

SIMULACIONES SOBRE LOS EFECTOS DE POSIBLES MEDIDAS PARA REDUCIR EL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD EN ESPAÑA

Natalia Fabra¹

17 de Septiembre de 2018

1. Introducción

Durante los últimos meses se ha producido una escalada de precios en el mercado mayorista de electricidad en España. En septiembre de 2018 se han registrado precios máximos históricos que han superado los 80€/MWh, y el precio medio de agosto de 2018 ha sido un 37% superior al de agosto del año anterior. Este episodio ha vuelto a poner de manifiesto las deficiencias del marco retributivo de la generación en España, al agudizar la brecha existente entre los precios del mercado eléctrico y los costes en los que incurren las diversas tecnologías de generación. Si bien el aumento de precios ha sido el reflejo de los mayores costes de las centrales térmicas (por la subida de los precios del gas, del carbón y del CO₂),² el coste del resto de centrales (nucleares, hidroeléctricas y renovables) se ha mantenido inalterado mientras se multiplicaban los precios que percibían por su producción.

Esta escalada de precios, al no estar acompañada por un aumento en la misma cuantía de los costes de generar la electricidad, justifica la adopción de medidas capaces de ponerle freno. Debido a los efectos sistémicos que el precio de la electricidad tiene sobre el conjunto de la economía, la adopción de dichas medidas debiera ser urgente: se trata de evitar que se siga erosionando la renta disponible de las familias y la competitividad de las empresas, para las que la electricidad es un bien indispensable.³ Pero las medidas debieran también tener carácter provisional hasta que se aborde una reforma integral del sistema de retribución de la generación eléctrica en España.

En este análisis se propone una batería de medidas para contener los precios de la electricidad en España: eliminación de los impuestos que gravan la generación de los ciclos combinados y de las centrales de gas,⁴ minoración de los sobre-ingresos que obtienen las centrales históricas no emisoras por la internalización del precio de CO₂ (nucleares e hidroeléctricas), y redefinición de los peajes variables por el uso de las redes de gas para la generación eléctrica. El análisis se basa en simulaciones detalladas del mercado eléctrico español, llevadas a cabo

¹ Universidad Carlos III de Madrid, <http://nfabra.uc3m.es/>.

² En el post "[A propósito de la reciente subida de la luz](#)", Gerard Llobet y yo analizamos las causas de la subida de precios, que ya era patente en Mayo de 2018.

³ Otro de los colectivos perjudicados por la escalada de precios son las comercializadoras de electricidad independientes, al haber contraído compromisos de venta de electricidad a precios fijos inferiores a los precios de mercado que ahora se están registrando.

⁴ Como se discute más adelante, otra alternativa sería redefinir el impuesto no en función de la generación, sino de la potencia de cada central (posiblemente corregida por la producción media de cada tipo de central, dissociada de sus producciones efectivas).

con el modelo ENERGEIA Simula.⁵ Estas simulaciones ponen de manifiesto que, de haberse adoptado estas medidas de enero a agosto de 2018, el precio del mercado eléctrico hubiera sido un 22% inferior al registrado, reduciendo la retribución a la generación en aproximadamente 1.500M€. La pérdida de la recaudación por la supresión de dichos impuestos (de aproximadamente 277M€) podría paliarse o bien redefiniendo la forma de dichos impuestos (para que dejaran de ser función de la generación de cada central), o bien trasladando dicha carga sobre el consumo de hidrocarburos en el sector transporte. En cualquier caso, el efecto de combinado de la menor retribución menos la pérdida de recaudación hubiera arrojado un saldo positivo para los consumidores, que (teniendo en cuenta los impuestos sobre el consumo que actúan en cascada sobre el precio de la electricidad) hubieran liberado rentas superiores a los 1.600M€ en los primeros ocho meses del año (o, extrapolando en térmicos anuales, 2.400M€). Para un hogar medio, con un consumo anual de 10.000kWh/año, la reducción de precios hubiera supuesto un ahorro de aproximadamente 180€/año.

