

El efecto de las energías renovables sobre los costes y los precios del mercado de generación eléctrica¹

Mayo 2017

1. Introducción

Las energías renovables generan externalidades positivas, de muy diversa naturaleza, que contribuyen a mejorar el bienestar social:

- Reducción de la emisión de gases de efecto invernadero;
- Reducción de los costes de futuras inversiones por efecto de las economías de escala y aprendizaje;
- Creación de tejido industrial y empresarial;
- Creación de empleo de calidad en zonas urbanas y rurales;
- Reducción de los desequilibrios en la balanza comercial por las menores importaciones de combustibles fósiles...

A pesar de que todo ello es bien sabido y está ampliamente documentado,² resulta difícil que la población —entendida en un sentido amplio— asocie de forma unívoca tales efectos con las renovables. Son efectos externos que no pueden percibir los consumidores en su integridad, ni colectiva ni individualmente, porque para ello tendrían que hacer análisis y simulaciones contrafactuales sólo al alcance de los expertos.

La población, por el contrario, sólo puede asociar con las renovables aquellos efectos que percibe de forma directa, o sólo tal y como se le transmiten a través de la opinión publicada, que no siempre es independiente de los intereses económicos de algunas empresas energéticas que todavía consideran que las energías renovables son una amenaza para sus intereses inmediatos.

Por ejemplo, está extendida la idea de que “las energías renovables encarecen el recibo de la luz”, basada únicamente en el coste de sus “primas” (es decir, de la retribución que perciben las renovables por encima del precio que fija el mercado

1 Este trabajo ha sido realizado por un equipo formado por Natalia Fabra, Jorge Morales y Luis Narváez a petición de ANPIER.

2 Por ejemplo, un reciente informe de IRENA (2016) “The True Cost of Fossil Fuels: Saving on the Externalities of Air Pollution and Climate Change”, se concluye que duplicar el peso de las renovables en el mix energético mundial permitiría ahorrar, en el horizonte 2030, 4.2 trillones de dólares americanos cada año – 15 veces más que sus costes – gracias a los costes que se evitarían relacionados con las emisiones de gases contaminantes y el cambio climático.

eléctrico tal y como está regulado por la legislación vigente). La población no puede dar valor a los beneficios asociados con las externalidades positivas antes enunciadas, como tampoco puede cuantificar los efectos que las renovables tienen sobre el mercado eléctrico y que contribuyen a reducir los costes y los precios del suministro eléctrico. La factura eléctrica que los consumidores reciben en sus hogares descompone el importe destinado a pagar los “Incentivos a las energías renovables, cogeneración y residuos”, pero no indica cuál hubiera sido el “Coste de la producción de electricidad” de no haber existido las renovables. La división entre “Incentivos a las energías...” y “Coste de la producción...” ofrece una información sesgada de los costes reales del suministro eléctrico, entre otros motivos porque distorsiona el efecto que tienen las renovables sobre dichos costes. Como prueba de ello, hasta 2014, cuanto mayor era el efecto depresor de precios de las renovables, mayor era el encarecimiento que se les atribuía porque los menores precios del mercado aumentaban el valor de sus primas (calculadas como diferencia de los precios del mercado con la retribución que tenían asignada) aunque su retribución permaneciera constante. En definitiva, toda valoración sobre las energías renovables que se base en la cuantía de sus primas sin considerar su efecto depresor de los precios del mercado eléctrico está necesariamente sesgada.

Es importante que la percepción que la población —que es en definitiva quien, de forma directa o indirecta, acaba sufragando el coste del suministro eléctrico y quien además, con su voto, condiciona la política energética— conozca de forma fidedigna los efectos de las renovables en toda su dimensión: los costes, pero también los beneficios —en forma de externalidades positivas— y los ahorros —vía su efecto sobre el mercado de generación— que las renovables traen consigo.

Objetivo del Trabajo

El objetivo de este trabajo es cuantificar el efecto de las renovables sobre los costes y los precios de la generación eléctrica: en concreto, en el contexto del Mercado Ibérico de la Electricidad durante el período 2010-2015, ¿cuánto han deprimido las energías renovables los costes de la generación eléctrica, así como los precios del mercado que sirven para remunerar al conjunto de la electricidad que demandan y consumen los consumidores?

La cuantificación se basa en las simulaciones realizadas con la aplicación **Energeia**, que permite simular los equilibrios del mercado eléctrico bajo distintos escenarios (en este trabajo, con y sin renovables) partiendo de una representación detallada del parque de generación eléctrica en España y Portugal, y de las reglas que rigen su mercado. Se trata, en definitiva, de poder calcular el efecto neto que las renovables tienen sobre la factura eléctrica, computando no sólo la retribución que éstas reciben sino también el ahorro que éstas inducen al reducir la retribución y los costes para los consumidores de las tecnologías de generación no renovable.

Este trabajo no computa los impactos de las renovables de carácter económico, medioambiental y social que indudablemente conlleva la penetración de renovables en la generación eléctrica. Es decir, se trata de **computar sólo los efectos de las renovables sobre el mercado eléctrico, que tienen beneficios directos para los consumidores como consumidores de electricidad**. Los beneficios externos que la electricidad de origen renovable también suministra a los consumidores, lo hace no en su calidad de consumidores, sino de ciudadanos. Estos beneficios externos, de magnitud cualitativa y cuantitativa muy importante, no son objeto de este trabajo.

