

Simulaciones del Impacto del Cierre de las Centrales de Carbón en España sobre el Mercado Mayorista de Electricidad

Natalia Fabra¹

5 de diciembre de 2017

En España, al igual que en el resto de Europa, se está debatiendo la conveniencia - o no - del cierre de las centrales de carbón como medida para facilitar la reducción de emisiones en el sector eléctrico y, por extensión, en el conjunto de la economía.

El objetivo de esta breve nota es cuantificar el impacto que tendría el cierre de las centrales de carbón en España sobre dos variables cuya importancia excede al propio ámbito eléctrico: el precio de la electricidad para los consumidores – que afecta a la renta disponible de los hogares y a la competitividad de las empresas-, y las emisiones de carbono en el sector eléctrico – cuya reducción es condición necesaria para la descarbonización del conjunto de la economía. El cierre de las centrales de carbón conllevaría otros impactos de carácter económico, medioambiental y social – sin duda muy relevantes – cuyo análisis y cuantificación quedan fuera del alcance de esta breve nota.

La cuantificación que aquí se expone se basa en las simulaciones realizadas con *Energeia Simula*, una aplicación que permite simular los equilibrios horarios del mercado eléctrico partiendo de una representación detallada del parque de generación eléctrica en España y Portugal, así como de las reglas que rigen su mercado. Esta aplicación fue desarrollada, y es regularmente utilizada, por un equipo de investigación en el Departamento de Economía de la Universidad Carlos III, del que estoy al frente. [Aquí](#) se puede consultar una descripción detallada de *Energeia Simula* y del algoritmo que sustenta sus simulaciones.

1. Preguntas del análisis:

El análisis pretende responder a dos preguntas:

- ¿Qué precios se hubieran registrado, y qué emisiones de carbono hubiera habido, en el Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), desde enero de 2016 hasta octubre de 2017, si ninguna de las centrales de carbón españolas hubiera estado disponible (tomando como datos el resto de datos registrados en este periodo – demanda, hidráulicidad, renovables, precios de la electricidad en los países vecinos y precios de los combustibles)?
- ¿Y si se hubiera incorporado nueva potencia renovable con una capacidad de generación equivalente a la que está produciendo la potencia de carbón retirada?

¹ Departamento de Economía, Universidad Carlos III de Madrid, URL: www.eco.uc3m.es/nfabra

2. Conclusiones principales del análisis:

Las conclusiones principales del análisis son las siguientes (las tablas y figuras correspondientes, así como las fuentes de los datos utilizados, se reproducen al final de la nota):

- El cierre de las centrales de carbón en España hubiera hecho aumentar los precios en el mercado mayorista de electricidad entre un 3.3% y un 3.6% desde enero hasta octubre de 2017, y entre 5.9% y un 8.9% en 2016. Las divergencias entre años se deben, principalmente, a las diferencias en el comportamiento de los precios relativos de los combustibles fósiles y en la generación renovable.²
- La razón de porqué el efecto no es de mayor cuantía (tratándose del cierre de una tecnología tan relevante como el carbón) es sencilla: en los mercados eléctricos, tal y como están diseñados en España, la oferta de la última central despachada marca el precio de mercado con el que será retribuida toda la producción a mercado. Con o sin centrales de carbón, la mayor parte de las horas, el precio de mercado lo marcan las centrales de ciclo combinado (segmento tecnológico caracterizado por una fuerte sobre-capacidad). Por ello, en dichas horas, el cierre de las centrales de carbón apenas afecta al precio de mercado (únicamente porque los ciclos que pasan a marcar el precio son los de mayor coste dentro del segmento tecnológico). Los precios aumentan de forma más pronunciada sólo durante un número reducido de horas en las que el precio lo marca el carbón, y en su ausencia, los ciclos combinados. Esta conclusión es robusta a los distintos supuestos que se puedan adoptar en las simulaciones.
- Teniendo en cuenta que los precios del mercado mayorista de electricidad determinan, de forma aproximada, el 40% del precio que paga el consumidor final, dicha elevación hubiera implicado un incremento en los precios del consumidor final del orden del 1.3% al 1.5% desde enero hasta octubre de 2017, y del 2.4% al 3.5% en 2016.
- Además, las emisiones de carbono en el sector eléctrico se hubieran reducido en un 45% en lo que llevamos de año, y en un 52% en 2016, permitiendo un ahorro significativo por la menor compra de derechos de emisión en el mercado europeo.

