



## **INFORME Nº 117 – ANEXO DE PREDICCIÓN DE PRECIOS**

**PERIODO: OCTUBRE 2018 – DICIEMBRE 2019**

**Fecha de publicación: Octubre 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.*

---

---

## 1. Análisis del resultado predictivo del trimestre anterior

El precio medio del tercer trimestre de 2018 superó la cifra proyectada en el escenario más verosímil, 65,8 vs 61,0 €/MWh, y se situó cercano al escenario alto (68,7 €/MWh), diseñado bajo condiciones atípicas de generación, demanda y costes de producción.

El desajuste del trimestre se focaliza esencialmente en el mes de septiembre. En julio, el precio prácticamente resultó el predicho (61,9 vs 61,5 €/MWh); en agosto, se situó 3 €/MWh por encima de la proyección (64,3 vs 61,3 €/MWh). Pero fue en septiembre cuando se disparó el pool, hasta 71,3 €/MWh, 11 €/MWh más del previsto.

La razón del fuerte repunte de septiembre y su consiguiente desviación respecto a la previsión de los modelos fue esencialmente la impredecible escalada del precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> (que pasó de 19 €/t en agosto a 21,5 €/t en septiembre, en medias mensuales) y del precio del gas (tomando como referencia el gas en NBP, su precio pasó de 23,0 €/MWh a 28,8 €/MWh entre estos dos meses). El resultado es que el índice proxy del coste de generación con gas (véase su definición en el Anexo 1) ascendió entre agosto y septiembre 9 €/MWh (de 57 a 66 €/MWh), trasladándose en buena medida al precio final del pool, a través de las horas que marcaron precio los ciclos combinados, el carbón y la hidráulica.

A todo ello hay que añadir que, por factores meteorológicos, el consumo eléctrico fue mayor del proyectado en septiembre y la producción eólica, menor. Unido a lo anterior, conformaron la tormenta perfecta para un mercado eléctrico marginalista.

Por su parte, también el coeficiente de apuntamiento eólico resultó superior al previsto, 98,2% frente a 94,1%, fenómeno común en casos de precios del pool muy elevados.

**Tabla 1. Comparación previsión vs dato real. 2018.Q3**

	€/MWh	Signo <sup>[1]</sup>
Precio real	<b>65,8</b>	
Previsión E. Base	<b>61,0</b>	
Previsión E. Bajo	54,0	
Previsión E. Alto	68,7	
Cotización OMIP <sup>[2]</sup>	<b>63,3</b>	
Error Previsión	<b>+4,8</b>	↑
Error Anterior <sup>[3]</sup>	<b>+6,2</b>	↑

[ Fecha de previsión: 5 de julio 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 05/07/2018 para 2018.Q3.

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

## 2. Previsiones a horizonte de año móvil

### 5.1. Demanda y oferta

El **consumo de electricidad** evoluciona en 2018 en línea con nuestra previsión. En el último trimestre, aumentó un 1,0% respecto al mismo periodo del año anterior, frente a una proyección de 1,2%. La estimación para el conjunto del año ha bajado ligeramente en relación al informe anterior, de 1,0% a 0,9%. Corregido el efecto de la climatología, el avance sería 1,1%.

Bajo las hipótesis macroeconómicas que se barajan a día de hoy (véase la [Tabla 6](#) en el Anexo), proyectamos un crecimiento de la demanda de electricidad de 1,3%. Esto significaría aproximarnos a los niveles de consumo del año 2010 (la previsión es 258 TWh, frente a los 260 TWh de aquel año). En otras condiciones económicas, el avance de la serie corregida de temperatura podría moverse desde 0,2% hasta 3,3% (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**).

A cierre de 2018, **el balance de generación** se habrá comportado aproximadamente en línea con lo previsto a inicio de año, salvo por la producción hidráulica, que aportará a la generación total tres puntos más de lo proyectado entonces, en detrimento de los ciclos. La tecnología nuclear producirá el 22% de la generación neta, la eólica el 20%, la hidráulica y el carbón, 14% cada una, los ciclos el 10,5%, y el otro 20% se repartirá entre el resto de tecnologías.

