

# Previsión del precio de la electricidad

4º trimestre de 2019

octubre de 2019



# Índice

	Página
<b>1. Introducción</b>	<b>3</b>
<b>2. Error de previsión del trimestre anterior</b>	<b>6</b>
<b>3. Previsiones para el año móvil</b>	<b>8</b>
3.1 <i>Comentario general</i>	9
3.2 <i>Demanda de electricidad</i>	10
3.3 <i>Generación por tecnología</i>	11
3.4 <i>Precios de la electricidad</i>	13
<b>4. Metodología</b>	<b>15</b>
<b>5. Hipótesis y fuente de los datos</b>	<b>19</b>



1

# Introducción



# Introducción

## Objetivo del informe

El objetivo del presente informe es proporcionar a la Asociación Empresarial Eólica (AEE) y a sus asociados **previsiones de los precios mayoristas de electricidad en España a un horizonte temporal de 12 meses.**

Los resultados de previsión de precios se presentan agregados en medias **mensuales, trimestrales y anuales.**

Las previsiones se han realizado mediante **modelos econométricos de series temporales**, utilizando los métodos de estimación apropiados.

Los modelos diseñados relacionan los precios de la electricidad con sus variables determinantes fundamentales, como la demanda de electricidad, la eolicidad, la hidraulicidad, la potencia disponible nuclear o los precios del carbón, gas natural y derechos de emisión.

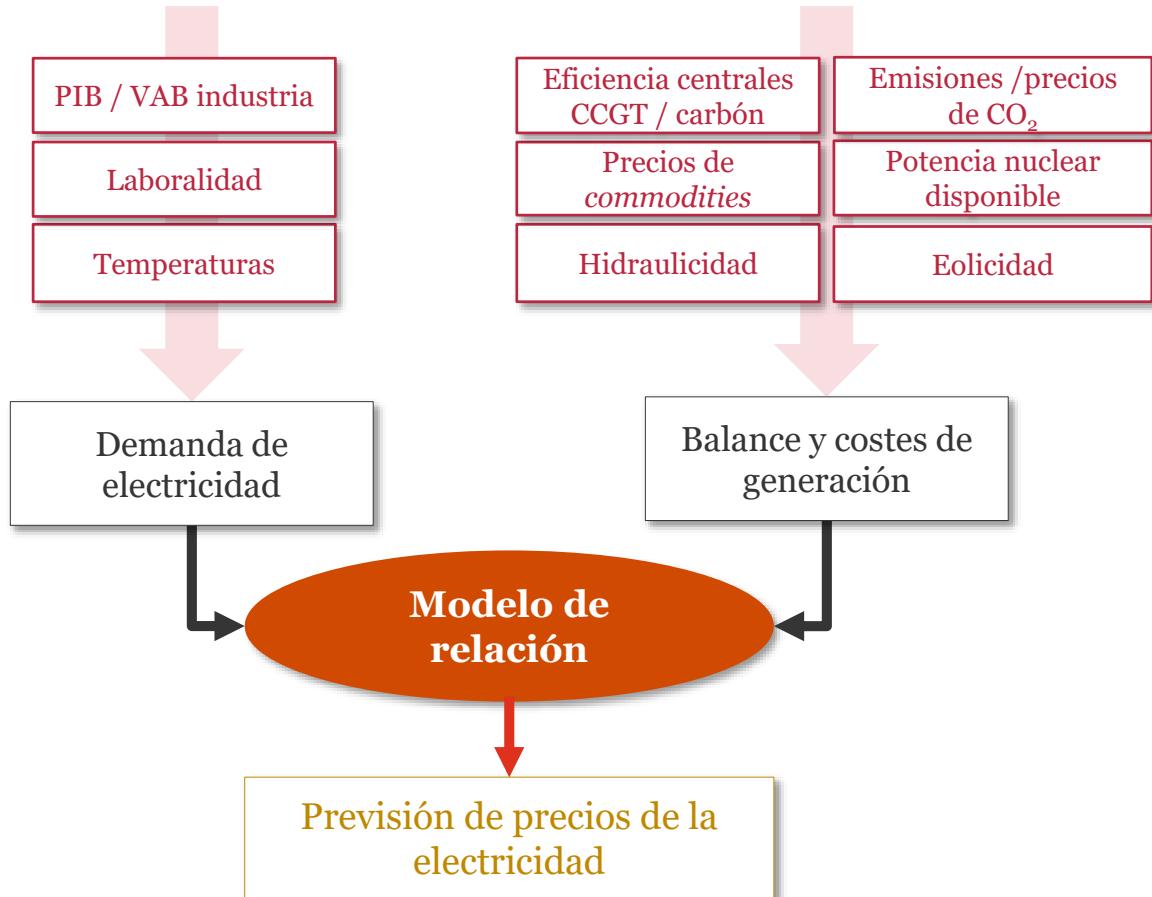
Para la obtención de las proyecciones de precios, debemos estimar previamente sus variables determinantes para el mismo horizonte temporal, utilizando para ello hipótesis verosímiles sobre su evolución y las técnicas estadísticas adecuadas.



