



INFORME N° 112 - ANEXO DE PREDICCIÓN DE PRECIOS

PERIODO: ENERO 2018 – MARZO 2019

Fecha de publicación: enero 2018

La última sección del presente informe presenta previsiones sobre la evolución de los precios del mercado diario en el horizonte del año móvil. Dicha sección ha sido elaborada por un consultor externo a la AEE especializado en métodos cuantitativos aplicados a mercados de electricidad (Francisco Javier Eransus), con amplia experiencia en la predicción del precio del pool español. La metodología e hipótesis utilizadas se describen al final del informe.

1. Análisis del resultado predictivo del trimestre anterior

El precio del pool se situó en 2017.Q4 por encima de la previsión del escenario que considerábamos más probable, 58,0 vs 55,0 €/MWh, en promedio trimestral.

Las razones fundamentales de la desviación entre el dato y la proyección fueron:

- a) un nivel de demanda superior al previsto: 63,4 (2,7% más que en 2016.Q4) vs 62,7 TWh (1,7% vs 2016.Q4), por factores de temperatura;
- b) la producción hidráulica se situó en mínimos históricos, empeorando la expectativa más bajista. Los modelos sugerían solo 5,2 TWh en conjunto del trimestre (8,5% de la generación neta total), pero apenas se alcanzaron 3,5 TWh (5,5% de la generación).

El resto de tecnologías renovables produjeron en línea con la estimación. En base a los factores citados (la reducción de producción hidráulica fue superior al aumento de demanda), el hueco térmico resultó significativamente mayor que el estimado, 37% de la generación frente al 31% previsto.

El funcionamiento de la interconexión con Francia colaboró de nuevo al aplanamiento de las curvas horarias de precios. Por ello, el coeficiente de apuntamiento eólico se situó otra vez muy por encima de la proyección, 95,3% vs 90,0%. El alto apuntamiento y los elevados precios condujeron a un ingreso eólico muy sustancial, 55,2 €/MWh en media del sistema.

Tabla 1. Comparación previsión vs dato real. 2017.Q4

	€/MWh	Signo [1]
Precio real	58,0	
Previsión E. Base	55,0	
Previsión E. Bajo	45,6	
Previsión E. Alto	63,7	
Cotización OMIP [2]	55,2	
Error Previsión	+3,0	↑
Error Anterior [3]	-3,5	↓

[Fecha de previsión: 4 de octubre de 2017]

[1] Las flechas de color verde (rojo) indican que el dato real fue mayor (menor) que la previsión.

[2] Cotización a 30/09/2017 del contrato para 2017.Q4.

[3] Error de previsión cometido en el trimestre anterior.

2. Previsiones a horizonte de año móvil

2.1. Demanda y oferta

La **demandा eléctrica** terminó 2017 prácticamente en los niveles que sugeríamos en nuestra previsión de principio de dicho año, 252,7 TWh, 1,1% más que en 2016.

Para 2018, y bajo las hipótesis macroeconómicas que se barajan a día de hoy (véase la [Tabla 5](#) en el Anexo), cabe esperar un crecimiento muy similar al del año pasado, si la climatología es relativamente normal. En particular, la previsión de los modelos en el escenario base es 0,9% (1,1% corregido el efecto de la temperatura), lo que supondría 255 TWh en conjunto del año.

Todas estas cifras se refieren al escenario económico base y cambian sensiblemente bajo escenarios alternativos. Los más extremos dejan el avance del consumo entre 0% y 2,7% ([Tabla 2](#)). El riesgo de que el problema político en Cataluña condujera a una fuerte desaceleración de la economía y, en consecuencia, del consumo de electricidad parece haber perdido peso en los últimos meses.

En 2017 el **balance de generación** se caracterizó por una aportación mínima de la tecnología hidráulica (8,3%) y, por el contrario, una producción por carbón y ciclos muy elevada (entre ambas tecnologías representaron el 30,8% de la generación neta).

