

Previsión del precio de la electricidad

3^o trimestre de 2019

julio de 2019



Índice

	Página
1. Introducción	3
2. Error de previsión del trimestre anterior	6
3. Previsiones para el año móvil	10
3.1 <i>Comentario general</i>	11
3.2 <i>Demanda de electricidad</i>	12
3.3 <i>Generación por tecnología</i>	13
3.4 <i>Precios de la electricidad</i>	15
4. Metodología	17
5. Hipótesis y fuente de los datos	21



1

Introducción



Introducción

Objetivo del informe

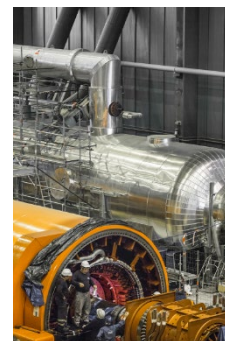
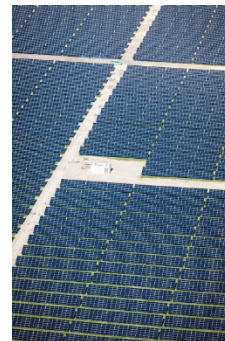
El objetivo del presente informe es proporcionar a la Asociación Empresarial Eólica (AEE) y a sus asociados **previsiones de los precios mayoristas de electricidad en España a un horizonte temporal de 12 meses.**

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 hidráulicidad, la potencia disponible nuclear o los precios del carbón, gas natural y derechos de emisión.

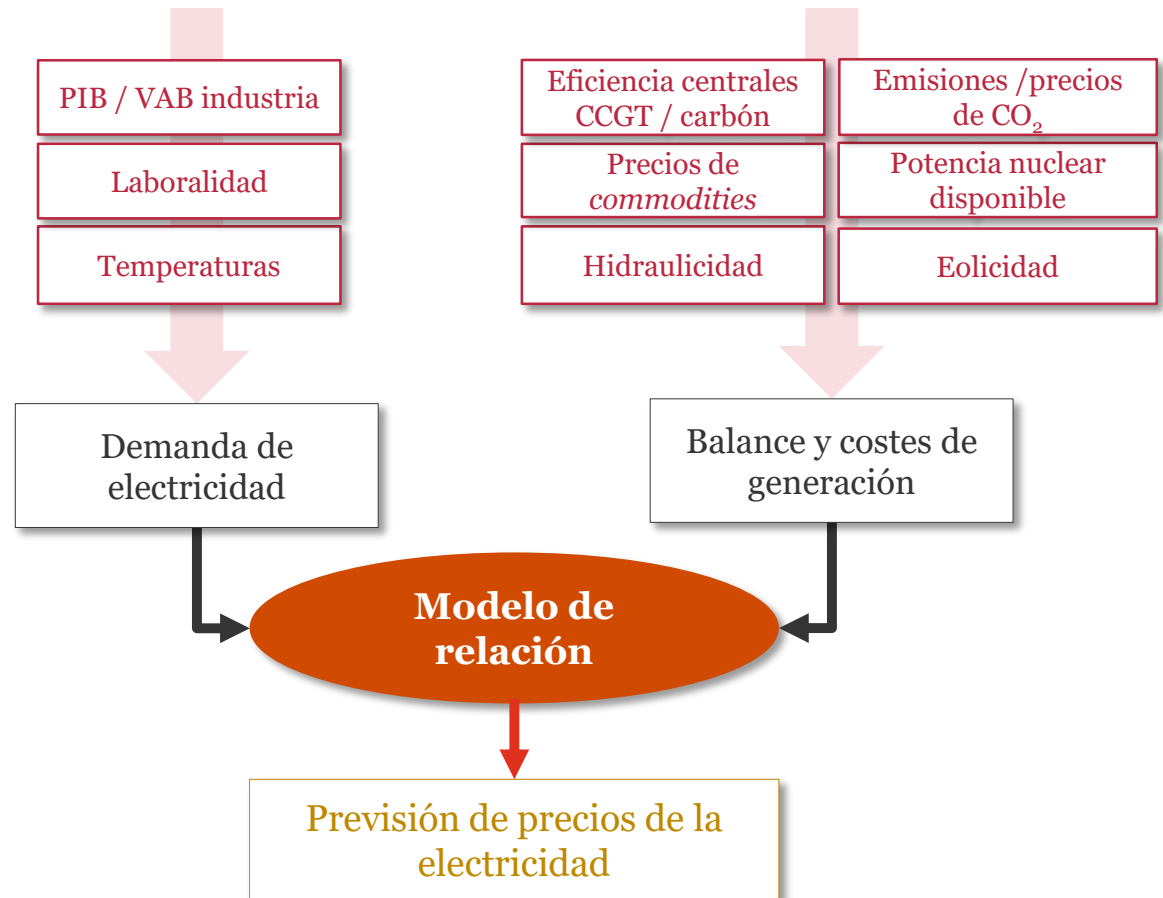
Para la obtención de las proyecciones de precios, debemos estimar previamente sus variables determinantes para el mismo horizonte temporal, utilizando para ello hipótesis verosímiles sobre su evolución y las técnicas estadísticas adecuadas.