# Introducción

## Enfoque metodológico

- Aplicamos **métodos econométricos de series temporales**, debidamente especificados y contrastados, que **relacionan los precios de la electricidad con sus principales determinantes**.
- Realizamos **previsiones de las variables explicativas** para alimentar el modelo y calcular las proyecciones de precios.
- Utilizamos para ello la **información pública disponible** y determinados **supuestos formulados por PwC**.



2

Error de  
previsión del  
trimestre  
anterior

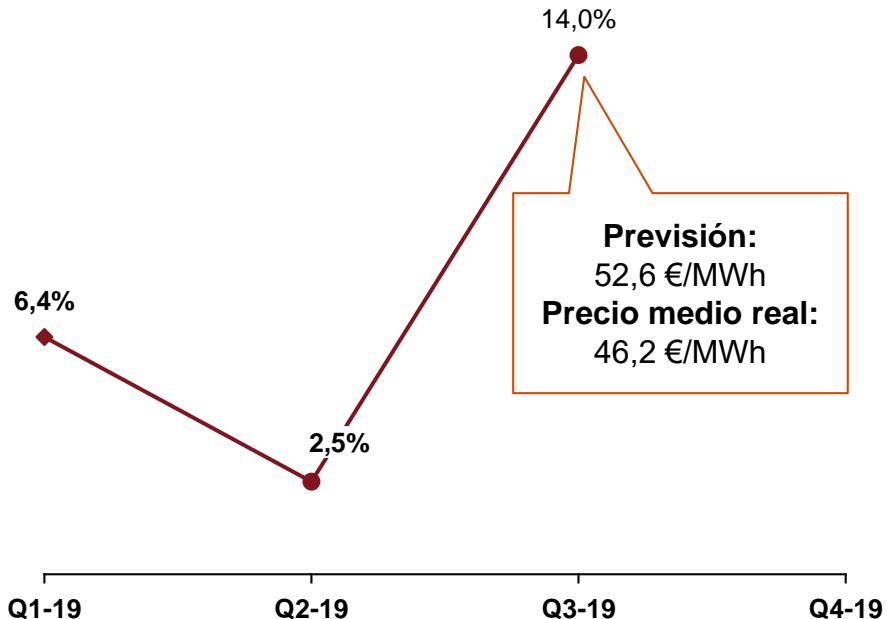
# Evolución del error de previsión

La previsión del precio de la electricidad del 3º trimestre de 2019 ha sido menos certera que en los trimestres anteriores, con un error absoluto del 14%

## Error absoluto trimestral (previsión Q+1)

El gráfico inferior muestra la evolución del error de previsión para el trimestre siguiente (Q+1), lo que permitirá hacer un seguimiento a lo largo del tiempo del error cometido.

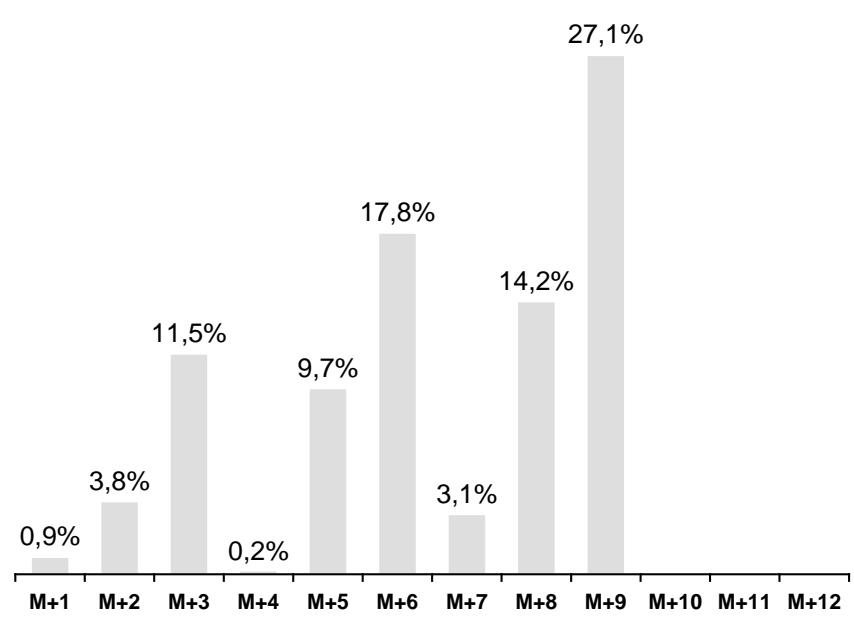
El error de previsión del Q3-19 ha sido del 14% (**precio real de 46,2 €/MWh frente a nuestra previsión de 52,6 €/MWh**).



