



INFORME Nº 114 – ANEXO DE PREDICCIÓN DE PRECIOS

PERIODO: JULIO 2018 – SEPTIEMBRE 2019

Fecha de publicación: julio 2018

Este anexo 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.

4. Análisis del resultado predictivo del trimestre anterior

El precio medio del segundo trimestre resultó muy superior al previsto en el escenario base: **52,0 vs 45,8 €/MWh**. De hecho, se situó prácticamente en el nivel del escenario máximo, 52,6 €/MWh (véase [Tabla 1](#)), pese a que, como se verá a continuación, los datos de generación y demanda fueron relativamente normales.



En primer lugar, la demanda eléctrica del trimestre fue menor de la estimada (60,4 vs 61,1 TWh). En segundo, el hueco térmico superó la proyección pero escasamente (en términos de generación neta, representó el 19,8%, frente al 18,8% previsto). Tanto la generación eólica como la nuclear aportaron al balance menos electricidad de la que proyectábamos, y lo contrario ocurrió con la tecnología hidráulica.

La mayor parte del desajuste predictivo se explica por el drástico incremento del precio de los derechos de emisión de CO₂, unos 6€/t en solo un trimestre. Su efecto sobre el coste de generación del carbón es de unos 5,5 €/MWh (tasa de emisión = 0,92 t/MWh) y, sumando el porcentaje de horas que el carbón o la generación hidráulica (que tomó el precio del carbón como su coste de oportunidad) marcan precio (aproximadamente, 70%), esto justificaría un aumento (imprevisible) del precio del pool de casi 4,5 €/MWh, frente a los 6,2 €/MWh que separan el precio real y la previsión del escenario base.

Aplicando el modelo predictivo con los verdaderos valores de oferta y demanda del periodo (incluido el precio de los derechos de CO₂) en vez de con sus proyecciones, se obtiene un precio medio de 50,5 €/MWh, ligeramente inferior al registro real.

En cambio, el coeficiente de apuntamiento eólico se aproximó a la previsión: 91,5% vs 90,7%. En 2018, está volviendo a niveles más moderados que los vistos en 2017.

Tabla 1. Comparación previsión vs dato real. 2018.Q2

	€/MWh	Signo ^[1]
Precio real	52,0	
Previsión E. Base	45,8	
Previsión E. Bajo	35,0	
Previsión E. Alto	52,6	
Cotización OMIP ^[2]	46,5	
Error Previsión	+6,2	
Error Anterior ^[3]	-0,9	

[Fecha de previsión: 10 de abril 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 10/04/2018 para 2018.Q2.

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

5. Previsiones a horizonte de año móvil

5.1. Demanda y oferta

En el primer trimestre del año, el **consumo de electricidad** superó nuestra previsión. En el segundo, al contrario. Esencialmente por la atípica climatología del mes de junio, mucho menos cálido de lo habitual.

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 1,0%, casi en línea con el estimado por REE (1,1%). Esto significaría recuperar los niveles de consumo del año 2011, por encima de 255 TWh anuales. Corregido el efecto de la temperatura, nuestra proyección sugiere un avance de 1,2%, en vez de 1,0% señalado para la demanda bruta.

Tal y como venimos indicando en los últimos informes, **el balance de generación** de 2018 mostrará diferencias significativas con el de 2017, con mucha mayor aportación hidráulica y eólica, y mucho menor hueco térmico.

Ahora las proyecciones indican que las dos primeras tecnologías citadas producirían el 34,6% 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. Además, la nuclear perdería 1,2 puntos (de 22,6% el año pasado a 21,4% ahora), por paradas de recarga y otras no programadas.

Los modelos asumen que el alto volumen de pluviosidad registrado en 2018.Q1 tendrá un efecto alcista en la producción hidráulica del resto de año. La predicción sugiere que ésta representará un 14% de la generación total, frente al 7,5% en 2017.

La gran novedad en la perspectiva a medio plazo de la evolución de los determinantes del precio del mercado eléctrico se produce en lo referido a los **costes marginales de producción** asociados a las tecnologías térmicas.

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 los aumentos de los precios medios frente a 2017 serán relativamente moderados. Sin embargo, el cambio radical se produce en términos del precio de los derechos de emisiones de CO₂, que se han duplicado en apenas unos meses, consecuencia de la creación de la MSR (Reserva de Estabilidad de Mercado, que regulará el número de EUAs en circulación para garantizar un precio que penalice adecuadamente la producción eléctrica no limpia).