Para 2019, a priori, no cabe esperar un balance muy distinto al de 2018, salvo por una menor aportación hidráulica (suponiendo que el año no resulta tan húmedo como éste) que favorecería a ciclos y generación nuclear, esencialmente (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**).

El factor determinante en la evolución del precio del pool durante el año 2019 será el comportamiento de los **costes marginales** productivos de las tecnologías térmicas, no fácilmente previsible a día de hoy.

Por un lado, los precios a los que cotiza el gas natural en el mercado a plazo sugieren un mantenimiento de la situación actual, con precios casi en máximos históricos. Esto supondría un nuevo aumento en el entorno del 10% en 2019 frente a 2018, en media anual (en 2017 el crecimiento fue del 30% y en 2018 será de un 38%, tomando NBP como referencia). En el caso del carbón, puede esperarse un incremento de precio en el conjunto de 2019 algo más moderado, del 5%. Por otro lado, no hay síntomas de una reversión a corto plazo en el precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, para los que asumimos en el escenario base un precio promedio para el año próximo de 21 €/t, en línea con el nivel actual.

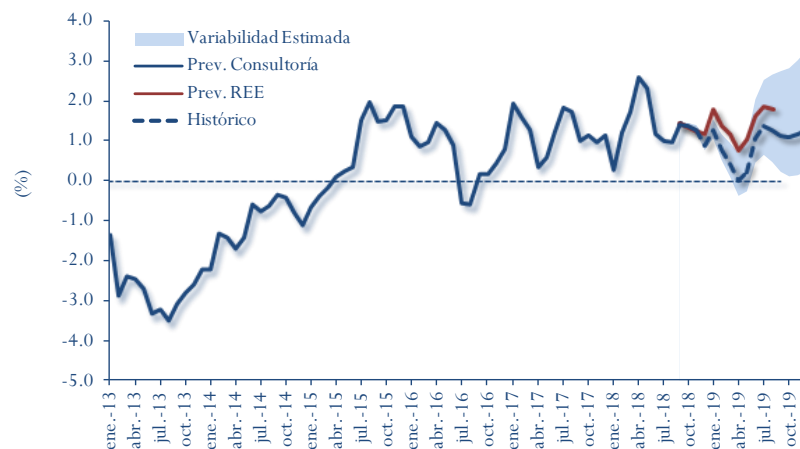
Con ello, y teniendo en cuenta la eliminación durante seis meses del impuesto del 7% a la generación eléctrica y la exención coyuntural a los ciclos (pero no al carbón) del céntimo verde, estimamos incrementos del coste marginal de generación del 7,9% en gas y de 8,1% en carbón en el año 2019 respecto a 2018. 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 6** del Anexo. Para los tipos de cambio euro-dólar y euro-libra se utilizan los niveles vigentes a día de cierre del informe.

