

# Trabajo Fin de Grado

## Ingeniería en Tecnologías Industriales

### Análisis de los factores más influyentes en el precio de la electricidad

Autor: Raúl Clemente Ortega

Tutores: Juan Manuel Roldán Fernández y  
Manuel Burgos Payán

**Dpto. Teoría Ingeniería Eléctrica**  
**Escuela Técnica Superior de Ingeniería**  
**Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2020



---

Trabajo Fin de Grado  
Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales

# **Análisis de los factores más influyentes en el precio de la electricidad**

Autor:

Raúl Clemente Ortega

Tutor:

Juan Manuel Roldán

Profesor ayudante doctor

Manuel Burgos Payán

Profesor Catedrático de Universidad

Dpto. de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020

---

Trabajo Fin de Grado: Análisis de los factores más influyentes en el precio de la electricidad

Autor: Raúl Clemente Ortega

Tutor: Juan Manuel Roldán

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2020

El Secretario del Tribunal

---

*A mi familia*

*A mis profesores*

---



# Agradecimientos

---

*Dar las gracias es la forma más elevada del pensamiento;  
ser agradecido es la mejor forma de la felicidad*

-GK Chesterton-

Me gustaría saber agradecer con palabras a aquellas personas que me han acompañado, a lo largo de todo este recorrido, sabiendo distinguir entre lo personal y lo profesional.

Por un lado, en lo académico, quiero agradecer a todos los profesores que me han acompañado durante este largo y duro trayecto, por haber contribuido en mi formación en la Escuela, pero, sobre todo, por esculpirme como una persona de futuro. Me llevo un gran conocimiento de todos ellos, pero, ante todo, me marcho con una mente curtida y dispuesta a salir de cualquier situación, por muy difícil que esta pueda llegar a ser. Especialmente quiero agradecer a Juan Manuel Roldán Fernández la implicación, el compromiso y el empeño que ha puesto en este proyecto. Las circunstancias no han sido las idóneas, pero gracias a él, este estudio hoy es una realidad. Siempre te estaré agradecido.

En lo personal, agradecer a mi hermano Carlos, por ser referente en mi vida. Por dejarme siempre un camino allanado y libre de obstáculos. En especial a mis padres, por brindarme un apoyo continuo e incondicional, y hacer de mí una buena persona. Sin ellos, nada de esto habría sido posible.

Gracias

*Raúl Clemente Ortega*

*Sevilla, 2020*

---

# Resumen

---

El objetivo de este documento es mostrar un Análisis de los factores más influyentes en el precio de la electricidad. Para ello, se ha enfocado el estudio en una comparativa en cuanto al precio de la electricidad se refiere, entre dos años escogidos de manera intencionada.

El Trabajo se centra en los años 2008 y 2016. El año 2008 es un año muy particular, debido a las circunstancias económicas globales acontecidas. Fue el inicio de la última gran crisis mundial, provocando anomalías en todos los sectores de la economía, no siendo menos la del mercado eléctrico. Para ello, se quiere ir comprobando el comportamiento de los diferentes factores que influyeron de manera más notable en el precio de la electricidad de este año, en otro año estándar, siendo este el elegido el 2016. Ya en el año 2016 España se encontraba fuera de dicha crisis y los mercados se estabilizaron.

Por tanto, este trabajo tiene como objetivo mostrar cuáles son las variables más influyentes. Estas variables son cambiantes con el tiempo, ya que cada año se tiende más a energías de carácter renovables frente a los combustibles fósiles, pero lo que nunca podrá cambiar es la implicación que cada una de ellas tendría en un año X en el resultado del precio.

Será la Regresión Lineal Múltiple la herramienta matemática-estadística empleada para la realización de este proyecto.

---

<b>Agradecimientos</b>	<b>9</b>
<b>Resumen</b>	<b>11</b>
<b>Índice</b>	<b>13</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>14</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>15</b>
<b>Notación</b>	<b>17</b>
<b>1 Objeto del trabajo</b>	<b>2</b>
<b>2 Introducción</b>	<b>4</b>
2.1 <i>Introducción</i>	4
2.1.1 Mercado eléctrico en España y sus implicaciones en Energías Renovables	8
2.2 <i>Estructura del mercado</i>	9
2.2.1 El Mercado Mayorista: MIBEL	9
2.2.2 El Mercado Diario	10
2.2.3 El Mercado Intradía	10
2.2.4 El Mercado a plazo	10
2.2.5 El Mercado de servicios complementarios	11
2.2.6 El Mercado Minorista	12
<b>3 Metodología</b>	<b>11</b>
3.1 <i>Regresión Lineal Múltiple</i>	11
3.2 <i>Metodología aplicada al estudio</i>	16
<b>4 Análisis de la evolución de precios en el mercado eléctrico español</b>	<b>19</b>
4.1 <i>Análisis del del mercado en el año 2008</i>	19
4.1.1 Precios del Mercado eléctrico	19
4.1.2 Estructura de la energía eléctrica	22
4.2 <i>Análisis del del mercado en el año 2016</i>	26
4.2.1 Precios Mercado Eléctrico	26
4.2.2 Estructura de la energía eléctrica	28
4.3 <i>Año 2008 vs año 2016</i>	32
4.3.1 Variables de estudio	33
4.3.2 Análisis de los resultados	34
<b>5 Conclusión</b>	<b>53</b>
<b>Referencias</b>	<b>57</b>

---

# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 2-1 Tipologías de mercado, gestores y producto	12
Tabla 4-1 Producción con fuentes renovables en 2008 [8]	24
Tabla 4-2 Producción nacional de energía eléctrica (por combustible) en 2016 [15]	28
Tabla 4-3 Valores de la estadística de la regresión	34
Tabla 4-4 Ejemplo regresion multiple hora 5 año 2016 (Excel)	35
Tabla 4-5 Sustitución Energía casada 2008-2016	38
Tabla 4-6 Estimación del precio medio horario en el mercado diario (sustitución de Energía Casada)	39
Tabla 4-7 Sustitución Energía casada (MWh) ofertado a precios menor de 1€ 2008-2016	40
Tabla 4-8 Estimación del precio medio horario en el mercado diario (sustitución de Energía Casada ofertada a precios menor de 1€)	40
Tabla 4-9 Sustitución Producción Eólica 2008-2016	41
Tabla 4-10 Sustitución Energía casada procedente de CT de carbón 2008-2016	42
Tabla 4-11 Sustitución Precio medio aritmético de la energía procedente de CT de carbón 2008-2016	44
Tabla 4-12 Sustitución de precio medio ponderado de la energía procedente de CT de carbón 2008-2016	45
Tabla 4-13 Sustitución de Energía casada procedente de CC 2008-2016	47
Tabla 4-14 Sustitución Precio medio aritmético de energía procedente de CC 2008-2016	48
Tabla 4-15 Sustitución precio medio ponderado de energía procedente de CC 2008-2016	50
Tabla 4-16 Bondad de las regresiones multivariantes	51

# ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 2-1 Demanda de electricidad en la península [2]	5
Figura 2-2 Potencia instalada en la península por tecnologías [3]	6
Figura 2-3 Potencia instalada para la generación de electricidad en la península [4]	6
Figura 2-4 Precio del mercado de la electricidad en España [5]	7
Figura 2-5 Curvas agregadas de oferta y demanda (OMIE) [6]	8
Figura 3-1 Diagrama de flujo explicativo metodología	16
Figura 3-2 Diagrama de flujo explicativo metodología (macroproceso)	17
Figura 4-1 Precio máximo, medio y mínimo de casación del mercado diario [6]	20
Figura 4-2 Precio del Gas Natural en la UE [7]	21
Figura 4-3 Precio del Carbón térmico en Europa [7]	21
Figura 4-4 Precio de productos petrolíferos en Europa [7]	22
Figura 4-5 Consumo de energía primaria en 2008. Contribución por fuentes energéticas [8]	23
Figura 4-6 Estructura de generación eléctrica en 2008 [9]	24
Figura 4-7 Energía anual por tecnologías (Mibel) año 2008 [10]	25
Figura 4-8 Ilustración del efecto de ordenación por mérito ante el incremento de renovables [11]	26
Figura 4-9 Precio de combustibles para la generación de electricidad en 2016 [13]	27
Figura 4-10 Precio del mercado diario de electricidad de España en 2016 [14]	27
Figura 4-11 Estructura de potencia instalada en 2016 [15]	29
Figura 4-12 Estructura de generación de energía eléctrica en 2016 [15]	29
Figura 4-13 Evolución de la potencia instalada renovable en 2016 [15]	30
Figura 4-14 Evolución de la generación de energía renovable en 2016 [15]	30
Figura 4-15 Generación renovable sobre la generación total en España en 2016 [15]	31
Figura 4-16 Energía renovable sobre la producción total en 2016 [15]	31
Figura 4-17 Energía anual por tecnologías año 2016 [6]	32
Figura 4-18 Evolución de la demanda peninsular entre los años 2007-2016 [8]	32
Figura 4-19 Ejemplo de fórmula aplicada en herramienta de cálculo	37
Figura 4-20 Estimación del precio medio horario en el mercado diario (sustitución de Producción Eólica)	41
Figura 4-21 Estimación del precio medio horario en el mercado diario (sustitución de Energía casada procedente de CT de carbón)	43
Figura 4-22 Estimación del precio medio horario en el mercado diario (sustitución de Precio medio aritmético de energía procedente de CT de carbón)	44
Figura 4-23 Estimación del precio medio horario en el mercado diario (sustitución de Precio medio ponderado)	

---

de la energía procedente de CT de carbón)	46
Figura 4-24 Estimación del precio medio horario en el mercado diario (sustitución de Energía casada procedente de CC)	47
Figura 4-25 Estimación del precio medio horario en el mercado diario (sustitución de Precio medio aritmético energía procedente de CC)	49
Figura 4-26 Estimación del precio medio horario en el mercado diario (Sustitución Precio medio ponderado energía procedente de CC)	50
Figura 5-1 Gráfica conclusión final	53
Figura 5-2 Gráfica de barras conclusión final con línea de tendencia	54



# Notación

---

UE	Unión Europea
CNMC	Comisión Nacional de Mercados y Competencia
EDP	Energías de Portugal-EDP
END	Endesa
ENER	Energya
GNF	Gas Natural Fenosa
GWh	Gigavatio hora
IBER	Iberdrola
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidad
MWh	Megavatio hora
O.MIN	Otros Minoría
OMIE	Operador Mercado Ibérico-Polo español
OMIP	Operador Mercado Iberico-Polo portugués
OPV	Oferta Pública de Venta
REE	Red Eléctrica de España
RSI	Índice de Suministro Residual
CC	Ciclos Combinados
CT	Centrales Térmicas





# 1 OBJETO DEL TRABAJO

---

*El aspecto más triste de la vida actual es que la ciencia gana en conocimiento más rápidamente que la sociedad en sabiduría*

*- Isaac Asimov -*

Los mercados europeos de la electricidad están pasando por una fase de transición agitada, los cambios en el esquema de comercio del carbono de la UE y la Integración del mercado europeo. Además, los mercados se ven afectados por la volatilidad de los precios de los vectores de energía primaria, como por ejemplo el gas y el carbón.

En el año 2017, el Instituto de Tecnología de Karlsruhe, liderado por Andreas Bublitz, Dogan Keles, Wolf Fichtner lanzaron un estudio, llamado *An analysis of the decline of electricity spot prices in Europe: Who is to blame?* [1], para analizar la contribución de los diferentes impulsores de la caída de precios de la electricidad mayorista en Alemania. Se pasó de unos 51€/MWh en 2011 a 31 €/MWh en 2015, casi un 40% menos. Utilizando dicho estudio como punto de partida, se pretende hacer un simil para España, tal y como el nombre del proyecto indica, analizando los factores más influyentes en el precio de la electricidad para el mercado eléctrico español.

Al igual que se hace en el artículo citado, en este trabajo, se emplea un enfoque de regresión multivariante para investigar el efecto de los factores del precio. Para ello, se hace un primer análisis de todos los factores que pueden intervenir en el resultado, donde se procede a una selección específica de los factores más influyentes. Un segundo análisis con dichas variables, para determinar el peso de cada una de ellas en el resultado.

Para este proyecto, se van a emplear dos años muy específicos. El año que se usará como referencia será el año 2008. Este año es un periodo de precios elevados de electricidad (64.43 €/MWh) y alta demanda debido a que es previo a la crisis económica que posteriormente se produce y cuyos efectos han sido notables hasta hace relativamente pocos años. Posteriormente se procederá a analizar el año 2016, año donde se consolida la recuperación económica y donde daría comienzo el crecimiento de los precios de la electricidad. Mediante el análisis de los cambios en distintas variables entre 2008 y 2016 se tratará en este trabajo de responder a la pregunta de qué parámetros han tenido mayor influencia evolución a la baja del precio de la electricidad desde 2008.



## 2 INTRODUCCIÓN

*Si no conozco una cosa, la investigaré.*

*- Louis Pasteur -*

### 2.1 Introducción

**D**urante las primeras décadas de los años 40-50 el suministro de electricidad se consiguió fundamentalmente con generación hidráulica, se construyeron presas que a veces compartían funciones de abastecimiento urbano o regadíos. Ese desarrollo tuvo una cierta confrontación social al ocupar áreas de buenos cultivos, por ejemplo, en el río Miño, presa de Castrelo do Miño, o en el río Ebro, presas de Mequinenza y Ribaraja; y tuvo su expresión última en la presa de Riaño sobre el río Esla.

La generación con carbón fue un aporte complementario que tuvo su representación más significativa en el nacimiento de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. en el año 1946 con la central térmica de Compostilla I en León, y el objetivo de “Suministrar electricidad en verano y otoño, cuando no se dispone de agua”.

La entrada de España en el sistema económico internacional en los años sesenta abrió las puertas a la importación de petróleo, a la construcción de refinerías y al uso masivo de fueloil, concibiéndose este como la posible energía primaria de generación eléctrica desde las empresas privadas, llegándose a instalar 11.000MW de potencias.

Con la crisis de los precios del petróleo (iniciada en 1973), se pone de manifiesto el problema existente en Europa, en cuanto a la dependencia de este combustible fósil, iniciándose una serie de acciones con tendencia a mejorar la eficiencia del consumo y la diversificación de las fuentes de generación de electricidad, dirigiéndose en España hacia la energía nuclear y el carbón.

- **Centrales nucleares.** Junto a la propuesta de construcción de hasta 30.000MW se une una fuerte protesta social. Finalmente, se instalan siete grupos de entre 900 y 1000 MW de potencia unitaria, que se unen a dos grupos más pequeños ya existentes.
- **Centrales de carbón.** Se planea la construcción de grupos térmicos para utilizar carbón proveniente de cuencas mineras cuya extracción se incrementa, con unas potencias unitarias de unos 350MW. Posteriormente, en Andalucía y Asturias (en los años ochenta) se construyen grupos de carbón de 550MW. Tuvo mucha importancia el avance en extracción de carbones como los lignitos pardos y lignitos negros, con nuevas tecnologías de minería, empleando grandes máquinas. El problema que tienen estos carbones es su elevado contenido en azufre, que provocaron unas emisiones significativas de SO<sub>2</sub>. Todo esto provoca la inclusión de algunas empresas en “proyectos europeos de tecnologías de uso limpio de carbón”. El resultado más significativo fue la construcción de la planta de gasificación integrada con ciclo combinado de ELCOGAS en Puertollano, con una potencia de 330 MW. A mediados de los ochenta se crea la empresa pública Red Eléctrica de España S.A. que gestiona el transporte en alta tensión para todo el país y el vertido de energía al sistema en función de las demandas y de la optimización de la eficiencia energética global del mismo. Los noventa se inician con una previsible alta disponibilidad de gas natural y la liberación del sistema eléctrico. Con la construcción de nuevos ciclos combinados conlleva inversiones bajas, en torno a 600€ por kW instalado, lo que provoca

la no necesidad de un sistema regulatorio que reconozca las inversiones realizadas. La sociedad ya no ve la necesidad de pensar en nuevas centrales de carbón, además de plantearse la posibilidad de establecer un calendario de cierre para las plantas nucleares. Desde mediados de la década de los noventa se ha visto crecer la construcción de parques eólicos en España, la potencia instalada ya pasa de 12.000 MW y la aportación a la generación bruta de electricidad se sitúa en torno al 8% del total.

Desde la entrada en funcionamiento del mercado eléctrico español en 1998 hasta finales de 2008, cuando comenzó la crisis económica, la demanda de electricidad de España creció un 53%. Durante este periodo el aumento de la demanda estuvo vinculado directamente al crecimiento del Producto Interior Bruto (PIB) del país, que se incrementó en un 42%.

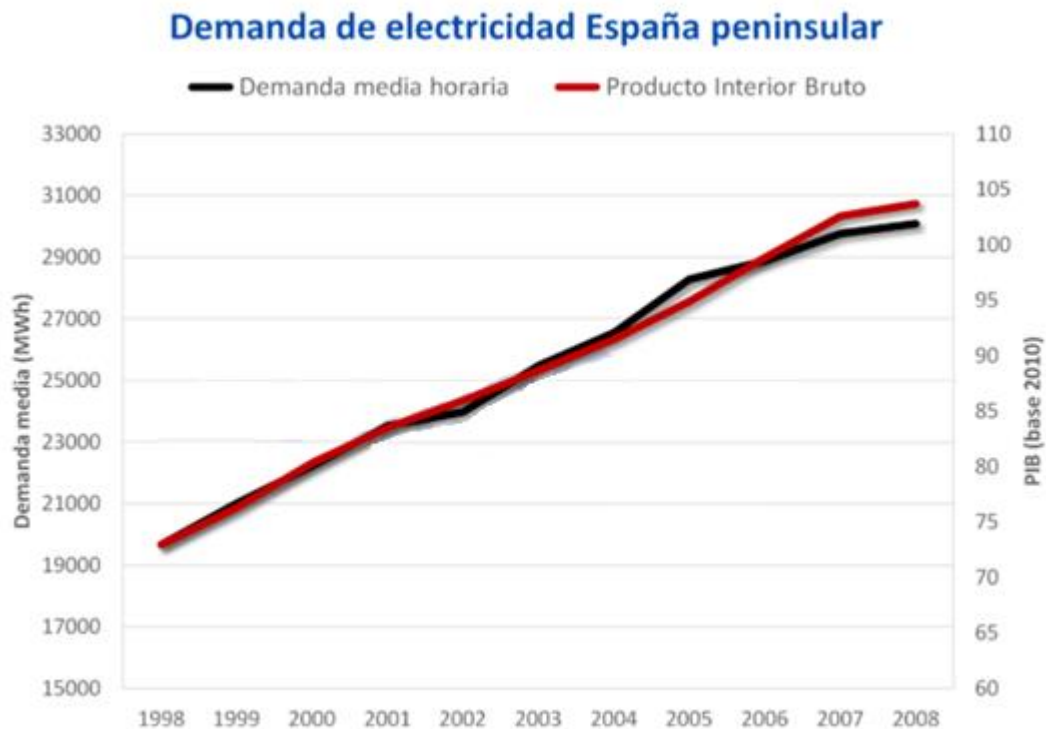


Figura 2-1 Demanda de electricidad en la península [2]

El conjunto de tecnologías destinadas a la generación eléctrica en España estaba bastante diversificado con el nacimiento del mercado eléctrico. En el año 1998 el principal recurso disponible para la generación era el hidroeléctrico, teniendo una potencia instalada de hasta el 40% de toda la capacidad de generación en España, teniendo en cuenta las diversas variantes: bombeo, embalses y fluyentes. Siguiéndole la generación del carbón, con un 23% de la capacidad total, y la generación nuclear, con un 16%. Sin embargo, la tecnología que más electricidad generaba era el carbón, seguido por la energía nuclear.

Con muy poca participación, la energía eólica proporcionaba apenas el 1% de la capacidad total de generación. Sin embargo, durante el periodo 1998-2008 se instaló en España en torno a 1,5GW de potencia eólica cada año. Solo fue superado en crecimiento de instalación por las centrales de ciclos combinados de gas. Gracias a la eficiencia y al menor impacto medioambiental que la generación térmica tradicional tenía, los ciclos combinados de gas entraron en el mercado español en 2002, superando en potencia instalada a la generación con fuel y gas (en solo cuatro años). Desde 2002 a 2008 se acabaron construyendo más de 3GW cada año.

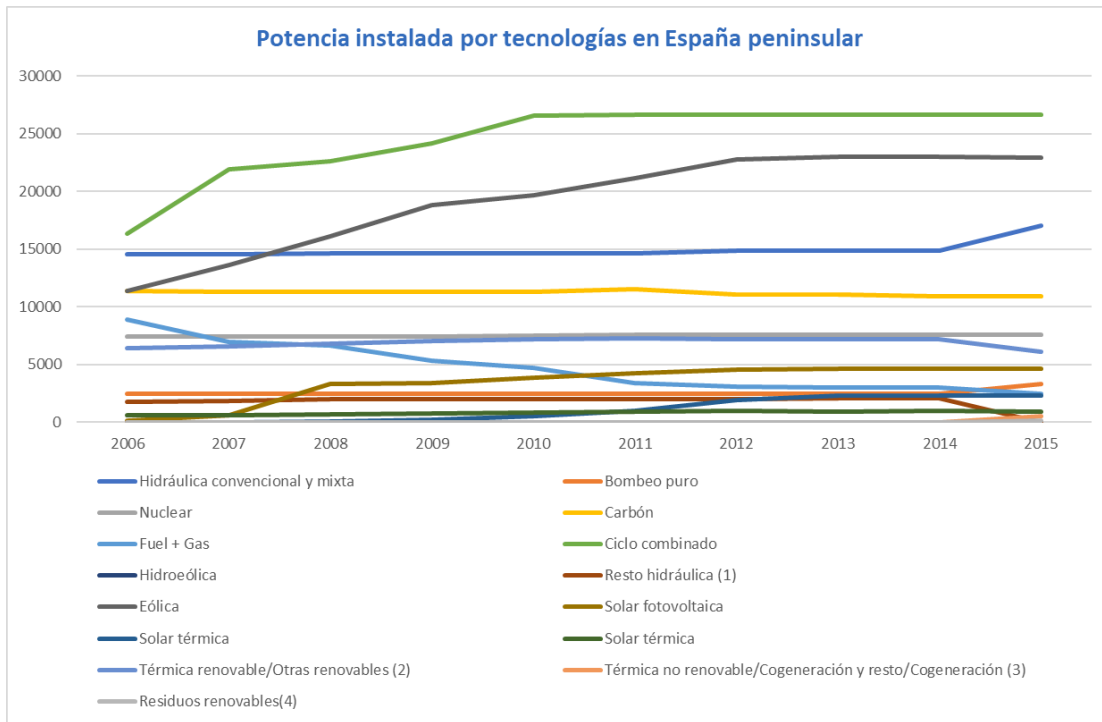


Figura 2-2 Potencia instalada en la península por tecnologías [3]

A partir de 2002 se notó con gran diferencia el crecimiento de la potencia total de generación eléctrica en el sistema peninsular español, coincidiendo con la entrada de los ciclos combinados de gas. El sistema eléctrico, casi duplicó la potencia instalada de aproximadamente 47,54GW en 1998 a alrededor de 89,54 GW en 2008. Se pasó del dominio de la energía hidroeléctrica a tener una distribución equitativa entre las principales tecnologías en 2008: ciclos combinados de gas, hidroeléctrica y eólica.