Metodología

Este trabajo adopta una metodología en la frontera de la investigación. En concreto, a diferencia de otros enfoques que se han utilizado con objetivos similares, ***Energeia*** incorpora la modelización del comportamiento estratégico de las empresas a la hora de realizar sus ofertas en el mercado de electricidad. Este aspecto es particularmente importante porque las energías renovables, además de constituir una fuente energética de bajo coste variable que desplaza a otras de mayor coste, también altera las ofertas efectuadas por parte de las energías convencionales. Por tanto, para poder cuantificar de forma robusta el efecto de las energías renovables sobre los costes y precios de la electricidad, es necesario incorporar el comportamiento estratégico de las empresas en el análisis, debido que dada la estructura corporativa del sector eléctrico, los precios de su mercado no son ajenos a esos comportamientos.

Resultados

En este trabajo se concluye que el impacto depresor de las energías renovables sobre los costes y los precios del suministro eléctrico en el mercado Ibérico de electricidad en el periodo 2010-2015 han sido cuantitativamente relevantes. En concreto, en el período considerado, **la generación renovable supuso una reducción promedio de 1.313M€/año de los pagos a la generación del conjunto de las centrales de generación, reduciendo los costes efectivos de la generación eléctrica en 3.214M€/año. Para el conjunto del periodo considerado, los pagos a la generación se redujeron en 7.881M€ mientras que los costes de generación se redujeron en 19.283M€**. Además, se evitó la emisión de 217 Millones de toneladas de CO₂; esto es, las emisiones de CO₂ a la atmósfera hubieran sido un 37,1% superiores en ausencia de generación renovable. Las proyecciones a 2020 apuntan a un mayor efecto depresor de precios y de costes, tanto mayor cuanto mayor sea la penetración de las renovables en el mix de generación eléctrica.

La estructura del trabajo es la siguiente:

- En la sección 2 se describe conceptualmente la relación entre la generación renovable y los precios y costes del suministro eléctrico.

- En la sección 3 se describe la metodología utilizada en las simulaciones para cuantificar el efecto de las renovables.
- En la sección 4 se resumen los principales resultados del análisis.
- La sección 5 cierra el trabajo con unas breves conclusiones.

2. Los efectos de las renovables sobre el precio y el coste de la electricidad

Las renovables deprimen el coste de la generación eléctrica

Las energías renovables constituyen una fuente energética de bajo coste variable. Los inputs energéticos de los que se alimentan los parques eólicos, las centrales solares fotovoltaicas y termosolares, y las centrales hidráulicas —el viento, el sol, el agua— están presentes en la naturaleza a coste nulo. Además, con la excepción del agua que puede ser embalsada en las presas, su coste de oportunidad también es nulo porque el que el viento, el sol o el agua que corre por los ríos sean aprovechados para generar electricidad no limita su valor para otros usos. Por ello, y a diferencia de las centrales térmicas de generación eléctrica que consumen inputs finitos y por ello costosos, los costes variables de las centrales renovables son únicamente los costes de mantenimiento que dependen de su producción. Al ser éstos relativamente bajos, las energías renovables constituyen la fuente energética con el menor coste variable de todo el sistema eléctrico. Todo ello sin tener en cuenta el coste de las emisiones de gases de efecto invernadero y otros impactos medioambientales. Si éstos se computan como costes energéticos, la comparación a favor de las renovables es todavía más acusada.

En consecuencia, lo eficiente para minimizar los costes del suministro eléctrico es que las energías renovables sean las primeras en ser despachadas en su totalidad para cubrir la demanda, y que sólo se recurra a otras tecnologías de mayor coste —y generalmente más contaminantes— para cubrir la demanda que no pueda ser cubierta por la producción de origen renovable. Así las centrales renovables sustituyen otras de mayor coste variable que hubieran sido despachadas para cubrir la demanda de electricidad, contribuyendo a reducir los costes variables del suministro eléctrico.

La fijación de precios mercado de la electricidad

En la mayoría de los países, entre ellos España, los precios de la electricidad no reflejan los costes variables del suministro eléctrico, sino los precios del mercado eléctrico que se igualan —si el mercado es competitivo— al coste variable de la última central necesaria para cubrir la demanda. En concreto, las distintas centrales de producción son despachadas en función creciente a sus precios de oferta, y el precio de mercado —que retribuye a toda la energía producida— lo determina la oferta de la última unidad despachada, es decir, aquella de mayor precio entre las que hayan sido necesarias para cubrir la demanda. Así, en periodos de mayor demanda, los costes

variables de las centrales que determinan el precio de mercado son mayores, lo que se traduce en un aumento en los precios de mercado. Dado que las centrales de una misma tecnología tienden a tener costes variables similares —con la salvedad de diferencias en el coste al que adquieran sus inputs de generación (cuestión particularmente relevante en el caso del gas), o de pequeñas variaciones en sus tasas de eficiencia— los precios de mercado van aumentando de forma escalonada a medida que tecnologías de mayores costes variables van siendo necesarias para cubrir la demanda.