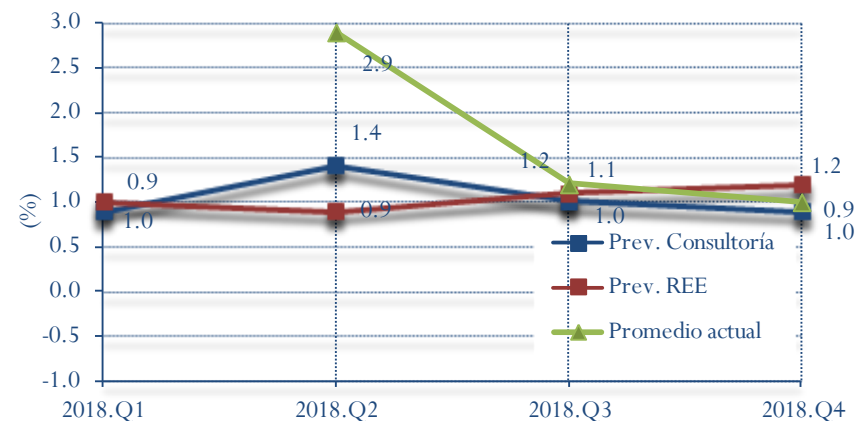
	2018-Q4			AÑO 2018			AÑO 2019		
	Previsión	Variación Anual	% sobre Gen. Neta	Previsión	Variación Anual	% sobre Gen. Neta	Previsión	Variación Anual	% sobre Gen. Neta
<b>GENERACIÓN <sup>[1]</sup></b>	(GWh)	(%)		(GWh)	(%)		(GWh)	(%)	
Nuclear	13,183	1.7	21.2	53,120	-4.5	21.7	58,592	10.3	23.3
Hidráulica <sup>[2]</sup>	7,047	140.9	11.3	35,069	91.0	14.3	32,762	-6.6	13.0
Hueco Térmico	17,308	-28.6	27.8	60,089	-21.4	24.5	62,799	4.5	24.9
Carbón	9,519	-25.2	15.3	34,367	-19.3	14.0	34,539	0.5	13.7
Ciclos	7,789	-32.3	12.5	25,722	-24.0	10.5	28,259	9.9	11.2
Eólica	13,047	1.2	21.0	48,780	2.7	19.9	49,136	0.7	19.5
Resto <sup>[3]</sup>	11,592	1.5	18.6	47,997	-0.5	19.6	48,717	1.5	19.3
Ren, Cogen. y Residuos <sup>[4]</sup>	24,639	1.3	39.6	96,777	1.1	39.5	97,854	1.1	38.8
Resto Tecnologías <sup>[5]</sup>	37,538	-6.4	60.4	148,278	-1.4	60.5	154,154	4.0	61.2
<b>DEMANDA <sup>[6]</sup></b>									
Consultoría	63,702	0.5	102.5	254,981	0.9	104.1	258,190	1.3	102.5
REE <sup>[7]</sup>	64,411	1.6	103.6	255,690	1.2	104.3	-	-	-
				<b>ANEXO. ESCENARIOS EXTREMOS <sup>[8]</sup></b>					
				<b>Variación Anual</b>					
				Escenario Bajo		Escenario Alto	Escenario Bajo		Escenario Alto
<b>GENERACIÓN</b>				(%)		(%)	(%)		(%)
Nuclear				-6.1		-3.7	4.6		13.0
Hidráulica				78.3		103.7	-33.0		16.6
Hueco Térmico				-31.5		-10.6	-44.9		47.7
Carbón				-29.3		-8.6	-47.3		42.7
Ciclos				-34.3		-13.0	-41.7		54.4
Eólica				-2.1		7.5	-12.7		13.0
Resto				-1.3		0.5	-0.8		4.9
<b>DEMANDA</b>				0.8		1.1	0.2		3.3

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

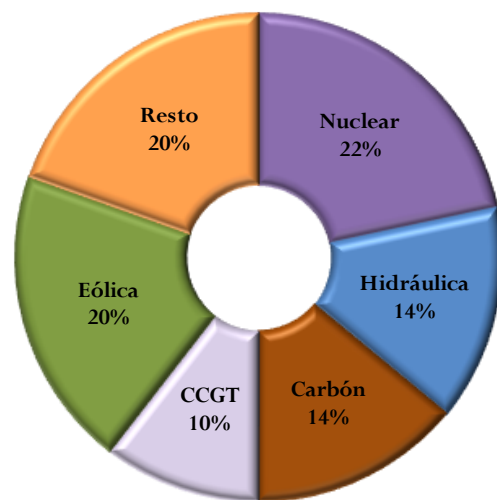
**Gráfico 1. Tasa interanual Suma Móvil de la Demanda**