² Las simulaciones se han hecho con datos de los precios spot de gas Mibgas. Con precios spot del gas TFF, los efectos sobre los precios mayoristas de electricidad del cierre de las centrales de carbón hubieran sido menos pronunciados; en concreto, del 1.6% a 2.4% en 2017, y del 3.9% al 4.6% en 2016. Generalmente las empresas se abastecen de gas a través de contratos a largo plazo, cuyos términos no son públicos. Los precios de estos contratos son más estables en el tiempo que los precios spot, lo cual explica por qué los precios simulados – que se basan en precios spot – suelen ser más apuntados (es decir, menores en periodos de precios spot bajos y mayores en periodos de precios spot altos) que los precios reales – que se basan en precios de largo plazo.

- La sustitución de las centrales de carbón por una potencia renovable que aportara, en términos medios, una cantidad de energía equivalente, hubiera permitido evitar no sólo el aumento de los precios en el mercado mayorista sino, incluso, reducirlos. En concreto, hubiera permitido reducir los precios respecto al escenario base entre un 0.5% y un 1.5% en 2017 (enero-octubre), y entre un 0.2% y un 3.4% en 2016.³ Esta reducción en los precios mayoristas, ponderada en un 40%, hubiera implicado una reducción de los precios que paga consumidor por la electricidad.
- Además, la sustitución de las centrales de carbón por renovables hubiera contribuido a una reducción de emisiones del 60% en 2017 y del 64% en 2016 frente al status quo. Los costes de la generación eléctrica hubieran caído en un 17% en 2017 y en un 14% en 2016 por la sustitución del uso de combustibles fósiles por fuentes renovables.
- En ninguna de las horas analizadas, la retirada del carbón pone en riesgo la garantía de suministro, existiendo en el periodo considerado capacidad excedentaria para cubrir la demanda aun con baja aportación de renovables.

3. Descripción del análisis y de los resultados:

3.1. Consideraciones previas: elementos importantes para la simulación correcta de los efectos

A la hora de identificar el efecto del cierre de ciertas centrales es importante tener en cuenta algunas cuestiones:

Sobre la importancia de incorporar el comportamiento estratégico:

- En los mercados eléctricos, bajo determinadas circunstancias, las empresas eléctricas pueden tener incentivos a elevar las ofertas de sus centrales por encima de sus costes de funcionamiento si ello redundaría en un aumento de su retribución, tal y como ha puesto de manifiesto la literatura económica y la evidencia empírica. Por tanto, para analizar cómo cambios en el mix tecnológico pudieran afectar los equilibrios de mercado, es necesario modelizar el comportamiento estratégico de las empresas eléctricas. *Energeia Simula* incorpora el comportamiento estratégico en el algoritmo que alimenta sus simulaciones.⁴

La oferta no es estática (ni en el corto, ni en el largo plazo):

³ Con datos de precios spot de gas TFF, la reducción de precios hubiera sido del 3.2% para 2017, y del 6.4% para 2016.

⁴ El modelo teórico que sustenta las simulaciones se desarrolla en el artículo de investigación De Frutos, M.A. and Fabra, N. (2012) "[How to Allocate Forward Contracts: the case of electricity markets](#)" *European Economic Review* 56(3), 451-469.

