



INFORME Nº 113 - ANEXO DE PREDICCIÓN DE PRECIOS

PERIODO: ABRIL 2018 – JUNIO 2019

Fecha de publicación: abril 2018

El presente informe presenta previsiones sobre la evolución de los precios del mercado diario en el horizonte del año móvil, y ha sido elaborado 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.

4. Análisis del resultado predictivo del trimestre anterior

En el primer trimestre de 2018, el precio del mercado resultó alineado con la previsión del escenario central, 48,3 vs 49,2 €/MWh. La cotización de los contratos del mercado de OMIP se situaba entonces en 51,1 €/MWh, casi 3 €/MWh más que el registro final.



En cualquier caso, los determinantes de oferta y demanda que influyen en el precio del pool distaron de los previstos, por una climatología atípica, con más pluviosidad, viento y menor temperatura de las esperadas. Esto generó niveles muy altos de producción hidráulica y eólica, teóricamente favoreciendo la moderación de precios, pero el efecto se compensó con el generado por la elevada demanda (mayor de la prevista).

Así, las tecnologías hidráulica y eólica aportaron el 13% y 27% de la generación total, respectivamente, mientras las estimaciones eran solo 11,3% y 23,7%. Por otro lado, el consumo eléctrico alcanzó 66 TWh en el trimestre, frente a 65,4 TWh previstos.

Aplicando el modelo predictivo sobre los verdaderos valores de oferta y demanda del periodo en vez de sobre los proyectados, se obtiene precisamente un precio medio de 48,3 €/MWh, justo el registrado en el mercado. No obstante, a nivel mensual aparecen diferencias: el modelo devuelve 53, 52 y 40 €/MWh para enero, febrero y marzo; por su parte, el pool se cerró en 50, 55 y 40 €/MWh, respectivamente.

También el coeficiente de apuntamiento eólico se situó en este trimestre por encima de los niveles predichos; 93,1% vs 90,1%. Como consecuencia, el ingreso eólico fue 45,0 €/MWh, solo 0,6 €/MWh más que nuestra estimación (44,4 €/MWh). Sorprende el alto coeficiente de apuntamiento del mes de marzo (96,2%), cuando la producción eólica fue extraordinariamente elevada (factor de utilización de 45%).

Tabla 1. Comparación previsión vs dato real. 2018.Q1

	€/MWh	Signo ^[1]
Precio real	48,3	
Previsión E. Base	49,2	
Previsión E. Bajo	40,4	
Previsión E. Alto	57,7	
Cotización OMIP ^[2]	51,1	
Error Previsión	-0,9	
Error Anterior ^[3]	+3,0	

[Fecha de previsión: 25 de enero de 2018]

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

[2] Media de cotizaciones a 25/01/2018 para 2018.Q1.

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

5. Previsiones a horizonte de año móvil

5.1. Demanda y oferta

El fuerte repunte registrado por el **consumo de electricidad** en el primer trimestre de 2018 obliga a revisar las previsiones para el conjunto del año. El crecimiento anual de la demanda en ese periodo fue de 2,9%, por encima de nuestra estimación, 1,9%. Una parte del buen dato se explica por razones de temperatura, pero extraído este efecto, se aprecia una aceleración en la serie por motivos de actividad económica.

Con ello, y bajo las hipótesis macroeconómicas que se barajan a día de hoy (véase la [Tabla 4](#) en el Anexo), proyectamos ahora un avance del consumo en 2018 de 1,4%, 0,5% por encima de nuestra anterior previsión. Esto significaría superar 256 TWh en el conjunto del año y recuperar los niveles de 2011.

La proyección ofrecida por REE para el conjunto de 2018 apenas ha variado pese al dato del último trimestre; de hecho se ha reducido, pasando de 1,0% hace tres meses a 0,9% ahora (REE esperaba un aumento en 2018.Q1 de 4,0%, mayor del registrado).