2. Medidas para reducir los precios de la electricidad

Los precios del mercado mayorista de electricidad se igualan – en ausencia de poder de mercado- al coste variable de la última central necesaria para cubrir la demanda (típicamente, un ciclo combinado o una central de carbón). Por ello, para contener los precios de la electricidad, es necesario reducir los costes variables de estas centrales. Además, es necesario reducir la sobre-retribución que bajo el marco regulatorio actual obtienen las centrales históricas no emisoras porque el precio que fijan los ciclos combinados y las centrales de carbón supera con creces los costes medios remanentes de las centrales nucleares e hidroeléctricas.⁶ Los beneficios que han obtenido estas centrales por el margen existente entre el precio de mercado y sus costes variables de generación ha ascendido, antes de impuestos, a aproximadamente 2.300M€ tan sólo en los ocho primeros meses del año.⁷

2.1. Medidas para reducir los costes variables de las centrales que fijan precios

Si bien la mayor parte de los costes de generación están fuera del alcance del regulador (los precios de aprovisionamiento de las materias primas, los precios de los derechos de emisión, los costes de operación y mantenimiento de las centrales, etc.) existen otros componentes de costes sobre los que el regulador sí puede actuar: los impuestos y los peajes. En concreto,

⁵ Para una descripción del modelo, véase la documentación disponible en <http://nfabra.uc3m.es/energeia/>

⁶ Véase CNE (2008) “Precios y costes de la generación de electricidad”, disponible en https://www.cnmc.es/sites/default/files/1560478_0.pdf. Los costes variables de nucleares y renovables son muy inferiores al precio de mercado (18€/MWh y 3€/MWh frente a precios medios de mercado de 56€/MWh) y sus costes de inversión ya han sido recuperados en el pasado -con independencia de las políticas contables que hayan podido desarrollar las empresas propietarias- a través de los distintos pagos regulados que han ido percibiendo desde su puesta en marcha, antes y después de la aprobación de la Ley del Sector Eléctrico de 1997.

⁷ Una parte de dichos beneficios es detraída en forma de impuestos específicos para la generación nuclear e hidroeléctrica, según establece la Ley 15/2012. Aunque es difícil disponer de fuentes precisas sobre el monto de tales impuestos, en cualquier caso estos impuestos no superan el 25%.

desde 2013, la generación eléctrica está gravada con dos tipos de impuestos:⁸ un impuesto del 7% sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (que aplica a todas las centrales, y por tanto también a los ciclos combinados y a las centrales de carbón) y el impuesto especial sobre hidrocarburos (conocido como el céntimo verde, que aplica exclusivamente a estas últimas). El primero eleva los costes de todas las centrales en aproximadamente 4€/MWh, y el segundo eleva los costes de los ciclos combinados y de las centrales de carbón en aproximadamente 4,5€/MWh y 6,7€/MWh, respectivamente.⁹ Si bien las empresas eléctricas son el sujeto pasivo de estos impuestos, su incidencia recae plenamente sobre el consumidor porque las empresas los trasladan al precio del mercado eléctrico.¹⁰ Así, el impuesto del 7% tiene un efecto neutro sobre las cuentas de las empresas (pagan el impuesto pero lo recuperan vía precios del mercado eléctrico), y el céntimo verde eleva sus beneficios porque hace aumentar los precios que percibe toda la generación, si bien sólo grava la generación en las centrales de gas y carbón.¹¹

Eximir a los ciclos combinados y a las centrales de carbón del pago de ambos impuestos tendría por tanto tres posibles efectos:

- Reducción del precio del mercado eléctrico
- Pérdida de recaudación por parte del Estado
- Reducción de los beneficios de nucleares, hidráulicas y renovables