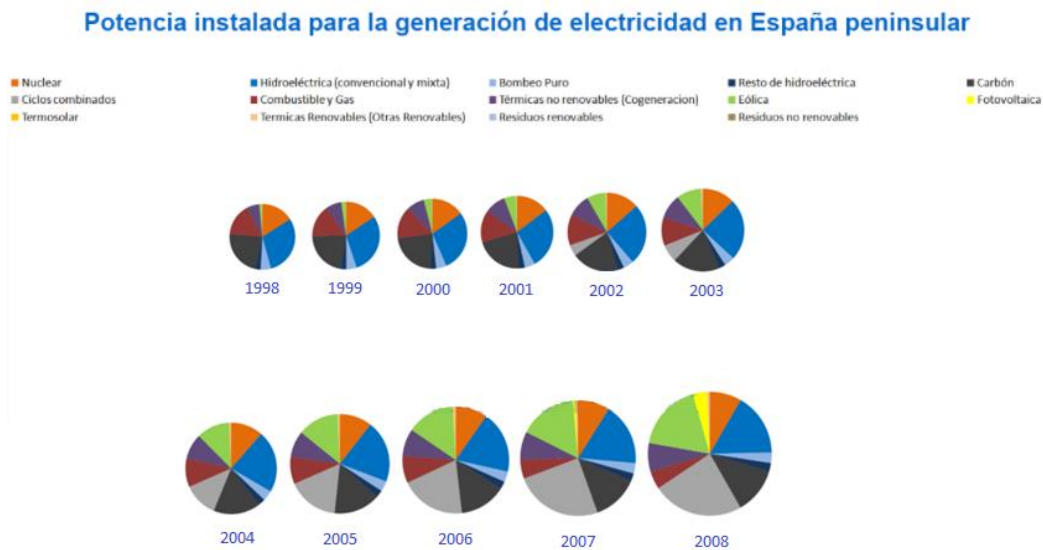


Figura 2-3 Potencia instalada para la generación de electricidad en la península [4]



En el primer año de funcionamiento del mercado, 1998, el promedio del precio fue de 25,06 €/MWh, un precio que es prácticamente la mitad de los precios que se están registrando en los últimos años. Entre 1998 y 2001, el precio subió un 20% hasta superar los 30 €/MWh.

En 2002, aumentaron los precios del mercado eléctrico, debido al aumento del 1,9% de la demanda eléctrica y la mayor caída de la producción hidroeléctrica, de un 48%, provocando un cierre de una media anual de 37,48€/MWh, 7,41€/MWh superior al del año anterior. El siguiente año, en 2003, la recuperación de la producción hidroeléctrica, en torno al 89%, provocó que el precio promedio de ese mismo año registrara la mayor caída en la primera mitad de la historia del mercado, de un 23% respecto al año anterior.

En 2005, con la entrada del mercado de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, se dio el mayor incremento anual registrado en los precios del mercado. El precio promedio fue de 53,68 €/MWh, siendo un 92% mayor al del año anterior. Esta subida se vio favorecida por la caída de producción hidroeléctrica, de un 41%, además del incremento de un 6,2% de la demanda de electricidad, el aumento de los precios de los combustibles, fundamentalmente del gas, de un 55%, también del precio del petróleo Brent, que ese año registró una subida del 42%, y la fuerte influencia que comenzó a ejercer el mercado de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> sobre el mercado eléctrico español.

En los siguientes años, el precio bajaría con respecto al 2005, con descensos del 5,9% y 22% para 2006 y 2007, al producirse una ligera recuperación en la producción hidroeléctrica y descensos en los precios del CO<sub>2</sub> del 3,6% y 28% respectivamente. En 2007, los precios del gas bajaron un 27%, favoreciendo el descenso de los precios del mercado de electricidad.

A las puertas del inicio de la crisis económica global en el año 2008, tras un aumento del 76% en los precios del mercado de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> y una caída de la producción hidroeléctrica de un 15%, los precios del mercado eléctrico español sufrieron un incremento del 64% con respecto al año anterior. Dicho incremento también estuvo favorecido por una importante subida de los precios de los combustibles para la generación eléctrica. En el año 2008 los precios del gas aumentaron un 64% y los del carbón un 61%. Además, el precio del barril de petróleo Brent aumentó también, en un 34%. El precio promedio en el mercado eléctrico de España en 2008 fue de 64,43 €/MWh, el mayor valor registrado desde que entrara en funcionamiento el mercado hasta el cierre del año 2018. Entre el año de entrada en funcionamiento, 1998, y diez años después cuando se registró el año más caro, 2008, el precio creció un 157%.

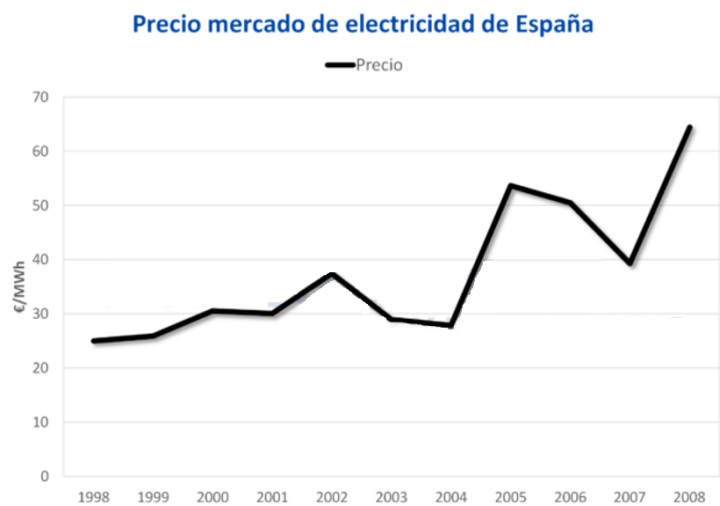


Figura 2-4 Precio del mercado de la electricidad en España [5]

### 2.1.1 Mercado eléctrico en España y sus implicaciones en Energías Renovables

El mercado eléctrico de España nace en 1997, cuando se liberan las actividades de generación y comercialización de la electricidad.

Diariamente, agentes de mercado realizan ofertas de compra y venta de electricidad en lo que se conoce como mercado diario, para determinar, una vez producida la casación de las curvas de oferta y demanda, el precio final de la electricidad. Las ofertas y transacciones son gestionadas por el Operador del Mercado Ibérico de Electricidad (OMIE).

El precio de la electricidad lo marca la última unidad de generación que casa el mercado, por lo que se dice que el mercado eléctrico es marginalista. Hay que decir que siempre será la unidad más cara, ya que la curva de oferta es ordenada por el operador de mercado en forma ascendente en precio. Cabe plantear si el modo de operación marginalista trae o no problemas. Por una parte, se cree que el hecho de que el precio lo marquen las tecnologías más caras beneficia a las grandes hidráulicas y nucleares. Por otro lado, hay opiniones contrarias que dudan de que estas tecnologías estén totalmente amortizadas y consideran cualquier tipo de regulación.

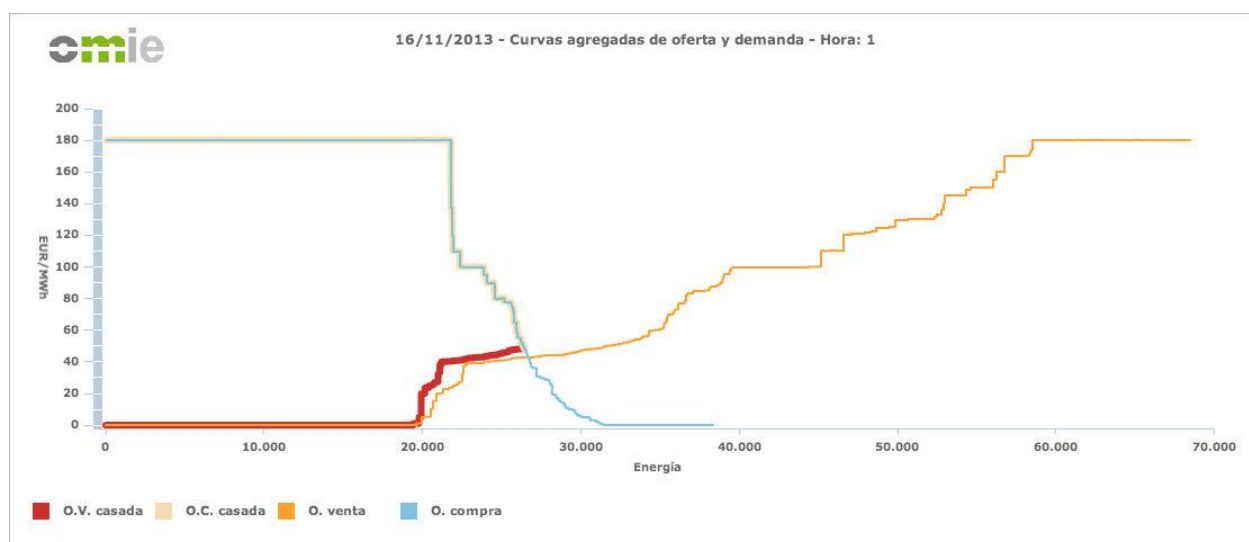


Figura 2-5 Curvas agregadas de oferta y demanda (OMIE) [6]

Para que las energías renovables tuvieran facilidad de integrarse en el mercado eléctrico, existía la regulación del régimen especial (RD 661/07) que regulaba su participación en el mercado eléctrico de la siguiente manera:

- Tenían prioridad al incorporar su energía al sistema. El régimen especial hace referencia sobre todo a instalaciones de energías renovables que no son gestionables, es decir, que tienen difícil predictibilidad y almacenamiento.
- La retribución de las mismas podría ser:
  - Por tarifa regulada.
  - Por precio marcado en el mercado diario más una prima.

Con la publicación del RD 9/2013, la regulación del régimen especial ha variado. Es destacable el cambio en el modelo retributivo, que ha supuesto la desaparición del modelo *feed-in tariff* (precio de mercado + prima) para incluir unos nuevos parámetros de retribución que garanticen una “rentabilidad razonable”. Pero estos parámetros serán aplicados retroactivamente, lo que podría llevar, inevitablemente, a muchos inversores a la ruina, incapaces de hacer frente a la deuda contraída.

Las energías renovables no son gestionables, de tal forma que ofertan su energía a precio cero, asegurando su casación. Por otro lado, las centrales nucleares ofertan también a precio cero por razones técnicas, debido a que les interesa más, rentalmente hablando, perder dinero en ciertas horas, que tener que parar la central.

Al incorporar las energías renovables junto al resto de las energías (junto al crecimiento de la potencia instalada), ha provocado que, al aumentar la capacidad de generación, la curva de la oferta se desplace hacia la derecha, provocando el corte de la curva de demanda a un precio más bajo. Incluso en ocasiones en los que ha habido gran cantidad de generación de energía con renovables, el precio del mercado se ha mantenido en 0 €/kWh. El ejemplo más claro fue en 2010, el *mercado diario* eléctrico registró unas 200 horas que casaron a precio cero, debido a un descenso en la demanda y una gran generación eléctrica por parte de las eólicas e hidráulicas. Sin embargo, este beneficio nunca repercutió en el consumidor, fueron las empresas comercializadoras las únicas que aumentaron su margen de beneficio, debido al mecanismo por el cual se fijan las tarifas de los consumidores.

Además, las energías renovables han aumentado la importancia del mercado intradiario en el que los agentes de mercado gestionan desajustes en la producción o adquisición tras el resultado del mercado diario. Hoy en día, las energías renovables no pueden gestionarse, lo que hace muy importante un mercado de ajustes más cercano al tiempo real para ayudar al equilibrio entre generación y demanda. El mercado intradiario provoca situaciones especulativas en las que generador podría incluso recibir ingresos a cambio de no generar nada, ya que podría comprar en el intradiario la energía que ha vendido a un precio menor.

La generación de electricidad de energía renovable tiene grandes beneficios medioambientales y socioeconómicos, pero su entrada en el sistema eléctrico ha ocasionado algunos desequilibrios que pueden ser debidos a una falta de previsión.

## 2.2 Estructura del mercado

El sistema eléctrico español cuenta con dos tipos de actividades:

- Parcialmente liberalizadas: Generación y Comercialización
- Actividades reguladas: Transporte y Distribución

Cabe decir que, la generación mediante renovables, la cogeneración y las centrales de carbón disponen de cierta regulación procedente directamente desde el Gobierno

Así mismo, el mercado eléctrico de España está dividido en dos submercados:

- Mercado mayorista de electricidad: Desde donde se vende directamente la energía generada.
- Mercado minorista: Donde se vende la energía eléctrica a los clientes finales.

Es importante hacer la distinción entre las compañías generadoras, dueñas de las centrales de generación de energía eléctrica; las compañías distribuidoras, dueñas de la red de suministro eléctrico; y las comercializadoras, las cuales establecen la conexión entre la generación y los clientes finales.

### 2.2.1 El Mercado Mayorista: MIBEL

El término MIBEL proviene de la unificación de los mercados mayoristas del Reino de España y la República de Portugal como se recogió en el Convenio internacional de Santiago, dando lugar al Mercado Ibérico de Energía Eléctrica, donde operan todas las unidades del territorio español y portugués. Ambos polos del mercado ibérico, español y portugués se operan de manera conjunta salvo en caso de congestión donde se aplica el “splitting”, operando así ambos países de manera independiente.

### 2.2.2 El Mercado Diario

El funcionamiento del Mercado Diario consiste en la presentación de ofertas de compra y venta, donde se detalla la cantidad (MWh) y el precio (€/MWh). Siendo las ofertas las que representan la demanda mientras que las ventas representan la generación.

Durante las 24 horas que componen el día, se pueden presentar un máximo de 25 ofertas. Una vez cerrado este proceso de presentación de ofertas, se procede a la casación. La casación comienza por las unidades que ofertan a precio cero (principalmente renovables) hasta igualarla a la demanda. Entrarán por tanto en la casación todas las unidades de venta que hayan ofertado a un precio menor al de casación y todas las unidades de compra que hayan ofertado a un precio superior al de casación.

El modelo mayormente utilizado en la totalidad de los mercados liberalizados es el marginalista. Este modelo garantiza que las unidades oferten a su coste marginal de producción, aproximado a sus costes variables. Se incentiva, por tanto, la reducción del precio de la electricidad ya que las compañías ofertan a un precio que les permita asegurarse que serán seleccionadas para generar.

Producida la casación óptima, es ahora el Operador del Sistema el que debe dar la validación técnica (gestión de las restricciones técnicas del sistema), para que los resultados del mercado sean viables desde el punto de vista físico de la red de transporte. Una vez realizado los ajustes técnicos, se establece el programa diario viable.

Como el Mercado Eléctrico opera de manera conjunta para España y Portugal, hay momentos en el que la línea entre ambos países se congestiona, provocando los conocidos “splitting”. Es en estos momentos, en los que ambos mercados se operan de manera separada. De esta forma, cuando ambos mercados funcionan como un conjunto, el precio de venta en ambos países es el mismo y si es necesario la separación, el precio probablemente será diverso.

### 2.2.3 El Mercado Intradivario

Una vez se ha establecido el Programa Diario, entra en funcionamiento el Mercado Intradivario, encargado de solucionar los problemas derivados de errores en la previsión de la demanda o por inclemencias en la generación.

Este mercado funciona básicamente con la misma mecánica del Mercado Diario, aunque este está organizado en seis sesiones y en ellas solo pueden participar aquellos agentes que estén autorizados para operar en el Mercado Diario. Las ofertas pueden ser simples o complejas. Las ofertas simples tan solo son de carácter económico de venta y compra de energía, mientras que las complejas incluyen condiciones, en relación con su contenido, como es por ejemplo la curva de carga, la energía máxima, etc

Una vez se han efectuado las casaciones de las ofertas y demandas del Mercado Intradivario, estas se agregan al Programa Diario Viable, que dará lugar entonces al Programa Horario Final. Al igual que en el Mercado Diario, en caso de congestión de la interconexión se lleva a cabo el “market splitting”.

### 2.2.4 El Mercado a plazo

El Mercado a Plazo consiste en la compra-venta de energía con un tiempo por medio (de años, meses o días) entre que se compra-vende la energía, hasta que se suministra la misma. Este mercado permite a los generadores y compradores gestionar los riesgos existentes, estableciendo precios pactados de compra-venta por ambas partes, así como facilitar una mayor competencia en los mercados mayoristas y minoristas.

En España tenemos distintos mercados a plazos:

- Mercado no organizado de contratos bilaterales: Generadores y compradores intercambian energía según sus necesidades mediante contratos diseñados con esta finalidad, o de carácter financiero donde

tanto compañías generadoras, distribuidoras y comercializadoras recurren a “borkers” (intermediarios) para el intercambio de contratos con liquidación financiera. Son estos intermediarios los que establecen las reglas a seguir.

- Mercado organizado de futuros eléctricos: La liquidez es facilitada y asegurada por una serie de instituciones que tienen como objetivo reducir los costes de transacción. Todos los agentes participantes deben firmar el acuerdo de adhesión a las Reglas del Mercado establecidas por la entidad reguladora.

Debido a que un operador que compra o vende en el Mercado a plazo está renunciando a hacerlo en el Mercado Diario, los precios en el Mercado a plazo suelen ser un reflejo de aquello que los operadores creen que pasará en el Mercado Diario.

### **2.2.5 El Mercado de servicios complementarios**

El mercado de servicios complementarios permite resolver los desequilibrios que surjan entre la demanda y la generación.

Este mercado emplea una mecánica más compleja que los dos anteriores, ya que todos los procesos que se llevan a cabo en el permiten el control y la operación del sistema eléctrico en tiempo real, garantizando así la seguridad y la calidad del suministro de energía en todo momento.

Sus mecanismos son completamente de carácter competitivo, donde muchos de los servicios puestos a disposición de la operación del sistema por parte de los agentes son condición indispensable para poder participar en él.

En la Tabla 2-1 , se puede apreciar el esquema de las distintas tipologías de mercado, así como su horizonte temporal y los gestores de cada uno de ellos.

	MERCADO	GESTOR	PRODUCTO	
Antes del despacho (Hasta D-1)	Mercado de contratos bilaterales	OMIP, OTC	Contratos bilaterales físicos y financieros	Mercado a plazo
	Mercado del día anterior	OMIE	Energía Horaria	Mercado Diario
Día antes del despacho (D-1)	Mercado de restricciones	REE	Restricciones y garantía del suministro	Mercado a corto plazo
	Mercado SSCC Reserva secundaria	REE	Secundaria: MW Terciaria: MWh	
Día del despacho (D)	Intradiario	OMIE	Energía Horaria	
	Gestión de restricciones técnicas Reserva terciaria	REE	Energía a subir y bajar	

Tabla 2-1 Tipologías de mercado, gestores y producto

### 2.2.6 El Mercado Minorista

El Mercado Minorista es aquel en el que los pequeños consumidores obtienen la energía eléctrica de las comercializadoras, las cuales ejercen su actividad en régimen de competencia.

Las compañías comercializadoras obtienen la energía de las redes de transporte o distribución, para su venta a los consumidores u otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional. Es por tanto, que en primer lugar, estas compañías comercializadoras obtienen la energía del Mercado Mayorista para posteriormente venderlo y suministrarlo en el Mercado Minorista.

El coste final se compone de manera aditiva y totalmente diferenciada:

- Coste de la producción de energía: Costes de servicio de ajuste y capacidad
- Costes Regulados: Tarifas o peajes de accesos. En estas se incluyen los costes de las comercializadoras para poder emplear las redes de transporte y distribución, los subsidios de las energías renovables y las anualidades del déficit eléctrico entre otros.

La competencia en el mercado minorista proviene, por tanto, únicamente de los costes de la producción de

energía eléctrica, ya que los costes regulados están establecidos por la administración. Así el precio final pagado por los pequeños clientes entra en el determinado Sistema de Liquidaciones, una caja común al sistema desde el cual se paga a los diversos agentes.

En cuanto a cliente final existen dos tipos:

- Aquellos que disponen de un contrato con las comercializadoras de libre mercado: Pagarán a la comercializadora el precio pactado entre ambas partes en el contrato de la luz
- Sujetos al suministro de referencia: Dispondrán de un contrato con las comercializadoras de último recurso, llamadas comercializadoras de referencia, las cuales son nombradas por el Ministerio de Industria, acogiéndose al Precio Voluntario del Pequeño Consumidor (PVPC). En el caso del PVPC el precio es calculado por REE en función del precio horario del mercado diario e intradiario durante el periodo correspondiente de facturación, al cual se le aplica el perfil de un consumidor promedio. Es importante mencionar que la condición indispensable para poderse acoger al PVPC es tener una potencia contratada inferior a 10 KW.





# 3 METODOLOGÍA

*“Cada día sabemos más y entendemos menos”*

*-Albert Einstein -*

Para poder evaluar la influencia que tiene las tecnologías térmicas, renovables o la demanda en el precio de la energía eléctrica en el mercado diario se va a emplear una herramienta matemática denominada regresión lineal. Cuando detectamos una relación entre dos o más variables, se puede intentar matematizar a través de fórmulas que represente dicha relación, permitiendo calcular pronósticos de alguna de estas variables conociendo el valor de una o de varias de ellas, evaluadas en un individuo concreto. Cuando solo se dispone de una variable independiente, se conoce como regresión lineal simple. Si existen más se trataría de regresión lineal múltiple. Existiendo, además, una modalidad en la cual la ecuación estimada proviene de calcular otra que minimiza la suma de las distancias elevadas al cuadrado entre los puntos de datos de la muestra y los valores pronosticados por la ecuación, siendo esta la regresión de cuadrados mínimos ordinarios.