Las renovables deprimen el precio de la generación eléctrica

Por todo ello, el impacto de las energías renovables sobre los precios de mercado es relevante cuando su producción desplaza la tecnología que en ausencia de renovables hubiera fijado los precios de mercado. Por ejemplo, en horas en las que en ausencia de renovables los ciclos combinados de gas hubieran fijado precios, pero en las que por efecto de las renovables las centrales de carbón pasaran a fijar precios, el precio de mercado (bajo el supuesto de competencia perfecta) caería de forma escalonada, desde el coste variable de los ciclos combinados al coste variable de las centrales de carbón. Este menor precio afectaría a toda la energía casada en el mercado, y por ello podría tener un efecto depresor significativo sobre el coste para los consumidores del suministro eléctrico.

Sin embargo, en aquellas horas en las que la producción renovable no desplace por completo a la familia tecnológica que marca precios, su efecto sobre los precios es menor que su efecto sobre los costes. Volviendo al ejemplo anterior, si la producción renovable es menor, de tal manera que los ciclos combinados siguen marcando precios, el precio de mercado no se vería afectado de manera sensible a pesar de que la producción renovable hubiera supuesto un ahorro de costes al sustituir a la producción de algunos ciclos combinados porque no habría provocado un desplazamiento de la tecnología marginal, desde el gas al carbón.

Conclusiones: efecto sobre costes y precios

Ello nos lleva a dos conclusiones:

Primera: es importante cuantificar el efecto de las renovables tanto sobre los costes variables del suministro eléctrico, como sobre los precios. Si bien ambos efectos son importantes, no tienen porqué ser de la misma magnitud: la reducción de costes por la sustitución de energías con origen fósil refleja una mejora de la eficiencia económica, y la reducción de precios refleja en qué medida esa reducción de costes acaba traspasándose al consumidor final.

Bajo una regulación distinta a la actual, el efecto de las renovables sobre los costes sería el mismo si bien el efecto sobre los precios pudiera ser distinto. Por ejemplo, si a

las centrales se le retribuyera según su coste variable y no según el coste de la última unidad despachada, el efecto sobre los precios sería igual, y no menor, al efecto sobre los costes en los que incurren las empresas eléctricas. Por ello, en este trabajo se cuantifica el efecto de las renovables tanto sobre los costes del suministro eléctrico como sobre los precios.

Segunda conclusión: si bien el efecto de las renovables sobre el coste del suministro eléctrico presenta una relación continua (es decir, cuanto mayor sea la producción renovable, menor es el coste del suministro eléctrico), el efecto de las renovables sobre el precio del mercado eléctrico presenta saltos y será tanto más acusado cuanto mayor sea su producción. Por ello, la cuantificación que este trabajo lleva a cabo en cuanto al efecto sobre los precios de mercado es específico del momento y del contexto para el que se realiza —esto es, el mercado eléctrico en la península ibérica en el periodo 2010-2015— sin que se puedan hacer extrapolaciones lineales a otros periodos y/o sistemas eléctricos. Previsiblemente, la caída de los precios del mercado será tanto más pronunciada (más allá de una pura relación lineal) cuanto mayor sea la penetración de renovables, pero su cuantificación requiere un análisis específico del periodo considerado.

Cuando la competencia en el mercado eléctrico es imperfecta

El razonamiento anterior parte del supuesto de que las empresas eléctricas se comportan de forma competitiva ofertando su producción a los costes variables de sus centrales. Sin embargo, en la práctica, esto no siempre es así porque —bajo determinadas circunstancias— las empresas pueden disponer de poder de mercado; esto es, tienen la capacidad y el incentivo de alterar de forma beneficiosa los precios de mercado con los que se retribuye su generación.

Cuando una central es ofertada por encima de su coste variable se producen dos efectos. Por una parte, con cierta probabilidad, la central no será despachada porque será sustituida con otra central ofertada a un precio menor; es decir, la producción esperada de la central será menor (efecto producción). Por otra parte, si la central es finalmente despachada y su oferta sirve para elevar el precio de mercado, toda la energía despachada en el mercado será retribuida a un precio mayor (“efecto precio”).

Ejercer poder de mercado es por tanto rentable para aquellas grandes empresas para las que el aumento del precio, aplicado sobre toda su producción, compensa a la posible reducción en la producción de la central marginal.

Esto es importante a la hora de cuantificar el efecto de las renovables sobre los costes y los precios del suministro eléctrico porque las renovables alteran la capacidad y los incentivos de las empresas eléctricas para ejercer poder de mercado. El impacto de las renovables sobre el poder de mercado se puede descomponer en dos efectos:

Primer efecto: si la producción renovable no está en manos de las grandes empresas (o lo está en una menor medida que las centrales a las que desplaza), la mayor producción renovable reducirá el “efecto precio”, esto es, el beneficio que las grandes empresas —que son las que tienen incentivos a ejercer poder de mercado— obtienen al elevar los precios. Por ello, el poder de mercado se mitiga en mayor medida si la producción renovable está en manos de pequeños inversores, o si la retribución de las renovables no depende de los precios del mercado (por ejemplo, si éstas están sujetas a las tarifas conocidas como *feed-in-tariffs*) porque en este caso el aumento de precios de mercado no se traduciría en un aumento en la retribución de la producción renovable (independientemente de quiénes sean sus propietarios). Bajo estas dos circunstancias, en periodos en los que el peso de las renovables sea importante, los precios de mercado serán menores por la mitigación del poder de mercado de las grandes empresas.³

Segundo efecto: como la producción renovable es variable, la demanda no cubierta por las energías renovables también lo es. Esto quiere decir que cuando una empresa, comportándose de forma estratégica, eleva el precio de alguna de sus centrales por encima de sus costes variables, se enfrenta a un mayor “efecto cantidad”; esto es, la incertidumbre sobre si dicha central será o no despachada y sobre si su puja se traducirá o no en un mayor precio de mercado es mayor. Así, cuanto mayor sea la variabilidad no predecible de las energías renovables, mayor será el riesgo para las grandes empresas de ejercer poder de mercado. De nuevo, por esta vía, las energías renovables contribuyen a mitigar el poder de mercado y con ello los precios.