En el informe anterior pronosticábamos cambios significativos en la **composición del balance de generación** de 2018 en relación al que se registró en 2017 (con muy baja aportación hidráulica y elevado hueco térmico). Esa hipótesis se ha fortalecido tras los resultados del primer trimestre, con altos niveles de producción hidráulica y eólica.

Ahora las proyecciones indican que estas dos tecnologías producirían el 33,4% de la generación total, cuando en 2017 solo representaron el 26,8% (el dato más bajo desde 2012). Por el contrario, el carbón y los ciclos serían las tecnologías más perjudicadas. La suma de ambas podría aportar solo un 25%, frente al 31% de contribución lograda en 2017. Los modelos están asumiendo que el alto volumen de pluviosidad registrado en 2018.Q1 tendrá un efecto alcista en la producción hidráulica del resto de año.

En cualquier caso, estos datos son muy sensibles a la pluviosidad y eolicidad 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) no han variado significativamente su evolución respecto a la descrita hace tres meses.

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 4,5% en gas y de 0% 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 aplican con los datos de las cotizaciones a plazo de gas en NBP, de API2 para carbón y de derechos de emisión EUA. Dicha información puede consultarse en la [Tabla 4](#) 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-Q2			AÑO 2018		
	Previsión	Variación Anual	% sobre Gen. Neta	Previsión	Variación Anual	% sobre Gen. Neta
GENERACIÓN ^[1]	(GWh)	(%)		(GWh)	(%)	
Nuclear	12,986	-1.0	21.6	55,143	-0.8	21.9
Hidráulica ^[2]	10,631	101.5	17.7	31,932	73.9	12.7
Hueco Térmico	11,291	-28.4	18.8	62,668	-18.0	24.9
Carbón	6,436	-33.9	10.7	35,984	-15.5	14.3
Ciclos	4,855	-19.6	8.1	26,684	-21.2	10.6
Eólica	11,779	9.5	19.6	52,254	10.1	20.8
Resto ^[3]	13,423	5.0	22.4	50,243	4.1	20.0
Ren, Cogen. y Residuos ^[4]	25,201	7.0	42.0	102,497	7.1	40.8
Resto Tecnologías ^[5]	34,838	2.0	58.1	149,026	-0.9	59.5
DEMANDA ^[6]						
Consultoría	61,105	0.5	101.8	256,338	1.4	101.9
REE ^[7]	60,102	-1.1	100.1	255,061	0.9	101.4
				ANEXO. ESCENARIOS EXTREMOS ^[8]		
				Variación Anual		
				Escenario Bajo	Escenario Alto	
GENERACIÓN				(%)	(%)	
Nuclear				-5.6	1.4	
Hidráulica				40.4	107.4	
Hueco Térmico				-45.3	15.0	
Carbón				-43.4	18.3	
Ciclos				-47.6	10.9	
Eólica				-1.1	21.2	
Resto				0.2	8.0	
DEMANDA				1.2	2.8	

[Fecha de previsión: 10 de abril 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.