## Error promedio mensual por horizonte de previsión

Por otro lado, el gráfico inferior muestra el error medio absoluto (sin tener en cuenta el signo del error) para cada mes del horizonte de previsión (12 meses).

Al tratarse del cuarto informe, contamos con el error para los 9 primeros meses del año.



3

# Previsiones para el año móvil

# Comentario general

Hemos revisado de nuevo a la baja la previsión del precio de la electricidad para 2019, a pesar de la baja hidraulicidad y un ligero repunte en nuestra previsión de demanda

Tras varios meses de revisiones a la baja, nuestra última previsión para el año 2019 situaría a la demanda de electricidad en 248,5 TWh, un 2% inferior al dato de 2018 y ligeramente por encima de la revisión de REE (248 TWh).

Como ya venimos comentando en informes anteriores, la demanda de electricidad, corregida de efectos de calendario y temperaturas, mantiene una tendencia a la baja que contrasta con la actividad económica de los últimos años. Nada nos hace pensar que se mantenga en el tiempo para nuestro escenario central.

Respecto a la cobertura de la demanda, nuestro modelo arroja una generación eólica que permitiría cubrir el 21% de la generación peninsular anual, frente al 19,8% registrado el año pasado, con una producción de 50,4 TWh (vs. 48,9 TWh de 2018).

La nuclear, por su parte, alcanzaría los 54,7 TWh a cierre del año, cubriendo el 24% de la generación, frente al 22% del periodo anterior.

Este crecimiento de la nuclear y la eólica será a costa principalmente del hueco térmico (especialmente carbón) y las centrales hidroeléctricas.

Respecto a estas últimas, se espera un porcentaje de cobertura de la demanda de en torno al 7%, frente al 14,6% de 2018, más de la mitad. Hay que destacar que este año 2019 ha sido extremadamente seco, y, de no haberse producido una caída en el precio de los combustibles, probablemente hubiera incrementado el precio del pool.

Pese a este último factor bajista, estimamos que el año cerrará con un precio medio del mercado diario de en torno a 50,6 €/MWh, frente a los 57,3 €/MWh de 2018.

# Demanda de electricidad

Mantenemos nuestra previsión de demanda para 2019 en 248,5 TWh, ligeramente por encima de los 248 TWh estimados por REE

Hemos mantenido nuestra previsión de demanda de transporte de electricidad peninsular para 2019, situándose en los 248,5 TWh en nuestro escenario central, lo que supondría una caída del 2,0% respecto a 2018, y medio TWh por encima de la previsión de REE.

La previsión de este periodo es superior a la del anterior informe en casi 1 TWh. A pesar de la alarma generada por algunos indicadores adelantados que podrían anticipar una ralentización de la economía, los resultados de nuestro modelo arrojan un **crecimiento de la demanda para los próximos meses**, descontando efectos estacionales.