El efecto de las energías renovables sobre los costes del suministro y sobre los precios en mercados que no son perfectamente competitivos puede por tanto diferir del que se produce bajo los supuestos de competencia perfecta. Primero, cuando la competencia es imperfecta, los efectos de las renovables sobre los costes y los precios (dejando fijas las ofertas de las empresas) son distintos porque las ofertas de las empresas son distintas en un escenario de competencia perfecta frente uno de competencia imperfecta. Y segundo, la capacidad de las energías renovables para mitigar el poder de mercado se traduce en un cambio de las ofertas de las empresas que a su vez se acaba traduciendo en un efecto adicional sobre los costes y los precios de mercado. En definitiva, las energías renovables mitigan el poder de mercado, pero la presencia de poder de mercado también permite a las empresas mitigar el efecto que éstas tienen sobre los precios. Por tanto, la relación entre el efecto depresor de precios de las renovables y poder de mercado puede ir en ambas direcciones.

3 El trabajo de Ciarreta, A. *et al.* (2017) “Has renewable energy induced competitive behavior in the Spanish electricity market?” *Energy Policy*, 104 (2017) 171–182, confirma empíricamente que esto fue efectivamente así en el contexto del mercado eléctrico español.

Por todo ello, este trabajo no se limita —como la mayor parte de los trabajos previos— a cuantificar el efecto de las renovables bajo el supuesto de competencia perfecta, sino que además lo cuantifica bajo el supuesto de que las empresas se comportan de forma estratégica, lo que a veces se traduce en ofertas superiores a sus costes variables de generación.

3. Metodología del Análisis

Para cuantificar el efecto de las renovables sobre los costes y los precios del suministro eléctrico, en este trabajo se realizan simulaciones del mercado eléctrico con y sin renovables. El efecto sobre los precios y los costes se deriva de la comparación de ambos análisis.

Energeia: simulador del mercado eléctrico

Las simulaciones se han realizado con ***Energeia***, una aplicación que permite comprender las complejas relaciones entre la estructura corporativa del mercado, el mix de tecnologías, el perfil y evolución de la demanda, las reglas del mercado y comportamiento estratégico de las empresas. Sus simulaciones se basan en un modelo de subastas que replica las características esenciales de los mercados de producción eléctrica, tanto en lo relativo a las normas que lo rigen como a las características de sus empresas.⁴

Antes de describir el modelo que sustenta las simulaciones de ***Energeia***, se describen análisis previos para ilustrar el avance que ***Energeia*** supone frente a modelos de simulación alternativos.

Simulaciones del mercado eléctrico: tipos de análisis

Existen varios tipos de análisis que parten de distintas metodologías para calcular el efecto de las renovables sobre los mercados eléctricos. Éstos se pueden clasificar en dos tipos: (1) los análisis que calculan el efecto de las renovables tomando como dada la oferta del resto de centrales, y (2) los análisis que tienen en cuenta que bajo el escenario con y sin renovables las ofertas del resto de centrales también se ven endógenamente alteradas.

Dentro del primer tipo de análisis, se pueden a su vez distinguir tres tipos. Primero, algunos modelos suponen que los agentes se comportan de modo competitivo, haciendo sus ofertas a coste marginal. Bajo este supuesto, las ofertas de las centrales convencionales (la hidroeléctrica excluida) efectivamente no dependen de la presencia

4 Véase 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.

o no de renovables. Casando la oferta agregada de todas las centrales (incluyendo y sin incluir a las centrales renovables) con la demanda agregada, se puede calcular el efecto de las renovables sobre los costes y los precios de la generación eléctrica. Si el mercado que se analiza es competitivo (lo cual requiere un elevado número de empresas y un elevado grado de capacidad excedentaria) éste puede ser un método de análisis adecuado. En caso contrario, cabe esperar que el comportamiento no siempre competitivo de las empresas haga que el precio de mercado (con y sin renovables) sea distinto, y por tanto también distinto el efecto de las renovables. Además, nótese que en sistemas eléctricos en los que la producción hidroeléctrica es importante, la producción renovable, al alterar el nivel y el perfil de precios del mercado, también altera el despacho eficiente de la producción hidroeléctrica, lo que a su vez acaba generando precios distintos. Por ello, ni siquiera en mercados eléctricos competitivos, resulta adecuado simular el efecto depresor de las renovables tomando como dado el comportamiento de oferta del resto de las tecnologías.