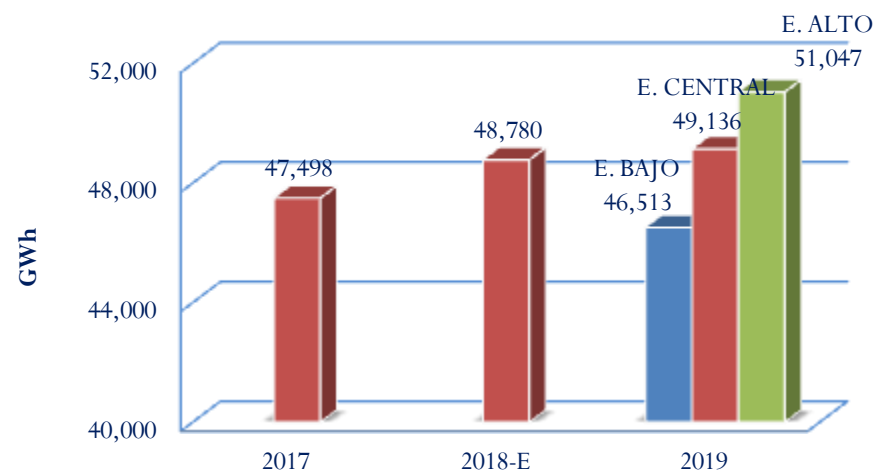
**Gráfico 2. Evolución de la previsión de la tasa variación de la demanda 2018**



**Gráfico 3. Previsión del Balance de Generación. 2018**



**Gráfico 4. Previsión del Nivel de Generación Eólica. 2018-2019**



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

Si en el segundo trimestre los precios del pool sufrieron un fuerte incremento producto del aumento de precios de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, en el tercero se ha producido otro repunte inesperado debido a la escalada de los precios del gas y el carbón en los mercados internacionales. Los modelos prevén precios de 66, 66 y 63 €/MWh para octubre, noviembre y diciembre, respectivamente, con lo que el **promedio del pool en 2018** se situaría en el entorno de los 58 €/MWh (**Tabla 3**), 3,0 €/MWh por encima de la anterior previsión (ver **Gráfico 6**) y 5,6 €/MWh más que en 2017. El mercado eléctrico registrará el precio medio anual más elevado desde 2008, pese a que las condiciones de la demanda y el balance de generación no han sido en absoluto extremas. El precio refleja la atípica evolución de los costes de producción de las tecnologías térmicas.

La evolución del pool a lo largo de 2019 dependerá esencialmente de cómo progresen los precios de los combustibles fósiles y derechos de emisión de CO<sub>2</sub>. Ahora mismo, sus cotizaciones a plazo sugieren continuidad en la situación actual. Las medidas que ha adoptado el gobierno (supresión temporal del impuesto a la generación eléctrica y la exención al gas del céntimo verde) supondrá una leve disminución de las tensiones en el pool, que podrían traducirse en un descenso de unos 2-3 €/MWh en el precio medio del Q4 de 2018 y del Q1 de 2019. A priori, el resto de condiciones del mercado no introducirán presión alcista en el precio de electricidad. La ligera desaceleración de la economía hace pensar en un incremento de demanda eléctrica muy moderado y, como se vio en el apartado anterior, probablemente tampoco el hueco térmico crecerá de forma significativa (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**). Sin embargo, con los precios previstos para el gas y el carbón, los modelos devuelven un **precio medio para 2019** de 59,5 €/MWh.

La evolución temporal proyectada sugiere un precio en torno a 58 €/MWh en el primer trimestre del año 2019 (7 €/MWh menos que en 2018.Q4), dando paso a un descenso estacional en Q2 hasta los 53 €/MWh. El máximo trimestral del año se alcanzaría en el Q3, volviendo a los 65 €/MWh de media, para terminar el año en unos 63 €/MWh (ver **Tabla 3**). Obviamente, los niveles del pool se desviarán de estas cifras según resulten las condiciones climatológicas y según lo que ocurra con los precios de gas, carbón y derechos de emisión de CO<sub>2</sub>.