- Existen ciertos modelos – denominados “modelos de casación”, utilizados por los operadores del mercado eléctrico⁵ - que pueden usarse para cuantificar los efectos de cambios en el mix tecnológico: toman como dadas las ofertas de todas las centrales de producción y recalculan el precio de mercado excluyendo las ofertas de las centrales cuyo cierre se quiere simular. Sin embargo, la realidad no es estática como asumen estos modelos: si se cierran ciertas centrales, las ofertas del resto de centrales pueden variar antes y después del cierre, afectando de este modo a los precios de mercado resultantes.⁶ Una consideración similar aplica a la hora de simular, por ejemplo, los efectos de cambios corporativos en el sector: si dos empresas se fusionan, verán alterados sus incentivos a elevar sus precios de ofertas, y con ello el precio de mercado, efecto que escaparía del análisis con modelos de casación. Por el contrario, *Energeia Simula* no impone que las ofertas del resto de centrales permanezcan congeladas, y permite calcular los equilibrios de mercado de manera independiente para cada uno de los escenarios analizados.
- Igualmente importante es tener en cuenta que el cierre de ciertas centrales abre hueco para la incorporación de otras. Así, los análisis que se limitan a retirar potencia del sistema sin reemplazarla por otra, carecen de sentido. Para analizar los efectos a medio plazo es conveniente comparar el escenario del status quo, con escenarios de cierre y sustitución de la potencia retirada por una potencia alternativa. Así lo hacen las simulaciones que aquí se presentan, al construir escenarios (1) con centrales de carbón, (2) sin centrales de carbón, y (3) sin centrales de carbón, más una energía renovable igual a la que produciría la potencia de carbón retirada.

El periodo temporal importa:

- Por último, la elección del periodo temporal es muy relevante. Coyunturas extremas – por ejemplo, con periodos como el actual con demanda alta, baja

⁵ Por ejemplo, el algoritmo Euphemia o el que utiliza OMIE.

⁶ Por ejemplo, piénsese en la baja utilización de los Ciclos Combinados en los actuales escenarios de oferta y demanda. Esta situación incentiva a las empresas a concentrar el funcionamiento de sus ciclos en determinadas centrales de su propiedad. Una de las vías utilizada para concentrar la generación en unas centrales y no en otras es la realización de ofertas muy por encima del precio que razonablemente va a entrar en la casación con las centrales que son elegidas para no ser casadas. De esta forma, además, las empresas propietarias de tales centrales pueden disponer de gas para ser destinado a otros mercados. Un cálculo de los impactos de la retirada del carbón que se limitara a recalcular nuevos precios manteniendo las ofertas realizadas en presencia de ofertas de carbón conduce a simular la casación de centrales con precios de oferta muy altos que no tenían otro objeto que evitar su casación. Cálculos simples de este tipo sobre-estiman el impacto del cierre de las centrales de carbón sobre el precio de mercado. Si la utilización del parque de ciclos fuera más elevada por una ausencia real de centrales de carbón, esas mismas ofertas se realizarían a precios mucho más bajos para competir con otros ciclos combinados. Otro ejemplo relevante se refiere al cambio en los perfiles de producción hidroeléctrica, que no es el mismo con o sin carbón disponible.

hidraulicidad, baja aportación de renovables y fuertes exportaciones a Francia - pueden reducir la representatividad de los resultados, desaconsejando que los resultados se extrapolen a coyunturas normales. Por ello, las simulaciones se han de hacer bajo escenarios medios, o para periodos prolongados en el tiempo que recojan un comportamiento medio de las variables relevantes. Las simulaciones que aquí se presentan abarcan el año 2016 y los meses de enero a octubre de 2017 (a falta de datos completos sobre el mes de noviembre en el momento en que esta nota se escribe). Alternativamente, se pueden construir escenarios *futuros* bajo ciertos supuestos sobre demanda, hidraulicidad, renovables, precios a la frontera de las interconexiones y precios relativos de los combustibles. Sin embargo, tal análisis necesariamente exige la formulación de hipótesis sobre el comportamiento futuro de dichas variables.