Las principales aplicaciones de la regresión es la predicción o previsión de hechos a partir de unos datos determinados, teniendo en cuenta la correlación de las variables en estos hechos. Sin embargo, el uso de la regresión lineal múltiple se enfoca principalmente en tres aplicaciones:

- Identificación de variables explicativas: Crear un modelo donde se seleccionen las variables que pueden influir en la respuesta, descartando las que no aporten información.
- Detección de interacciones entre variables independientes que afectan a la variable respuesta.
- Identificación de variables confusoras.

## 3.1 Regresión Lineal Múltiple

En el modelo de regresión lineal múltiple se supone que la función de regresión que relaciona la variable dependiente con las variables independientes es lineal, es decir:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \dots + \beta_p X_p + \varepsilon$$

- $\beta_0$  es el término independiente. Es el valor esperado de Y cuando  $X_1, \dots, X_p$  son cero.
- $\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_p$  son los coeficientes parciales de la regresión:
  - $\beta_1$  mide el cambio en Y por cada cambio unitario en  $X_1$ , manteniendo  $X_2, X_3, \dots, X_p$  constantes.
  - $\beta_2$  mide el cambio en Y por cada cambio unitario en  $X_2$ , manteniendo  $X_1, X_3, \dots, X_p$  constantes.
  - ...
  - $\beta_p$  mide el cambio en Y por cada cambio unitario en  $X_p$ , manteniendo  $X_1, \dots, X_{p-1}$  constantes.

- $\varepsilon$  es el error de observación debido a variables no controladas.

**Modelo de Regresión**

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \dots + \beta_p X_p + \varepsilon$$

**Información Muestral**

$y_1$	$x_{11}$	$\dots$	$x_{1p}$
		$\dots$	
$y_2$	$x_{21}$	$\dots$	$x_{2p}$
.	.	$\dots$	.
.	.	$\dots$	.
$y_n$	$x_{n1}$	$\dots$	$x_{np}$

**De la expresión matemática del modelo de Regresión Lineal general se deduce:**

$$y_i = \beta_0 + \beta_1 x_{i1} + \dots + \beta_p x_{ip} + \varepsilon_i, i = 1, 2, \dots, n$$

- Asumimos que los errores  $\varepsilon_1, \varepsilon_2, \dots, \varepsilon_n$  tienen distribución normal de media cero y varianza  $\sigma^2$ , y que son independientes.
- Las variables explicativas son linealmente independientes entre sí.

En resumen:

$$\hat{\beta} = (X^t X)^{-1} X^t Y$$

Como estimador de la varianza se puede emplear:

$$\sigma^2 = \frac{1}{n - (p + 1)} \sum_{i=1}^n \widehat{\varepsilon}_i^2 = \frac{1}{n - (p + 1)} \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2$$

- La variabilidad de toda la muestra se denomina **variabilidad total (VT)**

$$VT = \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2$$

Al igual que en el modelo de regresión lineal simple, podemos descomponer la variabilidad total de Y en dos sumandos:

- La variabilidad explicada (VE)

$$VE = \sum_{i=1}^n (\hat{y}_i - \bar{y})^2$$

- La variabilidad no explicada (VNE) por la regresión.

$$VNE = \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2$$

Descomposición de la variabilidad:

$$VT = VE + VNE$$

Fuente de variación	Suma de cuadrados	Grados de libertad
Regresión (VE)	$\sum_{i=1}^n (\hat{y}_i - \bar{y})^2$	$p$
Residual (VNE)	$\sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2$	$n - (p + 1)$
Total (VT)	$\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2$	$n - 1$

#### Objetivo

Obtener a partir de la muestra estimadores:

- De los coeficientes  $\hat{\beta}_0, \hat{\beta}_1, \dots, \hat{\beta}_p$
- De la varianza del error  $\hat{\sigma}^2$ .

- El **coeficiente de determinación** ( $R^2$ ) se define como la proporción de variabilidad de la variable dependiente que es explicada por la regresión

**Coefficiente de determinación**

$$R^2 = \frac{VE}{VT} = 1 - \frac{VNE}{VT}$$

- El coeficiente de determinación presenta el inconveniente de aumentar siempre que aumenta el número de variables regresoras (algunas veces de forma artificial)
- Por ello y para penalizar el número de variables regresoras que se incluyen en el modelo de regresión, es conveniente utilizar el coeficiente de determinación corregido por el número de grados de libertad

**Coefficiente de determinación ajustado**

$$R^2_{ajustado} = 1 - \frac{VNE/(n - (p + 1))}{VT/(n - 1)}$$

Inferencia sobre los parámetros del modelo

- Los estimadores tienen el siguiente comportamiento probabilístico:

$$\hat{\beta} \in N_{p+1}(\beta, (X^t X)^{-1} \sigma^2) \quad \frac{(n - (p + 1)) \hat{\sigma}^2}{\sigma^2} \in \chi^2_{n-(p+1)}$$

y además son independientes.

- En base a estas propiedades, se pueden efectuar las mismas tareas de inferencia que hemos realizado en el modelo lineal simple, salvo que en algunos casos aumenta la complejidad por el carácter multidimensional de los elementos del problema.

**Contrastes de la regresión**

- Suponiendo que se cumple el modelo de regresión lineal múltiple, estamos interesados en determinar si el modelo es o no explicativo.  
 $H_0 : \beta_1 = \beta_2 = \dots = \beta_p = 0$   
 $H_1 : \beta_j \neq 0$  para algún  $j = 1, \dots, p$
- Si se acepta la hipótesis nula ( $\beta_1 = \beta_2 = \dots = \beta_p = 0$ ), el modelo no es explicativo, es decir, ninguna de las variables explicativas influye en la variable respuesta Y.
- Si se rechaza la hipótesis nula, el modelo es explicativo, es decir, al menos una de las variables explicativas influye en la respuesta Y.
- Calculamos el estadístico

$$F = \frac{\frac{VE}{\rho}}{\frac{VR}{n - (\rho + 1)}}$$

- Bajo la hipótesis nula ( $\beta_1 = \beta_2 = \dots = \beta_p = 0$ ) el estadístico F sigue una distribución  $F_{p, n-(p+1)}$ .

Contrastes de hipótesis individuales sobre los coeficientes (basados en la  $t$  de Student)

- Suponiendo que se cumple el modelo de regresión lineal múltiple, estamos interesados en determinar qué variables  $X_j$  son significativas para explicar la variable respuesta  $Y$ .

$$H_0 : \beta_j = 0 \text{ (} X_j \text{ no influye sobre } Y \text{)}$$

$$H_1 : \beta_j \neq 0 \text{ (} X_j \text{ influye sobre } Y \text{)}$$

Para  $j = 1, \dots, p$ :

$$\frac{\hat{\beta}_j - \beta_j}{\text{error típico de } \hat{\beta}_j} \sim t_{n-(p+1)}$$

Contrastes de hipótesis individuales sobre los coeficientes (basados en la  $F$  de Snedecor)

- Suponiendo que se cumple el modelo de regresión lineal múltiple, estamos interesados en determinar que variables  $X_j$  son significativas para explicar la variable respuesta  $Y$ .

$$H_0 : \beta_j = 0 \text{ (} X_j \text{ no influye sobre } Y \text{)}$$

$$H_1 : \beta_j \neq 0 \text{ (} X_j \text{ influye sobre } Y \text{)}$$

- El contraste individual de la  $t$  de Student permite contrastar la influencia individual de la variable  $X_j$
- Esta influencia también puede estudiarse por medio de una tabla ANOVA, analizando el incremento que se produce en la suma de cuadrados explicada por el modelo al introducir la variable regresora  $X_j$
- Si queremos contrastar la influencia de la variable  $X_j$  podemos:
  1. Ajustar el modelo de regresión completo, con  $X_1, \dots, X_p$  como variables regresoras y calcular la variabilidad explicada por el modelo  $VE(p)$
  2. Ajusta el modelo de regresión con todas las variables excepto  $X_j$  y calcular la variabilidad explicada por este modelo  $VE(p-1)$
  3. Calcular la diferencia entre  $VE(p) - VE(p-1)$ , que indica el aumento de la variabilidad explicada por el modelo al introducir la variable  $X_j$
  4. Utilizar como estadístico de contraste donde  $VR(p)$  representa la variabilidad residual del modelo que incluye todas las variables regresoras

$$F = \frac{\frac{VE(p) - VE(p-1)}{1}}{\frac{VR(p)}{n - (p+1)}}$$

5. Bajo la hipótesis nula ( $\beta_j = 0$ ) el estadístico  $F$  sigue una distribución  $F_{1, n-(p+1)}$

Este contraste proporciona exactamente el mismo resultado que el contraste individual de la  $t$  de Student (igual  $p$ -valor)

- Este método presenta la ventaja de poder utilizarse para contrastar la **influencia de un subconjunto de  $k$  variables explicativas**
- Por ejemplo, si queremos contrastar

$H_0 : \beta_1 = \dots = \beta_k = 0$  ( $X_1, \dots, X_k$  no influyen sobre  $Y$ )

$H_1 : \text{Alguno de los } \beta_j \neq 0, j = 1, \dots, k$

calculamos el estadístico

- Bajo la hipótesis nula ( $\beta_1 = \dots = \beta_k = 0$ ) el estadístico  $F$  sigue una distribución  $F_{k,n-(p+1)}$ .

### 3.2 Metodología aplicada al estudio

Para resumir la metodología específica seguida para este proyecto, se ha desarrollado un diagrama de flujo explicativo con el fin de mostrar gráficamente el proceso seguido:

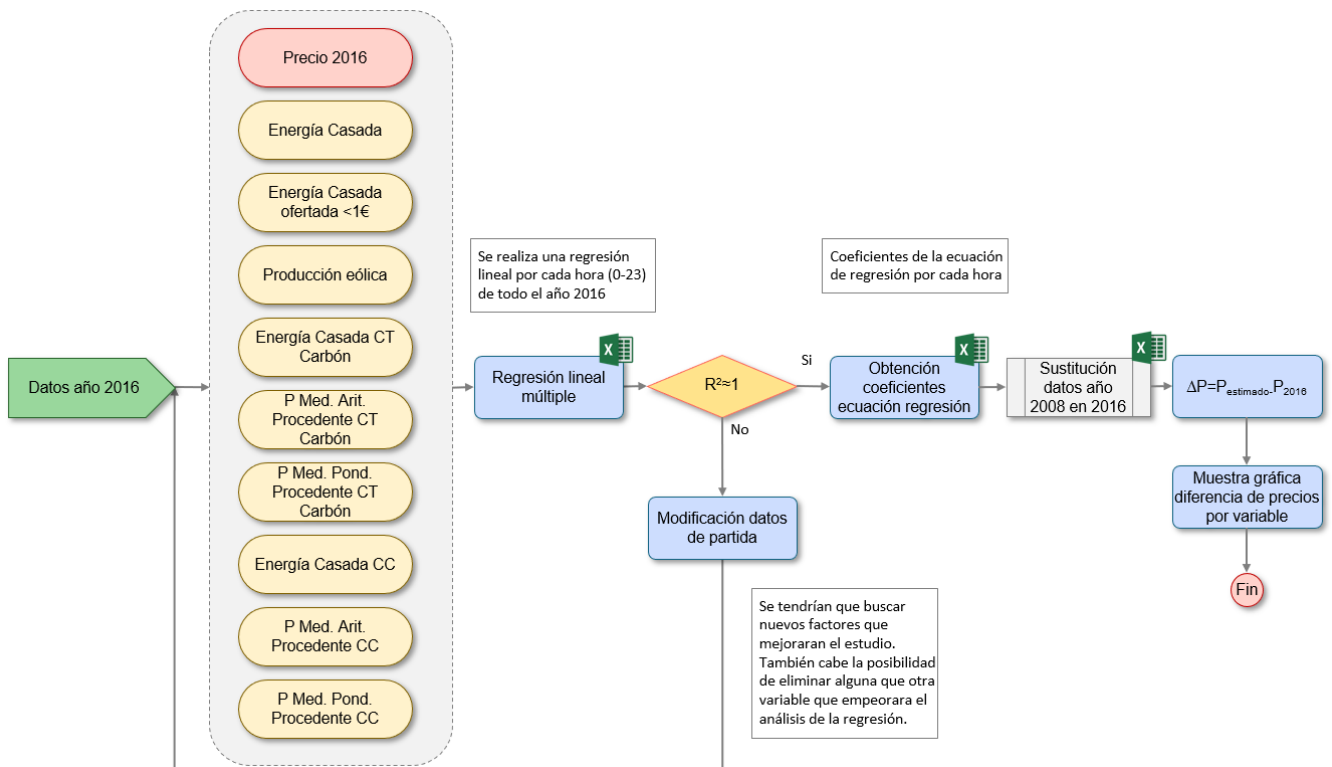


Figura 3-1 Diagrama de flujo explicativo metodología

Donde el macroproceso “Sustitución datos año 2008 en 2016”:

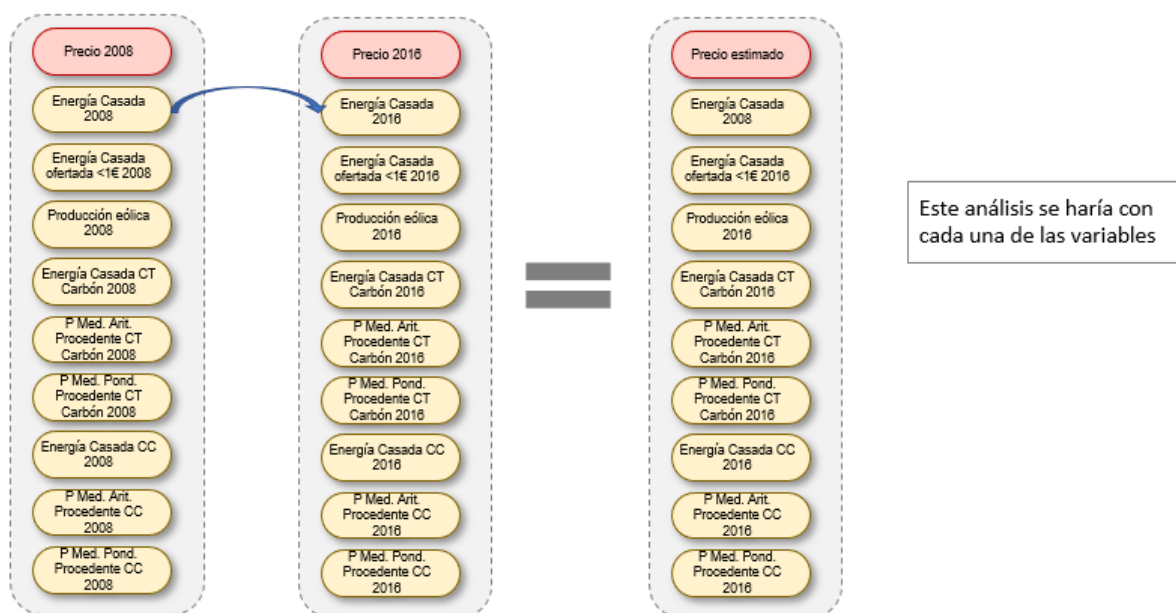
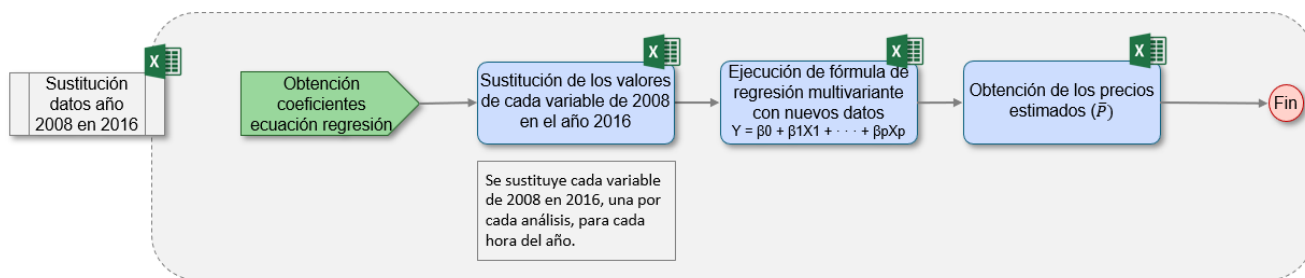


Figura 3-2 Diagrama de flujo explicativo metodología (macroproceso)





## 4 ANÁLISIS DE LA EVOLUCIÓN DE PRECIOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

---

*“En algún lugar, algo increíble está esperando ser conocido”*

. Carl Sagan.

A través de un estudio realizado por el Instituto de Tecnología de Karlsruhe, Alemania, llamado *An analysis of the decline of electricity spot prices in Europe: Who is to blame?* Se expone el análisis de la contribución de los diferentes factores causantes de la disminución de los precios de la electricidad en los últimos años en Alemania, teniendo en cuenta que el estudio se realizó en el año 2017.

Se aplica un modelo basado en agentes y un enfoque de regresión para investigar el efecto. Llegándose a la conclusión de que en contra de la percepción pública, el impacto de los precios del carbón en los precios de la electricidad alemana ha sido el doble que la expansión renovable entre 2011 y 2015. Además, si los precios del carbón no se recuperan al menos a niveles de 2011, los precios de la electricidad se mantendrían en niveles tan bajos, lo que complica la operación económica de las centrales eléctricas de gas.

Para nuestro análisis, vamos a emular este estudio, basándonos en el mercado eléctrico español, de tal forma que nos centraremos en una comparación entre el año 2008 y 2016. El hecho de tener en cuenta estos dos años se debe a que el 2008 fue el último año de la tendencia alcista del crecimiento de la demanda y crecimiento de precios de la electricidad. En 2009 los efectos de la crisis económica ya serían claramente visibles. El año 2016, en cambio, es ya un año fuera del contexto de la mencionada crisis económica, que constituye un escenario cercano para analizar. Cabe destacar que este año presenta un comportamiento muy estable y con unas condiciones muy equilibradas para poder sacar conclusiones representativas y universales para cualquier otro escenario. Además, el inicio de este proyecto se gestó con una serie de datos, cuyo año más apto y reciente era el 2016.

La justificación de usar años diferentes se debe a que el modelo necesita de una comparación para poder valorar el peso o la influencia que tiene cada variable explicativa. No solo utilizando el año 2008 se podría sacar conclusiones extrapolables a cualquier año. Es por ello, que se ha decidido emplear dos años completamente diferentes, en cuanto al comportamiento del precio de la electricidad se refiere. Se podrían sacar conclusiones todavía más exhaustivas si se emplearan más años de comparación, pero se considera que dos años pueden dar un resultado muy representativo del comportamiento del modelo.

### 4.1 Análisis del del mercado en el año 2008

#### 4.1.1 Precios del Mercado eléctrico

Con los datos publicados por OMIE sobre el mercado diario de la electricidad en España, se ha representado en

la Figura 4-1 su evolución anual a lo largo de los distintos años del principio del siglo XXI.

En dicha figura se puede observar como en el año 2007, junto con la unificación del mercado eléctrico portugués y el español, se crea el Mercado Ibérico de Electricidad, alcanzando el mayor dato registrado hasta día de hoy, en cuanto a energía se refiere. Es justo a partir de este momento, cuando el precio máximo empieza a descender de manera brusca, coincidiendo a su vez con una subida del precio mínimo de la energía eléctrica. Todo ello provoca que en 2008 se alcance el mayor Precio medio aritmético recogido hasta el momento, coincidiendo a su misma vez con la mayor energía de adquisición.

Como consecuencia, durante los próximos años las energías comercializadas en MIBEL se desplomarían. Dicho desplome supuso una caída de más de un 10% en el año 2009 con respecto a 2008, tendencia que se iría repitiendo durante el resto de los años.

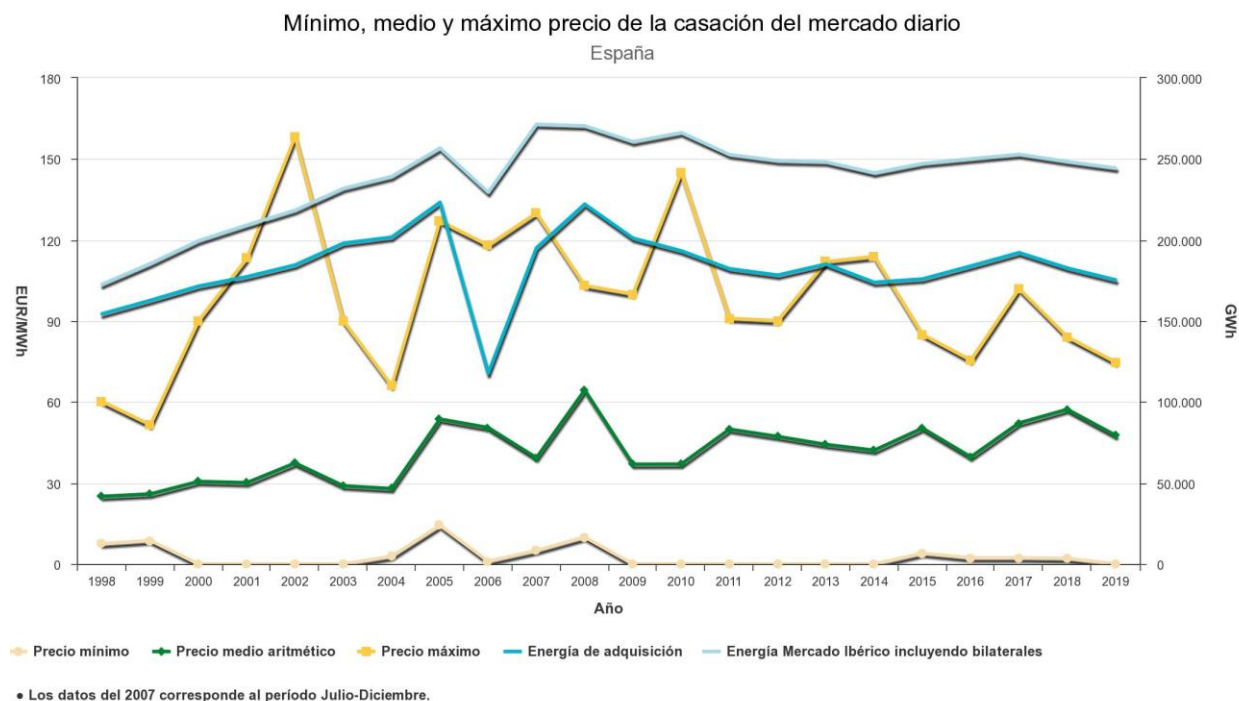


Figura 4-1 Precio máximo, medio y mínimo de casación del mercado diario [6]

En el año 2008 las cotizaciones de crudos y productos petrolíferos alcanzaron máximos históricos (144,2 dólares por barril para el crudo Brent Dated el 3 de julio), produciéndose posteriormente un fuerte descenso (de más de cien dólares hasta su mínimo de 33,7 \$/b el 23 de diciembre). Los motivos dicha caída, sostenida durante de cinco meses, están conectados con la situación de crisis económica mundial, que afectó intensamente a la demanda. A partir de este mínimo, el precio ha ido creciendo como consecuencia, entre otros motivos, de los dos recortes sucesivos de la producción efectuados por la OPEP, cuyo objetivo es alcanzar un precio en torno a los 70 \$/b, aun siendo conscientes de que en la actual coyuntura económica de crisis mundial esta cota es difícil de alcanzar. La mayor parte de los pronósticos apuntan a un paulatino aumento durante 2009.