Las empresas eléctricas pagan peajes variables (cuya cuantía depende de la electricidad generada) por el uso de las redes de gas y electricidad. La reducción de los peajes que afectan a todas las tecnologías por igual (el peaje de generación, que asciende a 0.5 €/MWh) implicaría una disminución de los precios del mercado eléctrico de la misma cuantía que la pérdida de ingresos vía peajes, por lo que su efecto sobre los precios que paga el consumidor eléctrico sería nulo. La reducción de los peajes por el uso de las redes de gas natural reduciría exclusivamente los costes de las centrales de gas, y por tanto podría tener efectos de naturaleza similar a la eliminación del céntimo verde: reduciría los precios de mercado en una cuantía superior a la pérdida de ingresos vía peajes porque reduciría la sobre-retribución del resto de centrales.¹² No obstante, a diferencia de la eliminación del céntimo verde, la reducción de los peajes variables del gas primaría a las centrales de gas frente a las de carbón y por tanto contribuiría a la reducción de emisiones.

⁸ Ley 15/2012 de Medidas Fiscales para la Sostenibilidad Energética, disponible en <https://www.boe.es/buscar/pdf/2012/BOE-A-2012-15649-consolidado.pdf>.

⁹ Esta cuantía se expresa en términos medios para el periodo considerado. Su cuantía exacta en cada momento depende de los precios del mercado spot; en el caso del céntimo verde, también depende de los rendimientos de cada central.

¹⁰ Como evidencia de ello, en Septiembre 2012, el anuncio del Anteproyecto de Ley que introduciría dichos impuestos hizo que su cuantía se reflejara de forma inmediata en los precios de los futuros de electricidad. Cabe esperar que su eliminación tuviera un efecto igual de inmediato sobre la cotización de los futuros y sobre los precios spot, pero de signo contrario.

¹¹ En el post "[La NO Reforma del Sector Eléctrico](#)", Gerard Llobet y yo analizamos los efectos de dichos impuestos antes de que se pusieran en marcha.

¹² Un efecto similar tendría la reducción del peaje a la generación sólo a centrales de gas y carbón.

Para que los peajes variables por el uso de las redes del gas no alteren al alza el coste variable de la electricidad -y por tanto los precios que pagan los consumidores por ella - los peajes variables podrían traducirse en su equivalente a peajes fijos (que no sean función del volumen de gas utilizado), lo que se correspondería con la auténtica naturaleza de los costes de las infraestructuras energéticas (redes y gasoductos). De esta manera se evitarían los efectos inflacionistas que tienen los peajes variables sobre los precios del mercado eléctrico.

2.2.1. Cuantificación de los efectos

Para cuantificar los efectos de esta propuesta, he llevado a cabo simulaciones con el modelo ENERGEIA SIMULA que, partiendo de una representación muy detallada del parque de generación en España, es capaz de replicar el funcionamiento horario del mercado mayorista de electricidad bajo distintos escenarios. El análisis contempla los siguientes escenarios para el periodo comprendido entre el 1 de enero 2018 y el 31 de agosto 2018:

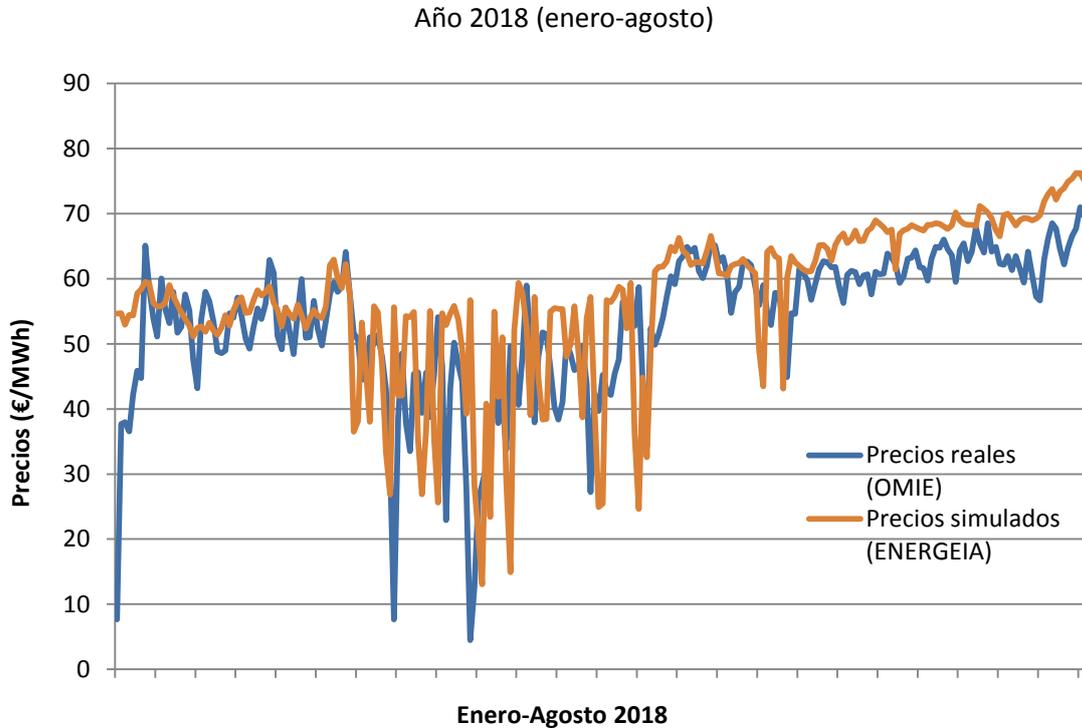
- Escenario base
- Escenario sin céntimo verde
- Escenario sin impuesto general a la generación del 7%
- Escenario sin céntimo verde ni impuesto general a la generación del 7%

El escenario base parte del funcionamiento del mercado eléctrico bajo su configuración actual, suponiendo precios para las materias primas iguales a los observados en los mercados internacionales durante el mismo periodo, misma demanda de electricidad, misma disponibilidad de los recursos renovables, etc.¹³ Los efectos de la eliminación de los impuestos se cuantifican como la diferencia entre los resultados de cada escenario y los del escenario base. En todos los escenarios se asume un comportamiento competitivo por parte de las empresas (si se asume un comportamiento estratégico, el impacto sobre los resultados es similar en órdenes de magnitud).

Lo primero que cabe destacar es que el modelo, en el escenario base, replica de forma adecuada el nivel y evolución de los precios del mercado eléctrico español en todo el periodo considerado, como puede apreciarse en la siguiente figura.

¹³ En el Apéndice de este documento se resumen las fuentes de los datos utilizados en las simulaciones.

Figura 1: Evolución de los Precios Diarios Reales y los Simulados bajo el Escenario Base



A continuación se comparan los precios de mercado bajo el escenario base y bajo escenarios en los que se suprimen los impuestos que gravan a la generación de los ciclos combinados y centrales de carbón.