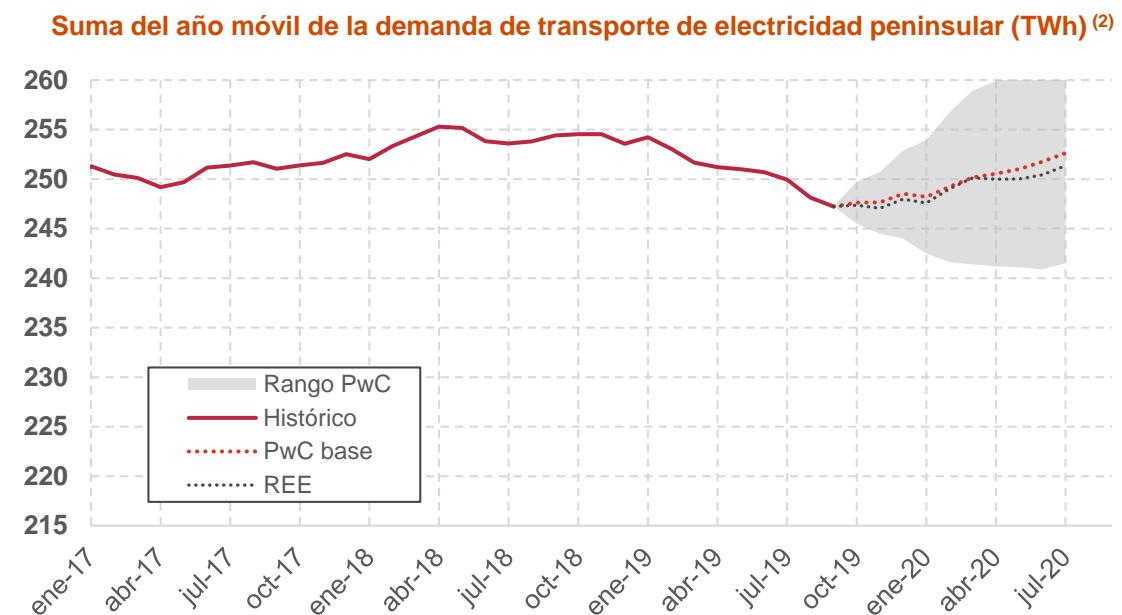
Para el último trimestre del año, la previsión de demanda es de 63,7 TWh, lo que supone un incremento del 2,1% respecto al mismo periodo del año anterior, si bien el año pasado la demanda fue baja para esa época.

Fuente: REE y análisis PwC

(1) Variación de nuestro escenario base respecto al mismo periodo del año anterior

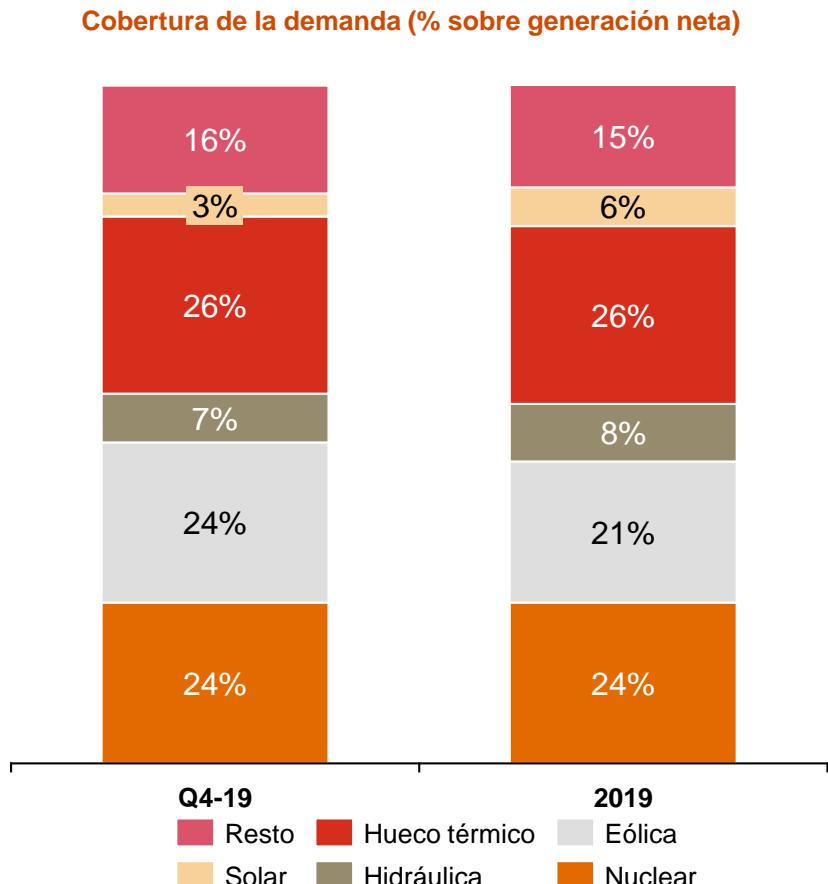
(2) La suma del año móvil corrige parte del efecto estacional y representa algo parecido a una tendencia, facilitando la comparación entre periodos consecutivos.