El Brent comenzó enero de 2008 con una media mensual de 92,0 \$/Bbl y finalizó diciembre con una media de 40,4 \$/Bbl. La evolución de las cotizaciones internacionales del gasóleo de automoción en 2008 fue similar a la del crudo: fortísimo ascenso hasta julio y descenso aún más fuerte hasta diciembre. Esto provoca que, si bien las medias anuales crecen bastante de 2007 a 2008, las medias mensuales de diciembre de 2008 son alrededor de la mitad que las de diciembre de 2007. La cotización anual media del dólar pasó de 73,08 céntimos de euro en 2007 a 68,35 en 2008, lo que supuso una importante depreciación y contribuyó a mitigar la subida del crudo y sus derivados. Véase, por ejemplo, que, si en dólares por barril la subida anual del crudo fue del 34,35%, en euros por barril tan sólo alcanzó el 23,94%.

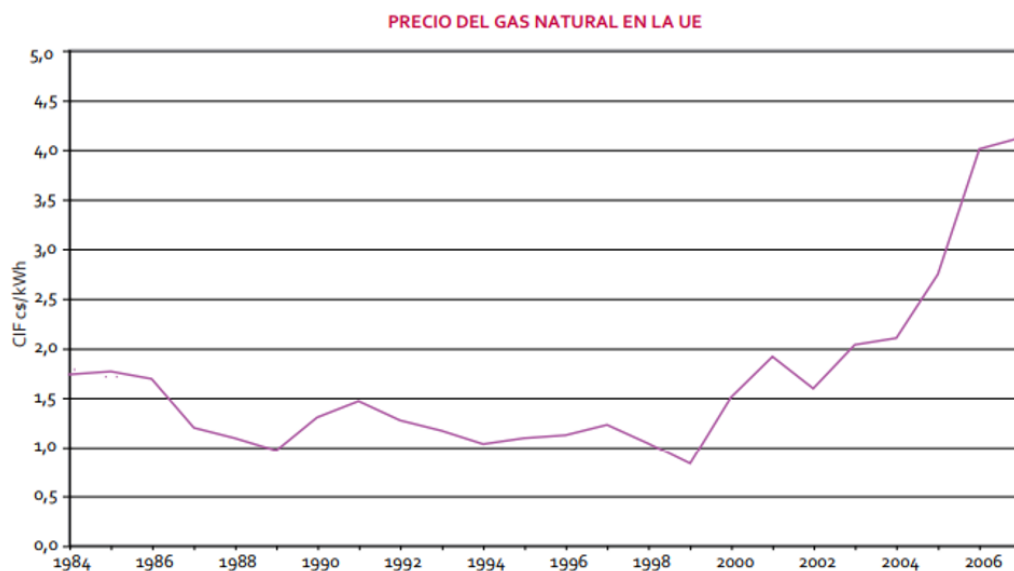


Figura 4-2 Precio del Gas Natural en la UE [7]

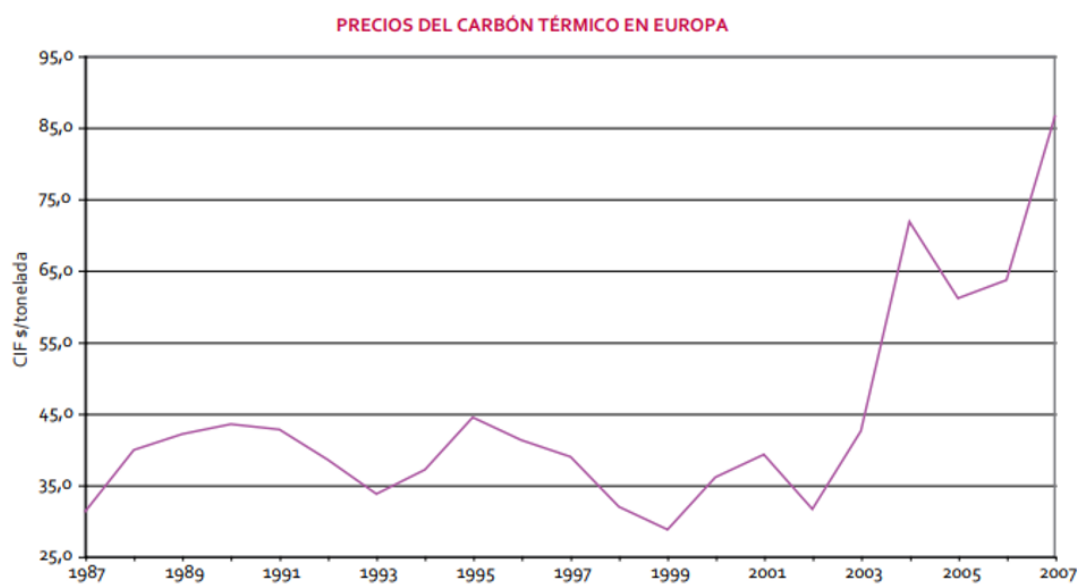


Figura 4-3 Precio del Carbón término en Europa [7]

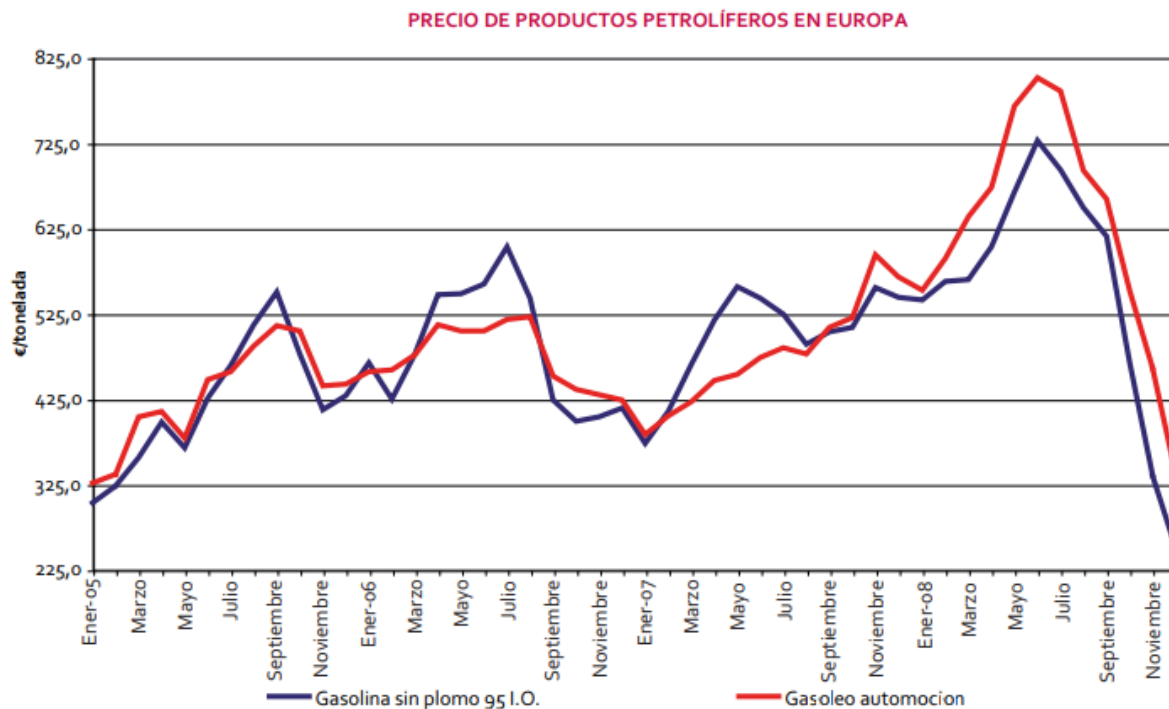


Figura 4-4 Precio de productos petrolíferos en Europa [7]

#### 4.1.2 Estructura de la energía eléctrica

El consumo de energía primaria cayó un 3,3 por ciento en 2008, hasta las 142 millones toneladas equivalentes de petróleo (tep), afectado por la crisis económica.

El año 2008 ha sido un año atípico marcado por la crisis económica y la alta volatilidad de las materias primas, que se ha cerrado con un descenso de la demanda eléctrica del 0,5 por ciento y de un 4,4 por ciento en los productos petrolíferos, dañados por la caída del 5,6 por ciento de las gasolinas.

De acuerdo con los datos provisionales del año 2008, el consumo de energía primaria decreció en un 3,1% con respecto al año anterior, mientras que el consumo primario de energías renovables creció casi a un 8.9%. Con un consumo de 10,8 millones de tep en 2008, las energías renovables han aumentado en términos absolutos en un escenario de decrecimiento de los consumos primarios contribuyendo en cerca de un 7,6% a satisfacer las necesidades de energía primaria, casi un punto porcentual más que en 2007. Si se tiene en cuenta el nuevo indicador de contribución renovable de la Directiva de Energías Renovables, la participación de las energías renovables sobre el consumo bruto de energía final alcanzó un 10,1% (8,8% en 2007).

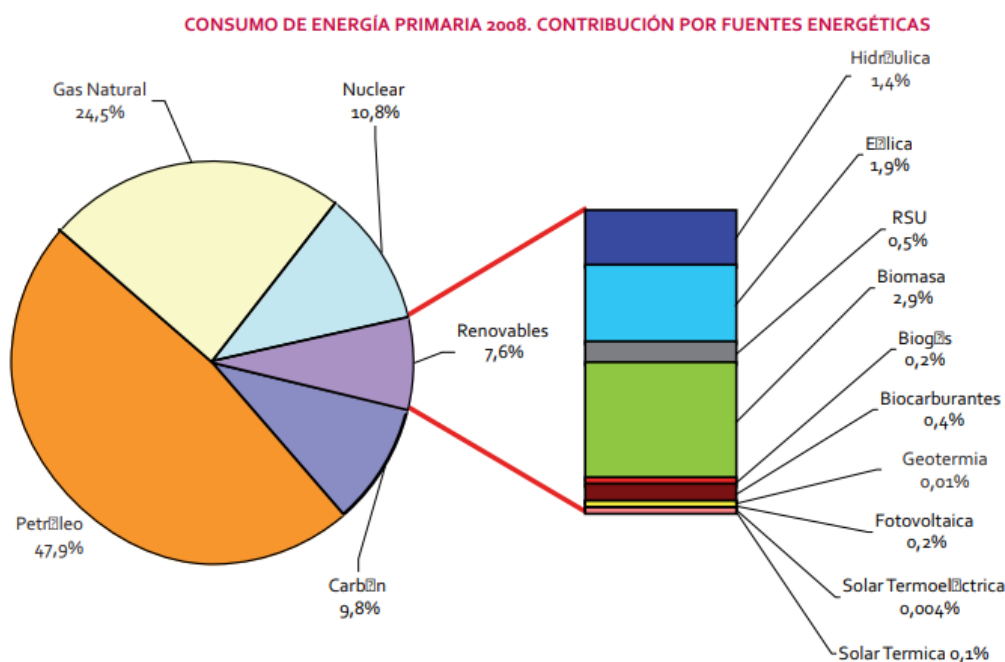


Figura 4-5 Consumo de energía primaria en 2008. Contribución por fuentes energéticas [8]

En generación eléctrica, con una producción bruta de 62.555 GWh, las energías renovables aportaron el 19,7 % de la producción (bombeo excluido), frente al 18,6% de la electricidad de origen nuclear. La producción eléctrica renovable es aportada en un 88% por la energía hidráulica y eólica. Esta última tecnología experimentó en 2008 un incremento, en términos de producción, del 14,6% con respecto al año anterior, como consecuencia, en parte, de un importante aumento de su potencia instalada con respecto al año anterior (12%). Cabe destacar también los incrementos de aportación eléctrica de la energía solar (fotovoltaica 413%, y termoeléctrica 97% con respecto a 2007). La actividad de las energías renovables ha estado caracterizada por los progresos realizados en el consumo primario de biocarburantes (56%); la producción primaria fotovoltaica (413%) multiplicándose por cinco su capacidad instalada en este último año con respecto a 2007; y también destaca el aumento de la producción primaria de energía solar termoeléctrica en un 97% en este último año, dado que aumentó su capacidad instalada en 50 MW.

**PRODUCCIÓN CON FUENTES RENOVABLES EN 2008**

	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción en términos en Energía Primaria (Provisional 2008) (ktep)	producción de términos de Energía Primaria (Año Medio) <sup>(1)</sup> (ktep)
<i>Generación de electricidad</i>				
Hidráulica (> 50 MW) (2)	13.521	9.802	843	2.151
Hidráulica (entre 10 y 50 MW)	3.058	10.517	904	526
Hidráulica (< 10 MW)	1.872	2.952	254	499
Biomasa	374	2.485	683	740
R.S.U.	189	1.835	770	395
Eólica	16.546	31.802	2.735	3.415
Solar fotovoltaica	3.270	2.512	216	422
Biogás	149	635	202	282
Solar termoelectrica	61	15	6	14
<b>Total áreas eléctricas</b>	<b>39.041</b>	<b>62.555</b>	<b>6.613</b>	<b>8.444</b>
<i>Usos térmicos</i>				
	<i>m<sup>2</sup> solar t. baja temp.</i>			<i>(ktep)</i>
Biomasa			3.470	3.470
Biogás			26	26
Solar térmica de baja temperatura	1.664.771		129	129
Geotermia			8	8
<b>Total áreas térmicas</b>			<b>3.634</b>	<b>3.634</b>
<i>Biocarburantes (transporte)</i>				
<b>Total biocarburantes</b>			<b>601</b>	<b>601</b>
<b>Total energías renovables</b>			<b>10.848</b>	<b>12.679</b>
<b>Consumo energía primaria (ktep)</b>			<b>142.075</b>	<b>142.075</b>
<b>Energías Renovables/Energía Primaria (%)</b>			<b>7,6%</b>	<b>8,9%</b>

Tabla 4-1 Producción con fuentes renovables en 2008 [8]

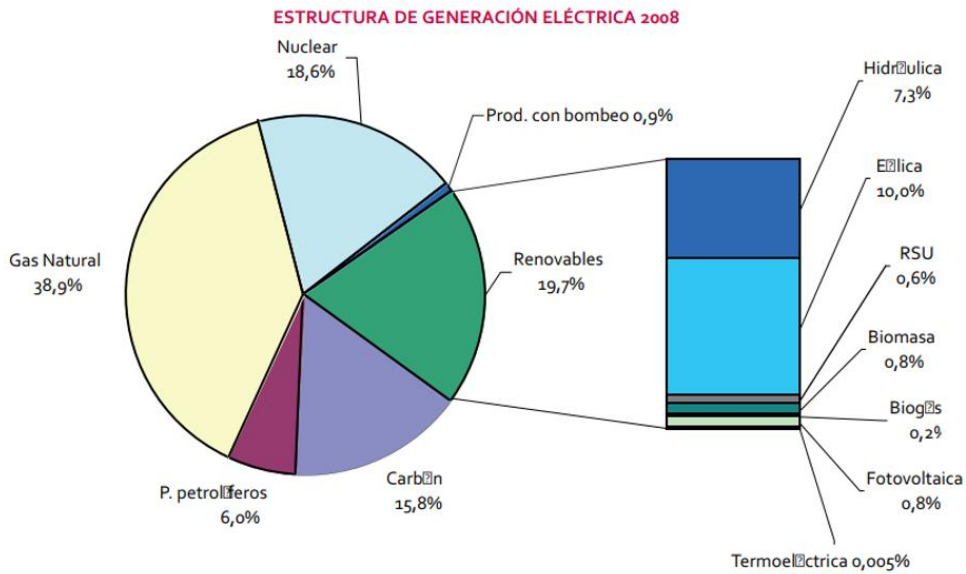


Figura 4-6 Estructura de generación eléctrica en 2008 [9]

Se puede llegar a la conclusión, de que a pesar de que las energías renovables empiezan a cobrar un papel más importante, España sigue dependiendo mucho de aquellas energías fósiles y de la nuclear, lo que tienen sus consecuencias importantes en el mercado de la energía y su correspondiente precio.

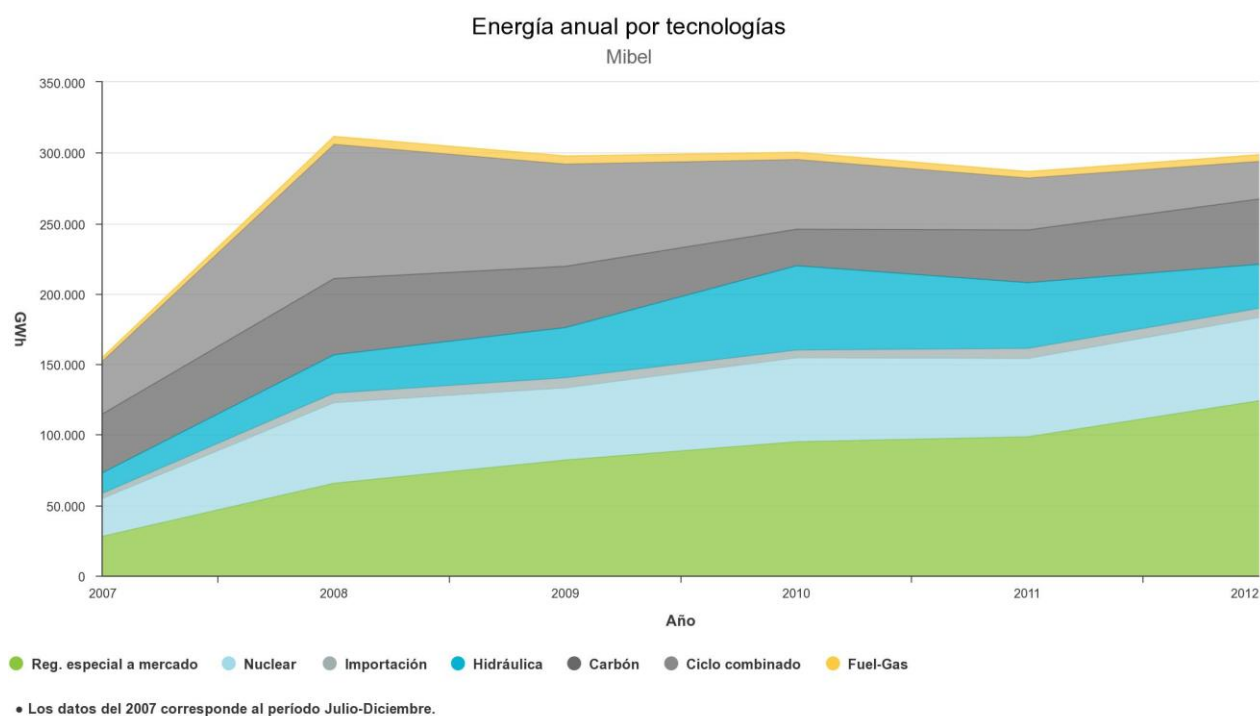


Figura 4-7 Energía anual por tecnologías (Mibel) año 2008 [10]

En resumen, el año 2008 es un año de elevados precios desde 1998 y donde confluyen una gran demanda, amplia cobertura con generación térmica (carbón y ciclos combinado) y poca hidráulica. Además, el llamado régimen especial (cogeneración y renovables) comienza su despegue por lo que el mercado no puede beneficiarse de las bajadas de precio propiciadas por la integración de renovables. En la referencia [11] se demuestra que la integración de renovables (o generación que oferta a precio cero) produce una reducción en los precios del mercado en lo que se denomina “el efecto por ordenación del mérito”.

La integración de la producción renovable (régimen especial) en el mercado a coste cero o muy bajo, impulsada por las políticas gubernamentales de primas a las renovables (régimen especial), produce en el mercado un mecanismo de sustitución de otras tecnologías convencionales, con mayores costes de producción, lo que hace bajar los precios del mercado. Esto conduce a que:

- Se reduce el coste de la energía negociada en el mercado, lo que significa una transferencia de renta del conjunto de los generadores, que ven reducidos sus ingresos, a los consumidores, que ven reducidos sus costes en el mercado.
- Se produce una transferencia de renta entre los propios productores, ya que una parte de la producción convencional (la marginal, más cara) se ve sustituida por otra renovable (ofertada a coste cero o muy bajo).
- Los consumidores se ven sometidos a dos efectos contrapuestos. Por un lado, se ven beneficiados porque reducen sus costes en el mercado, pero por otro, son perjudicados porque han de pagar la prima renovable. [12]

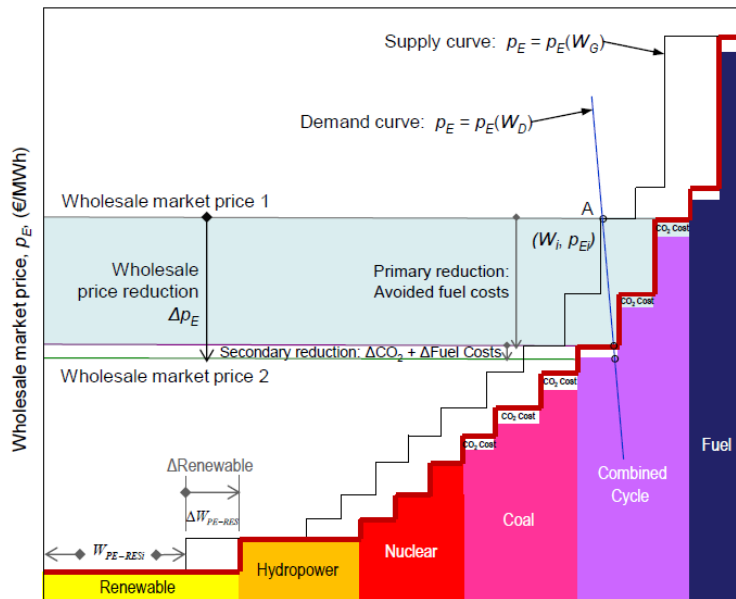


Figura 4-8 Ilustración del efecto de ordenación por mérito ante el incremento de renovables [11]

## 4.2 Análisis del del mercado en el año 2016

### 4.2.1 Precios Mercado Eléctrico

El precio promedio del mercado diario de electricidad OMIE en España en 2016 ha sido de 39,67 €/MWh, lo que representa 10,66 €/MWh menos que en 2015. La caída más importante del precio fue durante la primera mitad del año con un precio promedio 17,01 €/MWh más bajo que en la primera mitad de 2015, una bajada de precio debido, fundamentalmente, al aumento de la producción de electricidad con tecnologías renovables hidroeléctrica y eólica, y también por la bajada de los precios de los combustibles fósiles utilizados en la generación eléctrica. Durante esta primera mitad del año se produjo el precio horario más bajo del año con 2,30 €/MWh.

