continuó su tendencia bajista y se redujo hasta los 10,7 €/MWh.

Por su parte, **el precio de los derechos de emisión de CO₂**, que terminó el año 2011 con un valor de 0 €/Tm, tras rondar los 17 €/Tm en mayo, **inició una tendencia alcista en el mes de enero, llegando a superar los 9 €/Tm en febrero.**

El ingreso medio de la generación térmica en el mercado diario mantuvo una senda alcista durante ambos meses alcanzando los 56,12 €/MWh, un valor un 6,5% superior al del mes de diciembre. Este hecho coincidió con una baja hidráulica, una baja aportación

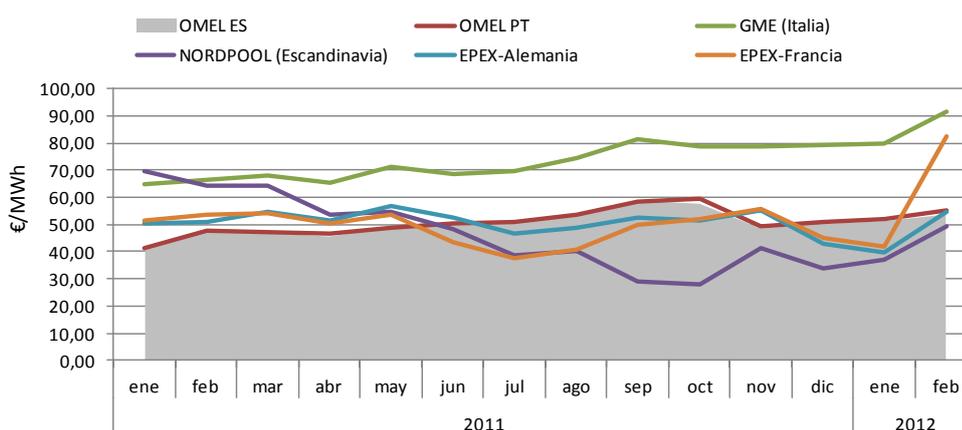
de la generación eólica a principios de año y una mayor demanda mensual con respecto a diciembre.

3.5. El MIBEL y otros mercados europeos

Durante el año 2011, las suaves temperaturas registradas en el centro de Europa (2011 resultó ser el año más cálido en Francia desde 1900) junto a la ausencia de olas de calor en verano, provocaron un descenso de la demanda, lo que, unido, entre otros, a la baja hidráulica y una reducida producción de los ciclos combinados en España, se tradujo en una inversión de precios, situándose **el precio del MIBEL por encima de otros mercados europeos tradicionalmente de precios más elevados**. De tal forma, la tendencia alcista interanual del precio en la península, similar a la presentada por Italia, contrasta con el descenso en el resto de mercados.

Durante el mes de enero, como continuación al año 2011, se registró una disparidad de comportamientos en el precio de los mercados europeos, con un **precio del MIBEL por encima de las referencias del resto de mercados**, a excepción del italiano. Sin embargo, **para el mes de febrero**, el alza del mercado español fue inferior al del resto de mercados europeos, quienes repuntaron al alza empujados por la ola de frío, situándose **el precio del MIBEL por debajo de los precios de Francia y Alemania**. En Francia, el día 9 de febrero, se registró un precio de 1.938,5 €/MWh en la hora 11. El sistema eléctrico en Francia es, según información del regulador francés, especialmente sensible a las bajadas de temperatura debido al uso de calefacción eléctrica a gran escala.

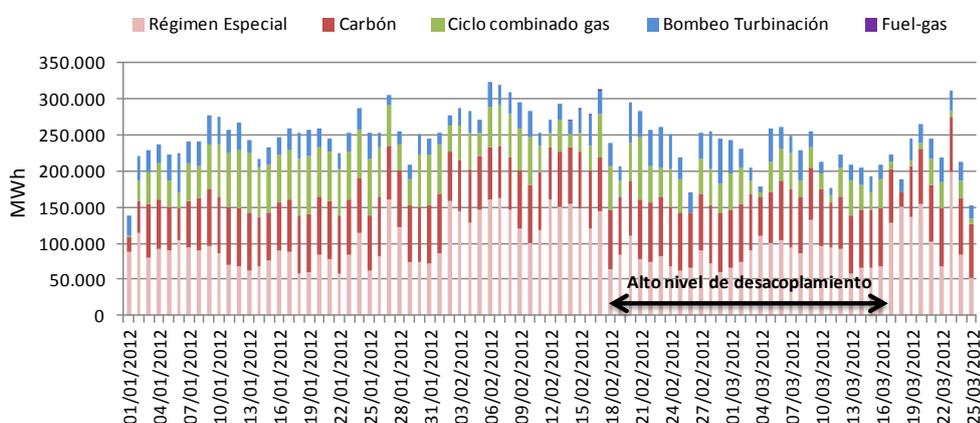
Gráfico 6. Comparativa de precios medios mensuales OMEL con el resto de mercados europeos.