Bajo el supuesto de que el año 2018 resulte más húmedo que el anterior, esperamos ahora una mayor presencia hidráulica (hasta 9,9% de la generación total). También se estima un avance en generación eólica y en el resto del antiguo régimen especial, que aumentarían 0,5 y 0,6 puntos su contribución a la producción eléctrica nacional.

Con ello, el hueco térmico representaría el 28,1% de la generación, 2,7 puntos menos que en 2017 (que se repartirían de la manera explicada arriba, 1,6 + 0,5 + 0,6 entre hidráulica, eólica y resto de régimen especial). En cualquier caso, estos datos son muy sensibles a la pluviosidad que se registre, y, por tanto, resultan muy inciertos.

Los factores que determinan los **costes marginales de producción** asociados a las tecnologías térmicas (precios de gas natural, carbón y derechos de emisión de CO₂) registraron aumentos significativos en 2017, colaborando al incremento del pool.

Los datos actuales sugieren que la tendencia creciente de los precios de combustibles fósiles continuará en 2018 (debido al repunte del precio del petróleo y la recuperación económica mundial), si bien no cabe esperar picos alcistas tan pronunciados como los que se registraron el año pasado, derivados de la crisis del parque nuclear francés.

En términos de coste marginal de generación, calculamos incrementos de 2,5% en gas y de 6% en carbón en el año 2018 respecto a 2017. Para dicho cálculo, se emplean los índices proxy de los costes de generación de carbón y gas definidos al final del Anexo, y se rellenan con los datos de cotizaciones a plazo de gas en NBP, de API2 para carbón y de derechos de emisión EUA. Dicha información puede consultarse en la [Tabla 5](#) del Anexo. Para los tipos de cambio euro-dólar y euro-libra se utilizan los niveles vigentes a día de cierre del informe.

Tabla 2. Balance de Energía. Previsión Trimestre en curso + Año en curso

	2018-Q1			AÑO 2018		
	Previsión Anual	Variación Anual	% sobre Gen. Neta	Previsión	Variación Anual	% sobre Gen. Neta
GENERACIÓN^[1]	(GWh)			(GWh)		
Nuclear	14,477	-5.5	22.4	56,244	1.1	22.3
Hidráulica ^[2]	7,322	-2.3	11.3	25,021	21.6	9.9
Hueco Térmico	16,124	-0.4	25.0	70,715	-7.6	28.1
Carbón	8,707	-15.3	13.5	38,186	-10.4	15.2
Ciclos	7,417	25.6	11.5	32,529	-4.0	12.9
Eólica	15,287	6.3	23.7	49,257	3.8	19.6
Resto ^[3]	11,391	5.0	17.6	50,680	5.0	20.1
Ren, Cogen. y Residuos ^[4]	26,677	5.7	41.3	99,936	4.4	39.7
Resto Tecnologías ^[5]	37,924	-2.8	58.7	151,980	-0.5	60.3
DEMANDA^[6]						
Consultoría	65,385	1.9	101.2	254,973	0.9	101.2
REE ^[7]	66,693	4.0	103.2	255,255	1.0	101.3
				ANEXO. ESCENARIOS EXTREMOS^[8] Variación Anual		
				Escenario Bajo	Escenario Alto	
GENERACIÓN				(%)	(%)	
Nuclear				-5.2	4.1	
Hidráulica				-26.9	70.1	
Hueco Térmico				-48.4	39.4	
Carbón				-50.0	35.2	
Ciclos				-46.5	44.7	
Eólica				-12.0	19.6	
Resto				0.0	10.0	
DEMANDA				0.0	2.7	

[Fecha de previsión: 25 de enero de 2018]

[1] Todas las magnitudes se expresan en términos de generación neta.

[2] Total de producción hidráulica, incluida fluyente.

[3] Producción agregada de las siguientes tecnologías: Solar FV + Solar TS + Otras Renovables (biomasa, geotérmica, eólica marina) + Residuos + Cogeneración.

[4] Producción agregada de las tecnologías correspondientes al antiguo Régimen Especial, excluida Hidráulica Fluyente: Eólica + Solar FV + Solar TS + Otras Renovables + Residuos + Cogeneración.