Periodo	Previsión de demanda de electricidad (TWh)			
	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. <sup>(1)</sup> (%)
Q4-19	60,6	63,7	66,7	+2,1%
2019	244,0	248,5	252,9	-2,0%



# Generación por tecnología (1/2)

Nuestra previsión de la cobertura de la demanda para 2019 se mantiene muy similar a la del trimestre anterior: 24% de generación nuclear, 26% de hueco térmico y 21% de producción eólica



Generación nuclear (TWh)

Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. <sup>(1)</sup> (%)
Q4-19	13,3	13,9	14,2	+4,8%
2019	56,9	57,4	57,7	+8,0%

Generación hidráulica (TWh)

Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. <sup>(1)</sup> (%)
Q4-19	3,3	4,2	5,2	-36,0%
2019	19,7	20,6	21,6	-42,9%

Generación eólica (TWh)

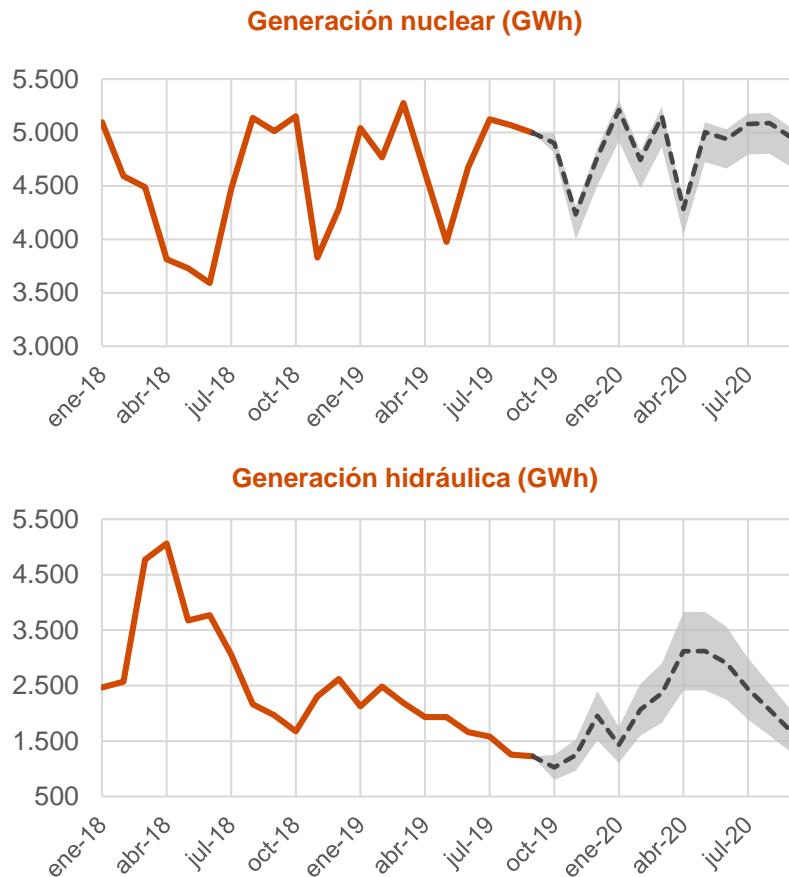
Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. <sup>(1)</sup> (%)
Q4-19	11,7	13,8	16,0	+5,1%
2019	48,3	50,4	52,6	+3,0%

Fuente: REE y análisis PwC

(1) Variación de nuestro escenario base respecto al mismo periodo del año anterior

# Generación por tecnología (2/2)

Dada la situación actual de los embalses, reducimos nuestra previsión de producción hidroeléctrica para los próximos meses, mientras que la generación nuclear y eólica se mantiene estable



**La generación hidroeléctrica ha vuelto a situarse muy por debajo de su media estacional**, debido a un verano extremadamente seco, dejando actualmente a los embalses a un tercio de su capacidad máxima.

Respecto a la generación nuclear, **destacan las caídas de los meses de noviembre y abril de 2019**, coincidiendo con **paradas técnicas de centrales nucleares** para la recarga de combustible.

# Precio de la electricidad (1/2)

Nuestra previsión del precio de la electricidad para el Q4 de 2019 es de 46 €/MWh, lo que supone una caída del 27% respecto al mismo periodo del año anterior

Previsión del precio medio mensual (€/MWh)

Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. <sup>(1)</sup> (%)
oct-19	38,8	44,9	51,0	-31,1%
nov-19	38,0	44,0	50,5	-29,0%
dic-19	41,0	49,2	57,9	-20,3%
ene-20	44,7	52,6	61,0	-15,2%
feb-20	36,1	46,5	57,4	-13,8%
mar-20	33,0	42,7	53,0	-12,4%
abr-20	29,5	38,6	48,1	-23,4%
may-20	29,5	38,8	48,5	-19,9%
jun-20	32,6	42,7	53,3	-9,5%
jul-20	38,2	48,1	58,6	-6,5%
ago-20	37,6	46,9	56,7	+4,4%
sep-20	40,8	49,7	59,0	+18,0%

Previsión del precio medio trimestral (€/MWh)

Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. <sup>(1)</sup> (%)
Q4-19	39,3	46,0	53,1	-26,9%
Q1-20	37,9	47,3	57,1	-13,9%
Q2-20	30,5	40,0	50,0	-17,8%
Q3-20	38,9	48,2	58,1	+4,5%