El año 2016 empezó prolongando la caída generalizada del precio de los principales combustibles para la generación de electricidad iniciada en la segunda mitad de 2015. A partir del segundo trimestre la tendencia bajista frenó y los precios empezaron a remontar. Aun así, tanto el petróleo Brent como el gas Zeebrugge no han conseguido recuperar los valores de principios de 2015.

El precio del gas Zeebrugge tocó fondo en abril con un promedio mensual de 12,06 €/MWh. En noviembre, el precio se había recuperado hasta los 18,07 €/MWh, pero aun lejos de los 22,50 €/MWh de promedio en febrero de 2015. Durante todo el 2016, el precio del barril de petróleo Brent se ha ido recuperando después del desplome de finales de 2015, desde el mínimo mensual de \$30,70 en enero, hasta los \$53,35 en diciembre.

El precio del carbón europeo CIF ARA que comenzó el año alrededor de los 45 \$/t empezó a remontar en el mes de junio, y en el último trimestre, gracias entre otros al aumento de la demanda del mineral en Francia, repuntó y cerró el año con un promedio en diciembre de 87,23 \$/t.



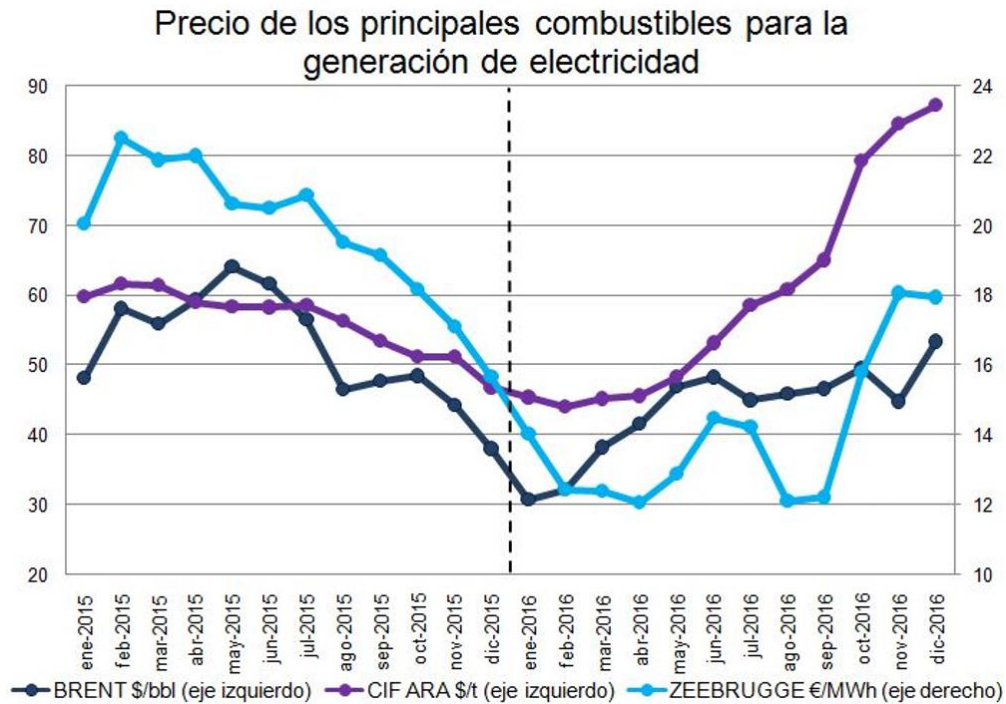


Figura 4-9 Precio de combustibles para la generación de electricidad en 2016 [13]

En el último trimestre del año 2016 se registró una subida clara del precio debido a la mayor exportación de electricidad hacia a Francia por las paradas de varias de sus centrales nucleares que proveen la mayor parte de la electricidad del país. El precio promedio durante este último trimestre alcanzó los 56,48 €/MWh, y superó el precio promedio del último trimestre de 2015 en 5,25 €/MWh. Fue durante este último trimestre, en el mes de diciembre, cuando se registró el precio horario más caro de todo el año, 75,50 €/MWh, que se registró el día 16 entre las 18:00 y las 19:00.

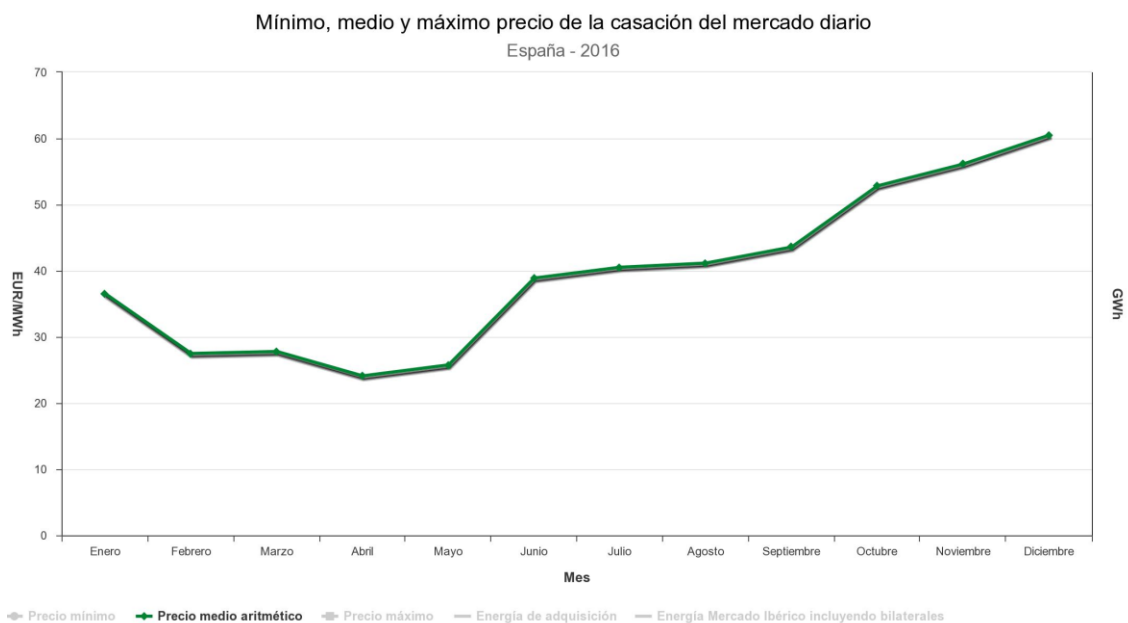


Figura 4-10 Precio del mercado diario de electricidad de España en 2016 [14]

## 4.2.2 Estructura de la energía eléctrica

La demanda final de energía eléctrica en 2016 fue de 233.936 GWh, con aumento del 0,8% respecto a la del año anterior. Estas tasas de variación son debidas a la evolución de la actividad económica, en particular de la industria.

La producción eléctrica bruta en el conjunto nacional ascendió en 2016 a 274.230GWh, un 2% inferior a la del año anterior. Como puede observarse en el cuadro 3.2, la estructura de generación muestra un aumento de la producción de energía hidroeléctrica significativo, no obstante, hay que tener en cuenta que en el año 2015 la hidroeléctrica disminuyó un 27% respecto al año anterior. La generación mediante energías renovables ha disminuido ligeramente y la producción térmica ha disminuido en un 10% aproximadamente.

PRODUCCIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (POR COMBUSTIBLES) (UNIDAD: GWH)			
	2015	2016	2016/2015
Hidroeléctrica	24.208	33.940	40,2%
Térmica	152.297	136.045	-10,7%
Nuclear	57.305	58.619	2,3%
Antracita	4.839	3.004	-37,9%
Lignito negro	3.238	1.832	-43,4%
Hulla	42.723	31.013	-27,4%
Gas siderúrgico	1.091	1.015	-6,9%
Gas natural	28.616	27.494	-3,9%
Prod. petrolíferos	14.484	13.068	-9,8%
Hidroeléctrica	7.160	5.915	-17,4%
Eólica	49.325	48.914	-0,8%
Fotovoltaica	8.267	8.064	-2,5%
Termosolar	5.592	5.578	-0,3%
Carbón	566	518	-8,4%
Gas siderúrgico	219	-	-100,0%
Gas natural	23.882	25.337	6,1%
Prod. petrolíferos	2.757	3.695	34,1%
Biomasa	4.014	4.038	0,6%
Biogas	982	893	-9,0%
R.S.U. renovable	768	734	-4,5%
R.S.U. no renovable	768	734	-4,5%
Otras fuentes	216	226	4,6%
<b>Total producción nacional (GWh bc)</b>	<b>281.020</b>	<b>274.630</b>	<b>-2%</b>
Consumos propios	11.270	10.319	-8,4%
Consumo en bombeo	4.520	4.819	6,6%
Importación -exportación	-133	7.666	-5.863,8%
<b>Demanda nacional (GWh bc)</b>	<b>265.097</b>	<b>267.158</b>	<b>1,8%</b>

Tabla 4-2 Producción nacional de energía eléctrica (por combustible) en 2016 [15]

La producción en centrales nucleares aumentó ligeramente respecto al año anterior (2,3%). La producción con carbón disminuyó sensiblemente en todos los tipos (antracita, lignito negro y hulla).

La producción con productos petrolíferos ha disminuido. Ha disminuido también la generación en centrales de ciclo combinado con gas en un 4% aproximadamente, y ha aumentado la cogeneración con gas un 6,1%.

Las renovables en España representaron en 2016 más del 45 % de la potencia instalada y casi el 39 % de la

generación nacional. En el sistema peninsular, que supone cerca del 95% de la generación nacional, la cuota de renovables alcanzó casi un 41%.

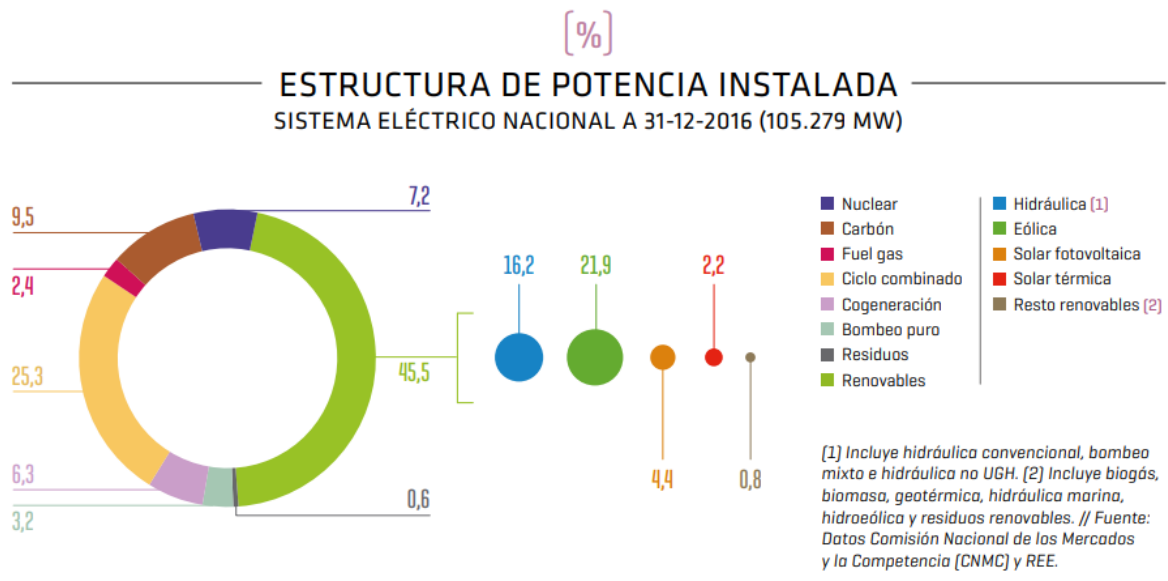


Figura 4-11 Estructura de potencia instalada en 2016 [15]

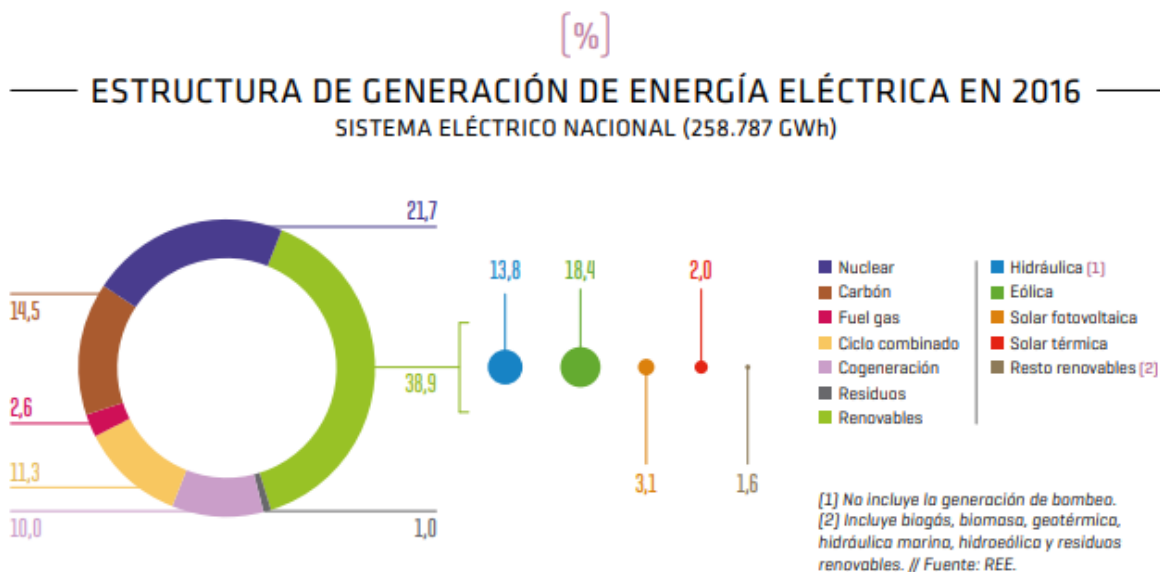


Figura 4-12 Estructura de generación de energía eléctrica en 2016 [15]

La evolución de la potencia renovable instalada en España a lo largo de los últimos diez años muestra que las tecnologías eólica y solar han sido las impulsoras del gran incremento producido en dicho período, casi el 70% de crecimiento respecto al año 2007. Las energías renovables han ido aumentando su relevancia en el conjunto de la generación eléctrica nacional con una participación en 2016 próxima al 39%, casi el doble que diez años atrás. En el sistema peninsular que representa alrededor del 95% de toda la producción nacional, la cuota de renovables en la generación alcanzó el 40,8%.

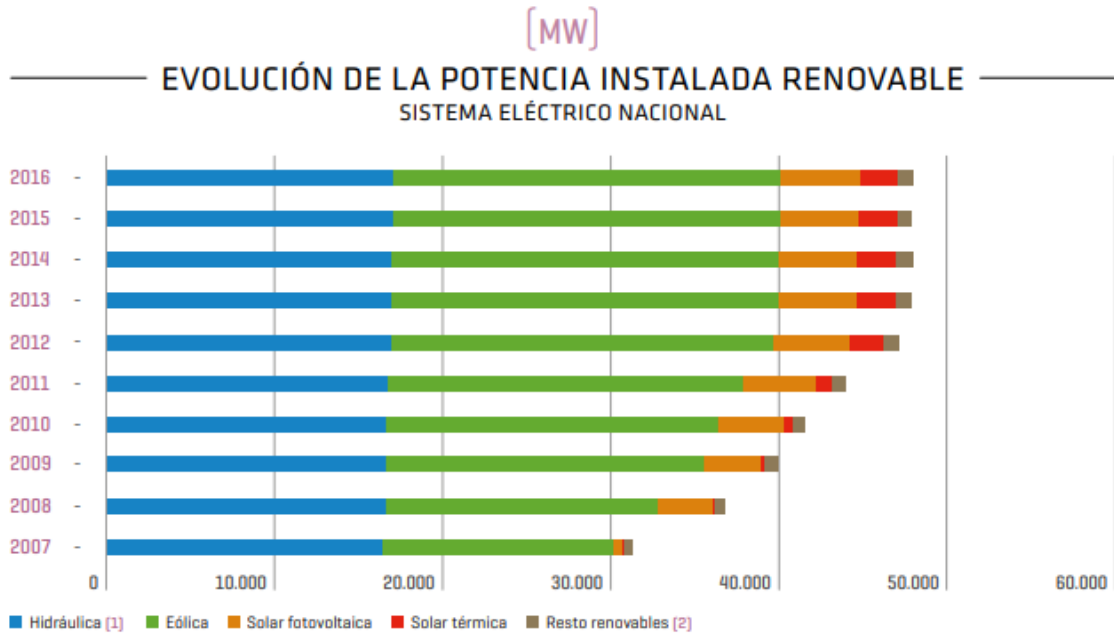


Figura 4-13 Evolución de la potencia instalada renovable en 2016 [15]

La eólica es la tecnología renovable más relevante y también ocupa un papel destacado en el mix eléctrico de generación, situándose en 2016 como segunda fuente con una cuota del 18,4% de la producción nacional. Respecto a las fuentes de origen renovable, la eólica supuso por si sola el 47,3% de toda la generación renovable en 2016. Desde el año 2007, la eólica ha sido la principal fuente de generación renovable motivado en buena medida por la mayor capacidad instalada año tras año, pero también por su regularidad. En efecto, a diferencia de la hidráulica, cuya dependencia de las condiciones meteorológicas es enorme, la eólica se muestra mucho más constante en su producción, si bien también tiene cierto grado de dependencia de dichas condiciones.

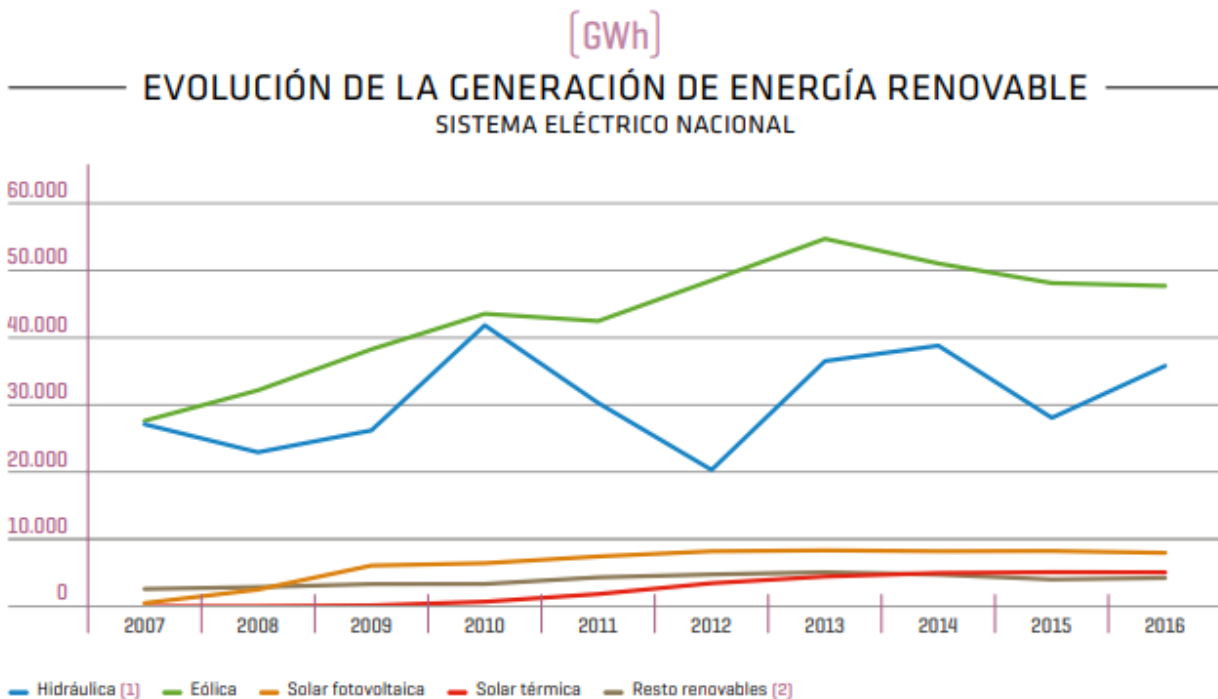


Figura 4-14 Evolución de la generación de energía renovable en 2016 [15]

En comparación con el resto de los países europeos, España se ha situado en cuarto lugar en volumen de generación renovable. En cuanto a la contribución de las energías renovables a la generación total, España presenta siempre cifras superiores a la media europea, en la que también se observa una evolución positiva durante los últimos años motivada por los objetivos establecidos por la Unión Europea en materia de renovables y emisiones.

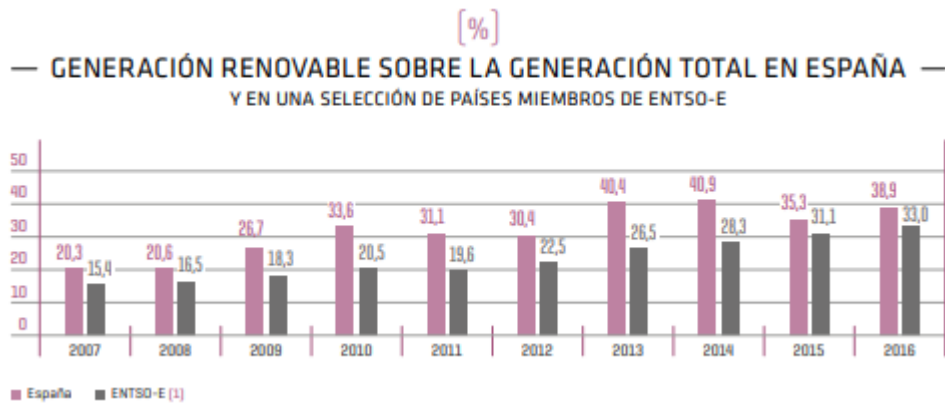


Figura 4-15 Generación renovable sobre la generación total en España en 2016 [15]



Figura 4-16 Energía renovable sobre la producción total en 2016 [15]

En resumen, el año 2016 a grosso modo se puede describir cómo un año donde existen bajos precios de electricidad, es estable en renovables (en comparación con los años 2015 y 2017) y alto en hidráulica (ver figura siguiente).