En términos de coste marginal de generación, calculamos incrementos de 15% en gas y de 19% 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-Q3			AÑO 2018		
	Previsión	Variación Anual	% sobre Gen. Neta	Previsión	Variación Anual	% sobre Gen. Neta
GENERACIÓN ^[1]	(GWh)	(%)		(GWh)	(%)	
Nuclear	14,534	2.4	22.8	53,105	-4.5	21.4
Hidráulica ^[2]	6,978	101.3	10.9	34,498	87.9	13.9
Huevo Térmico	19,469	-3.9	30.5	62,047	-18.8	25.0
Carbón	9,345	-5.2	14.6	31,716	-25.5	12.8
Ciclos	10,124	-2.7	15.9	30,331	-10.4	12.2
Eólica	9,467	0.2	14.8	50,321	6.0	20.3
Resto ^[3]	13,403	1.5	21.0	48,103	-0.3	19.4
Ren, Cogen. y Residuos ^[4]	22,871	1.0	35.8	98,424	2.8	39.7
Resto Tecnologías ^[5]	40,981	8.1	64.2	149,650	-0.5	60.3
DEMANDA ^[6]						
Consultoría	65,195	1.2	102.1	255,339	1.0	102.9
REE ^[7]	64,944	0.8	101.7	255,554	1.1	103.0
			ANEXO. ESCENARIOS EXTREMOS ^[8]			
			Variación Anual			
			Escenario Bajo		Escenario Alto	
GENERACIÓN			(%)		(%)	
Nuclear			-7.7		-3.0	
Hidráulica			65.2		110.6	
Huevo Térmico			-36.7		1.0	
Carbón			-40.9		-8.4	
Ciclos			-31.4		12.9	
Eólica			-0.4		12.4	
Resto			-1.9		2.0	
DEMANDA			0.8		1.6	

[Fecha de previsión: 5 de julio 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

