



**SECCIONES DE PREVISIÓN DEL INFORME MENSUAL
PARA LA PREVISIÓN DE LOS PRECIOS DEL
MERCADO DIARIO A LARGO PLAZO**

VERSIÓN CORREGIDA DEL Nº 64

PERIODO: JULIO 2013 – SEPTIEMBRE 2014

Fecha de publicación: 3 de Julio de 2013

Con la colaboración de



El presente informe contiene previsiones sobre la evolución de los precios del mercado diario en el horizonte de un año, realizadas por Intermoney Energía (www.grupocimd.com) a partir de las hipótesis y variables de entrada que se mencionan en el informe y en base a sus propios modelos predictivos.

4. PREVISIÓN DEL TRIMESTRE ANTERIOR

El precio promedio del trimestre 2013.Q2 ha resultado 34,2 €/MWh, prácticamente 12 €/MWh menos del nivel obtenido en el mismo periodo del año 2012. Es el menor promedio trimestral de precios registrado desde 2010.Q1. Las condiciones en las que han evolucionado la oferta y demanda del trimestre están ejerciendo presión bajista en los precios del mercado. Comparando frente al mismo trimestre del año anterior, el consumo eléctrico se ha reducido cerca del 3,5%, la producción hidráulica de régimen ordinario ha sido casi el doble que entonces, la producción eólica apenas ha variado, mientras el resto de generación de régimen especial (mini-hidráulica + solar + térmica renovable + cogeneración) ha aumentado en torno al 12%; por su parte, la generación de origen nuclear descendió un 3% y el hueco térmico, como consecuencia de los datos anteriores (es decir, del desplome de la demanda y el aumento de producción renovable) presenta una caída de magnitud superior al 50%.

En esta ocasión, no disponemos de una previsión sobre 2013.Q2 que evaluar. Dicho ejercicio empezará a realizarse en el informe del mes de octubre, cuando evaluaremos la proyección para 2013.Q3 que presentaremos en el informe actual. Sin embargo, probablemente cualquier estimación sobre 2013.Q2 que se hubiera calculado a final del primer trimestre, habría sido muy superior al precio registrado, y dicha afirmación es extensible también al precio de marzo. En primer lugar, porque la progresión del consumo eléctrico está siendo peor de la esperada. En segundo lugar, porque los niveles de generación renovable han superado claramente toda expectativa razonable, especialmente en lo referido a la generación hidráulica. A estos factores se añade un tercero, con un papel muy relevante: los atípicos registros recién comentados y la actualización del Real Decreto de Restricciones por Garantía de Suministro están dificultando que los generadores térmicos (carbón y ciclos combinados) e hidráulicos puedan repercutir los impuestos de la Ley 15/2012 al mercado eléctrico, de modo que su efecto está resultando, de momento, mucho más moderado de lo previsto.

5. PREVISIÓN PARA EL MES EN CURSO Y SIGUIENTE

Por razones estacionales, cabe esperar un repunte en la **demandा eléctrica** media diaria en julio, respecto a junio. Entonces, el consumo se situó en torno a 640 GWh, mientras para julio esperamos un nivel de 685 GWh, si bien el resultado estará muy condicionado por la climatología del mes. Esto implicaría una contracción del 2% en relación al mismo mes del año 2012. La proyección de REE es más optimista que la nuestra: el Operador del Sistema calcula un nivel de demanda diaria de 695 GWh, similar al de julio de 2012.