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

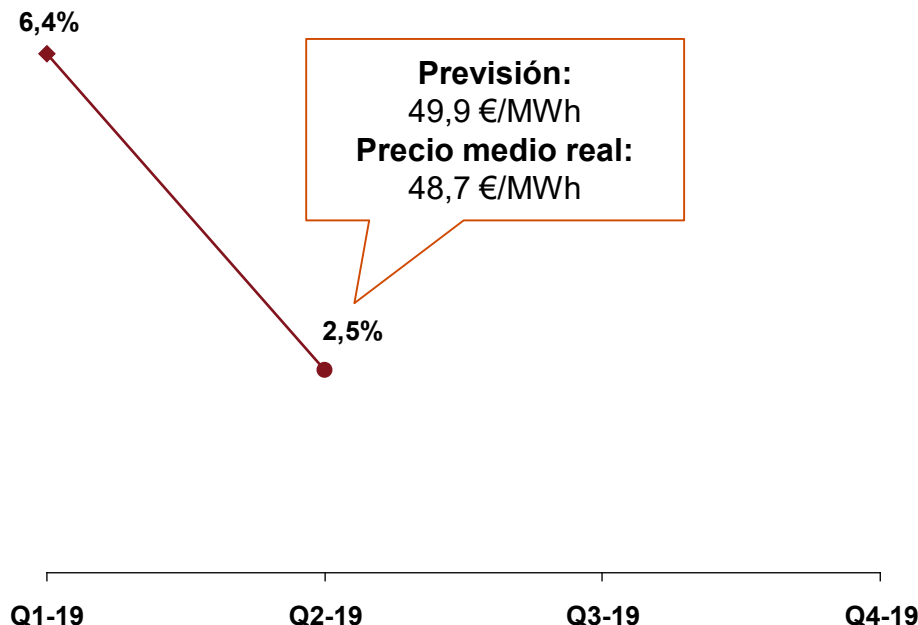
Evolución del error de previsión

La previsión del precio de la electricidad del 2º trimestre de 2019 ha sido bastante certera, con un error absoluto de tan solo el 2,5%

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.

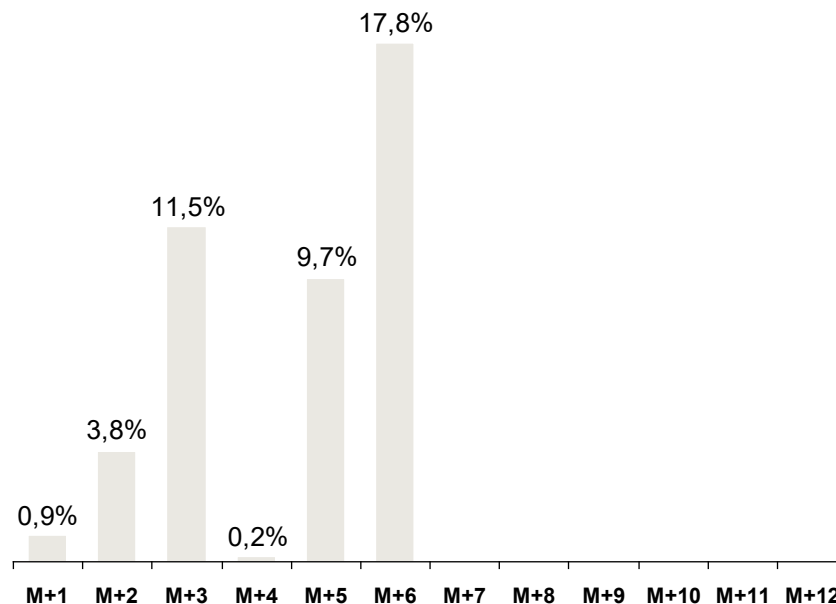
El error de previsión del Q2-19 ha sido del 2,5% (**precio real de 48,7 €/MWh frente a nuestra previsión de 49,9 €/MWh**).