Alternativamente, se puede realizar un análisis similar tomando, en lugar de los costes de las centrales, las pujas realmente ofertadas por cada central. Si se retiran las pujas de las energías renovables y se recalcula el precio resultante, se obtiene una medida del efecto de las renovables sobre los precios. La lógica es similar a la del ejercicio anterior pero no requiere información sobre los costes de las empresas porque se asume implícitamente que éstas pujan a coste marginal. Dejando de lado aspectos metodológicos de detalle, tales como la consideración o no de condiciones complejas, esto es, de restricciones en las ofertas que afectan transversalmente a varias horas del día (singularmente, la condición de ingresos mínimos, que permite retirar todas las ofertas presentadas en un día si en conjunto no se obtienen unos determinados ingresos), la principal limitación de esta aproximación es que presupone que la presencia de renovables no altera el comportamiento del resto de los agentes — cuestión que, como ya se ha discutido, sólo es válida en mercados perfectamente competitivos en los que la producción hidroeléctrica no es relevante—.

Por último, otro análisis del mismo tipo, aunque metodológicamente distinto, consiste en descomponer los factores que explican la evolución pasada de los precios a través de regresiones; si se introduce entre dichos factores explicativos la producción renovable, se puede estimar en qué medida una mayor producción renovable reduce los precios del mercado.⁵ Para que este análisis indique una relación de causalidad entre producción renovable y caída de precios, así como para que la magnitud del

5 Por ejemplo, véase en el contexto del mercado alemán, Cludius, J., H. Herrmann, F. Chr. Matthes and V. Graichen (2014), "The Merit Order Effect of Wind and Photovoltaic Electricity Generation in Germany 2008-2016: Estimation and Distributional Implications", *Energy Economics* 44, 302-323. Su trabajo estima que cada GWh adicional de producción renovable reduce el precio del mercado en 11-13€ MWh.

efecto esté correctamente estimada, es necesario que cambios en la producción renovable no afecten a otras variables explicativas, lo cual no se verifica si cambios en la producción renovable alteran las ofertas de otras centrales. De nuevo, ello apunta a la misma limitación antes enunciada: si el mercado no es perfectamente competitivo y si la producción hidroeléctrica es relevante, las ofertas de las centrales son endógenas a las condiciones de mercado y entre ellas, sin duda, a la presencia de renovables porque éstas reducen la demanda residual cubierta por el resto de tecnologías. Para evitar los sesgos que ello pueda introducir, el modelo estadístico tiene que incorporar la endogeneidad de la producción no renovable en función de la producción renovable. Así lo hace el trabajo de Liski y Vehviläinen (2016) quienes, en el contexto del mercado Nórdico, concluyen que una cuota de mercado del 10% para la energía eólica redujo a la mitad los costes de la energía eléctrica para el consumidor.⁶

Las limitaciones apuntadas esconden uno de los retos conceptuales más difíciles de abordar en un estudio de este tipo: cómo predecir el comportamiento de los agentes cuando no se verifican las condiciones de competencia perfecta. Como se discutió en la sección anterior, si los agentes disponen de cierto grado de poder de mercado podrían elevar sus pujas por encima del coste marginal. Dicha estrategia conllevaría la pérdida de parte de la producción de la empresa, al verse sustituida por la de centrales con menor precio. Sin embargo, ello se vería compensado por el aumento del precio del mercado y su repercusión sobre los ingresos del resto de producción de la empresa. Cuánto poder de mercado sean capaces de ejercer dependerá, entre otros factores, de la energía ofertada por las energías renovables, dado que éstas modifican la demanda a la que se enfrentan el resto de centrales en competencia. Por tanto, irremediablemente la presencia o no de energías renovables modificará el comportamiento estratégico de las empresas, y con ello, los precios del mercado. Así, las predicciones de precios serán distintas a las que obtenidas con los enfoques descritos en los párrafos anteriores.

Modelos de comportamiento estratégico en la literatura económica

Resulta por tanto necesario comprender cuál es el comportamiento estratégico de las empresas. En la literatura económica existen diversos modelos que capturan el comportamiento de las empresas eléctricas en los mercados mayoristas de electricidad, a los que se puede recurrir para comprender cómo hubieran sido las ofertas de las empresas en ausencia de renovables. Con dichas ofertas se puede estimar el precio resultante del mercado simulado, con y sin renovables, como medida de su efecto depresor de precios.

6 Liski, M. y Vehviläinen, I (2016) Gone with the wind: an empirical analysis of the renewable energy rent transfer, CESifo working papers.

El modelo de Cournot, que asume que las empresas compiten eligiendo cantidades, fue el primero que se utilizó para simular el comportamiento estratégico de las empresas en los mercados eléctricos. Básicamente, según este modelo, si la producción renovable es mayor, la demanda residual para el resto de centrales es menor. Así, el precio caerá por una doble vía: por el efecto directo de las renovables sobre los precios, y porque la menor demanda que se disputan las energías no renovables intensifica la competencia entre ellas. Por tanto, el uso del modelo de Cournot implicaría que el efecto depresor de precios de las renovables sería mayor al estimado por los modelos antes mencionados.

Sin embargo, la aplicación del modelo de Cournot a los mercados eléctricos presenta una limitación principal: no recoge la realidad institucional de la mayoría de los mercados eléctricos en los que las empresas eligen curvas de oferta y no únicamente cantidades. Esta divergencia implica que los precios que predice están sobreestimados. Por ello, si se utiliza el modelo de Cournot para predecir el efecto de las renovables, los resultados pueden estar sesgados frente a la realidad.