Gráfico 1. Tasa interanual Suma Móvil de la Demanda

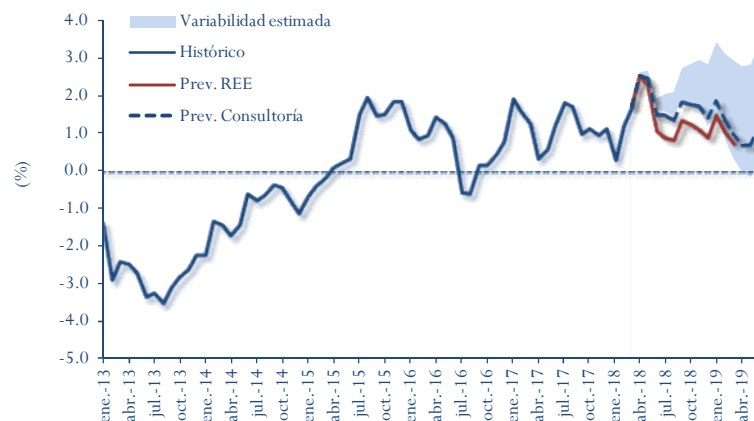


Gráfico 2. Evolución de la previsión de la tasa variación de la demanda 2018

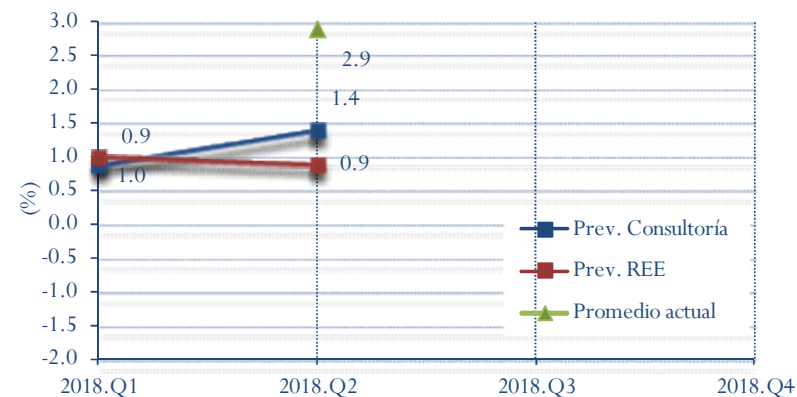


Gráfico 3. Previsión del Balance de Generación. 2018

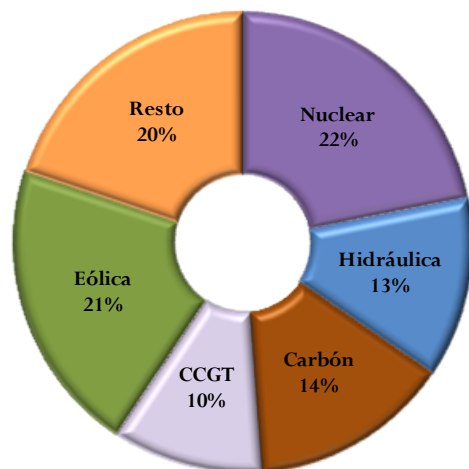
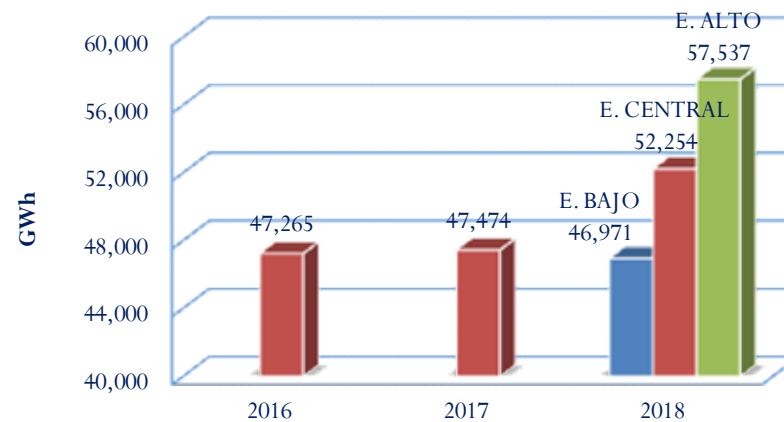


Gráfico 4. Previsión del Nivel de Generación Eólica. 2018



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.

5.2. Precios del mercado diario

Nuestra previsión sobre el promedio del **precio del pool en 2018** queda situada ahora en 49,8 €/MWh (**Tabla 3**), 1,0 €/MWh por debajo de la anterior previsión y 2,4 €/MWh menos que el precio registrado en 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 4**. La razón fundamental para la reducción de la previsión anual es el incremento en la proyección hidráulica para el resto de año, motivado por la elevada pluviosidad registrada en el primer trimestre y el consiguiente aumento del nivel de los embalses.

La reducción del precio respecto al de 2017 se justifica por: a) la producción hidráulica y eólica esperadas, claramente por encima de los exiguos registros del año pasado; b) la expectativa de normalización de 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 (en promedio, 52,5 €/MWh) que en el primero (47,1 €/MWh) (**Tabla 3**). En todo caso, solo en los meses de marzo, abril y mayo el precio se situaría por debajo de los 50 €/MWh, según los modelos. Este perfil de precios es similar al estimado hace un trimestre, pero con niveles de precios ahora algo inferiores, especialmente en los próximos dos meses.