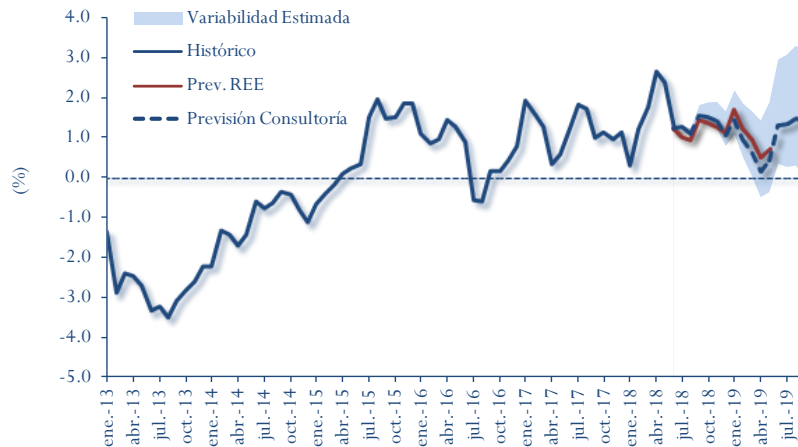


Gráfico 2. Evolución de la previsión de la tasa variación de la demanda 2018

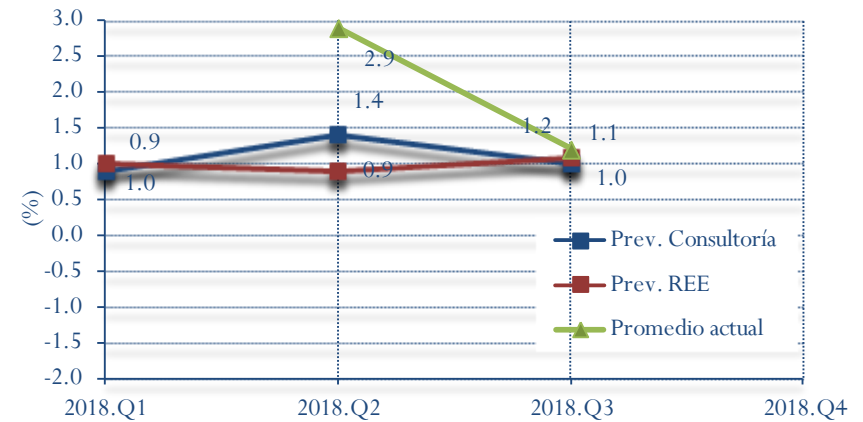


Gráfico 3. Previsión del Balance de Generación. 2018

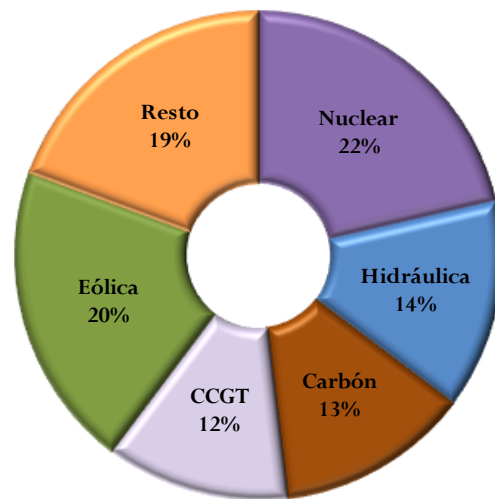
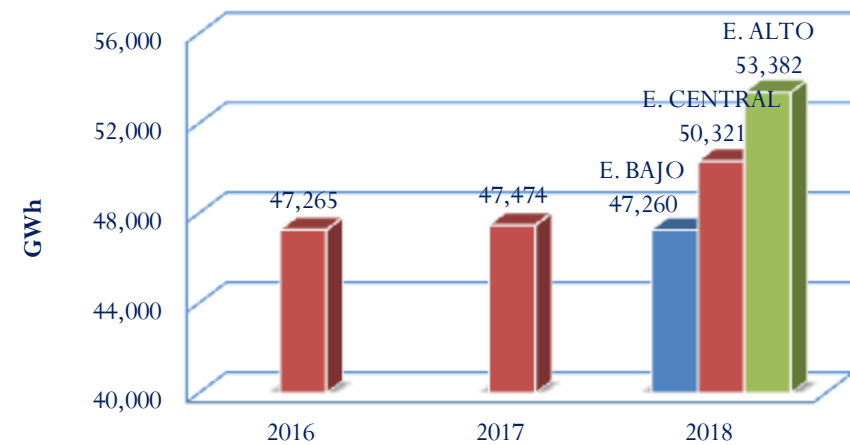


Gráfico 4. Previsión del Nivel de Generación Eólica. 2018



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

El fuerte e inesperado aumento de precios de derechos de emisión de CO₂ ha variado completamente la perspectiva sobre el precio del pool eléctrico a futuro. Los modelos de predicción sitúan ahora el **precio del pool en 2018** en el entorno de los 55 €/MWh (Tabla 3), 5,0 €/MWh más que la anterior previsión y 2,6 €/MWh más que en 2017. En el informe anterior estimábamos 57 €/MWh como precio medio anual bajo las hipótesis del escenario más alcista; ahora, ése es prácticamente el escenario base.

Todo ello pese a que el avance de la demanda va a ser moderado y a que todo indica que se va a requerir mucha menos producción de tecnologías térmicas de combustible fósil que en 2017 (como se mencionó en el apartado anterior, esperamos que el hueco térmico aporte 5 puntos menos a la producción eléctrica total que el año pasado). Sin el incremento del precio del CO₂, el pool debería cerrar 2018 con una disminución de unos 2 €/MWh respecto al precio medio de 2017, según los modelos, escenario que defendíamos hasta el fuerte episodio alcista del EUA. Su efecto en el pool se describió en la **Sección 4**: un aumento de 1€/t en el precio de los derechos de emisión de CO₂ se traslada al coste de generación con carbón y ciclo combinado en 0,92 y 0,33 €/MWh, respectivamente. Por ello, el aumento de dichos costes en el último trimestre sería de unos 5 €/MWh en el carbón y 2 €/MWh en ciclos. Teniendo en cuenta el porcentaje de horas que ambas tecnologías marcan precio, el efecto en el precio del pool debería ser moderado (1-1,5 €/MWh), pero como el bombeo y la hidráulica convencional ofertan a coste de oportunidad, siendo éste el coste de generación de la tecnología más cara, el efecto final (calculado de este modo simplista) sería de unos 4 €/MWh.