Los **contratos a plazo** cotizan a precios superiores a los proyectados por los modelos en lo que se refiere a 2018.Q4 y 2019.Q1. Para 2019.Q2 las diferencias entre ambas son pequeñas, mientras para los trimestres Q3 y Q4 los precios a plazo son inferiores a las estimaciones en los modelos predictivos. Aunque los datos que se muestran en la **Tabla 3** se refieren a cotizaciones del 28 de septiembre, a cierre del informe (10 de octubre) las conclusiones no cambian cualitativamente.

En lo que respecta al **coeficiente de apuntamiento eólico**, cabe esperar que cierre 2018 en niveles elevados, 94,0%, si bien lejos del récord histórico de 2017 (97,1%), lo que es lógico por el incremento de producción eólica e hidráulica respecto a aquel año. Para 2019, la estimación preliminar sitúa el coeficiente en 93,4% y, en consecuencia, la estimación para el ingreso eólico queda en torno a 56 €/MWh (**Tabla 3**).

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

	PREVISIÓN PRECIOS			OMIP <sup>[1]</sup>	Ingreso Unit. Eólico	Coef. Apun. Eólico <sup>[3]</sup>
	E. BAJO	E. BASE	E. ALTO		E. BASE	E. BASE
	Mensuales					
oct-18	60.5	65.9	71.5	69.5	62.1	94.3%
nov-18	57.8	65.9	73.7	72.4	61.6	93.4%
dic-18	53.1	63.2	72.9	74.1	59.2	93.7%
	Trimestrales					
2018.Q4	57.1	65.0	72.7	72.0	60.5	93.1%
2019.Q1	45.0	57.7	70.2	65.5	53.5	92.7%
2019.Q2	37.5	53.1	69.8	53.8	49.5	93.2%
2019.Q3	49.9	64.9	81.3	59.6	63.2	96.9%
2019.Q4	45.2	62.3	81.1	61.1	58.5	93.1%
	Anuales					
2017	52.2	52.2	52.2	52.2	50.7	97.1%
2018	55.8	57.8	59.7	59.5	54.3	94.0%
2019	44.4	59.5	75.6	60.0	56.2	93.4%

[ Fecha de previsión: 5 de octubre de 2018 ]

[1] Cotizaciones OMIP a 28 de septiembre de 2018.

[2] Precio medio ponderado por producción eólica.

[3] Ingreso Unitario Eólico / Precio Medio Aritmético.

Como se ha explicado, la previsión de que el precio medio de 2019 se situará en torno a 59,5 €/MWh se obtiene con un escenario particular de demanda, generación y coste de producción, el que se considera más verosímil. Sin embargo, además, se diseñaron 81 escenarios alternativos y se aplicaron los modelos de predicción para cada uno de ellos. En las dos tablas a continuación se definen 9 de estos escenarios y se muestran sus resultados.

**Tabla 4. Resultados de precio medio 2019 para 9 escenarios alternativos**

		Demanda + Coste Generación Ciclos		
		Bajo	Medio	Alto
Hidro + Eólica	Bajo	<b>55,7</b>	<b>65,0</b>	<b>72,4</b>
	Medio	<b>53,1</b>	<b>59,4</b>	<b>67,8</b>
	Alto	<b>47,1</b>	<b>54,4</b>	<b>61,8</b>

[ Fecha de previsión: 5 de octubre de 2018 ]

**Tabla 5. Definición de los nueve escenarios**

	Demanda TWh/año	Hidro TWh/año	Eólica TWh/año	Coste Generación CCGT €/MWh
Bajo	255,3	21,0	46,7	46,7
Medio	259,3	28,8	50,0	59,9
Alto	262,8	39,6	53,2	72,9

[ Fecha de previsión: 5 de octubre de 2018 ]