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 tercer informe, solo contamos con el error para los 6 primeros meses del año.



Fuente del error de previsión

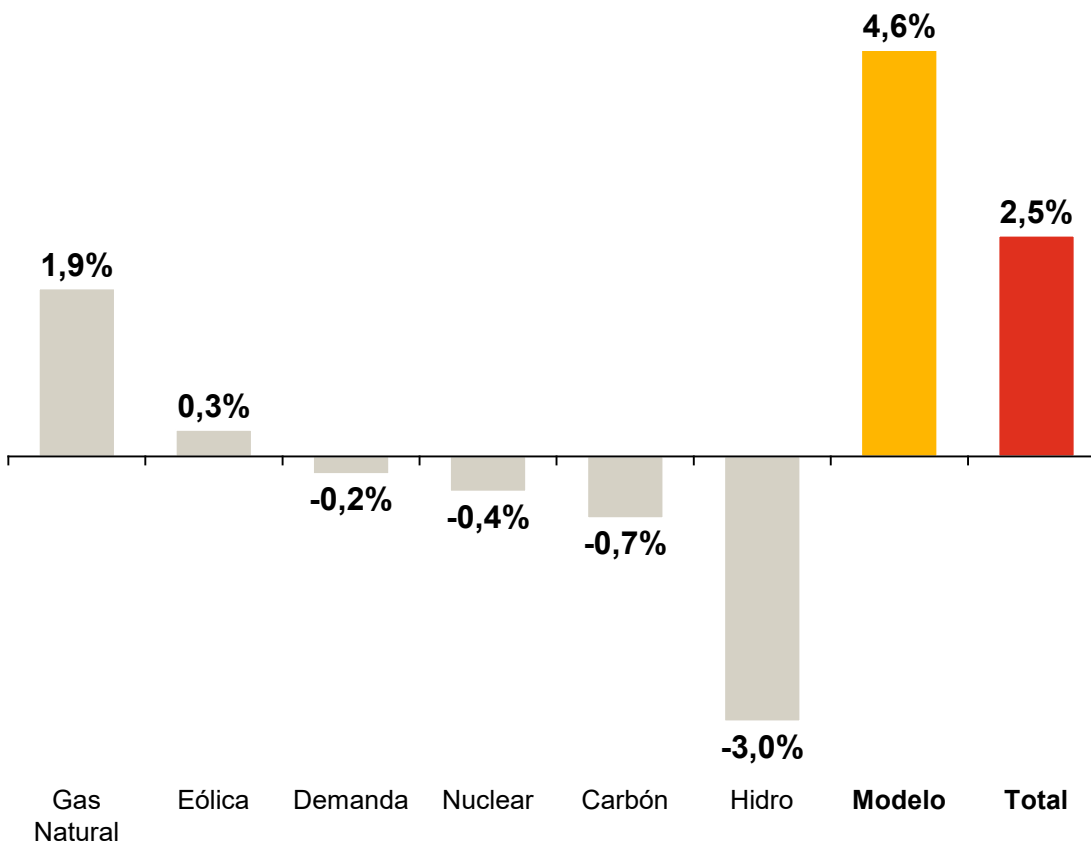
En el último trimestre, parte de los errores en la previsión de los inputs se han compensado unos con otros, manteniendo el error de previsión en un nivel bajo

El error cometido en la proyección de la **generación hidráulica** para el Q2 de 2019, que se ha situado **por debajo de nuestro escenario base de previsión**, ha introducido un fuerte sesgo a la baja en nuestro precio medio estimado, que no obstante se ha visto compensado en parte por la **caída en los precios del gas natural, mayor de lo esperado**.

El resto de previsiones de variables (**generación eólica y nuclear, demanda de electricidad y coste del carbón**), han sido **bastante ajustadas**, por lo que apenas han introducido ruido en el modelo.

Esto hace un **error de previsión proveniente de los inputs del modelo del -2,1%** que, junto con un **error del modelo propiamente dicho** (calculado mediante los valores reales de los inputs ocurridos en el último trimestre) del **4,6%**, deja un error total de previsión del **2,5%**.