Los modelos proyectan precios de 61 y 57,9 €/MWh para los dos **trimestres finales de año**, dando paso a un descenso en el primer semestre de 2019, hasta precios medios en el entorno de 50-52 €/MWh y un nuevo incremento para Q3 (Tabla 3). En cualquier caso, la evolución del pool dependerá de lo que ocurra con los derechos de emisión de CO₂, por lo que la incertidumbre es máxima. Los cálculos citados están presuponiendo que el precio de los EUA se mantiene aproximadamente en los niveles actuales.

Los **contratos a plazo** cotizan ahora a precios muy superiores a los proyectados por los modelos. Tomando como referencia las cotizaciones de OMIP en contratos carga-base a 30 de junio, la diferencia respecto a nuestras previsiones es de unos 2 €/MWh en lo que respecta a Q3 pero se amplía a 6 €/MWh en Q4 y 7 €/MWh en 2019. Q1 (Tabla 3). Como ya se ha mencionado, todo dependerá esencialmente de si el precio del derecho de emisión de CO₂ continúa su escalada.

Consistentemente con lo sucedido con el precio del CO₂, los precios que se obtienen bajo **escenarios extremos** de oferta y demanda, también han crecido sensiblemente. En el caso más bajista, el precio medio del año se situaría en torno a 51 €/MWh, con precios de 54 y 49 €/MWh en Q3 y Q4. En el extremo alcista, la media de 2018 sería 59 €/MWh, con niveles medios de 68-69 €/MWh en los dos últimos trimestres (donde se asume un nuevo crecimiento del precio de los derechos de CO₂, y una climatología atípica) (Tabla 3).

Por otro lado, no se han producido cambios significativos en nuestra previsión sobre el **coeficiente de apuntamiento eólico** de 2018, que se sitúa en 91,4%, 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. Bajo el supuesto de que éste se comporta según la proyección, el ingreso medio del parque eólico peninsular sería de 50,1 €/MWh (Tabla 3), prácticamente como en el año 2017 (compensándose el mayor precio con el menor apuntamiento eólico).

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					
jul-18	54.5	61.5	68.8	62.4	58.8	95.7%
ago-18	54.2	61.3	69.2	62.3	58.6	95.6%
sep-18	53.3	60.3	68.0	65.2	56.7	94.1%
	Trimestrales					
2018.Q3	54.0	61.0	68.7	63.3	58.1	95.2%
2018.Q4	48.7	57.9	67.6	64.3	53.0	91.6%
2019.Q1	38.7	51.7	65.2	59.0	47.1	91.2%
2019.Q2	35.3	49.6	64.4	47.9	45.4	91.7%
2019.Q3	49.5	62.8	77.0	54.5	59.7	95.1%
	Anuales					
2017	52.2	52.2	52.2	52.2	50.7	97.1%
2018	50.8	54.8	59.2	57.0	50.1	91.4%

[Fecha de previsión: 5 de julio de 2018]

[1] Cotizaciones OMIP a 30 de junio de 2018.

[2] Precio medio ponderado por producción eólica.

[3] Ingreso Unitario Eólico / Precio Medio Aritmético.