Como alternativa al modelo de Cournot, existen otros modelos en la literatura económica que permiten a las empresas elegir curvas de oferta (que reflejan una cierta relación elástica entre precios y cantidades ofertadas) y no únicamente cantidades. El Libro Blanco sobre la regulación de la generación eléctrica en España,⁷ que se publicó en junio de 2005, empleaba un modelo de simulación del pool eléctrico que pertenece a esta categoría de modelos. Sin embargo, este tipo de modelos, si bien supone una mejora con respecto al modelo de Cournot, también adolece de una limitación: supone que las empresas utilizan funciones de oferta continuas, y no a “escalones” como ocurre en la práctica. La continuidad de las funciones de oferta facilita el análisis pero genera multiplicidad de los equilibrios, con precios entre los de competencia perfecta y los resultantes del modelo de Cournot, sin que la Teoría de Juegos ofrezca argumentos concluyentes para establecer la superioridad de unas predicciones sobre otras. Por tanto, las previsiones sobre ejercicio de poder de mercado —y por extensión, sobre los efectos de las renovables— pueden variar drásticamente según el equilibrio escogido.

Por último, existe otro tipo de modelos que incorporan el comportamiento estratégico bajo una representación más adecuada de los aspectos institucionales y estructurales de los mercados eléctricos. En particular, estos modelos asumen que las empresas compiten a través de la elección de funciones de oferta, que determinan el precio mínimo al que están dispuestas a producir cada MWh, sin imponer más restricciones sobre la forma de tales funciones que las restricciones impuestas por las propias normas (por ejemplo, que sean crecientes, o que no contengan más de veinticinco

7 Pérez Arriaga, J.I. (2005) “Libro Blanco sobre la reforma del mercado regulatorio de la generación eléctrica en España.”

pares de precio-cantidad por unidad de producción, etc.) En relación con la representación del parque de generación, estos modelos asumen curvas de costes por tramos, correspondientes a los costes de las distintas unidades de producción dentro del portfolio de cada una de las empresas. Así, permiten representar de forma fidedigna aspectos tales como intercambios de activos entre empresas (fusiones, desinversiones, etc.), cambios en los precios de los combustibles en los mercados internacionales, o cambios en los costes percibidos (o de oportunidad) provocados por reformas regulatorias (por ejemplo, en lo relativo a la internalización de los costes de los derechos de emisión), etc. La aplicación **Energeia** que este trabajo utiliza en sus simulaciones se basa en un modelo de este tipo, lo que representa un avance indudable con respecto los análisis previos.⁸

Hipótesis de las simulaciones realizadas con Energeia

Para realizar las simulaciones con **Energeia** es necesario configurar:

- La estructura corporativa del mercado: número de empresas y mix tecnológico;
- Las características del parque de generación: características de las unidades según su tecnología y parámetros de sus curvas de costes;
- Series de datos de las que se alimentan las simulaciones: valores de demanda, precios de los combustibles fósiles, hidraulicidad, disponibilidad de las energías renovables, y precios en los mercados vecinos que determinan la demanda de exportaciones/importaciones.

Con estos datos, la aplicación estima los costes marginales de las centrales, que varían de forma diaria reflejando cambios en los costes de los inputs. Este cálculo es una pieza clave de las simulaciones porque los titulares de las centrales hacen sus ofertas en función de los costes marginales (tanto si el comportamiento es puramente competitivo, en cuyo caso las ofertas se igualan a los costes marginales, como si es estratégico, para el que éstos resultan la base de cálculo de los beneficios).

En este trabajo, se han considerado los siguientes elementos para estimar los costes marginales:

- Coste de los combustibles fósiles: se han utilizado referencias internacionales de precios. En particular, el índice diario API2 a un mes para el carbón, el TTF a un mes para el gas y la media mensual del precio del fuel oil de bajo contenido en azufre para la industria para este último combustible. El coste de combustible nuclear se ha estimado constante en 7 €/MWh.

⁸ La metodología utilizada por Ciarreta, A. *et al.* (2017), *opus cit.*, también permitiría analizar el efecto de las renovables sobre los precios del mercado a tiempo que se incorpora el cambio de comportamiento estratégico que provoca la entrada de renovables.

- Coste de las emisiones de CO₂: se han utilizado las cotizaciones diarias del sistema de intercambio de derechos de emisión (EUA) de la Unión Europea.
- Impuesto especial de hidrocarburos (aplicable a las centrales españolas desde 1 de enero de 2013): 0,234 c€ por kWh térmico aplicable a todas las centrales fósiles.
- Peaje de generación (aplicable a las centrales españolas desde 1 de enero de 2011): 0,5 €/MWh.
- Coste variable de operación y mantenimiento: estimado en 3 €/MWh para las centrales de gas/fuel/mixtas, 1,5 €/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.
- Coste de transporte del combustible: entre 0,17 y 1,02 c€/te para el carbón en función de la proximidad de la central a la costa (fuente: Red Eléctrica de España) y 0,0682 c€ por kWh térmico en las centrales de gas/fuel/mixtas (correspondiente al 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 (aplicable a las centrales españolas desde 1 de enero de 2013): 7% de los ingresos de mercado.