Por otro lado, esperamos cierto cambio en el **mix de generación** de julio, respecto al que tuvo lugar en junio. Por un lado, debería producirse una reducción del nivel de generación eólica e hidráulica; por otro, un aumento en la producción nuclear (por la mayor potencia disponible) y en el hueco térmico. Así, estimamos que la generación hidráulica de R.O. se situará en torno a 80 GWh al día (15 GWh al día menos que en junio), mientras la eólica retrocede respecto al mes anterior, hasta 105 GWh diarios (factor de utilización del 20%). Por su parte, la generación nuclear alcanzaría 170 GWh al día, mientras el régimen especial no eólico mantendría un volumen elevado, cerca de 175 GWh diarios. Con todo ello, y en consistencia con las previsiones de demanda, el hueco térmico resultante debería superar 200 GWh diarios. En términos de cuotas sobre generación bruta, la primera tecnología sería la nuclear (23%), seguida de la térmica de carbón (17%), eólica (14%), hidráulica de R.O. y ciclos (11% cada una). El régimen especial no eólico generaría el 24% restante.

En base a las proyecciones recién expuestas para demanda y generación eléctrica, cabría esperar un repunte en el **precio de mercado de julio**, en comparación con el registrado el mes anterior. Bajo el escenario más plausible, nuestra previsión se sitúa en el entorno de 48 €/MWh, en promedio mensual. El incremento de la participación de las tecnologías térmicas de combustible fósil en la cobertura de la demanda, además de ejercer su efecto natural, debería producir un aumento del grado de transferencia al mercado eléctrico de los impuestos de la Ley de Medidas Fiscales para Sostenibilidad Energética. El resultado que tenga lugar para el precio estará condicionado por las circunstancias climatológicas que se registren. El cálculo anterior presupone niveles de eolicidad, pluviosidad y temperatura en sus medias históricas del mes. Bajo escenarios más atípicos, los modelos estiman cotas mínima y máxima para los precios de julio de 42,5 y 52 €/MWh, respectivamente (Tabla 07).

Con la información disponible a día de hoy, creemos que los precios del mercado diario evolucionarán de forma (levemente) bajista en **agosto**. En el escenario central, obtenemos una previsión para el nivel medio del mes de 47 €/MWh. Este ligero repliegue del precio respecto al estimado para julio sería consecuencia lógica de la menor demanda esperada. La aplicación de los modelos suponiendo condiciones climatológicas extremas sugiere un rango de variación para el precio medio del mes de [41 – 53] €/MWh. A cierre de este informe, los contratos a plazo con vencimiento en agosto cotizan a unos 49 €/MWh.

Tabla 06. Previsión para el mes en curso: demanda, balance de energía y precios

		Demanda	Hidráulica R.O.	Eólica	Hueco Térmico	CCGT	Resto	Precios (€/MWh)	Previsión REE Demandas
		(1)	(2)		(3)		(4)	(5)	(6)
jun-2013 (dato)	GWh	19.235	2.805	3.893	3.971	1.381	9.926	40,9	19.235
	Interanual (%)	-7,3	48,5	13,7	-53,8	-56,5	17,3	-23,4	-7,3
	Cuota (%) (7)	13,6	18,9	19,3	6,7	48,2			
jul-2013 (previsión)	GWh	21.231	2.356	3.239	6.713	2.819	10.608	47,7	21.576
	Interanual (%)	-1,9	51,8	8,9	-20,4	-18,0	2,7	-5,2	-0,3
	Cuota (%) (7)	10,3	14,1	29,3	12,3	46,3			
2013	GWh	245.153	35.348	53.721	60.696	26.257	114.775	42,2	247.541
	Tasa Anual (%)	-2,7	81,7	11,6	-35,0	-32,0	-0,8	-10,8	-1,8

Previsiones: Intermoney Energía
(Fecha de previsión: 1 de julio de 2013)

- (1) Demanda transporte (b.c.) Sistema Peninsular.
- (2) Producción Hidráulica Régimen Ordinario.
- (3) Producción por Central Térmica de Carbón + CCGT
- (4) Producción por Nuclear + Fuel gas + Régimen Especial No Eólico
- (5) Precio Medio Aritmético del Mercado Diario.
- (6) Previsión REE, publicada en Esios, durante el mes anterior al mes en curso.
- (7) Proporción entre producción por tecnología y generación bruta.