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

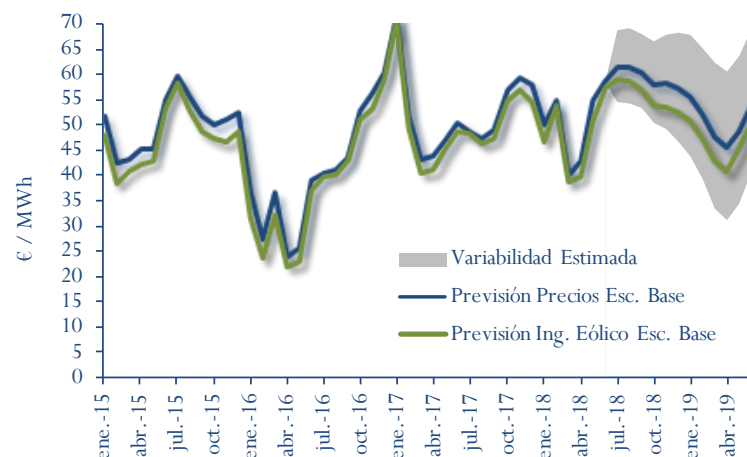


Gráfico 6. Evolución de la previsión del precio medio de 2018

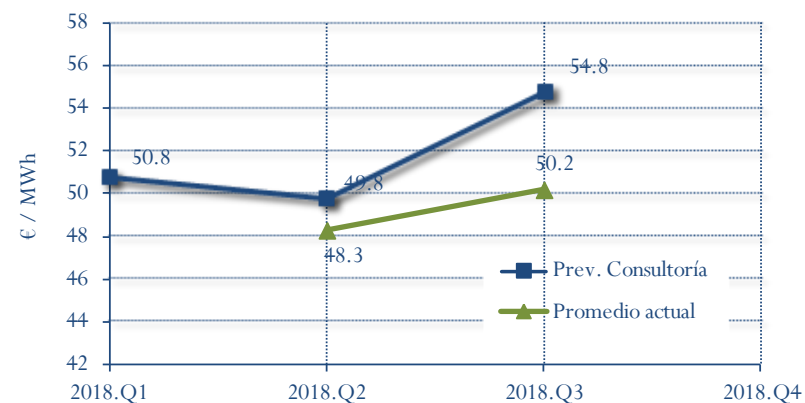


Gráfico 7. Previsión del Precio medio anual. 2018

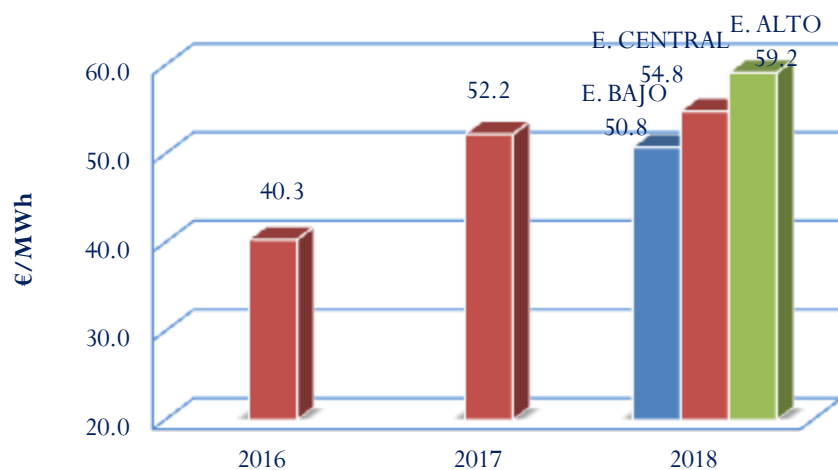
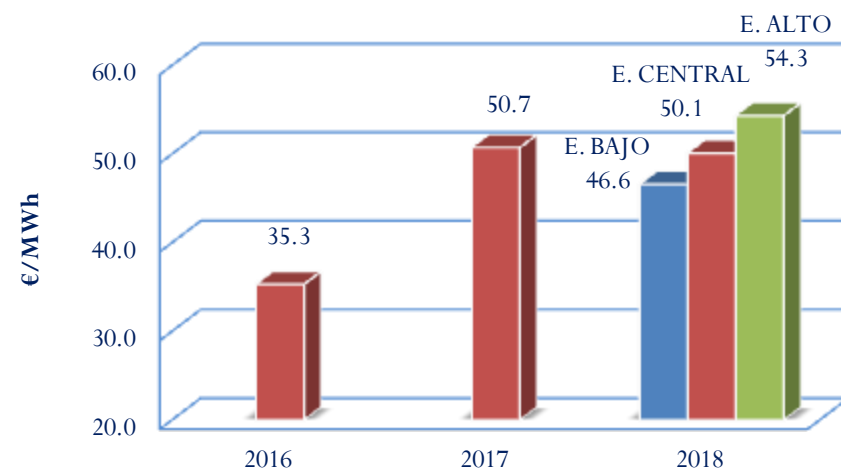


Gráfico 8. Previsión del Ingreso Unitario Eólico anual. 2018



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	Previsión – 2018		
	Dato	E. Base	E. Bajo	E. Alto
PIB ^[1]	3,1%	2,7%	1,7%	3,3%
VAB Industria ^[1]	3,2%	1,4%	0,2%	2,8%
Gas Natural (NBP) [€/MWh] ^[2]	17,8	19,8	16,9	22,5
Carbón (API2) [€/MWh] ^[2]	10,4	10,9	8,8	12,8
CO₂ (EUA) [€/t] ^[2]	5,8	13,6	11,3	16,0