Además, ha sido necesario estimar los rendimientos de las diferentes centrales térmicas, para lo cual se han utilizado los rendimientos medios anuales por tipo de central (ciclos combinados de gas, carbón, fuel) publicados en los informes de sostenibilidad o de Responsabilidad Social Corporativa de cada una de las empresas propietarias de dichas centrales. Cuando no se conocía dicho dato para algún año (por no estar publicado o porque la central pertenecía a la franja competitiva) se ha calculado a partir de la media de la eficiencia de dicho año para las centrales de la misma tecnología. 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 o por las agencias/comisiones de energía de diversos países; los rendimientos de los ciclos combinados están en línea con los publicados por ENAGAS, aunque hay variaciones en la información publicada por cada empresa). Las tasas de emisión de CO₂ se han estimado en 350 g/kWh para las centrales de gas y en 749 g/kWh para las de fuel/mixtas (fuente: Red Eléctrica de España).

En cuanto a las indisponibilidades no programadas, se han tomado los valores medios del Informe del Sistema Eléctrico español de Red Eléctrica de España correspondientes al año 2014, el último que publica este dato por tecnologías, resultando ser del 2,3% para las centrales de gas/fuel/mixtas y del 6,3% para el carbón. La indisponibilidad nuclear se ha tomado de los valores reales de cada central publicados por el Consejo de Seguridad Nuclear.

Respecto de las renovables no hidráulicas, se han calculado las disponibilidades horarias reales para cada uno de los años de las diferentes tecnologías (agrupadas en eólica, fotovoltaica, termosolar, cogeneración y resto) con el objetivo de representar con fidelidad la aportación de cada fuente en cada hora concreta del año.

Por último, para la tecnología hidroeléctrica se ha respetado la producción total mensual registrada y se ha repartido la regulable (estimada en un 60% del total) entre horas mediante un algoritmo de “afeitado de puntas”, que consiste en colocar la producción de esta tecnología en las puntas de demanda, siempre respetando el caudal máximo registrado en cada mes. Para considerar el consumo de bombeo se han sumado los valores reales a la demanda.

Nótese que esta última aproximación sobre la energía hidroeléctrica rebaja considerablemente el impacto de poder de mercado que podrían ejercer las propietarias de estas centrales, cuyos criterios para maximizar el beneficio podrían ser bien diferentes al de afeitar las puntas del sistema en su conjunto. Puede decirse, por tanto, que las simulaciones del escenario estratégico son una cota inferior de lo que podría producirse si se ejerciera poder de mercado a través de la gestión del agua.

Validación de los resultados de las simulaciones con los resultados reales

Las simulaciones parten de una serie de supuestos que no necesariamente se verifican en la práctica (ya se ha mencionado el supuesto del afeitado de puntas, entre otros), por lo que la comparación entre los resultados simulados y la realidad no tienen por qué ser exactos. La metodología aquí empleada no exige coincidencia exacta entre la realidad y su simulación, dado que el objetivo del proyecto es analizar el impacto de las renovables en el mercado eléctrico y esto se hace por comparación de dos escenarios simulados. De hecho, la coincidencia exacta no es posible porque no se conocen con precisión los costes de las centrales, entre otros factores. Los sesgos que esto pueda generar se cancelan cuando se toma el efecto de las renovables como diferencia entre los dos escenarios simulados.

No obstante, si bien no es determinante, resulta ilustrativo comparar los resultados obtenidos en los escenarios reales con los datos obtenidos en la realidad.

La comparación más relevante se refiere al precio de la energía eléctrica en el mercado de generación. Por ejemplo, la comparación entre el precio medio ponderado resultante del simulador con el del mercado diario. Hay que advertir que ni siquiera la propia comparación es perfecta, dado que este último no negocia la totalidad de la demanda eléctrica, mientras que en el simulador se ha incorporado la totalidad de la misma. Además, el mercado real está muy influido por la normativa, que frecuentemente altera los equilibrios de mercado (especial mención merece a este respecto la aplicación del mecanismo de restricciones técnicas por garantía de suministro, de aplicación durante gran parte del periodo de simulación, que alteró

sustancialmente las condiciones de producción de las centrales de carbón y de gas en España). En todo caso, el gráfico siguiente muestra los resultados obtenidos cada año en el escenario competitivo, comparados con el precio medio ponderado registrado en el mercado diario. Puede observarse que el simulador tiende a sobreestimar ligeramente los precios, si bien recoge razonablemente bien las tendencias observadas en la variación de los mismos.