Las **cotizaciones a plazo** vigentes a 10 de abril (fecha de cálculo de las previsiones) sugieren precios superiores a los proyectados por los modelos, especialmente en la segunda mitad del año. La diferencia en Q2 es solo de 0,7 €/MWh, pero en Q3 y Q4 se sitúa en 2,3 y 3,1 €/MWh, respectivamente (**Tabla 3**). Respecto a hace un trimestre, el mercado a plazo ha evolucionado al alza, especialmente en lo que se refiere a Q4, patrón que no se reproduce en los modelos predictivos. Utilizando estas cotizaciones, el precio medio de 2018 se situaría en 51,4 €/MWh, 1,6 €/MWh por encima de nuestra proyección de precio anual (esta diferencia era 1,3 €/MWh hace un trimestre).

Por otro lado, no se han producido cambios significativos en nuestra previsión sobre el **coeficiente de apuntamiento eólico** de 2018, que se sitúa en 92%, 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. No obstante, y como se señaló en la primera sección, este patrón no se ha cumplido en el mes de marzo, pese a los elevados niveles de pluviosidad y viento. Bajo el supuesto de que coeficiente se comporta según nuestra proyección, el ingreso medio del parque eólico nacional se situaría en 45,8 €/MWh, 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		E. BASE	E. BASE
	Mensuales					
abr-18	31.6	39.2	47.4	39.8	34.3	87.6%
may-18	34.1	48.0	52.6	46.8	44.3	92.4%
jun-18	39.2	50.1	57.7	53.0	46.6	93.2%
	Trimestrales					
2018.Q2	35.0	45.8	52.6	46.5	41.5	90.7%
2018.Q3	44.7	52.6	63.0	54.9	49.8	94.6%
2018.Q4	42.7	52.7	64.9	55.8	47.8	90.7%
2019.Q1	32.2	46.9	62.1	53.3	42.4	90.4%
2019.Q2	28.0	43.6	61.1	44.3	39.5	90.7%
	Anuales					
2017	52.2	52.2	52.2	52.2	50.7	97.1%
2018	42.7	49.8	57.2	51.4	45.8	91.9%

[Fecha de previsión: 10 de abril de 2018]

[1] Cotizaciones OMIP a 10 de abril 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.

Los más extremos sitúan en niveles de 42,7 y 57,2 €/MWh el suelo y techo del precio medio de 2018 (Tabla 3), respectivamente, aunque son muy poco factibles. Además, el ejercicio sugiere que la probabilidad de que el precio anual fuera inferior a 47,2 €/MWh es del 30%; al rango 47,2–51,8 €/MWh se le asigna una probabilidad de 46%, mientras precios superiores tienen asociada una probabilidad de 24%.