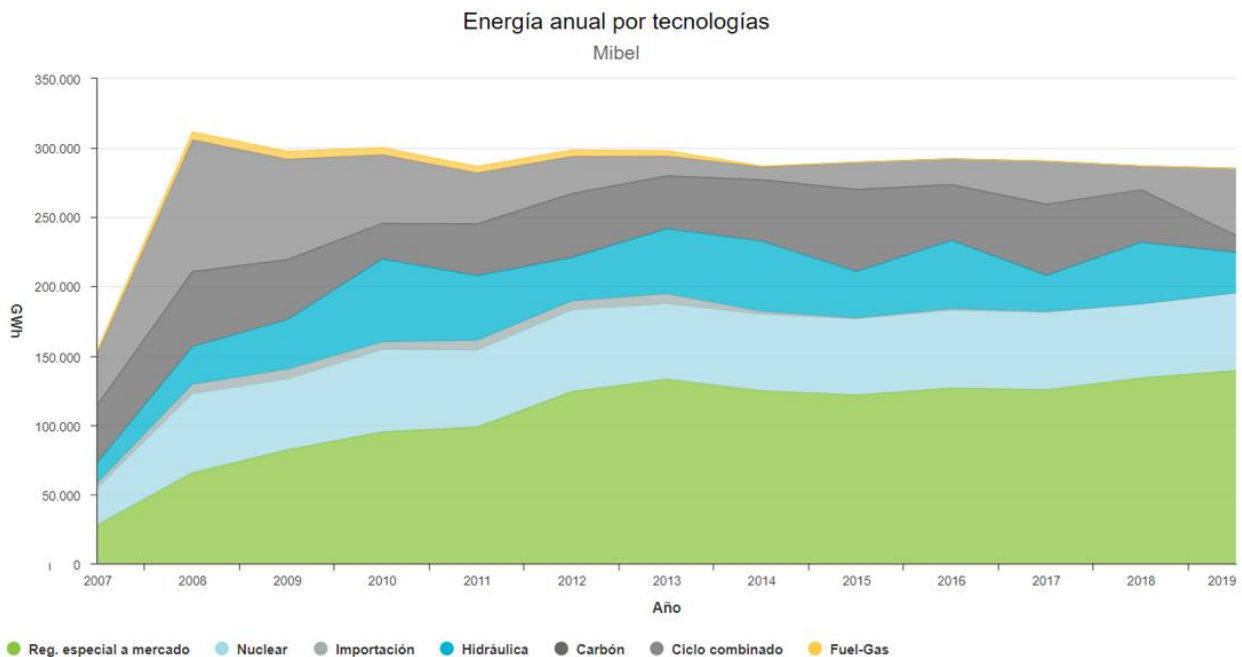


Figura 4-17 Energía anual por tecnologías año 2016 [6]

### 4.3 Año 2008 vs año 2016

Como ha sido explicado anteriormente, el año 2008 fue un año distinto, un tanto peculiar debido principalmente a la crisis sufrida, es por ello por lo que es nuestro principal argumento en nuestro estudio.

Para conocer lo que hubiese sucedido en 2016 si se mantuviese el comportamiento acontecido en 2008, se eligen una gran cantidad de variables que afectan directamente al precio de la energía eléctrica. La intención de ello es obtener evidencias matemáticas de lo que hubiese ocurrido, no solo basarnos en cuestiones lógicas y sobre todo políticas, que pueden llevarnos a una conclusión errónea.

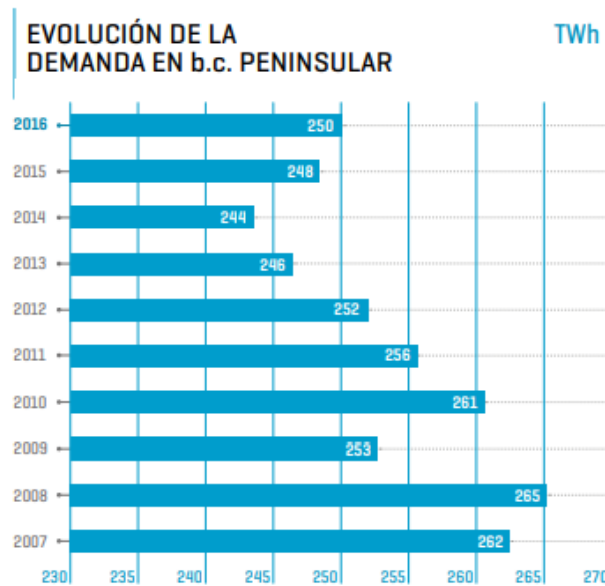


Figura 4-19 Evolución de la demanda peninsular entre los años 2007-2016 [8]

Los años 2008 y 2016 fueron años muy distintos, donde hubo dos grandes diferencias. En 2008 la demanda era superior a 2016 debido a que este año comienza la crisis económica. La siguiente gran diferencia es que durante los 2008-2016 se ha mantenido el crecimiento en instalaciones renovables por lo que 2016 tiene a groso modo mayor contribución renovable y menor demanda. Además, se puede comprobar que el precio del mercado diario en 2016 es mucho menor que el precio en 2008 (decir cómo de menor). La idea de este trabajo es dilucidar qué factores han contribuido de manera más significativas a la reducción del precio de la energía entre 2008 y 2016.

#### 4.3.1 Variables de estudio

El primer punto de partida de este Proyecto consistió en hacer un primer estudio de las variables que implican un impacto directo en el precio de la electricidad. Para ello, se obtuvieron las tablas horarias correspondientes a los años comprendidos entre 2008 y 2016 con todas las variables consideradas desde el inicio, con el objetivo de excluir de nuestro modelo las que no implicaran gran cambio en el resultado, ya que lo único que podían provocar era un mayor ruido en las conclusiones.

Se hizo una primera regresión múltiple de tal forma que se analizó el resultado del  $R^2$  y la Correlación Múltiple de dicha herramienta matemática. Se fue eliminando cada una de estas variables para comprobar con cuál de ellas el valor de dichos coeficientes aumentaba, ya que:

- El  $R^2$  es una medida estadística de qué tan cerca están los datos de la línea de regresión ajustada. Cuanto mayor es su valor, mejor se ajusta el modelo a los datos.
- El coeficiente de correlación múltiple es una medida de lo bien que una variable dada puede predecirse utilizando una función de un conjunto de otras variables.

Finalmente, las variables que presentaban una mayor implicación en nuestro estudio fueron las siguientes:

- Energía Casada (MWh)
- Energía casada (MWh) ofertado a precios menor de 1€



- Producción Eólica (MWh)
- Energía casada procedente de centrales térmicas de carbon (MWh)
- Precio medio aritmético de la energía procedente de centrales térmicas de carbón (€/MWh)
- Precio medio ponderado de la energía procedente de centrales térmicas de carbon (€/MWh)
- Energía casada procedente de ciclos combinados (MWh)
- Precio medio aritmético de la energía procedente de los ciclos combinados (€/MWh)
- Precio medio ponderado de la energía procedente de los ciclos combinados (€/MWh)

\* Energía casada (MWh) ofertado a precios menor de 1€ hace referencia fundamentalmente a energía nuclear y renovable

Con los siguientes resultados estadísticos:

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coeficiente de correlación múltiple	0,898431912
Coeficiente de determinación R <sup>2</sup>	0,8071799
R <sup>2</sup> ajustado	0,807157906

Tabla 4-3 Valores de la estadística de la regresión

### 4.3.2 Análisis de los resultados

Una vez obtenidas las variables de mayor impacto, se procede a estudiar la implicación de cada una de ellas en ambos años. Para ello, se separan las horas de cada día, de cada mes del año 2008 y el 2016. Para cada una de estas horas, se registran los valores correspondientes a cada una de las variables citadas anteriormente, así como el precio de la electricidad (€/MWh) para dicha hora. Estos valores, son un histórico obtenido directamente de la web del Operador del Mercado Eléctrico OMIE, accessible para cualquier usuario. Hay que mencionar que para cada hora hay que conocer la curva de generación del mercado diario, identificar las unidades térmicas y guardar el precio de sus ofertas. Las reglas de mercado permiten que una unidad de generación oferte diversos tramos de energía a distintos precios. En este trabajo se ha tomado para cada hora el valor del precio medio de todas las ofertas casadas de la tecnología térmica correspondiente.

Para el año 2016, se procede de la misma forma que para el año 2008, pero, además, se realiza una regresión multivariante para cada una de las 24 horas del año, obteniendo de esta forma, de manera cuantitativa, el “peso” de cada una de las variables, ya que como se comentó anteriormente, la regresión no es más que una función tal como sigue:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \dots + \beta_p X_p + \varepsilon$$

En resumen, para un año se va a disponer de 24 regresiones lineales. Para obtener el valor de cada uno de los datos necesarios para dicha fórmula, se ha empleado la herramienta Excel. Esta dispone de una funcionalidad estándar que nos permite hacer regresiones lineales simples y multivariantes, de tal forma que, se selecciona el Precio como variable Y y el resto de las anteriormente citadas como variables X.

Como resultado se aprecia un análisis completo como el ejemplo siguiente, correspondiente a la hora 5 del año 2016:



<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,948605391
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0,899852188
R <sup>2</sup> ajustado	0,899749191
Error típico	4,710667821
Observaciones	8761

## ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	9	1744826,932	193869,6592	8736,64896	0
Residuos	8751	194188,1144	22,19039132		
Total	8760	1939015,047			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95.0%</i>	<i>Superior 95.0%</i>
Intercepción	24,20542391	0,38847096	62,30948123	0	23,4439295	24,96691833	23,4439295	24,96691833
Variable X 1	0,001302962	3,0183E-05	43,16845725	0	0,001243796	0,001362128	0,001243796	0,001362128
Variable X 2	-0,00202256	3,586E-05	-56,402131	0	-0,00209285	-0,00195227	-0,00209285	-0,00195227
Variable X 3	-0,00024401	2,1381E-05	-11,4125356	5,893E-30	-0,00028593	-0,0002021	-0,00028593	-0,0002021
Variable X 4	0,000262905	3,8436E-05	6,840036749	8,44861E-12	0,000187561	0,000338249	0,000187561	0,000338249
Variable X 5	0,500339429	0,0245958	20,342473	6,35913E-90	0,452125875	0,548552983	0,452125875	0,548552983
Variable X 6	0,227212254	0,02760302	8,231428681	2,11586E-16	0,173103854	0,281320654	0,173103854	0,281320654
Variable X 7	-0,00028993	5,2819E-05	-5,48904802	4,15402E-08	-0,00039347	-0,00018639	-0,00039347	-0,00018639
Variable X 8	0,173793515	0,01467781	11,84055941	4,23121E-32	0,145021551	0,202565479	0,145021551	0,202565479
Variable X 9	-0,0718778	0,01764558	-4,07341617	4,67373E-05	-0,10646728	-0,03728831	-0,10646728	-0,03728831

Tabla 4-4 Ejemplo regresion multiple hora 5 año 2016 (Excel)

De especial relevancia para el análisis e interpretación de nuestra regresión lineal múltiple son los datos marcados en las Estadísticas de la regresión:

Coefficiente de correlación múltiple: = 0,948605391

Coefficiente de determinación R<sup>2</sup>: = 0,899852188

R<sup>2</sup> ajustado: = 0,899749191

Error típico: = 4,710667821

El cálculo mostrado para el coeficiente de correlación múltiple (R) será la raíz cuadrada del Coeficiente de determinación R<sup>2</sup>, y este último viene del cociente entre la 'suma de los cuadrados de la regresión' entre 'la suma de los cuadrados del total'.

Aunque para los casos de regresión lineal múltiple es conveniente fijarse en el  $R^2$  ajustado, ya que este es la medida que define el porcentaje explicado por la varianza de la regresión en relación con la varianza de la variable explicada, esto es, lo mismo que el  $R^2$ , pero con una diferencia, y es que el  $R^2$  ajustado tiene en cuenta el tamaño muestral y la inclusión de variables.

Este  $R^2$  ajustado y el  $R^2$  debe ser un valor entre 0 y 1 cuanto más próximo a 1 mejor reflejaría una correlación.

Por otra parte, es importante que el error típico sea lo más bajo posible.

Otras variables relevantes son dentro de la sección de ANOVA (Análisis de varianza):

F: = 8736,64896

Valor crítico de F: = 0

Este valor nos aporta la significación (si es o no relevante el análisis obtenido); siempre que el valor crítico sea inferior al alfa del estudio. Alfa ha de ser un valor lo más pequeño posible.

En este caso, al ser el valor crítico de F 0, no hay discusión que a nivel global es significativo.

De la última sección del análisis nos quedaremos con los coeficientes de la ecuación de regresión:

Intercepción: = 24,20542391 -el valor de la constante de la ecuación buscada

Variable X1: = 0,001302962-el parámetro para la primera variable

Variable X2: = -0,00202256-el parámetro para la segunda variable

Variable X3: = -0,00024401-el parámetro para la tercera variable

Variable X4: = 0,000262905-el parámetro para la cuarta variable

Variable X5: = 0,500339429-el parámetro para la quinta variable

Variable X6: = 0,227212254-el parámetro para la sexta variable

Variable X7: = -0,00028993-el parámetro para la séptima variable

Variable X8: = 0,173793515-el parámetro para la octava variable

Variable X9: = -0,0718778-el parámetro para la novena variable

Estos indican “el peso” de cada una de las variables para la hora en cuestión.

Una vez hecho el análisis para todas las horas del día de cada mes, del año 2016, se sustituye el valor de las variables del año 2008 en sus homólogas del año 2016 para ver cómo evoluciona el precio final de la electricidad (aclarar que se sustituye una variable por cada regresión analizada, es decir, se sustituye solo una variable del año 2016 por una del 2008, mientras que el resto permanece con las correspondientes al año 2016, nunca sustituyendo más de una de manera simultánea). Es así como podemos estudiar el impacto de cada variable (con su correspondiente valor) en un año tan distinto como fue el 2008 en un año estándar como el 2016 y, sacar así, una conclusión cuantitativa del diferencial del precio producido entre ambos años como consecuencia de cada una de las variables estudiadas.

Para poder obtener dichos resultados, se hace una tabla de fórmulas en nuestra hoja de cálculo, de tal forma que la primera columna son los argumentos de esta:

Tipo	Nombre
Constante	Intercepción
Variable X1	Energía casada (MWh)
Variable X2	Energía casada (MWh) ofertado a precios menor de 1€
Variable X3	Producción Eólica (MWh)
Variable X4	Energía casada procedente de CT carbón (MWh)
Variable X5	Precio medio aritmético energía procedente de CT carbón €/Mwh
Variable X6	Precio medio ponderado energía procedente de CT carbón €/Mwh
Variable X7	Energía casada procedente de CC (MWh)
Variable X8	Precio medio aritmético energía procedente de CC €/Mwh
Variable X9	Precio medio ponderado energía procedente de CC €/Mwh

Obtenidos en el cálculo de la regresión anteriormente explicada.

El resto de las columnas son las variables dependientes de la formula que integran la regresión multivariante:

Intercepción	b0	b1*x1	b2*x2	b3*x3	b4*x4	b5*x5	b6*x6	b7*x7	b8*x8	b9*x9	Precio
Variable X 1											
Variable X 2											
Variable X 3											
Variable X 4											
Variable X 5											
Variable X 6											
Variable X 7											
Variable X 8											
Variable X 9											

Figura 4-20 Ejemplo de fórmula aplicada en herramienta de cálculo

B0, b1, b2... b9 son los valores de cada una de las variables en el año en cuestión.

Completando dicha tabla, se obtiene el resultado buscado.

Como estamos tratando un gran volumen de datos, más específicamente de 366 filas (días del año) por cada una de las columnas implicadas, trasladamos todo ello a una tabla resumen-conclusión con la media aritmética de todo el volumen estudiado. Por cada hora del día, se analizan los resultados siguientes:

- Variable N media (2008): Media aritmética de la variable  $V_N$  para la hora N en el año 2008
- Variable N media (2016): Media aritmética de la variable  $V_N$  para la hora N en el año 2016
- Precio (2016): Precio medio para la hora N en el año 2016
- $\hat{P}$ : Precio medio para la hora N en el año 2016 con la variable  $V_N$  del año 2008

- Incremento Precio: Diferencia de precio  $\hat{P}$  – Precio (2016)

A continuación, se detallan los resultados obtenidos:

1. Sustitución Variable X1: Energía casada (MWh)

Hora	Energía Casada (2008)	Energía Casada (2016)	Precio (2016)	Precio estimado	Incremento Precio
1	24551,26	23110,05	34,97	36,55	<b>1,58</b>
2	24445,13	23117,73	34,92	36,70	<b>1,78</b>
3	22120,09	23220,26	32,58	34,59	<b>2,01</b>
4	22544,54	21591,65	31,28	33,29	<b>2,02</b>
5	22318,38	21367,82	30,76	32,80	<b>2,04</b>
6	22308,45	21422,19	31,85	33,86	<b>2,01</b>
7	23274,19	22295,36	35,39	37,14	<b>1,75</b>
8	25129,71	23720,43	39,68	41,76	<b>2,07</b>
9	27416,46	24958,44	42,28	45,24	<b>2,97</b>
10	28802,86	27064,46	43,34	45,05	<b>1,71</b>
11	30489,77	28858,85	43,32	44,68	<b>1,36</b>
12	31001,12	29536,75	42,52	43,61	<b>1,09</b>
13	31147,36	29950,77	41,98	42,79	<b>0,81</b>
14	30989,07	30143,44	41,91	42,02	<b>0,11</b>
15	29466,38	29806,57	40,72	39,82	<b>-0,90</b>
16	28496,91	29423,62	39,28	38,32	<b>-0,97</b>
17	28569,83	29059,08	39,00	38,96	<b>-0,04</b>
18	29295,35	28928,32	40,49	41,50	<b>1,01</b>
19	30884,03	28825,92	42,48	47,32	<b>4,83</b>
20	31890,49	29036,67	44,55	48,10	<b>3,55</b>
21	32631,77	29203,39	45,70	49,69	<b>3,98</b>
22	33136,90	29055,04	46,00	50,36	<b>4,37</b>
23	31551,82	28006,99	43,54	48,40	<b>4,86</b>
24	28719,77	26353,72	39,91	44,21	<b>4,30</b>

Tabla 4-5 Sustitución Energía casada 2008-2016

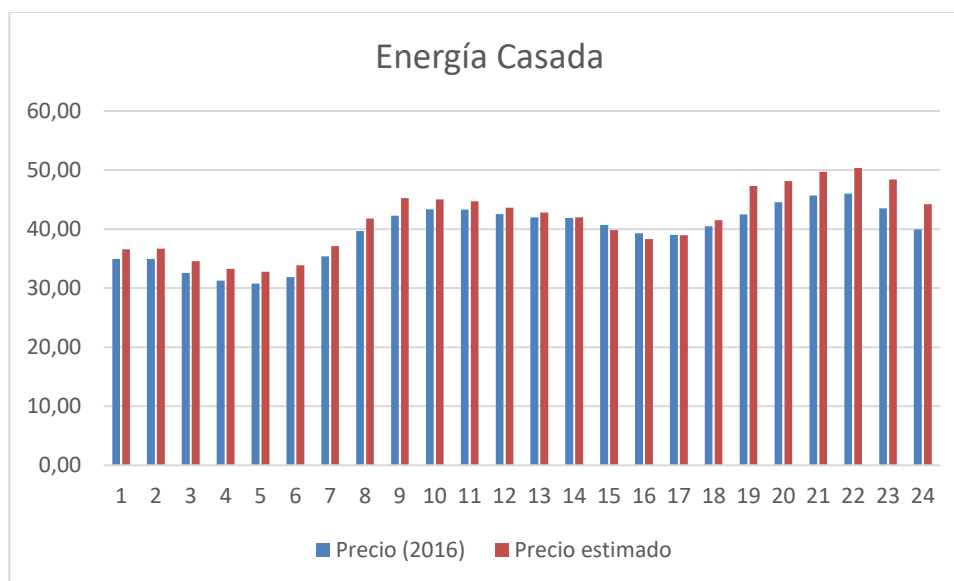


Tabla 4-6 Estimación del precio medio horario en el mercado diario (sustitución de Energía Casada)

La variación de la energía casada en el mercado entre 2008 y 2016 fue de -33124.13 MWh. Esta variación sería responsable de una variación en el precio del mercado de 2.01

## 2. Energía casada (MWh) ofertado a precios menor de 1€

Hora	Energía casada (MWh) ofertado a precios menor de 1€ (2008)	Energía casada (MWh) ofertado a precios menor de 1€ (2016)	Precio (2016)	Precio estimado	Incremento Precio
1	18926,59	15893,66	35,25	30,25	<b>-4,99</b>
2	18804,44	15861,36	34,92	29,02	<b>-5,90</b>
3	18316,23	15565,13	32,58	27,59	<b>-4,99</b>
4	17243,12	15384,39	31,28	28,29	<b>-2,99</b>
5	17214,37	15306,48	30,76	27,70	<b>-3,05</b>
6	17132,54	15152,14	31,85	26,70	<b>-5,15</b>
7	16940,30	15074,55	35,39	32,09	<b>-3,30</b>
8	17130,38	14829,13	39,68	35,27	<b>-4,42</b>
9	17901,52	14959,07	42,28	36,09	<b>-6,19</b>
10	18263,30	16456,26	43,34	39,13	<b>-4,21</b>
11	18791,29	18005,96	43,32	40,97	<b>-2,36</b>
12	19159,35	18869,84	42,52	41,12	<b>-1,40</b>
13	19288,57	19340,96	41,98	41,34	<b>-0,64</b>
14	19427,70	19554,75	41,91	41,17	<b>-0,73</b>
15	19354,66	19492,86	40,72	40,54	<b>-0,18</b>
16	19100,59	19405,09	39,28	40,14	<b>0,86</b>
17	18955,11	19063,00	39,00	39,81	<b>0,82</b>
18	18890,39	18468,37	40,49	40,17	<b>-0,32</b>
19	19040,29	17732,30	42,48	40,59	<b>-1,89</b>
20	19233,74	17248,76	44,55	40,34	<b>-4,20</b>
21	19437,00	17089,49	45,70	40,44	<b>-5,26</b>
22	19772,26	17080,12	46,00	39,56	<b>-6,44</b>
23	19543,57	16939,98	43,54	38,47	<b>-5,06</b>
24	18907,96	16628,39	39,91	36,44	<b>-3,47</b>