3.2. Escenarios del análisis y resultados

Los escenarios contemplados son:

Escenario 1: status quo en MIBEL

Escenario 2: cierre de todas las centrales de carbón en España

Escenario 3: cierre de todas las centrales de carbón en España e incorporación de 9250MW de potencia eólica y 9250MW de potencia fotovoltaica⁷

Los efectos del cierre de las centrales de carbón, y su sustitución por renovables, se identifican tomando la diferencia entre los resultados simulados bajo cada escenario.

3.3. Efectos sobre los precios mayoristas de electricidad

A continuación se comparan, entre escenarios, los precios de equilibrio simulados en MIBEL. Se reportan los resultados tanto bajo el supuesto de comportamiento competitivo (todas las centrales son ofertadas a coste marginal), como de comportamiento estratégico por parte de las empresas al ofertar su producción en el mercado (las ofertas de las centrales responden a la maximización de beneficios de cada grupo empresarial).

La conclusión principal es que el cierre de las centrales de carbón en España hubiera hecho aumentar los precios en el mercado mayorista de electricidad entre un 3.3% y un 3.6% en 2017 (enero-octubre), y entre un 5.9% y un 8.9% en 2016 (escenario 2 frente a escenario 1). Su sustitución por nueva potencia renovable hubiera permitido reducir los precios en el mercado mayorista entre un 0.5% y un 1.5% en 2017 (enero-octubre), y entre un 0.2% y un 3.4% en 2016 (escenario 3 frente a escenario 1).

⁷ Esta potencia, bajo la hipótesis de una utilización de 2.100h a plena potencia equivalente de la tecnología eólica y de 1.900h de la fotovoltaica, aportaría una energía equivalente a la que produciría la potencia de las centrales de carbón retiradas bajo el supuesto de que esta tecnología tuviera una utilización de 3.700h de funcionamiento a plena potencia equivalente. Este supuesto es conservador, porque la nueva potencia eólica que se está instalado tiene un número de horas de funcionamiento superior, por lo que el aumento de la capacidad eólica podría ser menor al aquí contemplado.

Tabla 1: Precios de equilibrio simulados (€/MWh) Año 2017 (enero-octubre)

	Competitivo	Estratégico
1.Base	52.2	54.1
2.Cierre carbón	54.1	55.8
3.Cierre carbón +renovables	51.4	54.4

Tabla 2: Precios de equilibrio simulados (€/MWh) Año 2016

	Competitivo	Estratégico
1.Base	42.8	45.8
2.Cierre carbón	46.6	48.6
3.Cierre carbón +renovables	41.4	45.7

Tabla 3: Cambios en los precios en los escenarios 2 y 3 frente al escenario 1 (supuesto competitivo)