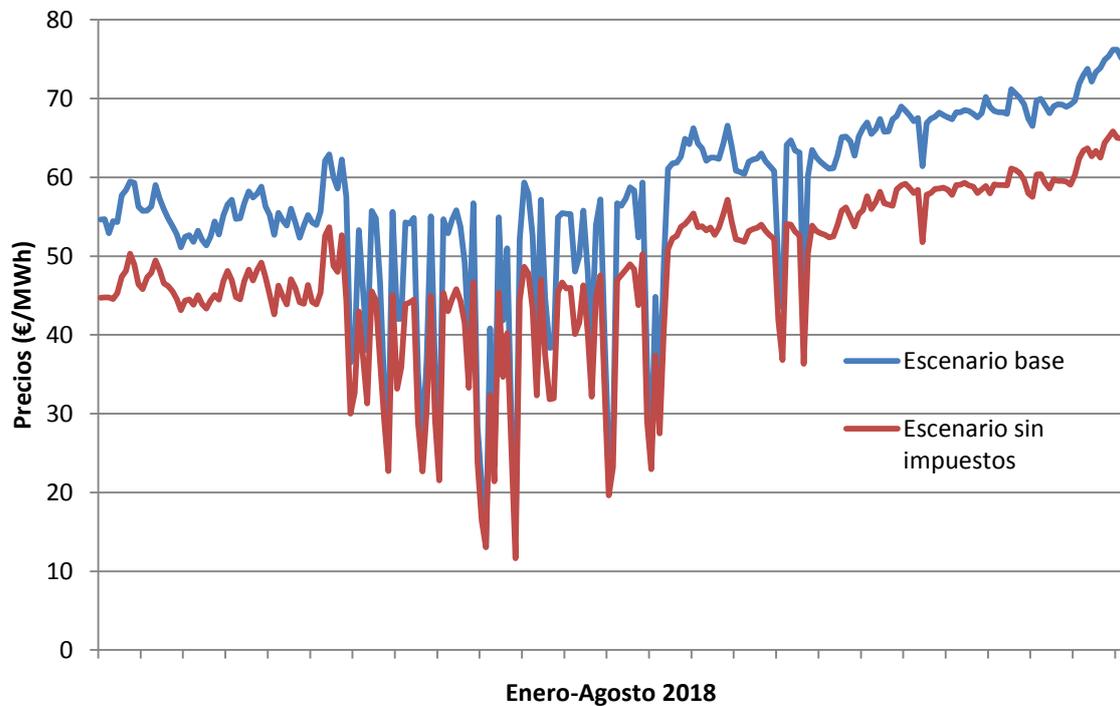
Tabla 1: Precios medios - Año 2018 (enero-agosto)

Escenarios	Precio (€/MWh)	Diferencia (%)
Base	56.6	
Sin impuesto 7%	52.7	-7.0%
Sin céntimo verde	51.4	-9.3%
Sin impuesto 7% ni céntimo verde	47.8	-15.6%

La eliminación de los impuestos que gravan la generación en los ciclos combinados y centrales de carbón hubiera contribuido a reducir los precios del mercado mayorista de forma significativa. En términos medios para el periodo considerado, la supresión del impuesto del 7% reduciría los precios en 4€/MWh (un 7%), la supresión del céntimo verde los reduciría en 5.3€/MWh (un 9.3%), y la eliminación conjunta de ambos en 8.9€/MWh (un 15.6%). Sólo en el mes de agosto, en el que se han registrado las mayores alzas, la reducción de precios hubiera sido de 9,7€/MWh (un 13,8%).

Figura 2: Evolución de Precios Diarios bajo el Escenario Base y el Escenario sin Impuestos

Año 2018 (enero-agosto)



La reducción de precios de mercado implicaría una menor retribución de la generación eléctrica: ésta ascendería a 655M€ si se elimina el impuesto a la generación, a 829M€ si se elimina el céntimo verde, y a 1.463M€ si se eliminan ambos. No obstante, nótese que la eliminación de los impuestos para las centrales de gas y carbón también implicaría una menor recaudación. En concreto, si se elimina el impuesto del 7%, se perdería una recaudación aproximada de 130M€; si se elimina el céntimo verde, la pérdida de recaudación sería de aproximadamente 147M€. El saldo neto de restar a la menor retribución de la generación la pérdida de recaudación (aproximadamente 1.186M€) representa la eliminación de los beneficios sobrevenidos que sobre nucleares, hidroeléctricas y renovables había supuesto la introducción del impuesto del 7% y del céntimo verde desde 2013. Teniendo en cuenta el efecto en cascada de los impuestos sobre el consumo de electricidad (IVA, impuesto eléctrico, etc.) ello hubiera permitido a los consumidores un ahorro aproximado de 1.600M€ de enero a agosto (o, en término anuales, de 2.400M€).