Previsión del precio medio anual (€/MWh)

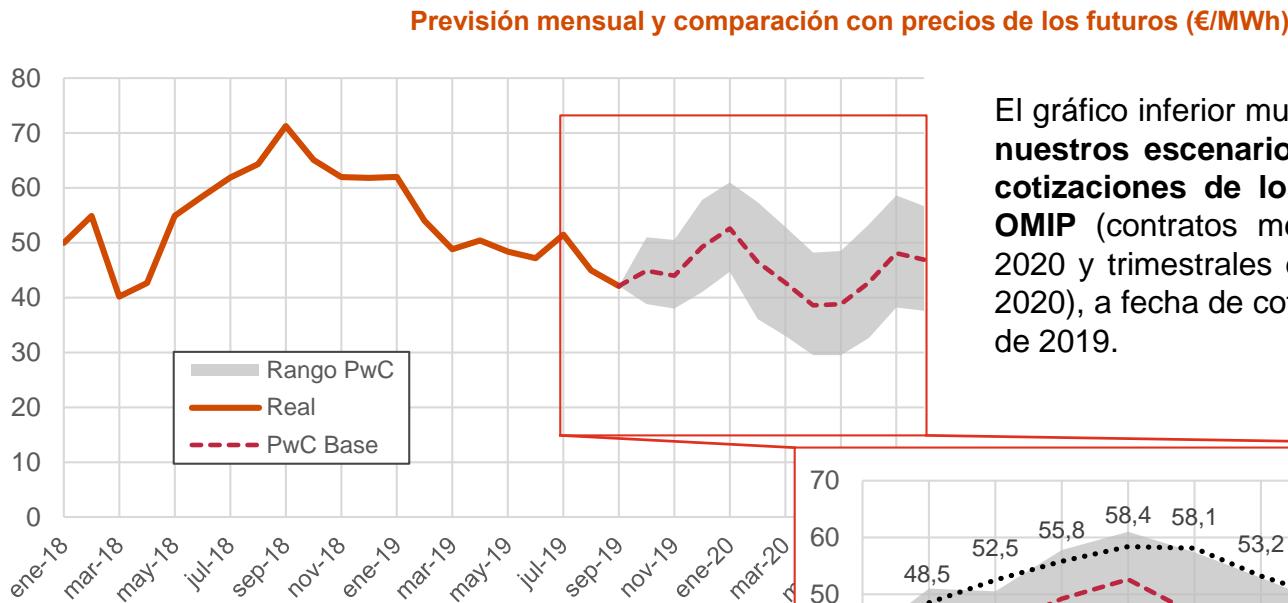
Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. <sup>(1)</sup> (%)
2019	47,6	50,6	53,7	-11,7%
2020	-	-	-	-

Hemos vuelto a reducir nuestra previsión **del precio de la electricidad para 2019, de 52,7 €/MWh a 50,6 €/MWh**, con un escenario base de previsión del 4 trimestre del año un 27% inferior al del mismo periodo del año pasado.

(1) Variación de nuestro escenario base respecto al mismo periodo del año anterior

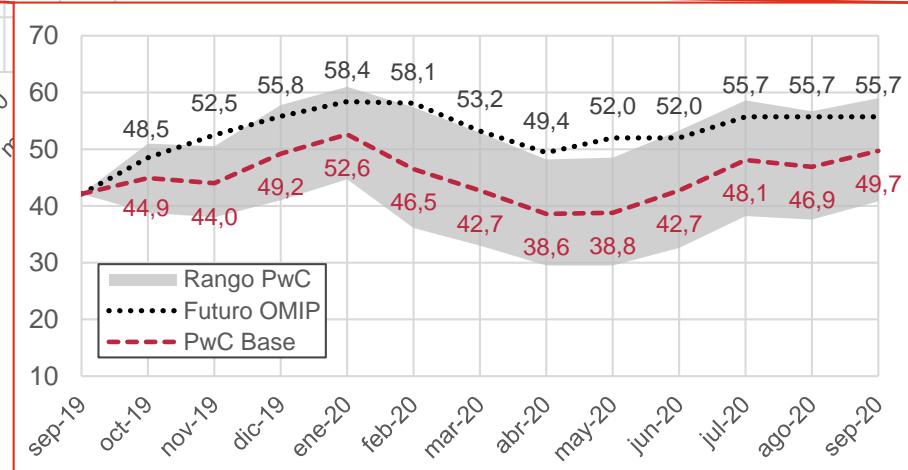
# Precio de la electricidad (2/2)

Nuestras previsiones de precios del “pool” se sitúan por debajo de las cotizaciones en OMIP de los contratos futuros sobre la electricidad



El gráfico inferior muestra la **comparación de nuestros escenarios de previsión con las cotizaciones de los contratos futuros en OMIP** (contratos mensuales hasta junio de 2020 y trimestrales de junio a septiembre de 2020), a fecha de cotización del 21 de octubre de 2019.