6. PREVISIÓN TRIMESTRAL PARA EL AÑO MÓVIL

Se presentan a continuación los resultados del ejercicio de previsión realizado para los trimestres tercero y cuarto de 2013, así como para los tres primeros de 2014. Las proyecciones de precios obtenidas se adjuntan en la Tabla 07, para los tres escenarios considerados. La comparativa entre las cotizaciones actuales para contratos a plazo y las previsiones correspondientes al escenario central se muestran en la Tabla 08. La evolución a lo largo del año de la previsión del precio medio del ejercicio 2013 puede observarse en el Gráfico 25. Las previsiones se han realizado sin incorporar supuestos sobre la reforma del sector eléctrico, que se anunciará a lo largo del mes de julio.

A cierre del primer semestre, la **demand** **eléctrica** ha descendido un 3,5%, respecto al mismo periodo del año anterior. Sin embargo, en los últimos meses se aprecia cierta atenuación del ritmo de empeoramiento de la serie, una vez corregidos los factores de temperatura y calendario. Además, los dos últimos datos publicados (abril y mayo) por REE respecto al índice de consumo de grandes consumidores industriales resultan relativamente esperanzadores. Esperamos que la demanda eléctrica se estabilice a final de año, y que registre cierta recuperación a lo largo del siguiente, en consonancia con las perspectivas económicas existentes actualmente. Según nuestros cálculos, el año 2013 se cerraría con un consumo de electricidad de 245,2 TWh, un 2,7% menos que en 2012, e incluso por debajo del dato de 2005. REE proyecta unas cifras menos pesimistas: 247,5 TWh, una caída anual de 1,8%. Nuestros cálculos (que presuponen temperaturas estacionales y una evolución económica en línea con la proyectada por los principales analistas de la economía española) indican que el segundo y tercer trimestre del año próximo podrían arrojar variaciones interanuales positivas (aunque muy débiles) en la demanda de transporte.

Respecto al **balance de generación** previsible para 2013, cabe esperar reducciones muy notables en la generación nuclear y el hueco térmico, mientras la producción de origen renovable habrá aumentado considerablemente, en general. Según nuestras estimaciones, la generación hidroeléctrica de régimen ordinario, eólica y el resto de régimen especial acumularían 35, 53,7 y 59 TWh en el conjunto del ejercicio 2013, respectivamente. Estas cifras representarían avances anuales de 82% (hidráulica R.O.), 11% (eólica) y 9% (mini-hidráulica + solar + térmica renovable + cogeneración). Por su parte, la generación nuclear descenderá aproximadamente un 9% respecto al año pasado, por el cierre de la central de S.M. de Garoña. La producción nuclear será especialmente baja en el último trimestre del año (el retroceso interanual esperado es del 15%), debido a las paradas programadas, efecto que se sentirá en los precios de mercado. En consistencia con estas cifras y con las presentadas para la demanda eléctrica, nuestra estimación del hueco térmico para 2013 apenas alcanza 61 TWh, un 35% menos que en 2012. En cualquier caso, esperamos que las tasas interanuales de contracción de la serie se moderen en los dos últimos trimestres del año (según nuestros cálculos, podrían situarse en la horquilla 15%–28%, mientras en el primer semestre la caída superó el 50%) y sean positivas en 2014.Q1 y 2014.Q2, si bien los niveles de hueco térmico seguirán siendo exigüos también entonces.

Por último, nuestras hipótesis de **precios de combustibles** consideran un incremento anual del 12% en el precio del gas, respecto a 2012, aproximadamente. Por su parte, los precios de derechos de emisión de CO₂ se han desplomado a lo largo del año y se sitúan ahora en niveles que son prácticamente mitad de los de 2012. Esperamos que dibujen una tendencia suavemente alcista durante los próximos trimestres. En todo caso, su efecto en el precio del mercado eléctrico es relativamente pequeño.