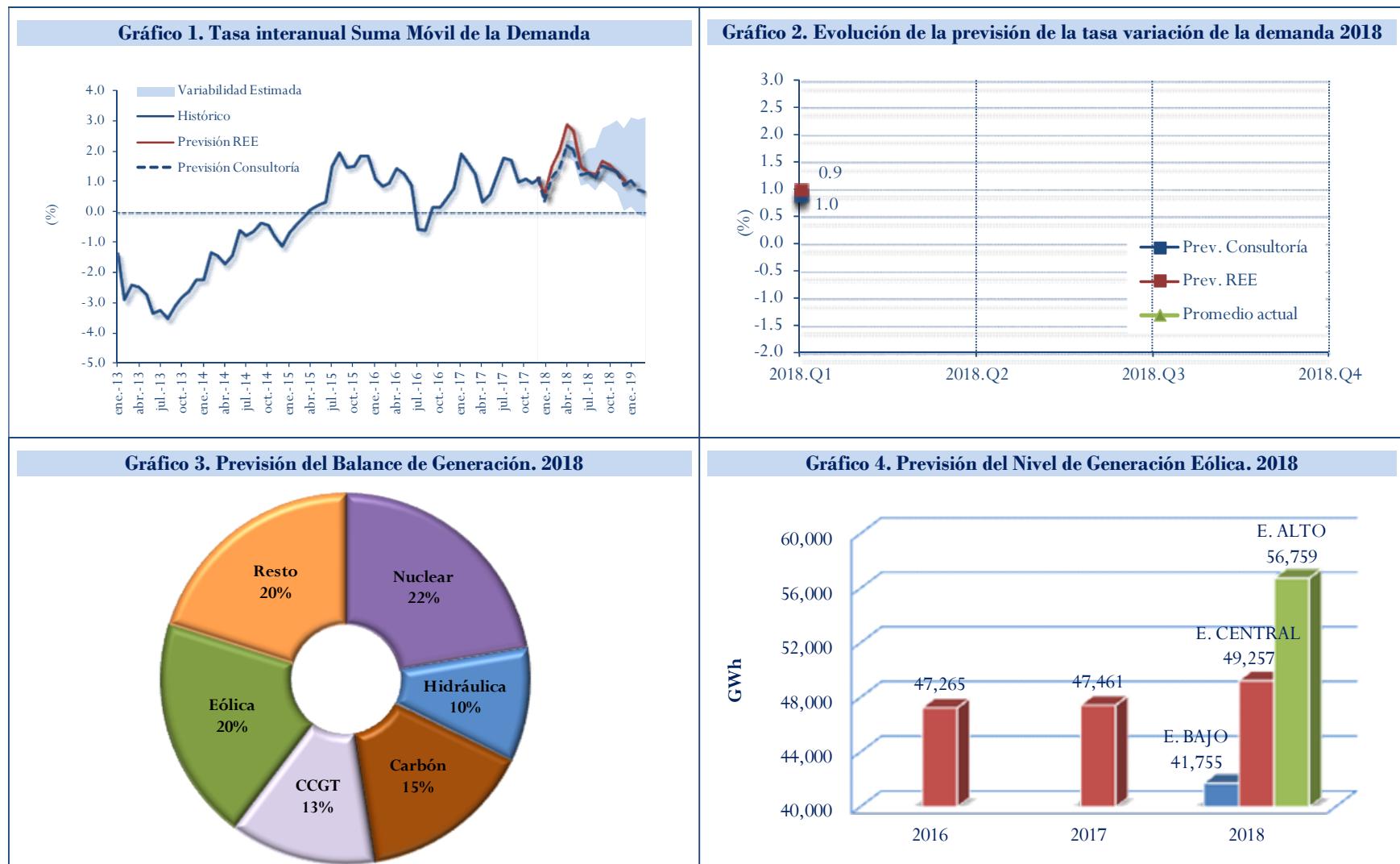
[5] Producción agregada de las tecnologías correspondientes al antiguo Régimen Ordinario (añadiendo hidráulica fluyente): Nuclear + Hidráulica + Ciclos combinados + Carbón.