Aportación de cada variable al error de previsión del precio del Q2-19



A large, bold, white number '3' is positioned on the left side of the image. The background features a field of green grass in the foreground, with several wind turbines scattered across the middle ground. The sky is a deep blue with some light clouds. The overall image has a slightly dark, moody aesthetic.

3

**Previsiones
para el año
móvil**

Comentario general

Hemos revisado ligeramente a la baja la previsión del precio de la electricidad para 2019, principalmente por la expectativa a la baja del precio de los combustibles en el corto plazo

Este trimestre hemos vuelto a revisar la previsión de demanda de electricidad peninsular ligeramente a la baja, hasta los 247 TWh, lo que supondría una caída interanual del 2,4%. Frente a este número REE contrapone una proyección para los próximos meses que haría cerrar el año en torno a los 253 TWh, que estaría por encima incluso de nuestro escenario alcista.

Si bien la actividad económica sigue creciendo en España, la demanda de electricidad corregida de cualquier efecto estacional acumula varios meses de tendencia a la baja.

En cuanto a la cobertura de la demanda, nuestras previsiones destacan principalmente por un descenso en la generación hidroeléctrica esperada para los próximos meses, como consecuencia de un segundo trimestre del año extremadamente seco, que ha dejado las reservas hidráulicas muy por debajo de su media histórica para esta época.

2019 cerrará previsiblemente con una producción de dicha tecnología de alrededor de 19,5 TWh, casi la mitad que en 2018, cubriendo tan solo un 10% del total de la generación bruta, siendo la tercera tecnología tras la nuclear (24%), eólica (22%) y ciclos combinados.

Este descenso en la previsión hidráulica se verá compensada por un ligero incremento en la producción eólica, como consecuencia de una mayor potencia instalada y sobre todo por un descenso en los precios esperados de los combustibles, especialmente gas natural.

El efecto neto sobre el precio es de ligera reducción frente a nuestra anterior previsión. Para 2019, esperamos un precio medio del “pool” de 52,7 €/MWh. En cuanto a las previsiones mensuales, se sitúan en general muy por debajo de los futuros de OMIP, sobre todo en el Q4-19 y Q1-20.

Demanda de electricidad

Volvemos a reducir nuestra previsión de demanda de electricidad para 2019, de 248 a 247 TWh, mientras que REE se mantiene en casi 252 TWh, por encima incluso de nuestro escenario alto

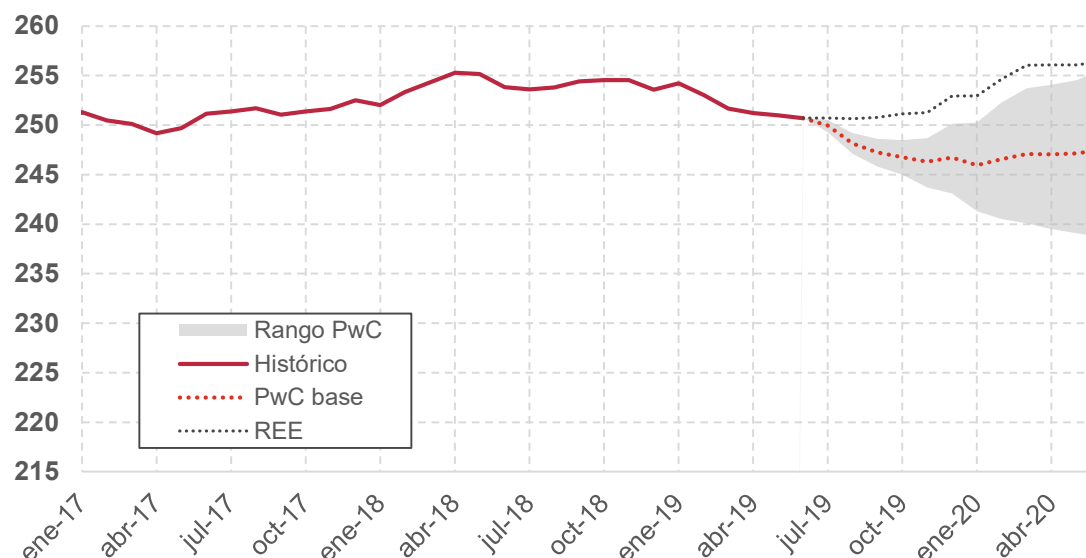
Hemos vuelto a **reducir ligeramente nuestra previsión de demanda de transporte de electricidad peninsular para 2019**, pasando de 248 TWh a casi **247 TWh en nuestro escenario central**, lo que supondría una caída del **2,7%** respecto a 2018. De acuerdo a nuestros modelos, la demanda de electricidad (corregida de efectos estacionales) lleva desde principio de año **una tendencia negativa**, a pesar de las buenas perspectivas económicas para España.