Tabla 2: Reducción de los Pagos a la Generación frente al Escenario Base

Año 2018 (enero-agosto)

Escenarios	Reducción de pagos a la generación (M€)	Reducción en la Recaudación (M€)
Sin impuesto 7%	-655	-655
Sin céntimo verde	-829	-147
Sin impuesto 7% ni céntimo verde (solo a gas y carbón)	-1.463	-277

Para evitar la pérdida de recaudación, se podría expresar el impuesto en función de la potencia de las centrales (posiblemente corregida por una tasa de producción media, independiente de la producción efectiva de cada central). De este modo se evitaría la traslación del impuesto a precios dado que su cuantía no sería función de la producción de las centrales ni de los precios que éstas fijan (como es el caso de los impuestos vigentes).

El céntimo verde, al depender de la eficiencia térmica de las centrales, prima a la generación de las centrales de ciclo combinado frente a las centrales de carbón. Así, en un contexto con precios bajos del carbono como el observado en años anteriores, el céntimo verde ha favorecido la generación de los ciclos combinados frente al carbón, contribuyendo a la reducción de emisiones. Si se elimina el céntimo verde, precios elevados del carbono contribuirían a paliar la brecha entre los costes de los ciclos combinados y los de las centrales de carbón. Pero, si no persiste la tendencia a la elevación de precios del CO₂ (lo cual es poco probable dado el nuevo mecanismo de estabilidad de precios) o si se encareciera el gas en relación con el carbón, sería importante acompañar la supresión el céntimo verde con la reducción de los peajes variables para el uso de las redes de gas (y su sustitución por peajes que no sean función del gas consumido).

2.2. Medidas para reducir la sobre-retribución de nucleares e hidroeléctricas

La regulación de emisiones a nivel europeo produjo, desde su introducción en 2005, beneficios sobrevenidos a las centrales históricas no emisoras (nucleares e hidroeléctricas). La razón es similar a la ya discutida en relación con los impuestos: el precio del CO₂ actúa como un impuesto a las emisiones de carbono al igual que lo hace el céntimo verde. Así, las centrales emisoras han trasladado el precio del CO₂ al precio del mercado,¹⁴ beneficiando a todas las centrales, incluidas aquellas que por no emitir CO₂ no incurren en los costes de comprar los derechos. Esta sobre retribución es sobrevenida porque en el momento en que se llevaron a cabo las inversiones en centrales nucleares e hidroeléctricas la regulación de control de emisiones no estaba vigente. Este asunto, que ya se debatió en 2005, se solucionó mediante la aprobación del Real Decreto Ley 11/2007,¹⁵ que estableció que la retribución de la actividad

¹⁴ Véase Fabra y Reguant (2014) "Passthrough of Emissions Costs in Electricity Markets" American Economic Review 104, disponible en <https://www.aeaweb.org/articles?id=10.1257/aer.104.9.2872>

¹⁵ Real Decreto-ley 11/2007, de 7 de diciembre, por el que se detrae de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica el mayor ingreso derivado de la asignación gratuita de derechos de

de producción de energía eléctrica se minoraría por el importe equivalente al valor de los derechos de emisión de CO2 internalizado en las ofertas al mercado por las centrales emisoras. Su compatibilidad con el Derecho Comunitario vino a ser avalada – a pesar de haber sido derogado en 2009 - mediante sentencia de 17 de octubre de 2013 del [Tribunal de Justicia de la Unión Europea](#). Está por tanto justificado, tanto desde un punto de vista jurídico como económico, el que se retome la minoración de los sobreingresos a dichas centrales en un contexto de elevados precios del CO2.

Para cuantificar lo que ello supondría en el marco de las simulaciones llevadas a cabo en este análisis, se ha analizado un escenario sin impuesto del 7%, sin céntimo verde, y con derechos de emisión gratuitos. Su comparación con un escenario sin impuestos y con los precios del CO2 registrados permite computar el efecto que la internalización del precio del CO2 por parte de las centrales emisoras (gas y carbón) ha tenido sobre los ingresos de las centrales históricas no emisoras (nucleares e hidroeléctricas) durante el periodo agosto-enero 2018.