Tabla 4-7 Sustitución Energía casada (MWh) ofertado a precios menor de 1€ 2008-2016

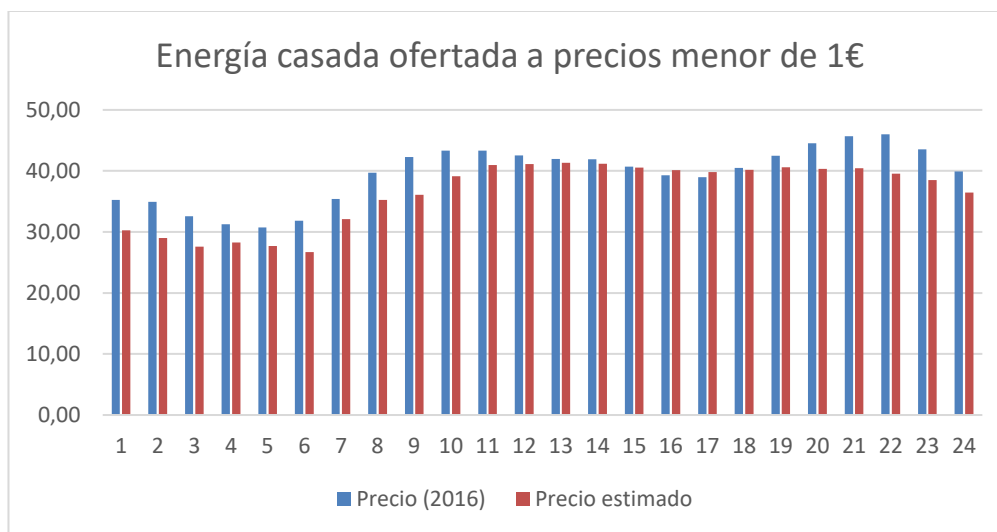


Tabla 4-8 Estimación del precio medio horario en el mercado diario (sustitución de Energía Casada ofertada a precios menor de 1€)

La variación de la energía casada ofertada a precios menor de 1 € en el mercado entre 2008 y 2016 fue de -37373.19 MWh. Esta variación sería responsable de una variación en el precio del mercado de -3.14 €

### 3. Producción Eólica (MWh)

Hora	Producción Eólica (MWh) (2008)	Producción Eólica (MWh) (2016)	Precio (2016)	Precio estimado	Incremento Precio
1	3695,55	5680,25	35,01	35,56	<b>0,55</b>
2	3685,61	5653,20	34,92	35,45	<b>0,53</b>
3	3624,14	5549,17	32,58	33,62	<b>1,04</b>
4	3558,08	5442,48	31,28	32,51	<b>1,23</b>
5	3510,56	5325,45	30,76	32,01	<b>1,25</b>
6	3463,24	5246,00	31,85	33,14	<b>1,29</b>
7	3423,29	5192,78	35,39	36,29	<b>0,91</b>
8	3379,42	5130,35	39,68	40,35	<b>0,67</b>
9	3296,56	4984,51	42,28	42,45	<b>0,18</b>
10	3211,84	4850,29	43,34	43,19	<b>-0,15</b>
11	3212,00	4863,50	43,32	42,96	<b>-0,36</b>
12	3283,42	4957,76	42,52	42,11	<b>-0,41</b>
13	3377,85	5086,11	41,98	41,65	<b>-0,33</b>
14	3480,31	5179,48	41,91	41,33	<b>-0,57</b>
15	3583,51	5280,85	40,72	40,67	<b>-0,04</b>
16	3683,76	5422,45	39,28	39,95	<b>0,67</b>
17	3769,02	5576,00	39,00	40,04	<b>1,04</b>
18	3834,24	5694,87	40,49	41,48	<b>0,99</b>
19	3908,82	5780,23	42,48	44,95	<b>2,46</b>
20	3950,33	5841,22	44,55	44,83	<b>0,29</b>
21	3927,90	5816,08	45,70	45,67	<b>-0,03</b>
22	3889,92	5770,15	46,00	45,49	<b>-0,51</b>
23	3852,54	5794,74	43,54	44,24	<b>0,70</b>
24	3807,86	5778,89	39,91	41,52	<b>1,61</b>

Tabla 4-9 Sustitución Producción Eólica 2008-2016

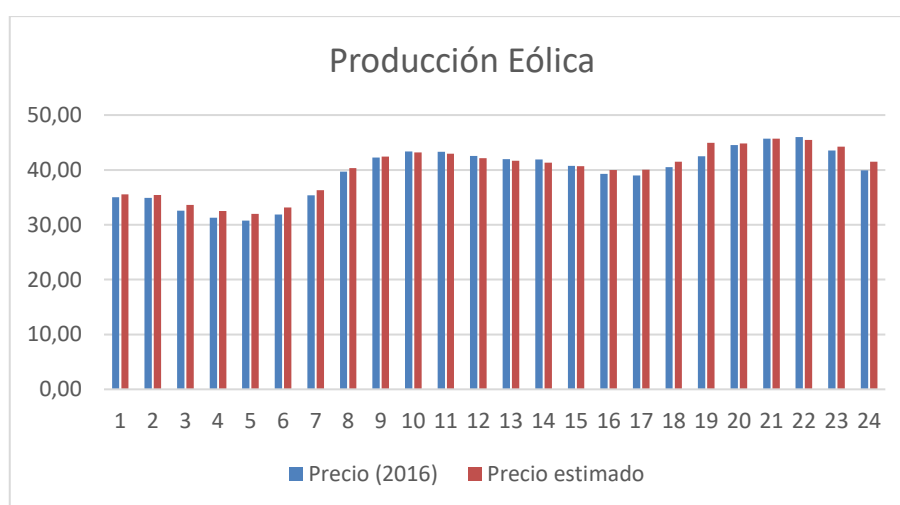


Figura 4-21 Estimación del precio medio horario en el mercado diario (sustitución de Producción Eólica)

La variación de la producción eólica en el mercado entre 2008 y 2016 fue de 43487 MWh. Esta variación sería responsable de una variación en el precio del mercado de 0.54€

#### 4. Energía casada procedente de CT carbón (MWh)

Hora	Energía casada procedente de CT carbón (MWh) (2008)	Energía casada procedente de CT carbón (MWh) (2016)	Precio (2016)	Precio estimado	Incremento Precio
1	3568,25	4252,36	35,12	35,37	<b>0,24</b>
2	3491,03	4248,75	34,92	34,77	<b>-0,15</b>
3	3115,55	3920,58	32,58	32,94	<b>0,36</b>
4	2939,88	3659,35	31,28	31,86	<b>0,58</b>
5	2863,68	3607,11	30,76	31,37	<b>0,61</b>
6	2905,24	3759,59	33,14	32,48	<b>-0,66</b>
7	3344,40	4120,91	35,39	35,66	<b>0,27</b>
8	3790,88	4349,49	39,68	39,77	<b>0,09</b>
9	3959,87	4343,70	42,28	41,94	<b>-0,34</b>
10	4011,03	4572,88	43,34	42,64	<b>-0,70</b>
11	4180,74	4750,66	43,32	42,41	<b>-0,92</b>
12	4192,04	4764,60	42,52	41,55	<b>-0,97</b>
13	4156,94	4786,86	41,98	41,07	<b>-0,91</b>
14	4125,45	4782,49	41,91	40,74	<b>-1,16</b>
15	3879,37	4746,70	40,72	40,03	<b>-0,68</b>
16	3662,45	4680,72	39,28	39,26	<b>-0,02</b>
17	3689,61	4658,17	39,00	39,34	<b>0,34</b>
18	3914,80	4739,32	40,49	40,81	<b>0,32</b>
19	4382,97	4764,73	42,48	43,35	<b>0,87</b>
20	4568,71	4822,63	44,55	44,30	<b>-0,25</b>
21	4641,96	4812,04	45,70	45,16	<b>-0,54</b>
22	4640,21	4755,23	46,00	44,99	<b>-1,01</b>
23	4526,90	4736,45	43,54	43,70	<b>0,16</b>
24	4116,46	4635,60	39,91	40,90	<b>0,99</b>

Tabla 4-10 Sustitución Energía casada procedente de CT de carbón 2008-2016



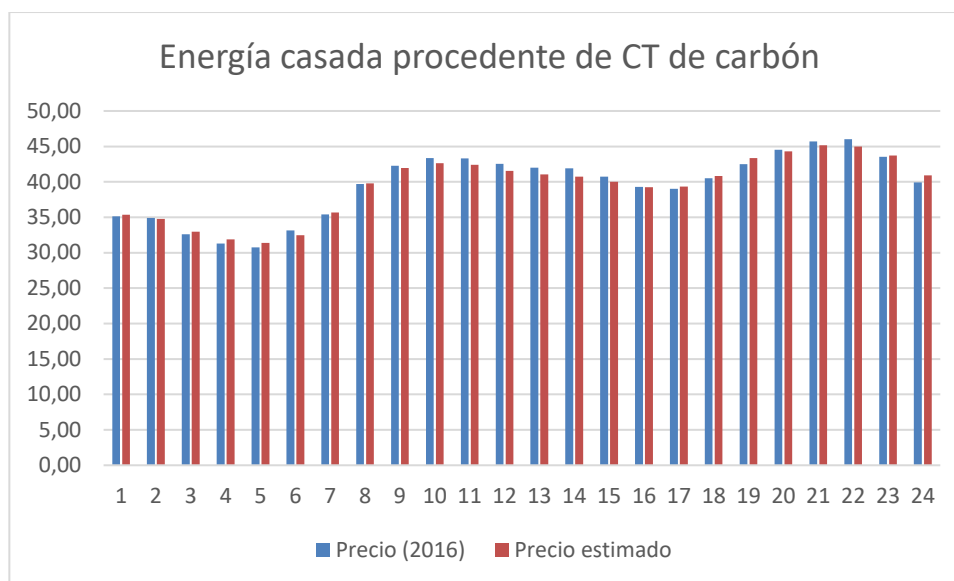


Figura 4-22 Estimación del precio medio horario en el mercado diario (sustitución de Energía casada procedente de CT de carbón)

La variación de la energía casada procedente de CT de carbón en el mercado entre 2008 y 2016 fue de 43487 MWh. Esta variación sería responsable de una variación en el precio del mercado de -0.14€

## 5. Precio medio aritmético energía procedente de CT carbón €/Mwh

Hora	Precio medio aritmético energía procedente de CT carbón €/MWh (2008)	Precio medio aritmético energía procedente de CT carbón €/MWh (2016)	Precio (2016)	Precio estimado	Incremento Precio
1	19,22	18,03	35,15	35,82	<b>0,68</b>
2	19,44	17,93	34,92	35,72	<b>0,80</b>
3	15,09	16,79	32,58	32,31	<b>-0,27</b>
4	13,35	15,79	31,28	30,83	<b>-0,45</b>
5	12,06	15,34	30,76	29,92	<b>-0,84</b>
6	12,94	16,30	31,85	31,02	<b>-0,82</b>
7	19,48	18,65	35,39	36,28	<b>0,89</b>
8	26,21	20,48	39,68	42,80	<b>3,11</b>
9	30,11	21,05	42,28	46,59	<b>4,31</b>
10	33,51	22,20	43,34	48,47	<b>5,13</b>
11	36,81	22,77	43,32	49,61	<b>6,28</b>
12	37,48	22,86	42,52	49,05	<b>6,53</b>
13	37,90	22,81	41,98	48,81	<b>6,84</b>
14	37,07	22,66	41,91	48,16	<b>6,26</b>
15	32,87	22,28	40,72	45,58	<b>4,87</b>
16	30,66	21,86	39,28	43,95	<b>4,67</b>
17	31,12	21,77	39,00	44,30	<b>5,30</b>
18	33,04	22,22	40,49	46,47	<b>5,98</b>
19	35,69	22,70	42,48	45,61	<b>3,12</b>
20	36,87	23,03	44,55	51,34	<b>6,79</b>
21	35,77	23,44	45,70	52,42	<b>6,72</b>
22	38,98	23,48	46,00	52,83	<b>6,83</b>
23	36,77	23,38	43,54	50,50	<b>6,96</b>
24	30,88	22,39	39,91	45,28	<b>5,37</b>

Tabla 4-11 Sustitución Precio medio aritmético de la energía procedente de CT de carbón 2008-2016

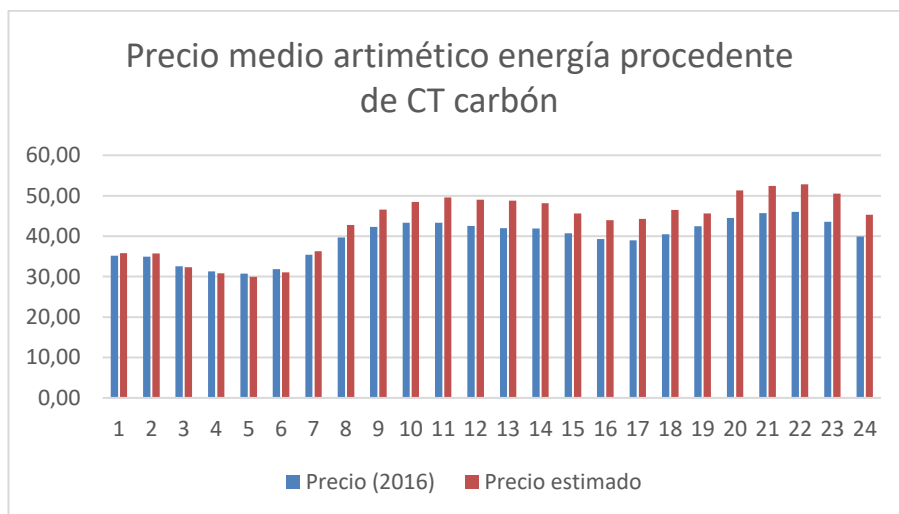


Figura 4-23 Estimación del precio medio horario en el mercado diario (sustitución de Precio medio aritmético de energía procedente de CT de carbón)

La variación del precio medio aritmético de la energía procedente de CT de carbón en el mercado entre 2008 y 2016 fue de -8.05 €/MWh (de media). Esta variación sería responsable de una variación en el precio del mercado de 3.96€

#### 6. Precio medio ponderado energía procedente de CT carbón €/MWh

Hora	Precio medio ponderado energía procedente de CT carbón €/MWh (2008)	Precio medio ponderado energía procedente de CT carbón €/MWh (2016)	Precio (2016)	Precio estimado	Incremento Precio
1	17,62	12,87	35,66	36,79	<b>1,13</b>
2	17,41	12,61	34,92	36,06	<b>1,14</b>
3	13,82	11,45	32,58	33,69	<b>1,11</b>
4	12,52	10,86	31,28	32,43	<b>1,15</b>
5	11,58	10,48	30,76	31,81	<b>1,06</b>
6	12,21	11,23	31,85	32,93	<b>1,08</b>
7	17,58	13,08	35,39	36,88	<b>1,49</b>
8	21,69	14,64	39,68	41,51	<b>1,83</b>
9	23,66	15,32	42,28	43,93	<b>1,65</b>
10	25,73	16,47	43,34	44,88	<b>1,54</b>
11	27,79	17,11	43,32	44,97	<b>1,64</b>
12	28,30	17,10	42,52	44,23	<b>1,71</b>
13	28,61	17,03	41,98	43,84	<b>1,87</b>
14	28,13	16,88	41,91	43,45	<b>1,55</b>
15	25,92	16,52	40,72	42,38	<b>1,66</b>
16	24,35	16,15	39,28	41,37	<b>2,09</b>
17	24,66	16,09	39,00	41,53	<b>2,53</b>
18	26,11	16,59	40,49	43,17	<b>2,68</b>
19	28,34	17,05	42,48	49,21	<b>6,73</b>
20	29,13	17,42	44,55	47,00	<b>2,45</b>
21	29,96	17,73	45,70	47,95	<b>2,25</b>
22	30,57	17,66	46,00	47,92	<b>1,92</b>
23	30,44	17,50	43,54	46,67	<b>3,13</b>
24	26,52	16,69	39,91	43,26	<b>3,35</b>

Tabla 4-12 Sustitución de precio medio ponderado de la energía procedente de CT de carbón 2008-201

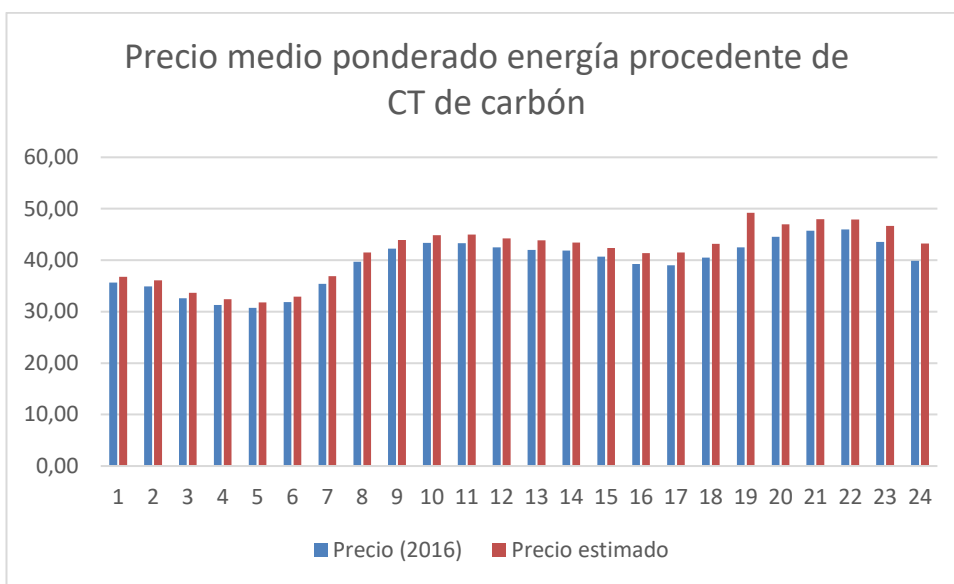


Figura 4-24 Estimación del precio medio horario en el mercado diario (sustitución de Precio medio ponderado de la energía procedente de CT de carbón)

La variación del precio medio ponderado de la energía procedente de CT de carbón en el mercado entre 2008 y 2016 fue de -8.17 €/MWh (de media). Esta variación sería responsable de una variación en el precio del mercado de 2.03 €

## 7. Energía casada procedente de CC (MWh)

Hora	Energía casada procedente de CC (MWh) (2008)	Energía casada procedente de CC (MWh) (2016)	Precio (2016)	Precio estimado	Incremento Precio
1	6856,25	1086,79	35,01	33,36	<b>-1,66</b>
2	6821,01	1040,68	34,92	33,29	<b>-1,63</b>
3	6194,03	926,85	32,58	31,62	<b>-0,96</b>
4	5701,14	867,04	31,28	30,64	<b>-0,64</b>
5	5642,35	871,75	30,76	30,18	<b>-0,58</b>
6	5795,42	936,38	31,85	31,30	<b>-0,54</b>
7	6534,22	1266,80	35,39	34,34	<b>-1,05</b>
8	7784,83	1781,95	39,68	38,18	<b>-1,50</b>
9	8952,65	2100,19	42,28	40,06	<b>-2,22</b>
10	9506,97	2430,99	43,34	40,74	<b>-2,61</b>
11	10015,72	2578,21	43,32	40,39	<b>-2,93</b>
12	10085,93	2608,62	42,52	39,51	<b>-3,01</b>
13	10050,46	2621,24	41,98	39,05	<b>-2,93</b>
14	9949,25	2622,46	41,91	38,77	<b>-3,14</b>
15	9319,44	2609,48	40,72	38,29	<b>-2,43</b>
16	8964,45	2601,24	39,28	37,65	<b>-1,64</b>
17	9087,26	2602,88	39,00	37,68	<b>-1,32</b>
18	9488,00	2632,99	40,49	38,99	<b>-1,50</b>
19	9971,90	2601,21	42,48	39,74	<b>-2,74</b>
20	10216,96	2617,32	44,55	42,08	<b>-2,47</b>
21	10347,57	2582,32	45,70	42,85	<b>-2,86</b>
22	10607,38	2509,24	46,00	42,55	<b>-3,45</b>
23	10250,02	2420,81	43,54	41,37	<b>-2,17</b>
24	9133,17	2022,00	39,91	38,95	<b>-0,96</b>

Tabla 4-13 Sustitución de Energía casada procedente de CC 2008-2016

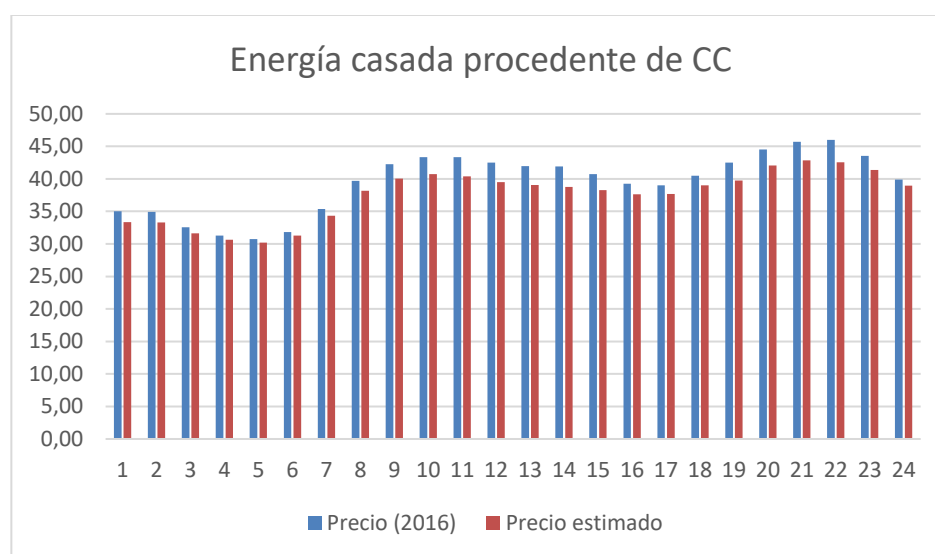


Figura 4-25 Estimación del precio medio horario en el mercado diario (sustitución de Energía casada procedente de CC)