^[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:

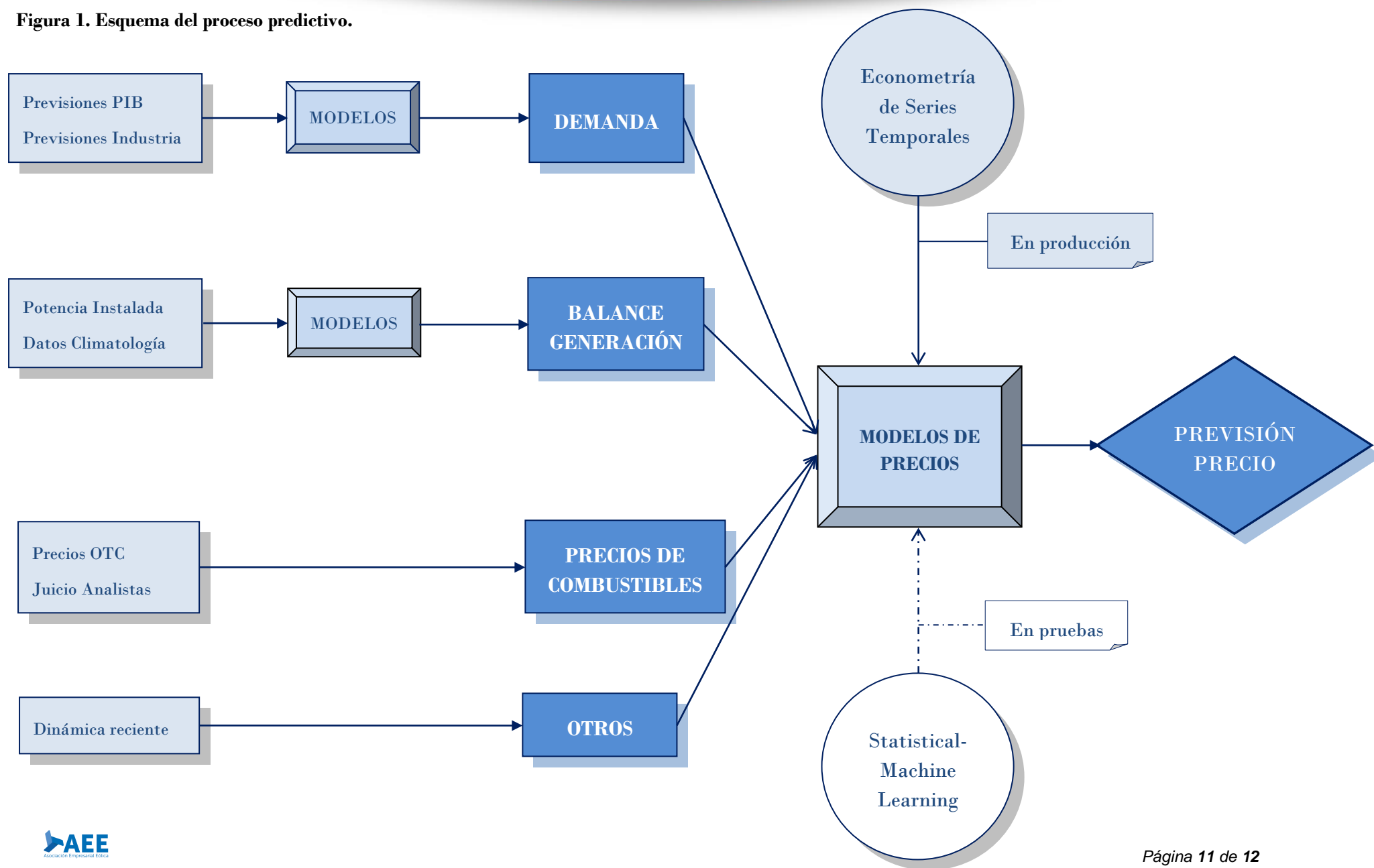
Coste marginal tecnología / MWh electricidad = (precio combustible / tasa eficiencia de tecnología) + (precio derechos emisión CO₂ × tasa emisión CO₂ tecnología) + (impuesto "céntimo verde" / tasa eficiencia tecnología).

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.