Tabla 07. Previsión de precios para del año móvil. Previsiones trimestrales

	Precio Medio Aritmético mes / trimestre (€/MWh)							Media anual
	jul-13	ago-13	2013.Q3	2013.Q4	2014.Q1	2014.Q2	2014.Q3	
Escenario Bajo	42,5	41,0	41,8	37,4	32,5	28,7	37,2	38,5
Escenario Central	47,7	47,1	47,7	46,2	43,4	40,8	49,8	42,2
Escenario Alto	52,1	52,6	53,1	54,3	54,2	53,0	62,7	45,5

Previsiones: Intermoney Energía
(Fecha de previsión: 1 de julio de 2013)

En base a las proyecciones recién presentadas sobre los determinantes básicos que afectan a la formación del precio de mercado, nuestros modelos (aplicados en sus escenarios centrales) sugieren un **precio medio en 2013.Q3 y 2013.Q4** de 47,7 y 46,2 €/MWh, respectivamente. En lo que respecta al **tercer trimestre**, el repunte de precios procedería de factores estacionales y del hecho de que, al aumentar sustancialmente el hueco térmico respecto a los períodos anteriores (especialmente atípicos a este respecto), el efecto de los impuestos de la Ley 15/2012 debería notarse en mayor medida. Aunque el precio a plazo para 2013.Q3 se situaba a final de junio en un valor similar a la cifra que prevemos nosotros (Tabla 08), esta cotización roza los 50 €/MWh a cierre de este informe. Por supuesto, existe una elevada incertidumbre acerca de la evolución del precio en este trimestre, esencialmente por factores climatológicos. Bajo escenarios extremos, obtenemos precios promedios para el periodo de 42 €/MWh (escenario bajista) y 53 €/MWh (escenario alcista). En cuanto al **cuarto trimestre** de 2013, y bajo el escenario más plausible, esperamos un descenso leve del precio en relación al trimestre anterior, hipótesis contraria a los patrones estacionales normales (habitualmente, la diferencia entre el precio promedio del tercer y cuarto trimestre es amplia). Detrás de tal resultado subyacen las paradas nucleares programadas para ese periodo y la estabilización esperada para el consumo eléctrico. La discrepancia entre nuestra previsión y el precio a plazo del contrato 2013.Q4 es mínima. Pese a que la discrepancia entre la proyección de este trimestre y la del anterior sea pequeña en lo concerniente al escenario central, no ocurre lo mismo en cuanto al escenario bajista: 37 €/MWh para 2013.Q4, 5 €/MWh menos que en el escenario análogo de 2013.Q3.

Con las cifras presentadas para los escenarios centrales de cada trimestre, se obtiene un **precio medio anual de 2013** de 42,2 €/MWh, un 10% (5 €/MWh) menos que en 2012. A final del ejercicio pasado esperábamos que el promedio de precios de 2013 se situara en torno a 53 €/MWh (12% más que en 2012). Semejante desviación se explica porque a) la demanda eléctrica va a ser muy inferior a la esperada, b) la generación

renovable, muy superior, y c) la combinación de ambos factores está minimizando el efecto sobre el precio de los impuestos a la producción. Si tomamos como referencia las proyecciones preparadas para el informe de diciembre de 2012 (por ejemplo), se comprueba que el consumo eléctrico y la producción de régimen especial van a registrar en 2013 los niveles que utilizábamos en aquel informe para la construcción del escenario bajista de precios. Además, la generación hidráulica de R.O. va a ser mucho más atípica incluso que la cifra utilizada para dicho escenario. El resultado que obteníamos entonces al aplicar los modelos con tales hipótesis bajistas era 43 €/MWh. Entonces parecía un valor muy improbable para la media del ejercicio 2013, pero la atípica evolución de los determinantes del precio que ha tenido lugar durante la primer parte del año hace que ahora sea un resultado muy verosímil.