En zona portuguesa, cabe resaltar que **enero fue el primer mes en el que todo el régimen especial de Portugal participó directamente en el mercado**, ya que, hasta ahora, la mayor parte de esta energía quedaba reflejada como un menor consumo del CUR portugués. A partir de entonces, es el CUR quien presenta de manera agrupada las ventas al mercado, y es éste quien se encarga de ajustar este programa de acuerdo con su mejor previsión. Los desvíos correspondientes son sufragados por el CUR, quien posteriormente es compensado mediante las liquidaciones del sistema eléctrico.

Durante el mes de enero el acoplamiento del MIBEL alcanzó el 87,23%, bajando hasta el 74,28% el mes de febrero, lo que supone un nivel de acoplamiento inferior al registrado los 12 meses anteriores, donde se registró un valor cercano al 90%. En el resto de las horas la interconexión estuvo congestionada en el sentido España → Portugal, con un mayor precio en el sistema portugués, lo que ocurrió especialmente durante los primeros 9 días del mes de enero y los últimos 8 de febrero. **Durante la última semana del mes de febrero se registraron unos bajos niveles de acoplamiento del MIBEL, en muchas ocasiones inferiores al 50%**, presentando siempre un precio inferior en zona española.

Gráfico 7. Evolución del despacho en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona portuguesa.



Durante este periodo se observó una capacidad de la interconexión reducida, así como una baja producción de las tecnologías hidráulica y eólica en Portugal, siendo el sistema portugués mucho más sensible a las reservas hidráulicas que el español.

En los meses de enero y febrero se llevaron a cabo diversas reducciones de la capacidad de interconexión con Portugal para garantizar la cobertura de demanda en ambos países. Estas reducciones por parte de REE se aplican con posterioridad a la programación del mercado diario, siendo aplicables por ello sólo en las sesiones del mercado intradiario.

En la frontera con Francia, durante el **mes de enero se registró un saldo neto importador** 2,5 veces superior al registrado durante el mes de diciembre. Por el contrario, **para el mes de febrero**, la demanda de energía en el centro de Europa derivada de la intensa ola de frío derivó en un **saldo exportador hacia Francia**, utilizándose la interconexión al máximo de su capacidad, con un volumen de las exportaciones 2,3 veces superior al de las importaciones.

El precio medio del mercado diario francés en enero (41,89 €/MWh) se redujo un 7% respecto a diciembre (45,10 €/MWh), y se situó en una posición significativamente más baja que el precio medio mensual registrado en el área española MIBEL (51,06 €/MWh), que se incrementó un 2% respecto del mes anterior (50,07 €/MWh). Por el contrario, para el mes de febrero, la media mensual del mercado diario francés multiplicó por dos su valor (82,45€), situándose muy por encima del valor el área española MIBEL (53,48 €/MWh).

Estas exportaciones a Francia provocaron en febrero un **máximo histórico en el saldo neto exportador en España.**