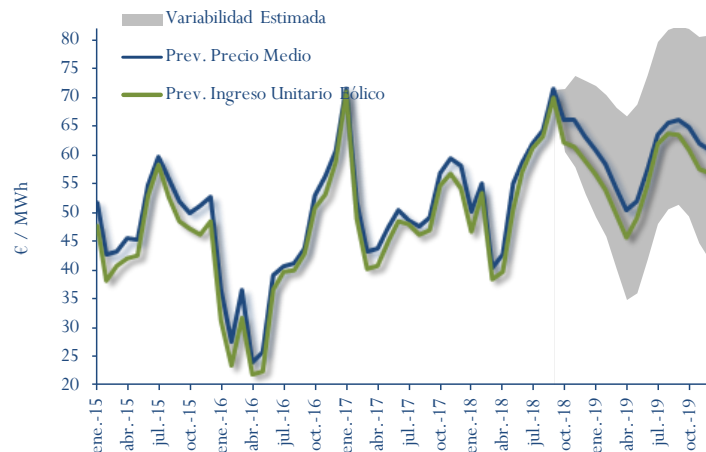
Las cifras de la [Tabla 4](#) se leen así: por ejemplo, si la producción eólica e hidráulica evolucionan *ambas* en 2019 según el escenario 'bajo' definido en la [Tabla 5](#) y tanto la demanda eléctrica como el coste de generación de los ciclos combinados registran los datos del escenario 'medio' de [Tabla 5](#), el precio medio del mercado en 2019 sería 65,0 €/MWh, según los modelos. El coste de generación de los ciclos se define en base a la expresión descrita en el Anexo y solo pretende ser un proxy del verdadero coste.

Con estos resultados, resulta evidente la elevada influencia en el precio del pool de los factores climatológicos y, actualmente, de la progresión que finalmente registren los precios del gas natural, carbón y CO<sub>2</sub> en los mercados internacionales. Obviamente, la probabilidad de que ocurra cada uno de esos escenarios es bien diferente, siendo el más verosímil (con la información disponible a día de hoy) el escenario del centro de la matriz, que coincide con aquel que se denominó escenario base en la [Tabla 3](#).

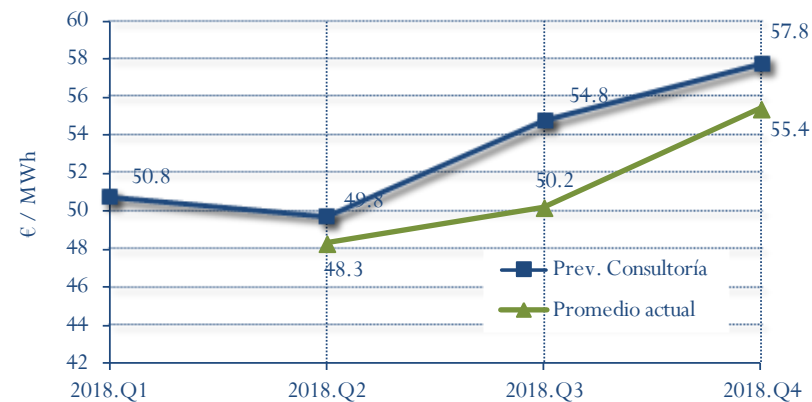
Si el coste de generación del gas se sitúa en los parámetros de los escenarios medio o alto, el precio del pool difícilmente bajaría de 60 €/MWh, en promedio anual, salvo que la pluviosidad y eolicidad del año evolucionen en sus escenarios altos. Por otro parte, en el [Gráfico 8](#) se presenta la distribución de probabilidad (estimada en base a los 81 escenarios citados) para el precio medio de 2019. Según ésta, aproximadamente hay un 50% de probabilidades de que dicho precio esté por encima de 60 €/MWh y un 50% de que se sitúe por debajo.