Las **previsiones de Red Eléctrica**, por su parte, apenas se han visto modificadas con un valor estimado para todo el año de **253 TWh**. Cabe destacar que esta cifra no se alcanza ni siquiera en nuestro **escenario más alto de consumo eléctrico**, que se sitúa en **250 TWh**.

Previsión de demanda de electricidad (TWh)

Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. ⁽¹⁾ (%)
Q3-19	60,0	61,4	62,8	+1,8%
2019	243,1	246,8	250,1	-2,7%

Suma del año móvil de la demanda de transporte de electricidad peninsular (TWh) ⁽²⁾



Fuente: REE y análisis PwC

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

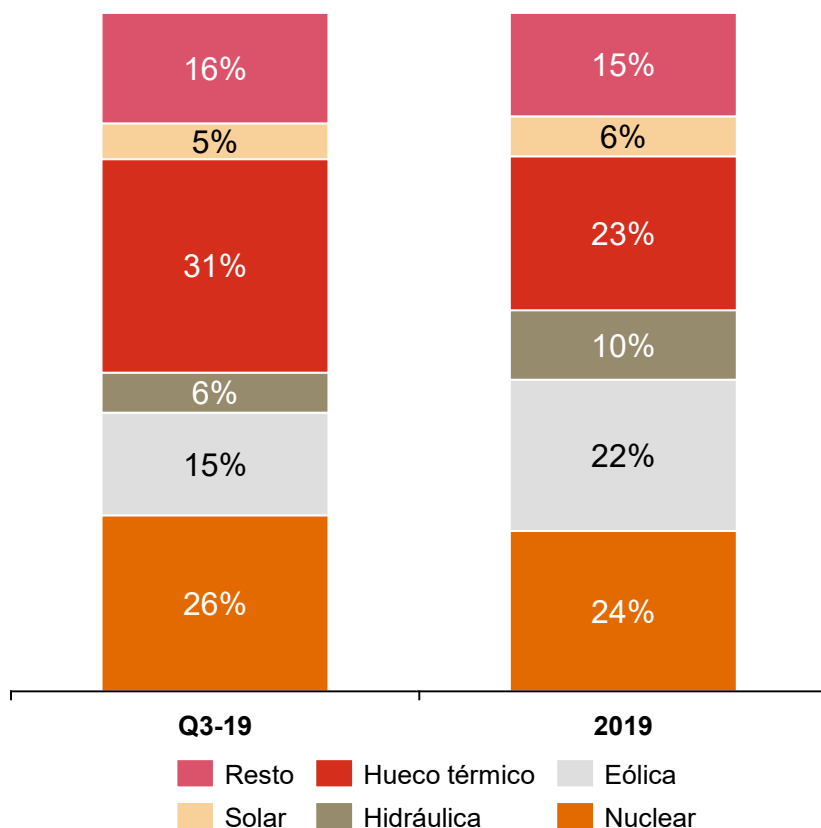
(2) La suma del año móvil corrige parte del efecto estacional y representa algo parecido a una tendencia, facilitando la comparación entre periodos consecutivos.

PwC

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, 23% de hueco térmico y 22% de producción eólica

Cobertura de la demanda (% sobre generación neta)



Generación nuclear (TWh)

Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. ⁽¹⁾ (%)
Q3-19	14,2	15,1	15,4	+3,4%
2019	57,2	58,8	59,4	+10,6%

Generación hidráulica (TWh)

Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. ⁽¹⁾ (%)
Q3-19	3,2	4,1	5,0	-42,7%
2019	17,7	19,5	21,3	-46,0%

Generación eólica (TWh)

Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. ⁽¹⁾ (%)
Q3-19	8,3	9,9	11,5	+25,0%
2019	44,7	48,6	52,5	-0,7%