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

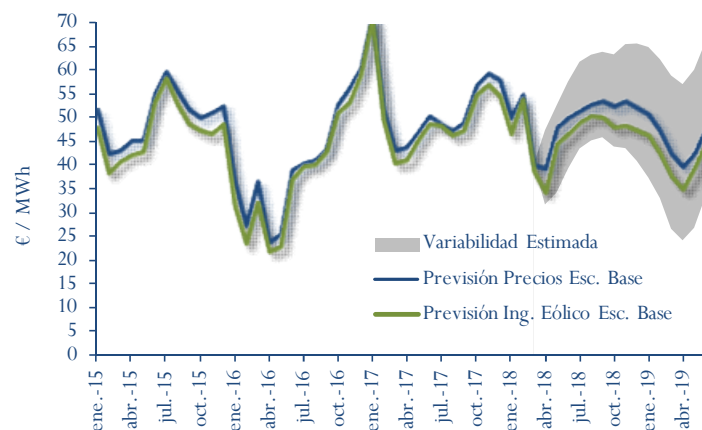


Gráfico 6. Evolución de la previsión del precio medio de 2018

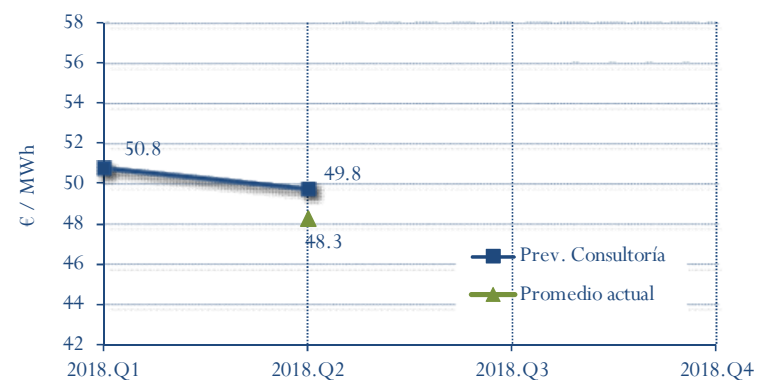


Gráfico 7. Previsión del Precio medio anual. 2018

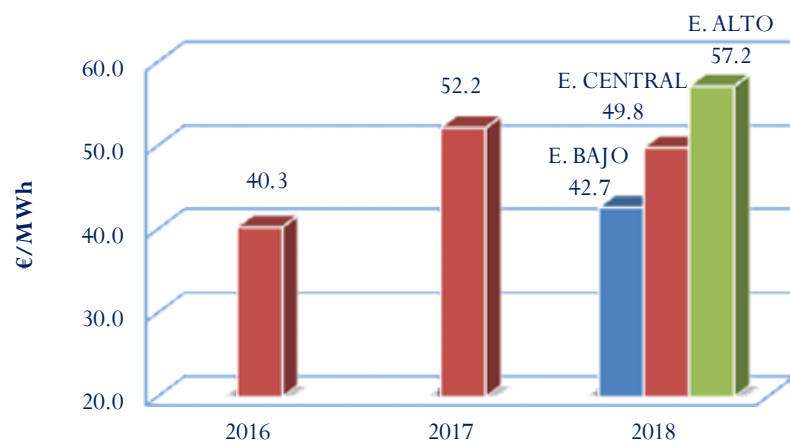
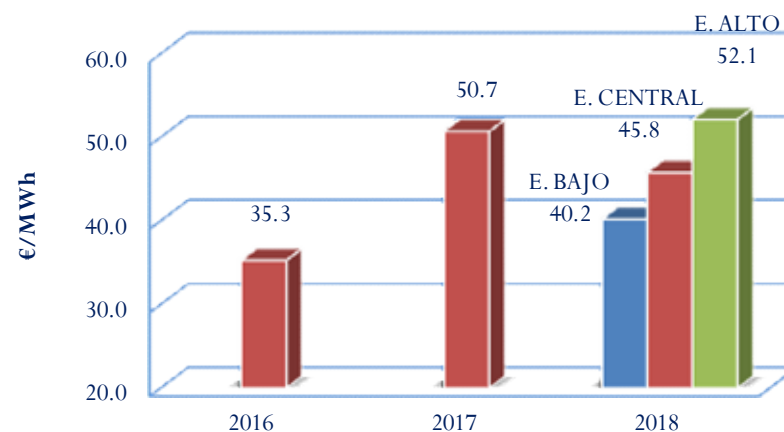


Gráfico 8. Previsión del Ingreso Unitario Eólico anual. 2018



El Gráfico 5 presenta la evolución mensual prevista para el precio de mercado y el ingreso unitario eólico. El Gráfico 6 muestra la evolución en el tiempo de las previsiones del precio medio anual del pool. 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 4](#).