Gráfico 25. Evolución de la previsión del precio medio anual de 2013

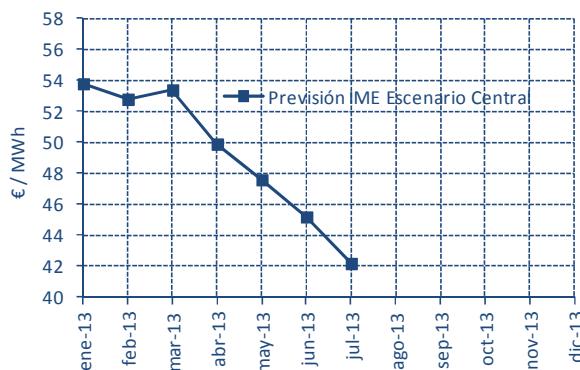
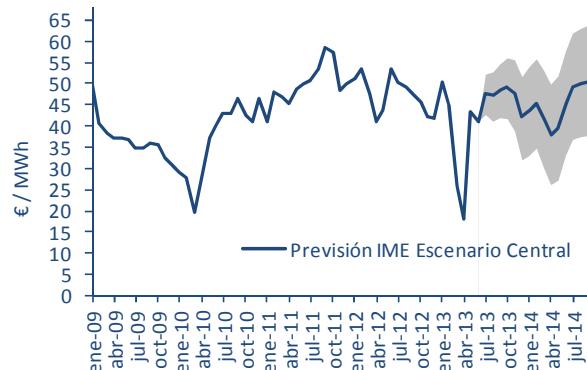


Gráfico 26. Previsión del precio medio mensual. Año móvil



Previsiones: Intermoney Energía
(Fecha de previsión: 1 de julio de 2013)

Finalmente, nuestras estimaciones a día de hoy para los **tres trimestres iniciales de 2014** se sitúan en torno a 44, 41 y 50 €/MWh (escenarios centrales), respectivamente. Salvo en el caso de 2014.Q3, dichos niveles son unos 2 €/MWh menores que las cotizaciones vigentes a día de hoy para los contratos a plazo correspondientes (Tabla 08). En todo caso, estas cifras son referencias muy preliminares, y tienen asociada una incertidumbre enorme. Parte de dicha incertidumbre se debe a la lejanía del horizonte de previsión. A ella se añade la derivada de la reforma energética pendiente de darse a conocer.

Tabla 08. Comparativa entre previsión de precios spot y cotizaciones a plazo

(€/MWh)	Cotización OMIP (€/MWh)			Previsión IME
	03-jun	14-jun	28-jun	
2013.Q3	50,8	48,7	48,2	47,7
2013.Q4	47,9	46,8	46,1	46,2
2014.Q1	48,0	47,2	45,6	43,4
2014.Q2	44,8	45,0	43,0	40,8
2014.Q3	54,1	52,1	49,8	49,8

Para los trimestres posteriores al trimestre en curso (2013.Q4-2014.Q3), las cotizaciones de OMIP son las correspondientes a los contratos para dichos periodos, en las fechas indicadas.

Para el trimestre en curso (2013.Q3), el dato se obtiene como promedio de las cotizaciones de OMIP (en las fechas indicadas en la tabla) para los contratos mensuales de julio, agosto y septiembre. Se pretende de este modo que la media calculada se pueda comparar con la previsión trimestral.

Previsiones: Intermoney Energía
(Fecha de previsión: 1 de julio de 2013)

ANEXO 1. METODOLOGÍA

La metodología de previsión que se ha utilizado está basada en la aplicación de modelos econométricos de series temporales:

- Para la previsión del precio medio mensual del mercado diario se utilizan cinco modelos econométricos alternativos de series temporales. La previsión final resulta de la combinación lineal óptima de las previsiones de éstos.
- Los modelos de precios utilizan como inputs la demanda eléctrica, el balance de energía desglosado por tipo de tecnología y los precios de combustibles.
- La previsión de dichas variables requiere, a su vez, de modelos de previsión particularizados para ellas, así como de la incorporación de ciertas hipótesis, resumidas en la Tabla 11 del Anexo posterior.
- La estimación paramétrica se lleva a cabo bajo los métodos de estimación que verifiquen las propiedades estadísticas adecuadas (consistencia y eficiencia asintótica) en cada tipo de modelo cuyos parámetros deben estimarse (máxima verosimilitud exacta, máxima verosimilitud con información completa, Filtro de Kalman, etc), utilizando los algoritmos de optimización apropiados.