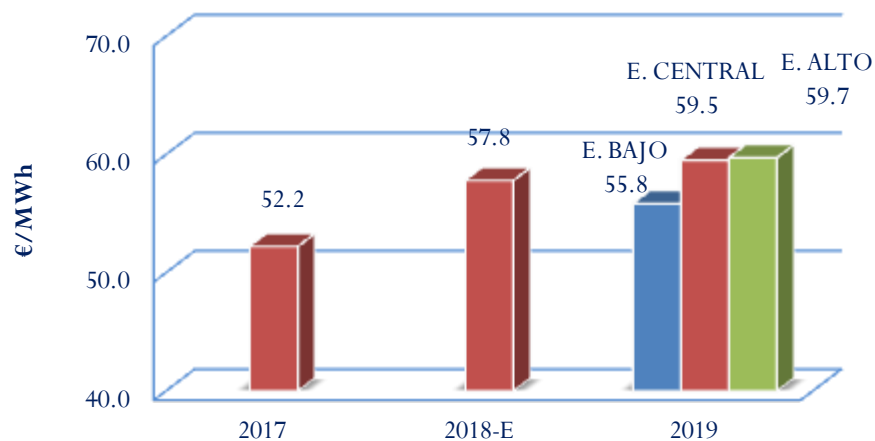
**Gráfico 5. Previsión mensual precio e ingreso eólico. Año móvil**



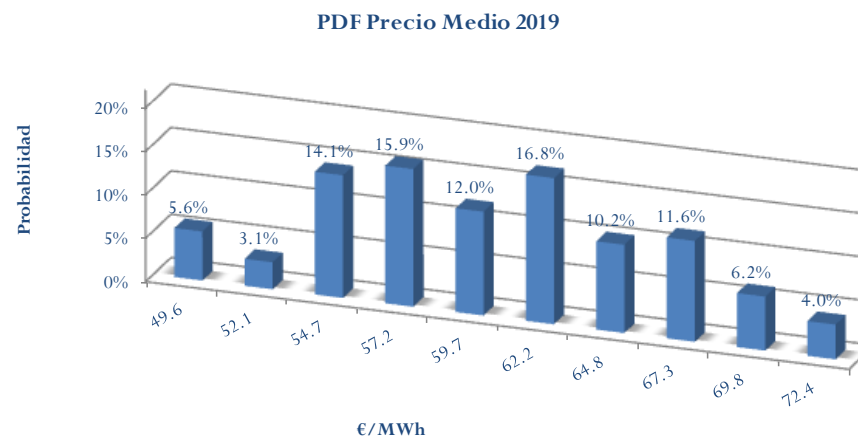
**Gráfico 6. Evolución de la previsión del precio medio de 2018**



**Gráfico 7. Previsión del Precio medio anual. 2018-2019**



**Gráfico 8. Distribución de probabilidad del precio medio en 2019**



El Gráfico 5 presenta la evolución mensual prevista para el precio del pool e ingreso eólico. El Gráfico 6 muestra la evolución en el tiempo de las previsiones del precio medio de 2018. El Gráfico 7 ofrece previsiones del precio medio para 2019, en el escenario base y extremos. El Gráfico 8 muestra la probabilidad de que el precio medio de 2019 se sitúe en distintos rangos.

- ## 1. Metodología

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:

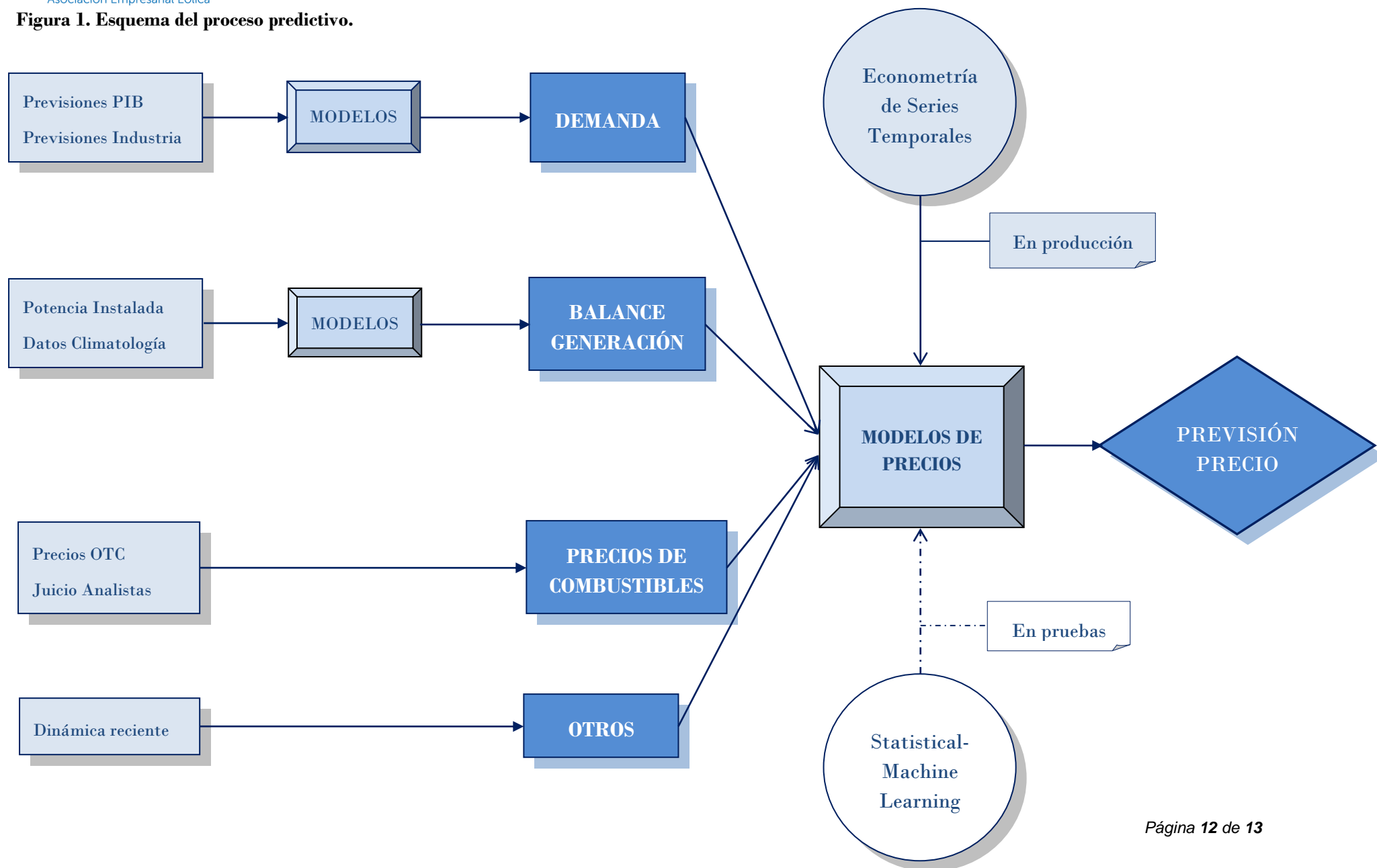
Coste marginal tecnología / MWh electricidad = (precio combustible / tasa eficiencia de tecnología) + (precio derechos emisión CO<sub>2</sub> × tasa emisión CO<sub>2</sub> tecnología) + (impuesto "céntimo verde" / tasa eficiencia tecnología).

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 7.

**Tabla 7. Diseño de escenarios extremos de precios**

	Escenario Bajo Precios	Escenario Alto Precios
<b>Demanda</b>	Escenario Bajo	Escenario Alto
<b>Precios combustibles</b>	Escenario Bajo	Escenario Alto
<b>Producción renovable</b>	Escenario Alto	Escenario Bajo
<b>Producción nuclear</b>	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.

C/ Sor Ángela de la Cruz, 2. planta 14 D  
28020, Madrid

Tel. +34 917 451 276

Fax +34 914 575 931

[aeolica@aeolica.org](mailto:aeolica@aeolica.org)

[www.aeolica.org](http://www.aeolica.org)