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 4. Hipótesis económicas utilizadas en la previsión

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

^[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:

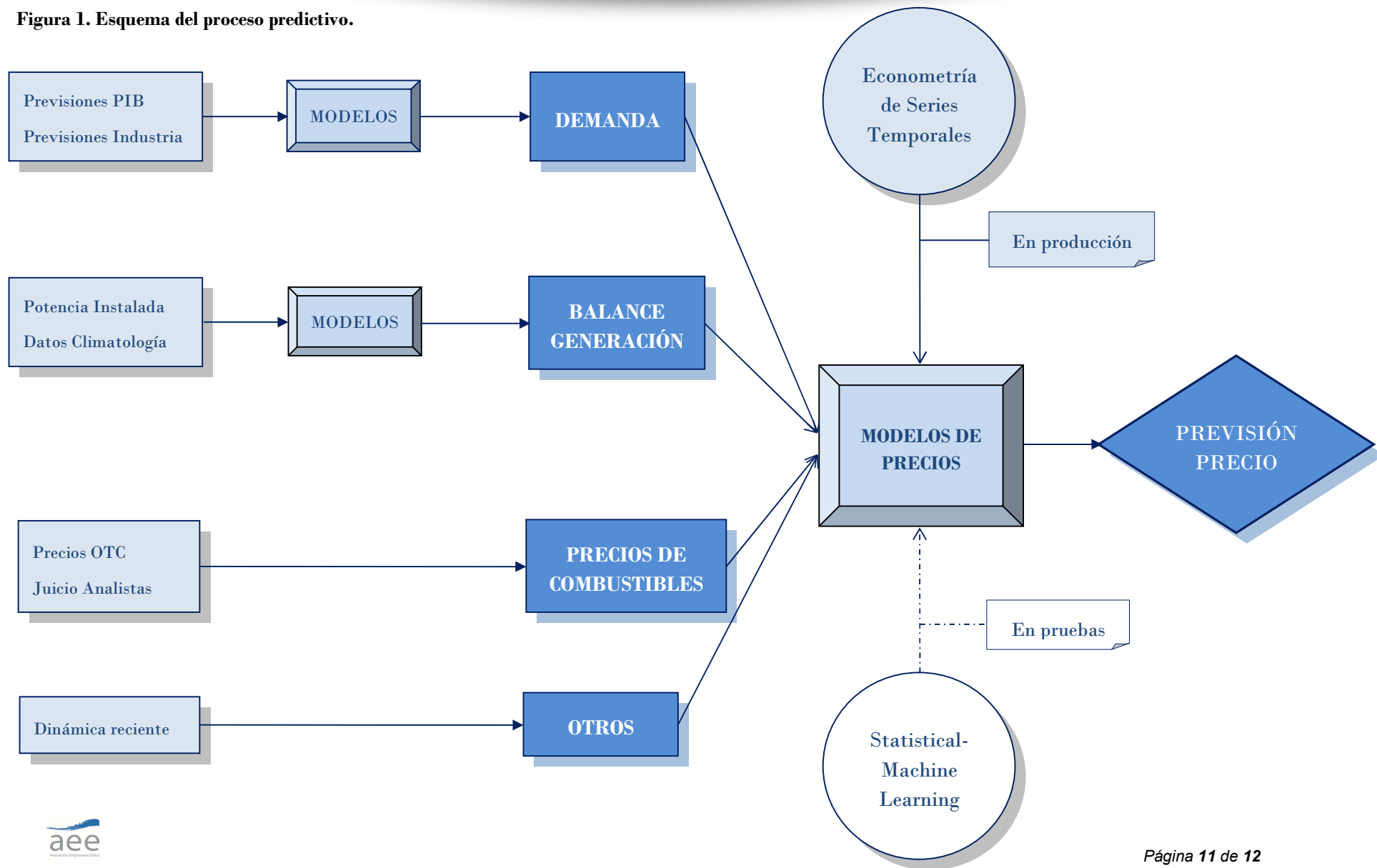
Coste marginal tecnología / MWh electricidad = (precio combustible / tasa eficiencia de tecnología) + (precio derechos emisión CO₂ × tasa emisión CO₂ tecnología) + (impuesto "céntimo verde" / tasa eficiencia tecnología).

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 5.

Tabla 5. 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.