[6] Demanda transporte (b.c.) Sistema Peninsular.

[7] Previsión de REE correspondiente al ejercicio predictivo más reciente publicado en la web ESIOS.

[8] Previsión de Consultoría, bajo escenarios extremos factibles. Consultar Anexo.

Nota: los escenarios de demanda se construyen bajo hipótesis macroeconómicas alternativas, no se incorporan hipótesis climatológicas.



El Gráfico 1 aproxima el crecimiento de la tendencia del consumo, excluidos efectos estacionales y transitorios. El Gráfico 2 muestra la evolución durante el año de nuestra previsión de la variación anual de la demanda bruta. En el Gráfico 3, los porcentajes se refieren a generación neta. El Gráfico 4 incluye las previsiones eólicas en los escenarios base y extremos.

2.2. Precios del mercado diario

Según nuestro escenario base o más probable, el **precio del pool en 2018** se situaría en 50,8 €/MWh ([Tabla 3](#)), en promedio anual, 1,4 €/MWh por debajo del precio medio de 2017.

Éste es el resultado de la aplicación de los modelos bajo las condiciones de oferta y demanda descritas en el apartado anterior y cuantificadas en los escenarios centrales de [Tabla 2](#) y [Tabla 5](#). Por tanto, 2018 también sería un año de precios altos, debido a los siguientes factores: a) aumento del consumo (0,9%); b) bajo nivel de hidraulicidad (25 TWh); c) precios de los combustibles y derechos de emisión de CO₂ en tendencia (moderadamente) alcista.

La leve reducción de precio medio respecto a 2017 se justifica por: a) mayor nivel de producción hidráulica (pese a ser aún muy bajo) y eólica que entonces; b) expectativa de que se normalicen las disponibilidades nucleares en Francia (aumentando las horas de importación a precios menores que en el pool ibérico) y que se reduzcan los picos alcistas en los precios de gas y carbón (en su mayoría debidos precisamente al parón en el parque nuclear francés).

Los modelos sugieren un **perfil de precios a lo largo del año** que se caracterizaría por presentar niveles más altos en el segundo semestre (promedio de 53 €/MWh) que en el primero (49,5 €/MWh) ([Tabla 3](#)). En cualquier caso, solo en los meses de marzo, abril y mayo el precio se situaría por debajo de 50 €/MWh, según los modelos. El perfil de precios es más plano de lo que solía ser habitual en el mercado, debido al cambio estratégico en los productores renovables, la caída de hidraulicidad y el incremento de la interconexión con Francia.

Las **cotizaciones a plazo** tomadas a 25 de enero (fecha de cálculo de las previsiones) muestran precios ligeramente superiores a los proyectados por los modelos. En Q1 y Q2 las diferencias alcanzan aproximadamente 2 €/MWh, 1 €/MWh en Q4, mientras en Q3 se encuentran prácticamente están alineadas con los modelos.

Por su parte, calculamos un **coeficiente de apuntamiento eólico** para 2018 en torno a 91%, lejos del récord histórico de 2017 (97%). El aumento de generación hidráulica y eólica que esperamos para 2018 respecto a 2017 deberían conllevar un incremento en el número de horas con alta producción eólica y precios bajos, lo que justifica la caída del coeficiente. En este caso, el ingreso medio del parque eólico nacional se situaría en 46,2 €/MWh, 4,5 €/MWh menos que en 2017 ([Tabla 3](#)).