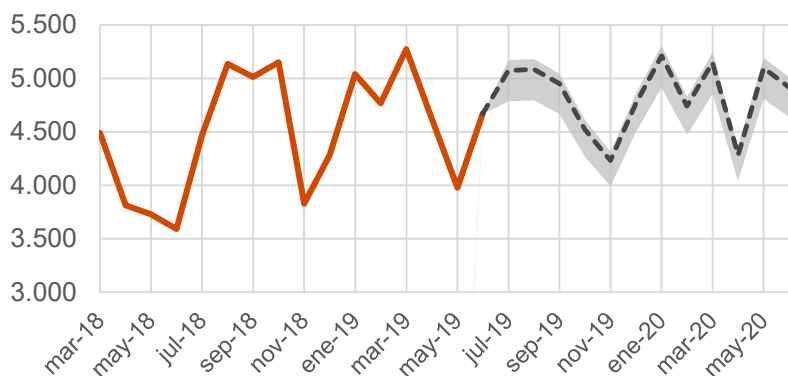
Fuente: REE y análisis PwC

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

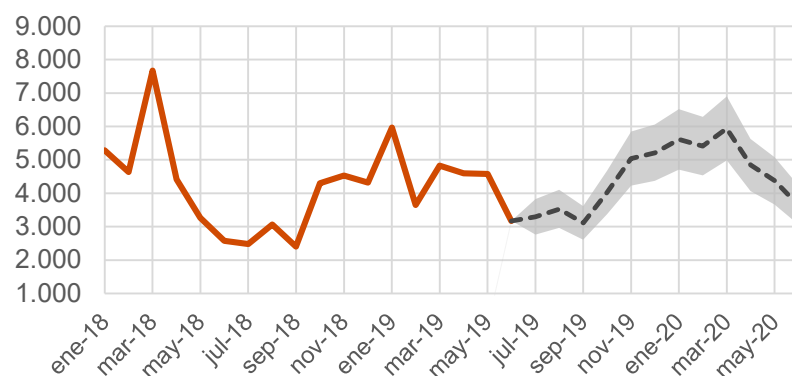
Generación por tecnología (2/2)

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

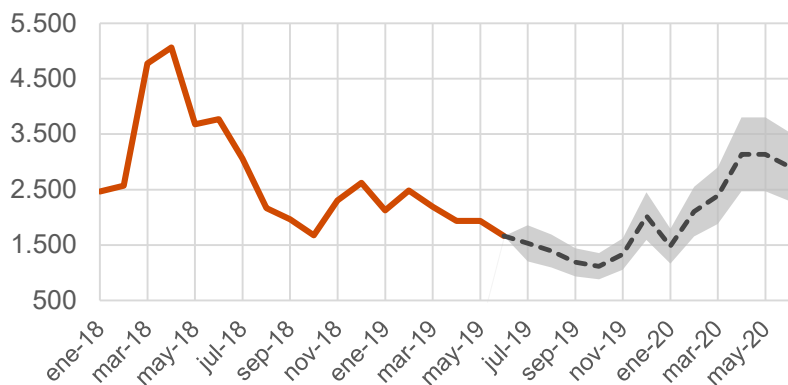
Generación nuclear (GWh)



Generación eólica (GWh)



Generación hidráulica (GWh)



La primavera de 2019 ha sido muy seca, reduciendo de forma drástica el nivel de los embalses nacionales respecto al mismo periodo del año anterior. Esto ha influido de manera notable en nuestra previsión de generación hidroeléctrica para los próximos meses.

En cuanto a la generación eólica, hemos introducido un **supuesto de incorporación paulatina de potencia adicional de aquí al final de año** (alrededor de 2.000 MW), una parte del total que debería entrar en operación en 2020 como consecuencia de las subastas de renovables (4.600 MW).

Fuente: REE y análisis PwC..