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

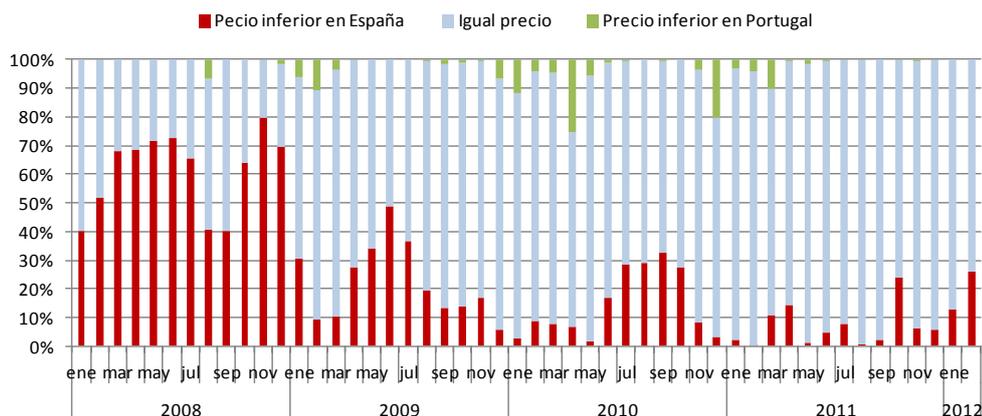
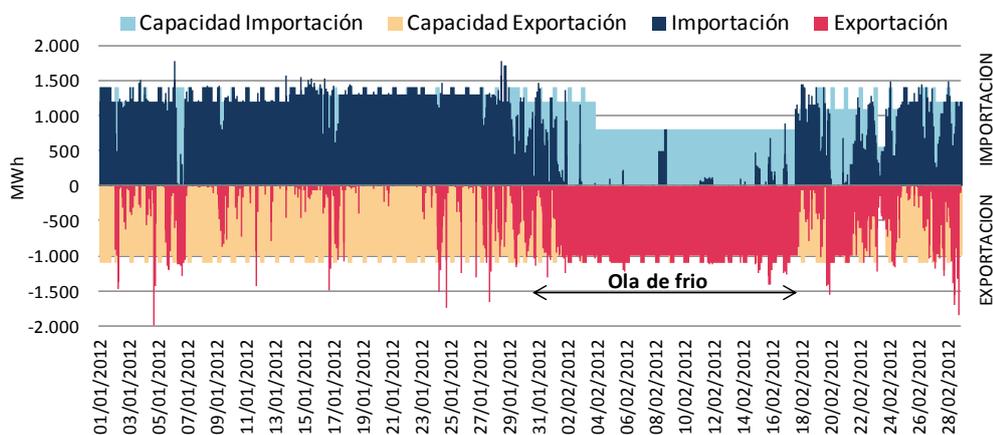


Gráfico 9. Interconexión con Francia. Enero y Febrero 2012.



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

3.6. Restricciones por garantía de suministro

Durante el año 2011, la energía producida en P48 por las centrales programables por garantía de suministro supuso un 81% del cupo previsto, de 23,3 TWh. La energía pendiente del año 2011 será producida en 2012².

Cuadro 3 - Energía pendiente de 2011 y volumen máximo programable para 2012.

Central	Energía pendiente 2011 (GWh)	Volumen máximo programable por GDS 2012 (GWh)
Anllares	378	2.101
Compostilla	1.025	6.426
Escucha	-	401
Elcogás	270	1.400
Guardo 2	328	1.924
Narcea 3	273	2.012
Puentenuevo 3	398	1.304
La Robla 2	935	2.020
Soto de Ribera 3	165	1.362
Teruel	1.092	5.773
Total	4.866	24.721

Fuente: 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.

Desde finales de diciembre de 2011³, los agentes que participan en éste mecanismo pueden presentar al mercado diario la **condición compleja de ingresos mínimos**, sin otras condiciones complejas adicionales, con las siguientes características:

- El término variable de la oferta será el coste variable regulado en €/MWh.
- El término fijo será igual a 0 euros.
- El primer bloque de energía corresponderá al menos al plan semanal de funcionamiento actualizado y se ofertará a 0 €/MWh.

La utilización de la condición compleja y de la oferta simple por parte de los agentes está siendo diversa y alternativa en el tiempo, en función, principalmente, de la relación entre los costes variables de cada central y el precio medio del mercado.

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.

³ Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico. Y corrección de errores del 29 de diciembre de 2011.

Desde la introducción de la posibilidad de utilización de la condición de ingresos mínimos por parte de las centrales de carbón autóctono, **la diferencia de precios entre el valle y la punta se ha incrementado significativamente** con respecto a meses anteriores. No obstante, estas diferencias son menores que las registradas en los mismos periodos de años pasados, debido a la baja hidraulicidad y producción del régimen especial, especialmente en enero de 2012. En años anteriores, en este periodo, la fuerte producción hidráulica y eólica provocaban la existencia de precios cercanos a cero en los valles y precios elevados en las puntas, situación que no se ha registrado este mes.