Tabla 3. Previsión del precio y del ingreso eólico + comparación con OMIP

	PREVISIÓN PRECIOS			OMIP ^[1]	Ingr. Unit. Eólico ^[2]	Coef. Apun. Eólico ^[3]
	E. BAJO	E. BASE	E. ALTO			
Mensuales						
ene-18	44.3	50.5	56.7	52.3	45.7	90.4%
feb-18	41.8	51.0	59.6	52.2	45.4	89.1%
mar-18	35.2	46.2	56.8	48.8	40.9	88.6%
Trimestrales						
2018.Q1	40.4	49.2	57.7	51.1	44.4	90.1%
2018.Q2	37.3	48.1	59.9	50.2	43.5	90.5%
2018.Q3	43.8	53.2	64.2	53.6	50.3	94.5%
2018.Q4	41.4	52.6	64.9	53.5	47.6	90.6%
2019.Q1	32.5	47.9	63.7	51.0	43.2	90.1%
Anuales						
2017	52.2	52.2	52.2	52.2	50.7	97.1%
2018	40.7	50.8	61.7	52.1	46.2	90.9%

[Fecha de previsión: 25 de enero de 2018]

[1] Cotizaciones OMIP a 25 de enero de 2018.

[2] Precio medio ponderado por producción eólica.

[3] Ingreso Unitario Eólico / Precio Medio Aritmético.

Toda la descripción hasta este punto se refiere al escenario base o más probable, que se entiende como aquél en el que todos los factores de oferta y demanda evolucionan, a su vez, en su escenario base o más probable. En la medida que esto no ocurra, se producirían otros precios distintos a los explicados anteriormente. Hemos aplicado los modelos bajo 81 **escenarios alternativos** de oferta y demanda.

Sus resultados se resumen en el **Gráfico 6**, que muestra la distribución de probabilidad estimada para el precio promedio de 2018. Su interpretación es la siguiente: existe una probabilidad de 3,6% de que el precio medio anual se sitúe por debajo de 43,5 €/MWh, (según los modelos y en base a los datos actuales); entre 43,5 y 45,3 €/MWh, 2,3%; y así sucesivamente. Algunas conclusiones interesantes son:

- a) la probabilidad de que el precio anual sea inferior a 48,7 €/MWh no supera el 25%;
- b) existe una probabilidad del 38% de que termine en la horquilla 48,7–52,2 €/MWh;
- c) y un 27% de situarse en un rango de precios muy altos, entre 52,2 y 55,6 €/MWh.