Precio de la electricidad (1/2)

Nuestra previsión del precio de la electricidad para el Q3 de 2019 es de 52,6 €/MWh, lo que supone una caída del 20% respecto al mismo periodo del año anterior

Previsión del precio medio mensual (€/MWh)

Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. ⁽¹⁾ (%)
jul-19	47,9	53,1	58,7	-14,2%
ago-19	46,2	51,4	57,0	-20,2%
sep-19	48,4	53,5	59,1	-24,9%
oct-19	48,7	54,4	60,6	-16,3%
nov-19	47,6	55,6	63,8	-10,4%
dic-19	43,6	53,6	63,9	-13,3%
ene-20	47,1	57,0	67,3	-8,0%
feb-20	39,0	51,1	63,5	-5,4%
mar-20	36,7	48,7	60,9	-0,3%
abr-20	32,4	44,2	56,2	-12,3%
may-20	32,4	44,5	56,8	-8,0%
jun-20	36,2	49,0	62,1	3,9%

Previsión del precio medio trimestral (€/MWh)

Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. ⁽¹⁾ (%)
Q3-19	47,5	52,6	58,2	-20,0%
Q4-19	46,6	54,5	62,7	-13,4%
Q1-20	40,9	52,3	63,9	-4,9%
Q2-20	33,7	45,9	58,4	-5,6%

Previsión del precio medio anual (€/MWh)

Periodo	Esc. alto	Esc. base	Esc. bajo	Var. ⁽¹⁾ (%)
2019	49,4	52,7	56,1	-8,0%
2020	-	-	-	-

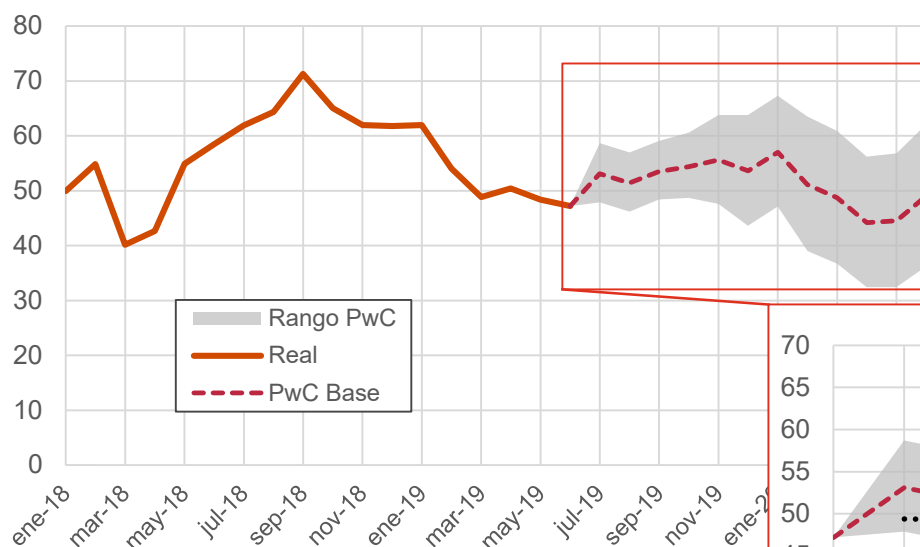
Hemos vuelto a reducir nuestra previsión **del precio de la electricidad para 2019, de 59,6 €/MWh a 52,7 €/MWh**, principalmente por el coste de los combustibles (especialmente gas natural) compensando en parte por una menor producción hidráulica.

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

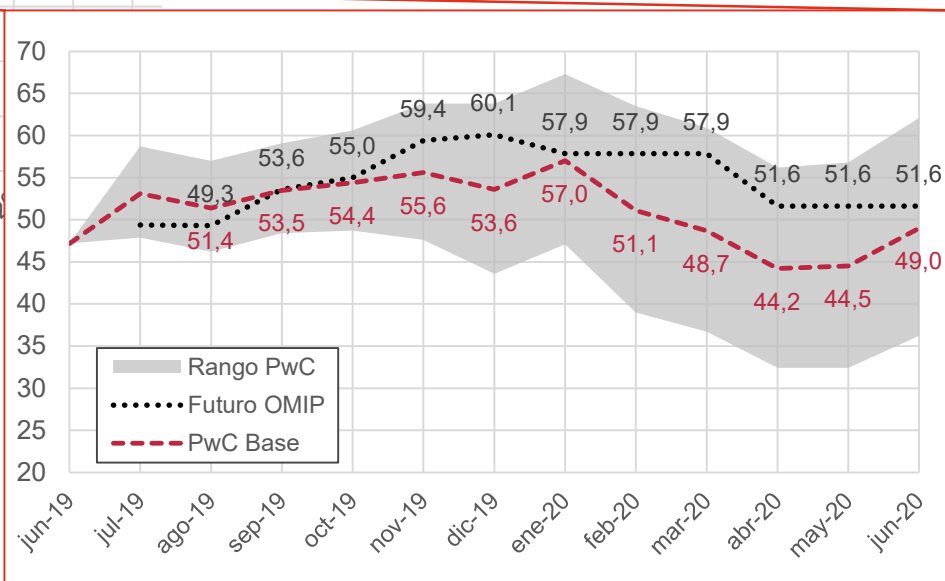
Precio de la electricidad (2/2)