Los meses de enero y febrero de 2012, con la excepción de la primera semana de enero, debido a la baja demanda, y la primera quincena de febrero, debido a la elevada eolicidad, se caracterizaron por un elevado hueco térmico, lo que permitió al operador del sistema planificar y programar un elevado volumen de energía por garantía de suministro. Además, la mayor parte de esta energía resultó despachada en el mercado diario (63% del Plan de Funcionamiento Diario). **La energía producida desde el 1 de enero, hasta el 29 de febrero, ambos incluidos, es de 4.688 GWh, lo que supone el 19% del volumen máximo de producción establecido para 2012 por GdS (24.721 GWh).**

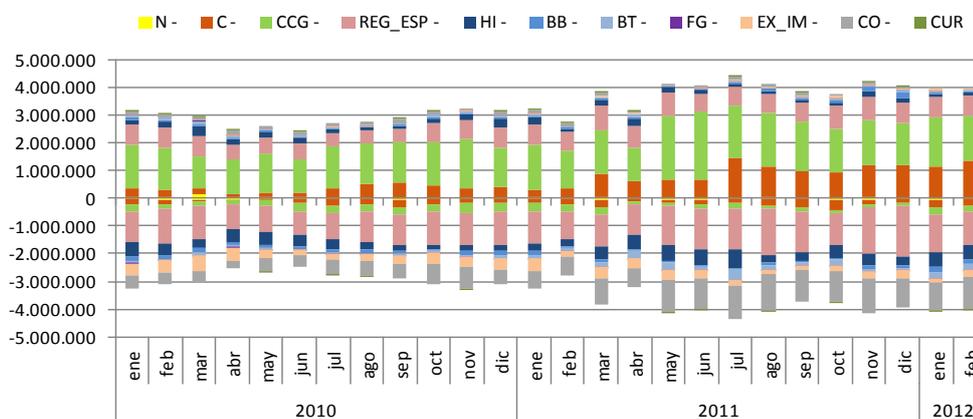
El coste del proceso de resolución de restricciones por Garantía de Suministro durante los dos primeros meses de 2012 ha sido igual a 78 M€.

3.7. Mercado intradiario

El precio medio ponderado en el **mercado intradiario** fue de 52,54 €/MWh en enero y 54,39 €/MWh en febrero, **ligeramente inferior a los del mercado diario** (52,83 €/MWh y 54,87 €/MWh); sin embargo, y a diferencia de periodos anteriores, se registraron numerosas horas con precio superior.

Los volúmenes de energía negociados en los meses de enero y febrero en el mercado intradiario vinieron a ser un 13,5% de la energía negociada en el mercado diario, siendo el incremento neto de generación de un 4,8% en enero y 6% en febrero.

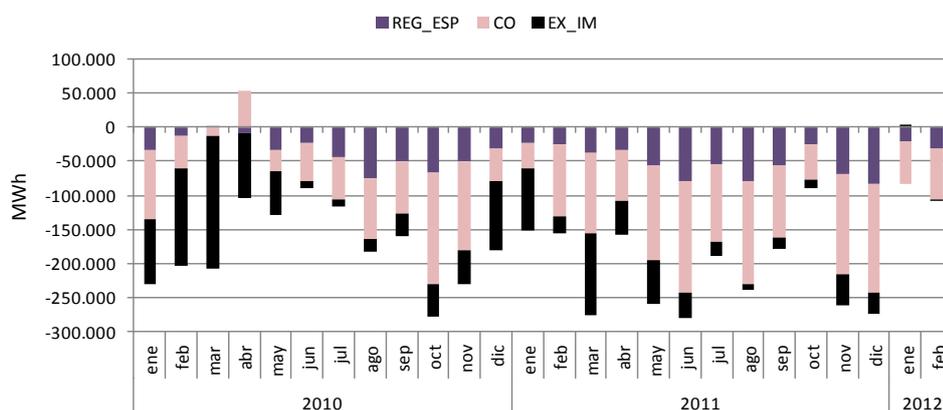
Gráfico 10. Evolución mensual de las compras y ventas en intradiario por tecnología.



Continúa el arbitraje llevado a cabo entre el mercado diario y el intradiario y la fase 2 de restricciones técnicas, especialmente por parte de comercializadoras, unidades de importación y exportación de Francia⁴, de régimen especial y de bombeo e hidráulicas.