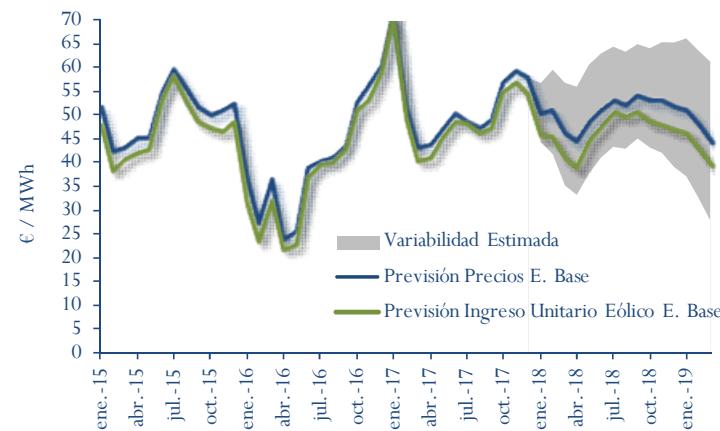
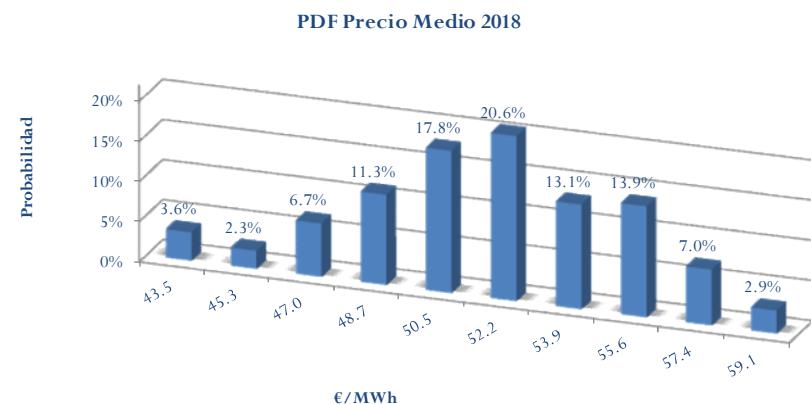
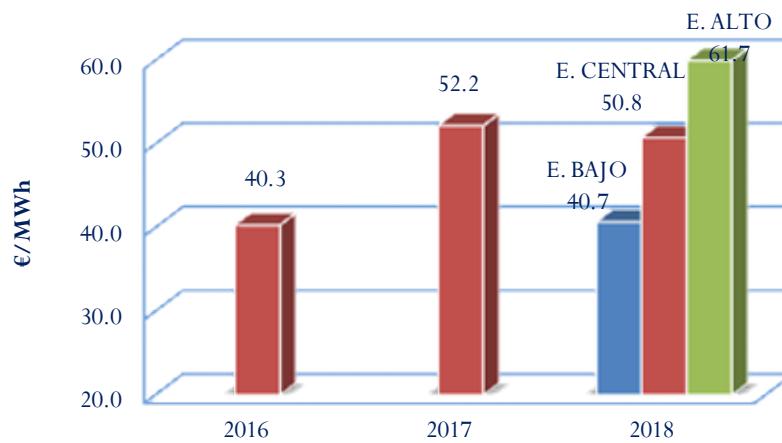
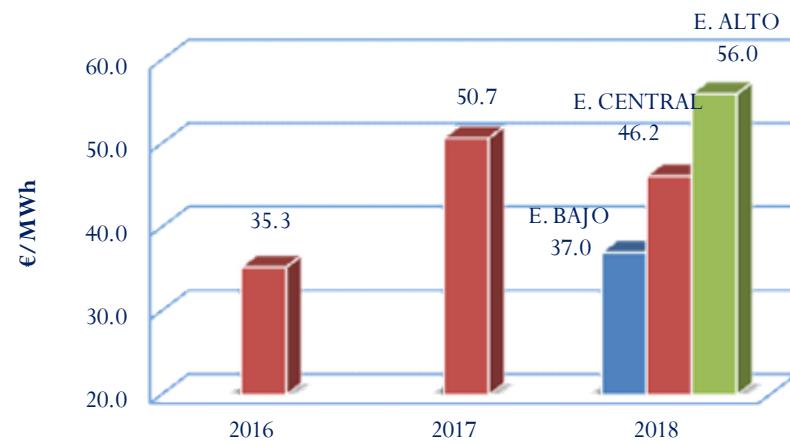
En la tabla a continuación se muestran **tres de los escenarios diseñados**, junto a la previsión correspondiente del modelo de precios. Los tres escenarios utilizan hipótesis idénticas, que los factores de oferta y demanda cierran 2018 en los niveles previstos por los modelos en sus escenarios base (cuantificados en la Tabla 2 y la Tabla 5) salvo en lo que se refiere a precios de gas y producción hidráulica.

Si estos dos inputs de los modelos siguen el escenario base, el precio medio resultaría 50,8 €/MWh (Escenario 41). Pero si el precio del gas en NBP alcanza 21 €/MWh en media anual (Escenario 50), 3 €/MWh más que en el escenario base, el precio medio de la electricidad aumentaría 3,4 €/MWh (54,2 €/MWh). Por su parte, si la producción hidráulica se situara en 35 TWh (Escenario 42) (por ejemplo, en 2016 fue 39 TWh), el promedio del pool sería solo de 46,2 €/MWh, según los modelos, 4,6 €/MWh menos que en el escenario base. Queda claro en este ejercicio la elevada incertidumbre de la evolución del precio eléctrico, según cómo se comporten a lo largo del año factores difícilmente predecibles a priori.