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

Previsión mensual y comparación con precios de los futuros (€/MWh)



El gráfico inferior muestra la **comparación de nuestros escenarios de previsión con las cotizaciones de los contratos futuros en OMIP** (contratos mensuales hasta diciembre de 2019 y trimestrales de enero a junio de 2020), a fecha de cotización del 28 de junio de 2019.



Los **futuros mensuales sobre el precio de la electricidad** están cotizando muy por encima de nuestras estimaciones de precio, especialmente en el último trimestre de 2019 y el primer trimestre de 2020.

Fuente: OMIE, OMIP y análisis PwC

4

Metodología



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
Regresión Dinámica	Mínimos Cuadrados Generalizados	<ul style="list-style-type: none">– Dinámicas autorregresivas para inputs y errores.
Función de Transferencia	Máxima Verosimilitud Exacta	<ul style="list-style-type: none">– Transformaciones regulares y estacionales.– La dinámica de los inputs y errores admite componentes autorregresivos y de media móvil.
ECM (Modelo de Corrección de Error)	Estimación en 2 etapas de Engle-Granger	<ul style="list-style-type: none">– 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
Demanda de electricidad	Modelo de relación con PIB y VAB industrial	Escenarios alternativos de crecimiento económico y temperaturas
Generación hidráulica	Modelo autorregresivo con estacionalidad determinística	A partir de la volatilidad histórica estacional
Generación nuclear	Factor de capacidad histórico sobre potencia disponible	A partir de la volatilidad histórica y tasa media de indisponibilidad no programada
Generación eólica	Factor de capacidad histórico estacional sobre potencia instalada	A partir de la volatilidad histórica estacional
Coste de generación CCGT	A partir de precios de contratos futuros sobre gas natural y derechos de emisión	A partir de la volatilidad histórica
Coste de generación carbón	A partir de precios de contratos futuros sobre carbón y derechos de emisión	A partir de la volatilidad histórica

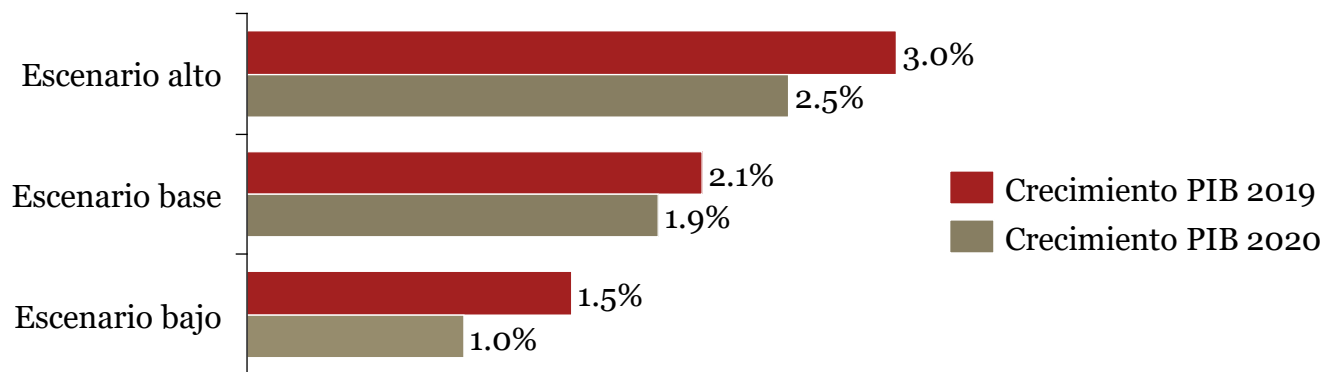


5

**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	12,5 €/MWh	18,0 €/MWh
Carbón	64,0 \$/t	68,0 \$/t
Derechos de emisión	27,0 €/t	27,0 €/t

Fuente: Análisis PwC a partir de datos de EEX, ICE y Bloomberg

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	World Bank
Precios del carbón (Richards Bay FOB)	media mensual	\$/t	World Bank
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

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.