Las predicciones de precios correspondientes a escenarios alternativos surgen de la aplicación de los modelos bajo sendas alternativas de sus inputs, que favorezcan la obtención de precios más altos / bajos que los asociados al escenario central, en base al esquema indicado en la Tabla 09. Los criterios para la delimitación de las sendas alternativas para cada input se resumen en la Tabla 10.

Tabla 09. Definición de escenarios alternativos para los modelos de precios

Escenario	Demanda	Generación Eólica	Generación Hidráulica R.O.	Generación Rég. Especial No Eólico	Precios Gas y CO ₂
Alcista	Alta	Baja	Baja	Baja	Alto
Bajista	Baja	Alta	Alta	Alta	Bajo

Fuente: Intermoney Energía

Tabla 10. Diseño de escenarios alternativos para los inputs de los modelos de precios

	Demanda			Generación Eólica	Generación Hidráulica R.O.	Generación Rég. Especial No Eólico	Precios Gas y CO ₂
Inputs	PIB	VAB Industria	Temperatura	Factor Capacidad	Factor Capacidad	Factor Capacidad	
Criterio	Analistas	Analistas	Distribución histórica	Distribución histórica	Distribución histórica	Distribución histórica	Analistas o/precios a plazo

Fuente: Intermoney Energía

ANEXO 2. HIPÓTESIS ASUMIDAS

Además de la previsión bajo modelos econométricos de la mayor parte de sus inputs, la predicción de precios spot del mercado diario requiere utilizar ciertas hipótesis sobre la evolución de algunas variables económicas relacionadas con éstos. Dichas hipótesis se realizan utilizando información disponible y exógena a Intermoney Energía (Panel de Funcas para variables macroeconómicas, precios en mercados a plazo para gas y derechos de emisión de CO₂), combinada con el propio juicio de los analistas de Intermoney Energía.

Las hipótesis asumidas para este informe se resumen en la Tabla a continuación.

Tabla 11. Hipótesis asumidas para la previsión

Escenarios Macroeconómicos 2013		
	PIB	VAB ^(*) Industria
Bajo	-2,4	-4,7
Central	-1,6	-3,5
Alto	-0,5	-1,8

Variables Nominales (Escenario Central)		
	Media 2012	Media 2013
NBP	25,0 € / MWh	27,6 € / MWh
CO ₂ (EUA)	7,5 €/t	4,4 €/t

(*) Valor Añadido Bruto

Fuente: Intermoney Energía



Este informe es un servicio de la Asociación Empresarial Eólica (AEE) para sus asociados quedando prohibida la reproducción o divulgación total o parcial a terceros. Su contenido y resultados obtenidos se basan en los escenarios presentados, no suponiendo ninguna garantía sobre el resultado de los mismos.

Cualquier información, estimaciones, previsiones y opiniones contenidas en este documento y elaboradas por IME se basan en información pública y privada que, en opinión de IME, es correcta y precisa, aunque, IME no puede garantizarlo sin una investigación concisa de cada dato.

Las previsiones, opiniones y resultados elaborados por IME que aparecen en este documento se entregan bajo la condición de que ni IME, ni cualquier socio o empleado de IME, serán responsables de los errores o falta de precisión de los datos o la información, hayan sido causados de forma negligente o no, o de cualquier pérdida o daño que pudiera sufrir cualquier persona física o jurídica por estos errores, omisiones o falta de precisión, como resultado de la entrega de esta información.

En particular, IME no se hace responsable de las consecuencias de cualquier uso que se pueda hacer de las previsiones, cifras, valoraciones y opiniones elaboradas por IME, especialmente en lo relativo a decisiones de inversión, operación de activos, compra-venta de contratos, coberturas, estrategias de mercado, etc.