Nuestro escenario central de previsión de precios, si bien replica el mismo patrón estacional, se **encuentra por debajo de las cotizaciones de los futuros de OMIP** para todos los plazos, **coincidiendo éste último con nuestro escenario alto de precios**, incluso superándolo en algunos casos.



# Metodología

1

# Descripción de los métodos de estimación de los modelos utilizados

Los modelos aplicados para las proyecciones de los precios son los siguientes: **Regresión Dinámica; Función de Transferencia, y Modelo de Corrección de Error** (ECM). Todos ellos son modelos econométricos estándares de series temporales.

El resultado final es una **combinación lineal de los 3 modelos**, asignando pesos que minimicen el error intra-muestral de previsión.

Modelo	Método de estimación	Características
<b>Regresión Dinámica</b>	Mínimos Cuadrados Generalizados	- Dinámicas autorregresivas para inputs y errores.
<b>Función de Transferencia</b>	Máxima Verosimilitud Exacta	- Transformaciones regulares y estacionales. - La dinámica de los inputs y errores admite componentes autorregresivos y de media móvil.
<b>ECM (Modelo de Corrección de Error)</b>	Estimación en 2 etapas de Engle-Granger	- Estimación de las relaciones dinámicas de corto y largo plazo. - Especialmente relevante para las relaciones de largo plazo entre precios del gas natural y precios de la electricidad.

# Determinantes de los precios de la electricidad considerados

Los modelos **relacionan la variable endógena** (el precio de la electricidad) con **varios *inputs o variables explicativas***, representando **dinámicas y relaciones complejas entre dichas variables**.

Input	Definición	Comentario	Efecto sobre el precio
Demanda	Demanda de transporte de electricidad peninsular	Influencia muy elevada en los precios del MIBEL	Positivo (+)
Generación por tecnología	Generación hidráulica	-	Negativo (-)
	Generación nuclear	-	Negativo (-)
	Generación eólica	-	Negativo (-)
Costes de generación CCGT	Coste unitario, en €/MWh, incluyendo el precio gas, tasa de eficiencia de los CCGT, precio del CO2, tasa de emisiones, “céntimo verde”, peaje a la generación e impuesto sobre la generación	Elevada correlación histórica con los precios del MIBEL, especialmente en el largo plazo	Positivo (+)
Costes de generación carbón	Coste unitario, en €/MWh, incluyendo el precio carbón, tasa de eficiencia, precio del CO2, tasa de emisiones, “céntimo verde”, peaje a la generación e impuesto sobre la generación	-	Positivo (+)

# Metodologías de previsión de las variables explicativas del modelo de precio

Para generar las proyecciones de precios en los 3 escenarios (alto, base y bajo) debemos **estimar previamente los valores mensuales de las variables explicativas** para el mismo horizonte de previsión.

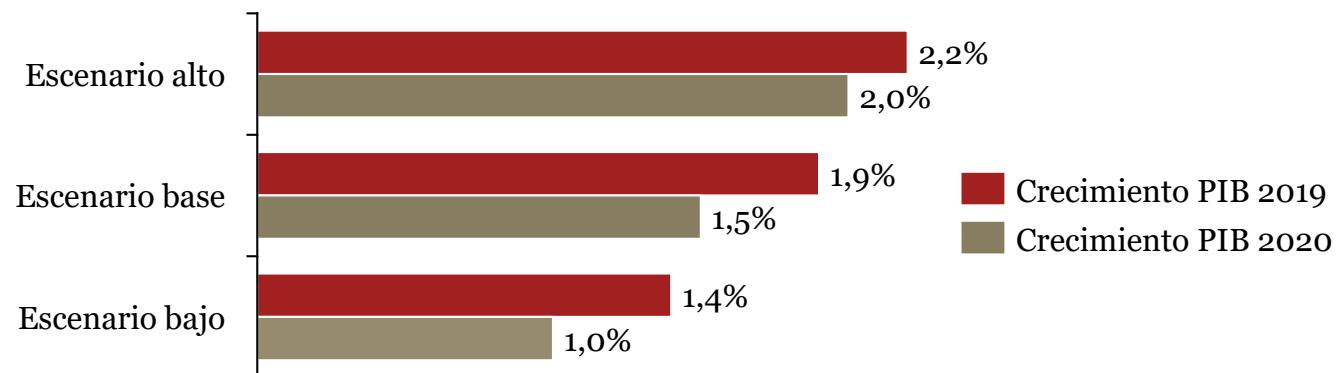
Variable	Método de previsión	Diseño de escenarios
<b>Demanda de electricidad</b>	Modelo de relación con PIB y VAB industrial	Escenarios alternativos de crecimiento económico y temperaturas
<b>Generación hidráulica</b>	Modelo autorregresivo con estacionalidad determinística	A partir de la volatilidad histórica estacional
<b>Generación nuclear</b>	Factor de capacidad histórico sobre potencia disponible	A partir de la volatilidad histórica y tasa media de indisponibilidad no programada
<b>Generación eólica</b>	Factor de capacidad histórico estacional sobre potencia instalada	A partir de la volatilidad histórica estacional
<b>Coste de generación CCGT</b>	A partir de precios de contratos futuros sobre gas natural y derechos de emisión	A partir de la volatilidad histórica
<b>Coste de generación carbón</b>	A partir de precios de contratos futuros sobre carbón y derechos de emisión	A partir de la volatilidad histórica