La variación de energía casada procedente de CC entre 2008 y 2016 fue de -158336.955 MWh. Esta variación sería responsable de una variación en el precio del mercado de -1.96 €

8. Precio medio aritmético energía procedente de CC €/MWh

Hora	Precio medio aritmético energía procedente de CC €/MWh (2008)	Precio medio aritmético energía procedente de CC €/MWh (2016)	Precio (2016)	Precio estimado	Incremento Precio
1	37,25	14,25	35,22	39,01	<b>3,80</b>
2	36,33	13,88	34,92	38,88	<b>3,96</b>
3	31,92	11,70	32,58	36,68	<b>4,10</b>
4	31,76	10,69	31,28	35,72	<b>4,44</b>
5	30,26	10,27	30,76	35,04	<b>4,28</b>
6	31,97	10,76	31,85	36,38	<b>4,54</b>
7	37,42	12,53	35,39	40,17	<b>4,78</b>
8	40,79	16,01	39,68	44,21	<b>4,53</b>
9	43,40	18,04	42,28	43,43	<b>1,15</b>
10	45,44	19,71	43,34	47,24	<b>3,90</b>
11	47,04	20,71	43,32	47,12	<b>3,80</b>
12	47,39	20,64	42,52	46,34	<b>3,82</b>
13	47,40	20,67	41,98	45,87	<b>3,89</b>
14	47,04	20,66	41,91	45,50	<b>3,59</b>
15	45,43	20,27	40,72	44,63	<b>3,92</b>
16	44,27	19,73	39,28	43,79	<b>4,51</b>
17	44,47	19,46	39,00	43,94	<b>4,94</b>
18	45,49	20,10	40,49	45,43	<b>4,94</b>
19	46,75	20,77	42,48	30,75	<b>-11,73</b>
20	47,50	21,26	44,55	48,94	<b>4,39</b>
21	48,02	21,28	45,70	49,87	<b>4,17</b>
22	48,48	21,04	46,00	49,83	<b>3,83</b>
23	47,79	20,17	43,54	48,60	<b>5,06</b>
24	45,84	18,07	39,91	45,85	<b>5,94</b>

Tabla 4-14 Sustitución Precio medio aritmético de energía procedente de CC 2008-2016

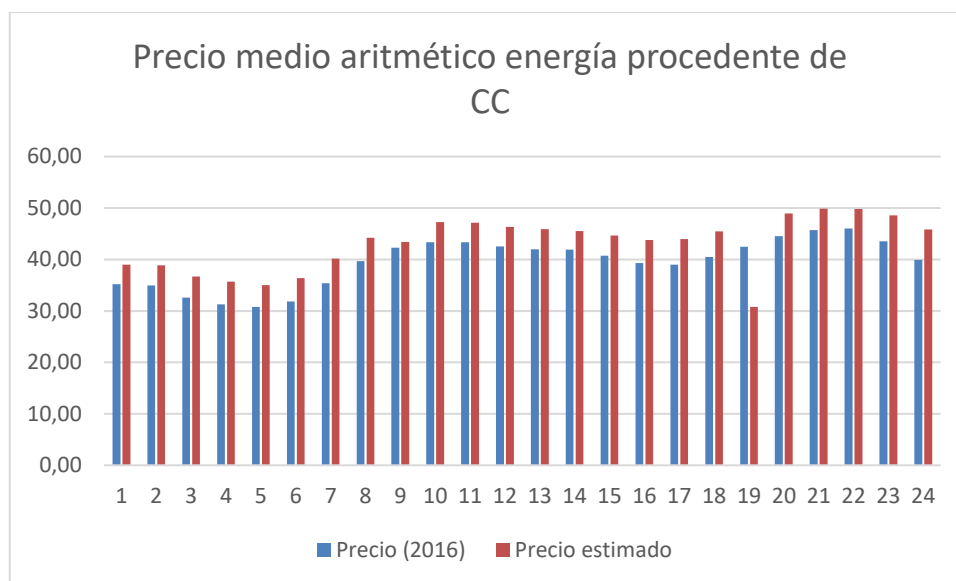


Figura 4-26 Estimación del precio medio horario en el mercado diario (sustitución de Precio medio aritmético energía procedente de CC)

La variación del precio medio aritmético de energía procedente de CC entre 2008 y 2016 fue de  $-24.87\text{€/MWh}$  (de media). Esta variación sería responsable de una variación en el precio del mercado de  $3.52\text{€}$

## 9. Precio medio ponderado energía procedente de CC €/MWh

Hora	Precio medio ponderado energía procedente de CC €/MWh (2008)	Precio medio ponderado energía procedente de CC €/MWh (2016)	Precio (2016)	Precio gorro	Incremento Precio
1	16,94	13,43	34,96	35,00	<b>0,05</b>
2	16,62	13,33	34,92	34,73	<b>-0,19</b>
3	13,89	11,50	32,58	32,98	<b>0,40</b>
4	15,68	10,82	31,28	31,70	<b>0,43</b>
5	14,84	10,61	30,76	31,26	<b>0,50</b>
6	15,33	10,95	31,85	32,39	<b>0,54</b>
7	18,86	11,66	35,39	35,34	<b>-0,05</b>
8	22,98	12,98	39,68	39,20	<b>-0,48</b>
9	26,47	12,49	42,28	41,03	<b>-1,24</b>
10	28,91	13,72	43,34	41,69	<b>-1,65</b>
11	30,71	14,33	43,32	41,37	<b>-1,95</b>
12	30,96	14,19	42,52	40,49	<b>-2,03</b>
13	30,84	14,12	41,98	40,02	<b>-1,96</b>
14	30,18	14,06	41,91	39,74	<b>-2,16</b>
15	27,48	13,74	40,72	39,26	<b>-1,46</b>
16	26,04	13,37	39,28	38,61	<b>-0,68</b>
17	26,42	13,31	39,00	38,64	<b>-0,35</b>
18	28,01	13,80	40,49	39,99	<b>-0,50</b>
19	30,03	14,32	42,48	46,76	<b>4,28</b>
20	31,03	14,61	44,55	43,17	<b>-1,38</b>
21	31,70	14,62	45,70	43,95	<b>-1,75</b>
22	32,40	14,47	46,00	43,70	<b>-2,30</b>
23	30,76	13,83	43,54	42,51	<b>-1,03</b>
24	27,25	15,11	39,91	40,18	<b>0,27</b>

Tabla 4-15 Sustitución precio medio ponderado de energía procedente de CC 2008-2016

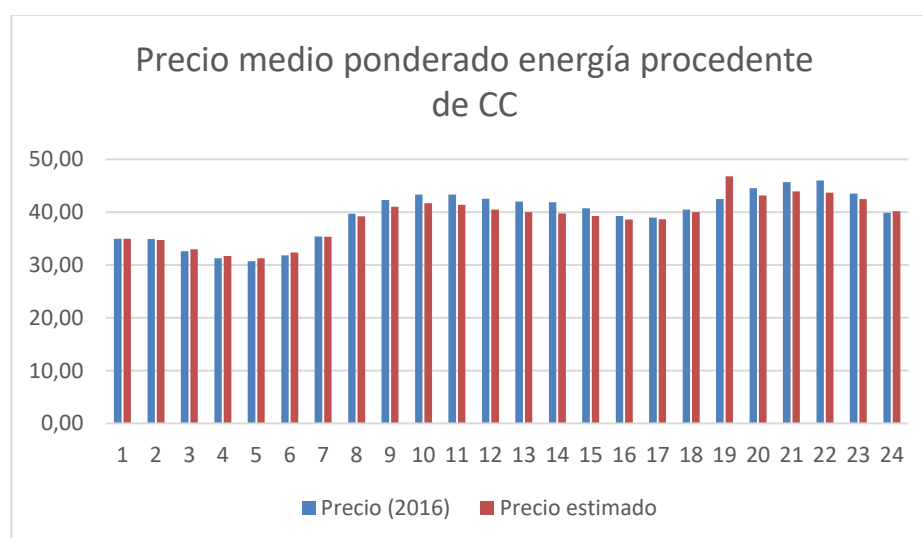


Figura 4-27 Estimación del precio medio horario en el mercado diario (Sustitución Precio medio ponderado energía procedente de CC)



La variación del precio medio ponderado de energía procedente de CC en el mercado entre 2008 y 2016 fue de -11.87€/MWh (de media). Esta variación sería responsable de una variación en el precio del mercado de -0.61 €

Por otro lado, como se ha utilizado una gran volumetría de datos, se quiere demostrar que las regresiones multivariantes realizadas (y por lo tanto las variables empleadas) reflejan la bondad del ajuste del modelo a la variable que se pretende explicar, en este caso, el precio de la electricidad.

Hora	R <sup>2</sup>	R <sup>2</sup> ajustado
1	0,89975	0,89965
2	0,89987	0,89977
3	0,89990	0,89980
4	0,89988	0,89977
5	0,89985	0,89975
6	0,89983	0,89972
7	0,89983	0,89972
8	0,89981	0,89971
9	0,89980	0,89969
10	0,89979	0,89969
11	0,89980	0,89970
12	0,89983	0,89973
13	0,89984	0,89974
14	0,89986	0,89976
15	0,89987	0,89977
16	0,89992	0,89982
17	0,89992	0,89982
18	0,89993	0,89983
19	0,88251	0,88201
20	0,90001	0,89991
21	0,90005	0,89995
22	0,90008	0,89998
23	0,90011	0,90001
24	0,89983	0,89973

Tabla 4-16 Bondad de las regresiones multivariantes

Para ello, se muestra en la Tabla 4-16 el valor tanto del R<sup>2</sup> como el R<sup>2</sup> ajustado de cada una de las regresiones realizadas para el año 2016. Teniendo en cuenta que en el caso implicado es una regresión multivariante, se tiene en cuenta el R<sup>2</sup> ajustado, cuyo valor se utiliza para ver el grado de intensidad o efectividad que tienen las variables independientes en explicar la variable dependiente. Como se puede contemplar, todos los valores son muy próximos a 1, justificando así la bondad de las regresiones (y por lo tanto las variables) del estudio.



## 5 CONCLUSIÓN

Dada la gran cantidad de datos horarios que se manejan, se va a resumir a continuación de forma gráfica los resultados más significantidos obtenidos en el desarrollo de este trabajo.

Para ello se va a tratar cada una de las tablas de resultados mostradas anteriormente, más específicamente los resultados de incremento de precios, para representarlo en un gráfico de barras. Como se muestra a continuación, se ha realizado una media aritmética de dichos datos, para poder observar de forma sencilla el impacto que tiene en el precio cada una de las variables explicativas mencionadas en el trabajo.

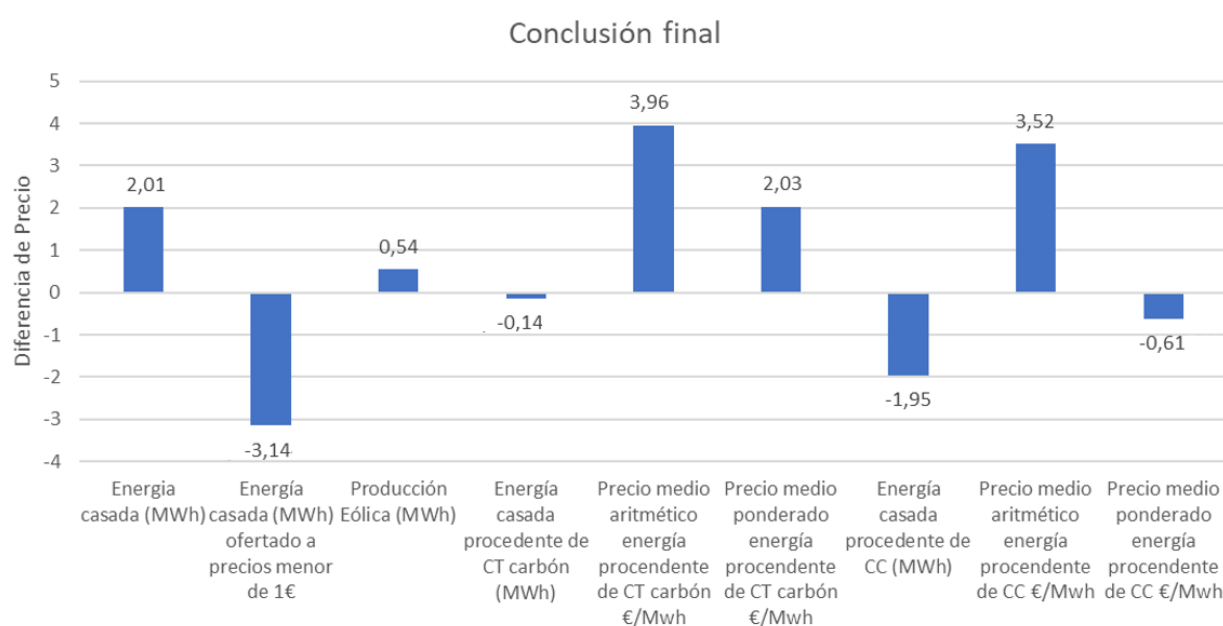


Figura 5-1 Gráfica conclusión final

Tal como se muestra en la Figura 5-1, en función de cada variable explicativa se obtiene un resultado distinto, una interpretación distinta.

El año 2008 fue un año muy atípico, consiguiendo ser uno de los de mayor demanda de la historia del mercado eléctrico español. Como consecuencia de la demanda, siempre se encarece el precio de la electricidad, por ello la tendencia ascendente producida, hasta el inicio de la crisis, con consecuencias reflejadas a partir del año 2009. Gracias a que entre los años 2008 y 2016 no se mantuvo esta línea ascendente de demanda, reduciéndose así la Energía Casada en -33124.13 MWh, no se incrementó el precio de la electricidad en el año 2016 en más de 2€.

Teniendo en cuenta la gran demanda comentada anteriormente, la una parte significativa se cubría por energía procedente de combustibles fósiles. Estos combustibles tuvieron un fuerte incremento del precio, siendo este uno de los precursores de la crisis económica mundial. Entre 2008 y 2016 se estabilizaron los precios, permitiendo que el precio medio aritmético de las energías procedentes de las Centrales Térmicas de Carbón y de los Ciclos Combinados se redujeran en 8.05€/MWh y 24.87€/MW permitiendo así que no se incrementara el precio final de la electricidad en 7.48€ (3.96€ debido a las CT de Carbón y 3.52€ a las de CC).

Por otro lado, a pesar de que 2016 es el año con mayor potencia instalada, en cuanto a energías renovables se refiere, en comparación con la gran demanda del año 2008 (como se muestra en la [Figura 5-1](#)), sin embargo la energía casada a precios menores de 1€ es notablemente inferior en 2016 con respecto a 2008 (-37373.19 MWh), lo que provocaría el incremento de los precios en 2016 de 3.14€. Igualmente, sucede con la Energía Casada procedente de los Ciclos Combinados, cuya diferencia entre ambos años es de -158336.955 MWh, ocasionando un incremento de 1.95€ en 2016.

Teniendo en cuenta todas las variables explicativas empleadas en el proyecto, se puede concluir que en el año 2016 no se produjo un incremento total de 6.22€ gracias al comportamiento de estos factores con respecto a 2008.

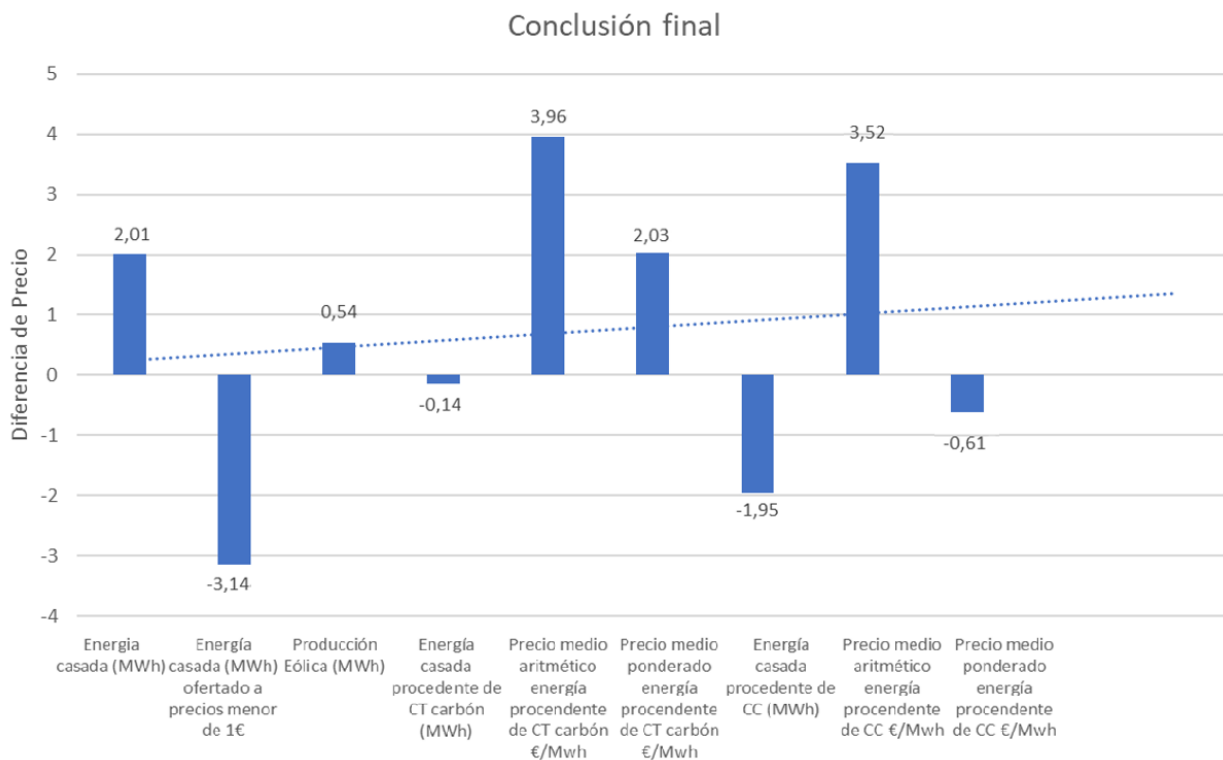


Figura 5-2 Gráfica de barras conclusión final con línea de tendencia

El modelo empleado para el análisis de la caída del precio en el año 2016 respecto al 2008 no consigue justificar de manera satisfactoria el comportamiento del mercado. Hay que tener en cuenta que el mercado responde también a factores adicionales como son el dominio de mercado de las grandes empresas, los cambios en las estrategias de ofertas de los grandes generadores, y los trasvases de energía entre otros mercados o contratos bilaterales. También, es posiblemente mejor estrategia comparar años más cercanos donde la estructura de generación/demanda no sea demasiado alejada y las regresiones lineales representen mejor las relaciones entre variables. Hay que recordar que la herramienta empleada basa su éxito en los comportamientos lineales del modelo. Las variables explicativas propuestas, fueron elegidas en base a los efectos contemplados en la literatura que son responsables de alteraciones en los precios de los mercados. Basándonos en dichos efectos bien establecidos, se hizo una apuesta razonada de las variables presentadas. Se pensó principalmente en la demanda (gran diferencia entre ambos años), así como en el crecimiento de la energía renovable al llegar al 2016 (teniendo presente que cuando se comenzó este proyecto, los datos más relevantes eran los de este año). Sin embargo, a la hora de obtener resultados, no se ha presentado un comportamiento esperado, ya que la situación idónea hubiese sido un mayor incremento del precio debido a estas variables explicativas, así como un aumento del mismo por la Energía casada procedente de las CC y de la Energía Casada ofertada a precios menor de 1€.

Es por ello por lo que, a líneas futuras, se propone:

- Mejorar el modelo con nuevas variables explicativas. En este caso sería interesante usar precios (en lo posible horarios o diarios) de los combustibles fósiles.
- Incorporar el coste de las emisiones de CO<sub>2</sub> en la generación térmica pues desde que comenzó la recuperación económica su precio ha ido al alza y condiciona en gran medida el comportamiento de las centrales de carbón.
- Probar otras herramientas para el modelo como redes neuronales, modelo basado en agentes



## REFERENCIAS

- [1] D. K. W. F. Andreas Bublitz, «An analysis of the decline of electricity spot prices in Europe: Who is to,» *Elsevier*, 2017.
- [2] Aleasoft, «<https://aleasoft.com/es/eficiencia-energetica-aumenta-despues-crisis-economica/>,» 2019. [En línea].
- [3] REE, «Potencia instalada en la península por tecnología,» vol. 2, nº 13, pp. <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/series-estadisticas-nacionales>, 2016.
- [4] Aleasoft, «<https://aleasoft.com/es/primeros-anos-mercado-electrico-espanol-etapa-expansion/>,» 2009. [En línea].
- [5] Aleasoft, «Aleasoft Energy Forecasting,» 2019. [En línea]. Available: <https://aleasoft.com/es/2018-confirma-tendencia-precios-menos-volaticos-mercado-electrico/>.
- [6] OMIE, «Omie,» [En línea]. Available: [Omie.es](http://Omie.es).
- [7] BP Stat Review, «Informe evolución de precios 1984-2006».
- [8] T. y. C. -. I. Ministerio de Industria, «Informe de consumo de energía primaria por fuentes energéticas,» 2008.
- [9] T. y. C.-I. Ministerio de Industri, «Informe de la generación eléctrica en España,» 2008.
- [10] Mibel, «Mercado ibérico de electricidad,» [En línea]. Available: [mibel.com](http://mibel.com).
- [11] M. R. F. J. M. T. G. A. L. B. R. J. M. R. S. J. M. Burgos Payan, « Costs and benefits of the renewable production of electricity in Spain,» *Energy Policy*, vol. 56, pp. 259-270, 2013.
- [12] J. M. R. Fernández, «Influencia de la integración de la,» Sevilla, 2016.
- [13] Aleasoft Energy Forecasting, «Análisis del mercado eléctrico de España al cierre del año 2016».
- [14] omie, 2016. [En línea]. Available: <https://www.omie.es/es/market-results/annual/daily-market/daily-prices?scope=annual&year=2016&system=1>.
- [15] REE, «El sistema eléctrico español,» 2016.
- [16] O. Autor, «Otra cita distinta,» *revista*, p. 12, 2001.