	2017	2016
2.Cierre carbón	3.6%	8.9%
3.Cierre carbón +renovables	-1.5%	-3.4%

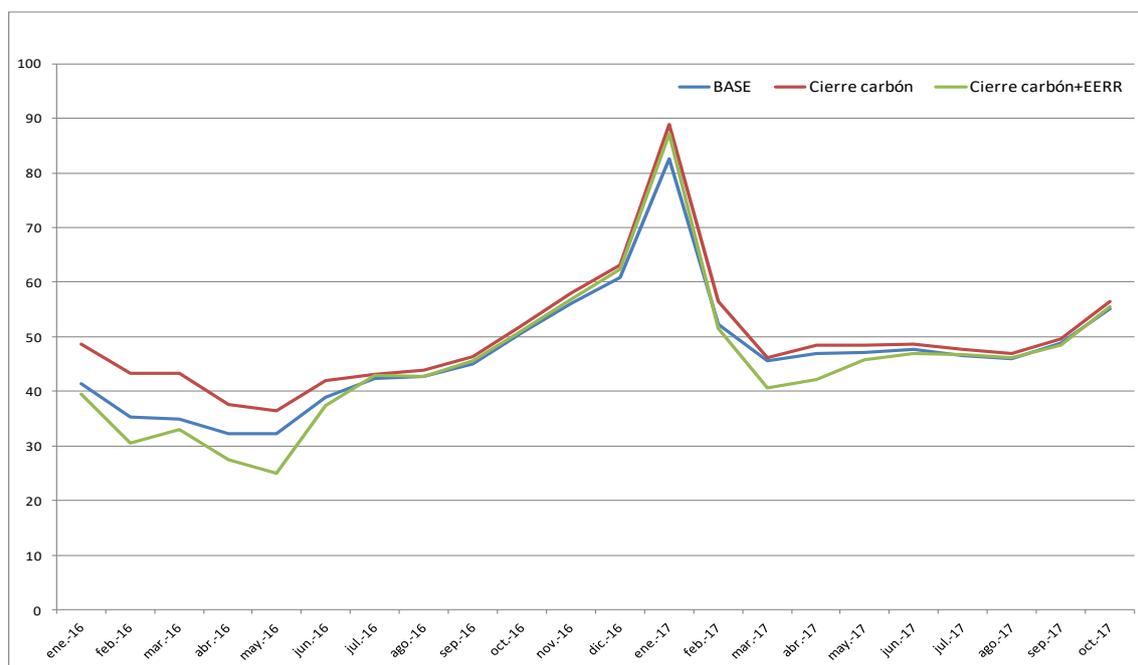
Tabla 4: Cambios en los precios en los escenarios 2 y 3 frente al escenario 1 (supuesto estratégico)

	2017	2016
2.Cierre carbón	3.3%	5.9%
3.Cierre carbón +renovables	-0.5%	-0.2%

La siguiente figura muestra el detalle de los precios mayoristas medios mensuales a lo largo del periodo bajo el supuesto competitivo (la figura que muestra los precios bajo el comportamiento estratégico es cualitativamente similar).

**Figura 1: Media mensual de los precios mayoristas simulados
bajo los distintos escenarios (€/MWh) (supuesto competitivo)**

Enero 2016-octubre 2017



3.2. Efectos sobre las emisiones de carbono en el sector eléctrico

A continuación se comparan, entre escenarios, las emisiones de carbono en la generación eléctrica bajo cada escenario. Se reportan los resultados bajo el supuesto de comportamiento competitivo (las emisiones bajo el supuesto de comportamiento estratégico son muy similares).

La conclusión principal es que el cierre de las centrales de carbón en España hubiera reducido las emisiones de carbono en un 45% en 2017 y en un 52% en 2016, frente al status quo (escenario 2 frente a escenario 1). Su sustitución por la electricidad generada por nueva potencia renovable hubiera amplificado la reducción de emisiones, hasta alcanzar reducciones del 60% y 64%, respectivamente, frente al status quo (escenario 3 frente a escenario 1).

Tabla 5: Emisiones de carbono simuladas (MTon) (supuesto competitivo)

	2017	2016
1.Base	73	86
2.Cierre carbón	40	41
3.Cierre carbón +renovables	29	31

Tabla 6: Cambios en las emisiones de carbono simuladas en los escenarios 2 y 3 frente al escenario 1 (supuesto competitivo)

	2017	2016
2.Cierre carbón	-45.2%	-52.3%
3.Cierre carbón +renovables	-60.3%	-63.9%

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. Para hacer análisis de sensibilidad, también se han realizado simulaciones con precios del gas TTF 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.⁸
- Demanda horaria: demanda horaria de electricidad en España y Portugal, según el P48 publicado por REE.
- 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.

⁸ Estos rendimientos están en línea con los rendimientos que generalmente se esperan para cada tipo de tecnología y que se utilizan en los diversos análisis (por ejemplo, en los análisis publicados por Platts).

- Producción hidroeléctrica: producción total mensual registrada en MIBEL (fuente OMIE), 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.