5

## Hipótesis y fuente de los datos

# Hipótesis sobre otras variables utilizadas en la previsión

La predicción de precios del mercado diario de electricidad para un horizonte de un año vista requiere utilizar ciertas **hipótesis sobre el crecimiento anual del PIB y de los precios de los combustibles para los diferentes escenarios de previsión**.



Fuente: Análisis PwC a partir de las previsiones de FUNCAS

Commodity	Precio 2019	Precio 2020
Gas Natural	15,0 €/MWh	17,7 €/MWh
Carbón	68,0 \$/t	70,6 \$/t
Derechos de emisión	26,2 €/t	24,7 €/t

Fuente: Análisis PwC a partir de datos de CME e ICE

# Fuente de los datos

Dato	Periodicidad	Unidad	Fuente
Demanda peninsular de electricidad	mensual	GWh	Red Eléctrica de España (REE)
Generación peninsular por tecnología	mensual	GWh	Red Eléctrica de España (REE)
Potencia instalada por tecnología	mensual	MW	Red Eléctrica de España (REE)
Indisponibilidades del parque nuclear	mensual	% sobre potencia	Red Eléctrica de España (REE)
Potencia disponible nuclear programada	mensual	MW	Red Eléctrica de España (REE)
Precios del gas natural en Europa	media mensual	\$/MBTU	<i>World Bank</i>
Precios del carbón (Richards Bay FOB)	media mensual	\$/t	<i>World Bank</i>
EUA (derechos de emisión)	media mensual	€/t	EEX
Futuros de commodities	mensual / trimestral	€/MWh - \$/t - €/t	EEX / ICE / Bloomberg
Tipo de cambio EUR-USD	media mensual	€/\$	European Central Bank
PIB trimestral en precios reales	trimestral	Índice, corregido de estacionalidad	Instituto Nacional de Estadística (INE)
VAB de la industria, en precio reales	trimestral	Índice, corregido de estacionalidad	Instituto Nacional de Estadística (INE)
Previsiones de crecimiento del PIB para España	anual	% precios constantes	FUNCAS
Precios de la electricidad del mercado diario para España	media mensual	€/MWh	Operador del Mercado Ibérico de Electricidad (OMIE)

Documento elaborado para:



[pwc.com/es](http://pwc.com/es)

El presente documento ha sido preparado a efectos de orientación general sobre materias de interés y no constituye asesoramiento profesional alguno. No deben llevarse a cabo actuaciones en base a la información contenida en este documento, sin obtener el específico asesoramiento profesional. No se efectúa manifestación ni se presta garantía alguna (de carácter expreso o tácito) respecto de la exactitud o integridad de la información contenida en el mismo y, en la medida legalmente permitida. PricewaterhouseCoopers Asesores de Negocios, S.L., sus socios, empleados o colaboradores no aceptan ni asumen obligación, responsabilidad o deber de diligencia alguna respecto de las consecuencias de la actuación u omisión por su parte o de terceros, en base a la información contenida en este documento o respecto de cualquier decisión fundada en la misma.

© 2019 PricewaterhouseCoopers Asesores de Negocios, S.L. Todos los derechos reservados. "PwC" se refiere a PricewaterhouseCoopers Asesores de Negocios, S.L., firma miembro de PricewaterhouseCoopers International Limited; cada una de las cuales es una entidad legal separada e independiente.