Tabla 4. Extracción de escenarios alternativos de precios

	Demanda TWh/año	Hidro TWh/año	Eólica TWh/año	Nuclear TWh/año	Precio Gas €/MWh	PRECIO €/MWh
Escen. 41	255	25	49	56	18	50,8
Escen. 50	255	25	49	56	21	54,2
Escen. 42	255	35	49	56	18	46,2

[Fecha de previsión: 25 de enero de 2018]

Gráfico 5. Previsión mensual precio e ingreso eólico. Año móvil

Gráfico 6. Distribución de probabilidad del precio medio en 2018

Gráfico 7. Previsión del Precio medio anual. 2018

Gráfico 8. Previsión del Ingreso Unitario Eólico anual. 2018


El Gráfico 5 presenta la evolución mensual prevista para el precio de mercado y el ingreso unitario eólico. El Gráfico 6 muestra las probabilidades de que el precio medio de 2018 se sitúe en distintos rangos, según los modelos. Los Gráficos 7 y 8 ofrecen previsiones del precio medio e ingreso eólico anuales para 2018, en el escenario base y en escenarios extremos.

ANEXO 1. Metodología

El proceso de predicción empleado se sintetiza en la [Figura 1](#), a final de la sección. Se utilizan como inputs la demanda eléctrica, el balance de generación desglosado por tecnología (siguiendo la clasificación explícita en la [Tabla 2](#)) así como índices-proxy de los costes de generación de los ciclos combinados y del carbón internacional, basados en los precios de gas y carbón y derechos de emisión de CO₂, sus tasas de eficiencia y emisión. Como se indica en la [Figura 1](#), tanto el consumo como el mix de producción se prevén en base a sus propios modelos. Adicionalmente, se requiere la aplicación de hipótesis o estimaciones externas, que se resumen en la [Tabla 5](#).

Los modelos predictivos utilizados pertenecen a la familia de modelos econométricos de series temporales, idóneos por su capacidad para capturar los efectos estacionales y dinámicos de los precios del mercado eléctrico y del resto de variables estimadas en el proceso. Se emplean distintos modelos (esencialmente, funciones de transferencia y modelos de cointegración) y la previsión final del precio se obtiene como combinación lineal óptima de ellos. En la actualidad, se está explorando la posibilidad de incorporar adicionalmente previsiones de modelos no paramétricos, procedentes de técnicas de inteligencia artificial (machine-learning) y minería de datos, si se confirma que pueden aportar mejoras en la calidad de la previsión ofrecida.

Tabla 5. Hipótesis económicas utilizadas en la previsión

	2017-E	Previsión – 2018		
	Dato	E. Base	E. Bajo	E. Alto
PIB [1]	3,1%	2,6%	0,6%	3,8%
VAB Industria [1]	3,2%	1,2%	-0,2%	3,6%
Gas Natural (NBP) [€/MWh] [2]	17,8	18,1	15,9	21,2
Carbón (API2) [€/MWh] [2]	10,4	10,9	9,0	12,4
CO₂ (EUA) [€/t] [2]	5,8	7,8	5,4	9,3

[1] Tasa de Variación Anual; [2] Promedio Anual;

Las fuentes de información para la obtención de estas hipótesis son:

- PIB y VAB Industria: previsiones del Panel Funcas.
- Gas Natural NBP, Carbón API2, derechos de emisión de CO₂ EUA: precios de los contratos de futuros en The Intercontinental Exchange (The Ice).

En el caso del gas en NBP, los contratos cotizan en p/th; se transforman a €/MWh con el tipo de cambio actual libra-euro y utilizando la equivalencia entre thermia y MWh.

Las hipótesis de los escenarios bajo y alto se obtienen aplicando sobre los escenarios base volatilidades históricas.

Los índices de coste de generación de tecnologías térmicas utilizados en los modelos se definen por:

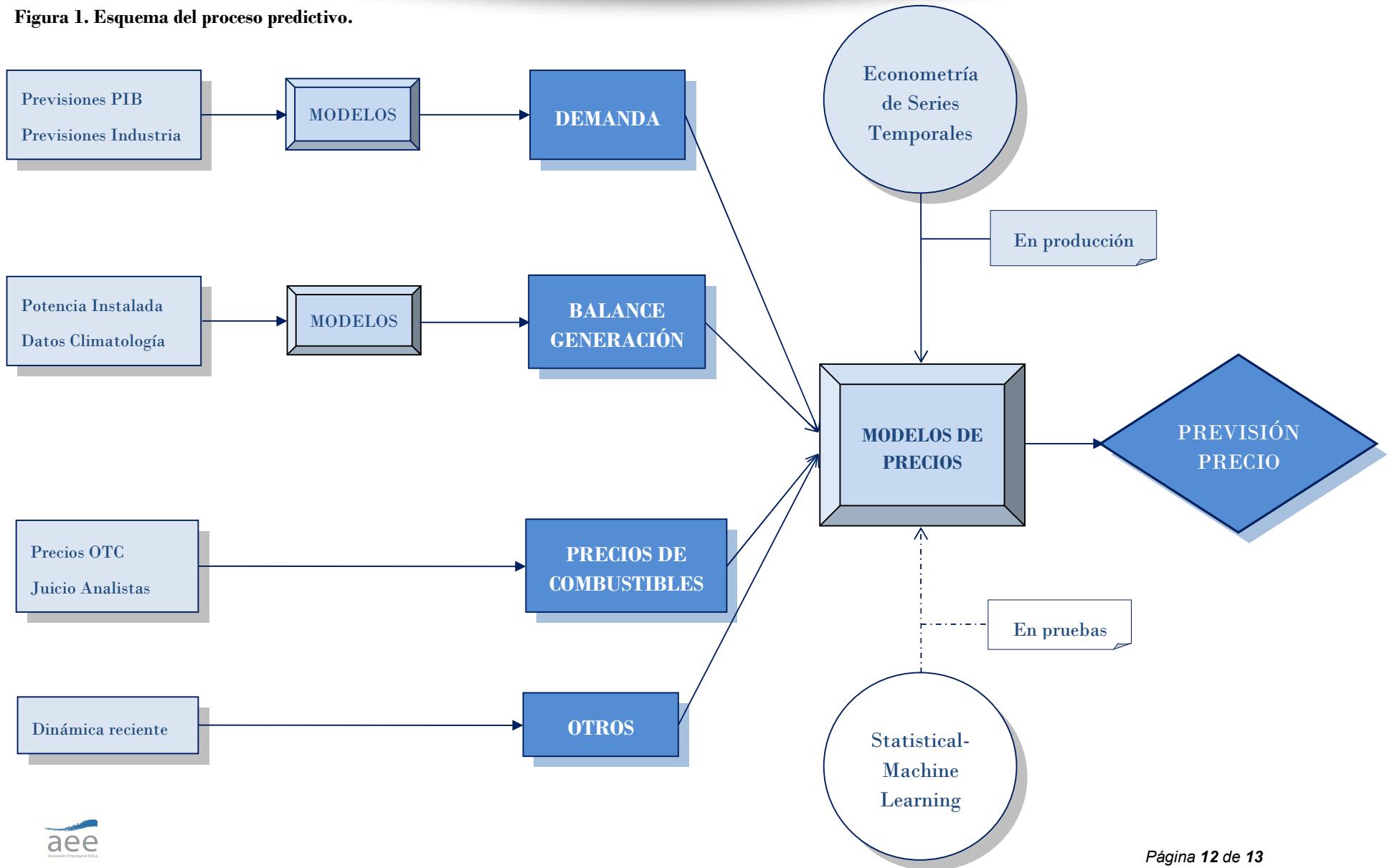
Coste marginal tecnología / MWh electricidad = (precio combustible / tasa eficiencia de tecnología) + (precio derechos emisión CO₂ × tasa emisión CO₂ tecnología) + (impuesto "céntimo verde" / tasa eficiencia tecnología).

Las predicciones de precios para escenarios alternativos surgen de la aplicación de los modelos bajo sendas alternativas de sus inputs, según el esquema que se indica en la Tabla 6.

Tabla 6. Diseño de escenarios extremos de precios

	Escenario Bajo Precios	Escenario Alto Precios
Demanda	Escenario Bajo	Escenario Alto
Precios combustibles	Escenario Bajo	Escenario Alto
Producción renovable	Escenario Alto	Escenario Bajo
Producción nuclear	Escenario Alto	Escenario Bajo

Figura 1. Esquema del proceso predictivo.





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.