Bajo un escenario con precios gratuitos del CO2, los precios del mercado eléctrico caerían 10,7€/MWh (un 23%), y los ingresos de nucleares e hidroeléctricas caerían en 438M€ y 235M€ respectivamente (siendo su producción y por tanto sus costes los mismos). Es decir, la minoración de dichos sobre-ingresos hubiera permitido reducir los pagos a la generación en 674M€ de agosto a enero de 2018. En términos unitarios, ello hubiera supuesto un abaratamiento de la electricidad en 4€/MWh.

3. Conclusión

En resumen: eliminar o redefinir el impuesto del 7% sobre los ingresos de la generación en los ciclos combinados y en las centrales de carbón, eliminar o redefinir el impuesto especial sobre los hidrocarburos, y minorar los sobre-ingresos de las centrales históricas no emisoras (nucleares e hidroeléctricas) por efecto de la internalización del precio del CO2, hubiera permitido reducir el precio del mercado eléctrico en España en 12,9€/MWh (de 56,6 a 43,7€/MWh) en términos medios para el periodo enero-agosto 2018, lo que supone una reducción del 22%. La contrapartida sería una pérdida en la recaudación fiscal de 277M€, que podría ser paliada con un aumento en la fiscalidad de los hidrocarburos en el sector transporte cuya recaudación revirtiera al sector eléctrico.

Estas medidas deben de ser consideradas como provisionales hasta que se aborde una profunda – y urgente - reforma del mercado eléctrico en España.

Apéndice: Fuente de datos para las simulaciones

En las simulaciones, se han considerado los siguientes elementos, con sus fuentes de datos correspondientes:

- Coste de los combustibles fósiles: índice diario API2 a un mes para el carbón, y cotizaciones diarias de Mibgas spot.
- Coste de las emisiones de CO₂: cotizaciones diarias de los derechos de emisión (EUA) de la Unión Europea.
- Impuesto especial de hidrocarburos: 0.234 c€ por kWh térmico aplicable a todas las centrales fósiles.
- Peaje de generación: 0.5 €/MWh.
- Coste variable de operación y mantenimiento: estimado en 3 €/MWh para las centrales de gas/fuel/mixtas, 2 €/MWh para las de carbón, 6 €/MWh para las eólicas y termosolares, cero para las fotovoltaicas y 10 €/MWh para las cogeneraciones y resto de centrales renovables o de residuos.
- Peaje del gas: 0.0682 c€ por kWh térmico en las centrales de gas/fuel/mixtas (peaje de gas 1.2 publicado en la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre).
- Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica: 7% de los ingresos de mercado.
- Tasas de emisión de CO₂: 350 g/kWh para las centrales de gas, 749 g/kWh para las de fuel/mixtas, y 935-1025g/kWh para las centrales de carbón dependiendo del tipo de combustible empleado (fuente REE).
- Rendimientos de las centrales térmicas: para las centrales de carbón, rendimientos auditados (fuente REE); para los ciclos combinados, rendimientos medios anuales publicados en los informes de sostenibilidad o de Responsabilidad Social Corporativa de cada una de las empresas propietarias de dichas centrales.
- Demanda horaria: se ha tomado la generación horaria de electricidad en España, según el P48 publicado por REE. Incluye por tanto las pérdidas de transporte, saldos internacionales y consumos de bombeo.
- Disponibilidad horaria de las tecnologías renovables: disponibilidades horarias reales para cada uno de los años de las diferentes tecnologías (agrupadas en eólica, fotovoltaica, termosolar, cogeneración y resto) según el P48 publicado por REE.
- Producción hidroeléctrica: producción total mensual registrada en España (Fuente REE, P48), repartida entre producción regulable (estimada en un 60% del total) repartida entre horas mediante un algoritmo de “afeitado de puntas”, respetando el caudal máximo registrado en cada mes. Para considerar el consumo de bombeo se han sumado los valores reales a la demanda.