En el caso de las pequeñas comercializadoras, se registró un **descenso de su energía adquirida en los mercados intradiarios**, motivado en parte, por la aproximación de los precios en los mercados diario e intradiario en este periodo. A pesar de ello, ciertas comercializadoras **continúan adquiriendo energía en este mercado en elevados porcentajes** (energía adquirida en los intradiarios frente a PDBF + intradiarios). En consecuencia se va a llevar a cabo la inclusión de estas nuevas comercializadoras en el expediente informativo ya abierto a aquellas comercializadoras que adquieren gran parte de su energía en el mercado diario.

Gráfico 11. Participación de la comercializadora A en mercado intradiario.



Siguiendo con los comportamientos de los agentes, una comercializadora libre continúa adquiriendo parte de su energía **en el mercado intradiario**, haciendo oferta espejo a sus ciclos y carbones, que completan su programa PDBF en este mercado. En estos momentos se encuentra en proceso de análisis el expediente informativo abierto al efecto.

3.8. Servicios de Ajuste del Sistema

El precio medio de la **banda secundaria se situó en niveles altos** durante los dos primeros meses del año (19,71 €/MW y 25,29 €/MW para enero y febrero, respectivamente), si bien lejos

⁴ Este arbitraje en el caso de las unidades de importación, dejará de producirse con la entrada en vigor de la Disposición final primera incluida en la Orden IET/843/2012, de 25 de abril, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2012 las tarifas y primas de las instalaciones de régimen especial, ya que esta disposición no permite a las unidades de importación participar en la fase 2 del proceso de restricciones técnicas.

de los registrados en los meses octubre y noviembre de 2011, meses en los que se produjeron numerosas horas con precios muy elevados. Destacan los precios elevados durante los días 1 y 2 de enero y 13 de febrero (con un máximo de 177,77 €/MWh el día 2 de enero en la hora 7), coincidiendo con una menor demanda y en horas valle, en las que hay una oferta de banda menor de lo habitual al reducirse el número de grupos térmicos acoplados que puedan ofertar. En esta situación, la oferta de los grupos hidráulicos y de bombeo es ajustada conforme a sus costes de oportunidad, con el consiguiente aumento de precios.

Durante estos meses **se requirió más energía a subir que a bajar en gestión de desvíos y terciaria**, debido, principalmente, a una demanda programada por los sujetos del mercado tras las diferentes sesiones de los mercados intradiarios inferior a la demanda finalmente servida en P48.

El **ingreso medio** ponderado mensual que se registró en la Fase 1 del proceso de **restricciones técnicas a subir del PDBF se incrementó en febrero** (123,03 €/MWh) con respecto a enero (112,17 €/MWh), tras haberse reducido en diciembre (114,43 €/MWh). **El volumen de energía requerida se redujo en febrero por cuarto mes consecutivo**, correspondiendo un 71% de esta energía a la solución de restricciones técnicas en la red de transporte (RTT) (en conjunto para los meses de enero y febrero). Otro 20% se programó para asegurar suficiente reserva de potencia a subir (RSI) y el 8% restante se dirigió a la solución de restricciones técnicas en la red de distribución (RTD), localizadas, principalmente, en la red de distribución de HC en Asturias.

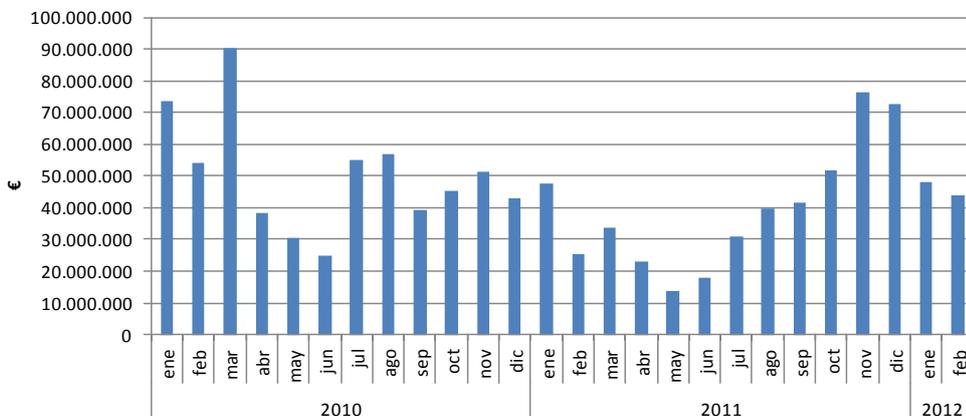
Cabe destacar el **descenso observado en la programación por RTT en la zona de Cataluña** durante los meses de enero y febrero (109 GWh y 98 GWh, respectivamente, frente a los 164 GWh de diciembre), reducción en la que tuvo influencia el fin de la indisponibilidad de la central nuclear de Ascó 2 el pasado 14 de enero, indisponible desde el 12 de noviembre de 2011 por revisión y recarga.

La energía que fue necesario programar a bajar en la Fase I del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF fue de 1,106 GWh, estando éstas **localizadas en la zona de Aragón durante el mes de enero** (en la red de transporte) y en **Andalucía oriental en el mes de febrero** (red de transporte y red de distribución de Endesa).

Al igual que en periodos anteriores, **se sigue observando la programación en el PDBF de grupos térmicos con un valor inferior a su mínimo técnico**. Estos programas PDBF no factibles de grupos térmicos contribuyen a incrementar las restricciones técnicas de carácter zonal/local, y requirió la programación de grupos térmicos adicionales en el PDVP para asegurar la disponibilidad de la reserva de potencia a subir demandada en el sistema. Este **comportamiento desaparecerá cuando entre en vigor el P.O. 3.9** de reserva de potencia adicional (10 de mayo de 2012), ya que esta actuación no les aportará una situación ventajosa frente al resto de agentes.

Hay que destacar el **precio máximo alcanzado de la energía programada a subir en el proceso de restricciones técnicas al PDBF de 16.889 €/MWh**, derivado de la incorporación del coste de arranque de un grupo térmico, en el periodo entre la hora 19 y la 22 del día 11 de enero.

Gráfico 12. Coste mensual de restricciones técnicas al programa base de funcionamiento (fase 1 y 2).

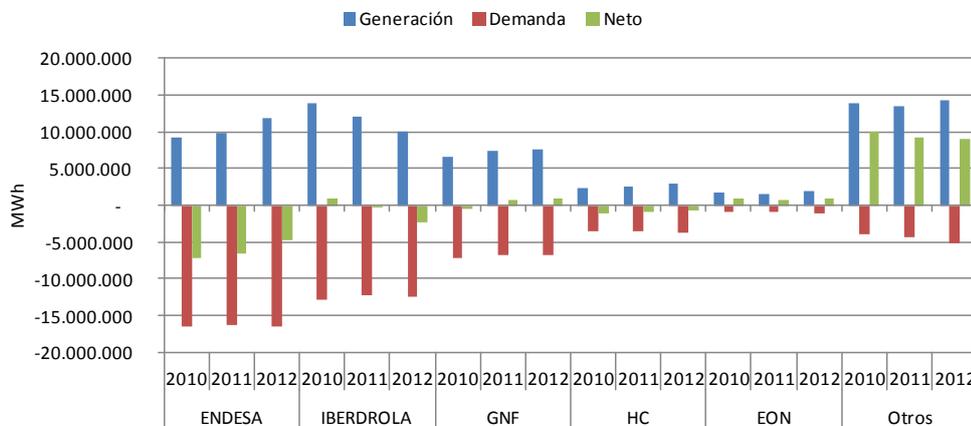


La energía programada por **restricciones en tiempo real**, tanto a subir como a bajar, **aumentó en febrero**, tras la reducción en enero, pero sin llegar a los valores alcanzados en el periodo de octubre a diciembre de 2011.

4. Balance empresarial final

Durante los dos primeros meses del año destaca el **incremento de la generación de Endesa**, debido a la elevada programación de sus centrales de carbón. El aumento de la demanda, especialmente en el mes de febrero, provocó que todos los agentes incrementaran sus compras en 2012. La mayor parte del incremento de demanda recayó en Endesa e Iberdrola (en sus comercializadoras de último recurso) y en las comercializadoras libres no vinculadas a los grandes grupos energéticos.

Gráfico 13. Saldo neto de energía por agente. Enero y Febrero.



5. Otros

El grupo GDF Suez ha incrementado hasta el 83% su participación en el CCG Escombreras-Cartagena (Murcia) de 1.200MW, que se añade a su planta de Castelnou (Teruel) de 790MW, pasando así a disponer de más del 7% de la potencia de ciclos instalada en España. Esta planta ya venía siendo gestionada por GDF Suez mediante un contrato de *tolling*.