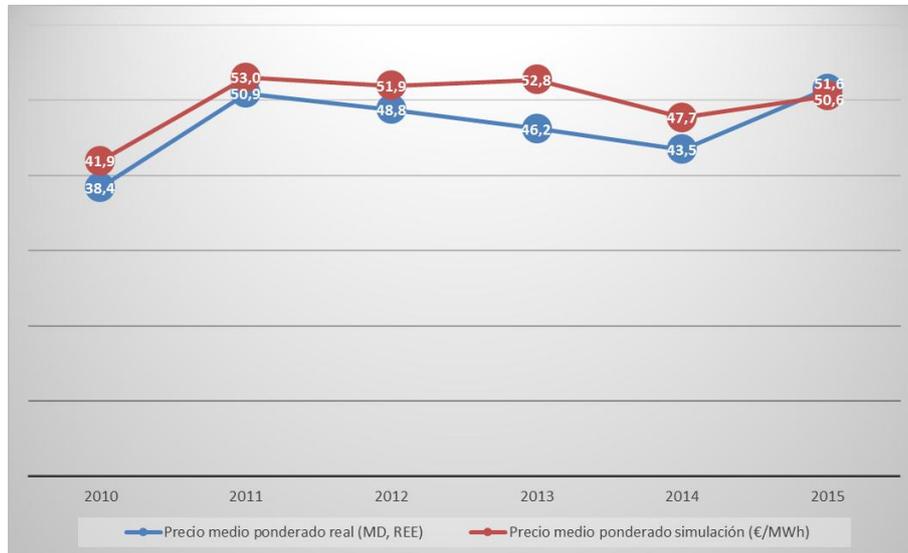


Figura 1: Comparación entre los precios reales y los precios simulados, Mercado Ibérico de la Electricidad durante el período 2010-2015

4. Resultados: el efecto de las renovables sobre precios y costes

Para cuantificar el efecto de las renovables sobre el mercado ibérico, se han realizado y comparado simulaciones bajo dos escenarios: el escenario competitivo, que supone que las empresas ofertan su producción a coste marginal; y el escenario estratégico, que supone que las empresas ofertan su energía para maximizar sus beneficios, tomando como dadas las estrategias de las empresas rivales. Los precios resultantes en el escenario estratégico resultan notablemente superiores a los del competitivo, poniendo de manifiesto que en el mercado eléctrico español existen incentivos para ejercer poder de mercado.

Para ambos escenarios se ha comparado, en cada año, el precio de mercado (y los pagos de los consumidores asociados a dichos precios) bajo la simulación que contempla el parque de generación real con la que elimina del mercado las renovables no hidráulicas (eólica, solar, biomasa y residuos). Una posible limitación del análisis radica en que el parque de generación se toma como dado, tanto en una simulación como en otra. Sin embargo, de no haberse realizado las inversiones en renovables, quizás la inversión en tecnologías convencionales hubiera sido distinta. No obstante,

cabe esperar que en cualquier caso los ciclos combinados de gas hubieran reemplazado a las renovables, por lo que hubieran seguido siendo la tecnología marginal y por tanto los precios de mercado hubieran sido similares a los que aquí se calculan. Además, el exceso de capacidad en este segmento tecnológico implica que la retirada de las renovables de las simulaciones no pone en riesgo la garantía de suministro, existiendo siempre capacidad excedentaria para cubrir la demanda aun en ausencia de producción renovable.

Las simulaciones indican que, bajo el escenario competitivo, las energías renovables deprimen los precios un 7,8% en valor promedio, lo que supone una reducción media de 4,5€/MWh, con fuertes diferencias entre años. Ello se traduce en una reducción total de los pagos a los generadores que asciende en media a 1.313 M€ anuales; de nuevo, su distribución año a año es desigual. Durante el periodo analizado, el efecto total ascendió a 7.881 M€.



Figura 2: Efecto de las energías renovables sobre los pagos a la generación eléctrica en el Mercado Ibérico durante el período 2010-2015; escenario competitivo

Si se analiza el efecto de las renovables sobre los costes de generación, el impacto es muy superior al impacto sobre los precios. En concreto, las energías renovables deprimen los costes un 36,7% en valor promedio en el escenario competitivo, lo que supone una reducción de 10,2 €/MWh, de nuevo, con fuertes diferencias entre años. Ello se traduce en una reducción total de los costes de los generadores que asciende en media a 3.214M€ anuales. Durante el periodo analizado, el efecto total ascendió a 19.283M€. Una parte del aumento del efecto corresponde con el coste de las emisiones evitadas. En concreto, durante este periodo, se evitó la emisión de 217 Millones de toneladas de CO₂; esto es, se redujeron las emisiones un 37,14%.

Antes ya se explicó el motivo de la divergencia entre el efecto sobre los precios y sobre los costes: el precio del mercado lo determina el coste variable de la última unidad despachada, por lo que si las energías renovables no desplazan por completo a todas

las centrales de la familia tecnológica que sin renovables resulta marginal, el efecto sobre los precios se ve amortiguado, si bien los efectos sobre los costes pueden ser considerables.

Los motivos de las variaciones anuales son de diversa naturaleza. La más importante: la potencia renovable ha ido aumentando a lo largo de los años. De hecho, como puede observarse, el efecto depresor de precios y de costes ha ido también en aumento. Pero no es el único motivo: también depende de la producción renovable, que puede variar por efecto de las condiciones meteorológicas de cada año; y también varía dependiendo de la demanda y del coste de los combustibles fósiles —que han sufrido fuertes variaciones durante el periodo considerado— porque todos estos factores determinan cuál es el coste de la tecnología marginal con y sin renovables. En general, el efecto depresor de precios de las renovables refleja el salto desde el coste variable de generación del carbón al de los ciclos combinados. Por ello, en periodos en los que el coste de la generación con gas y carbón es más dispar (porque el carbón sea relativamente más barato, o porque los precios del CO₂ sean bajos), el efecto depresor de precios será mayor.

El gráfico siguiente permite apreciar la relación entre la diferencia del coste de producción de energía eléctrica entre dos centrales estándar, una de gas y otra de carbón, y el efecto depresor calculado en el escenario competitivo.

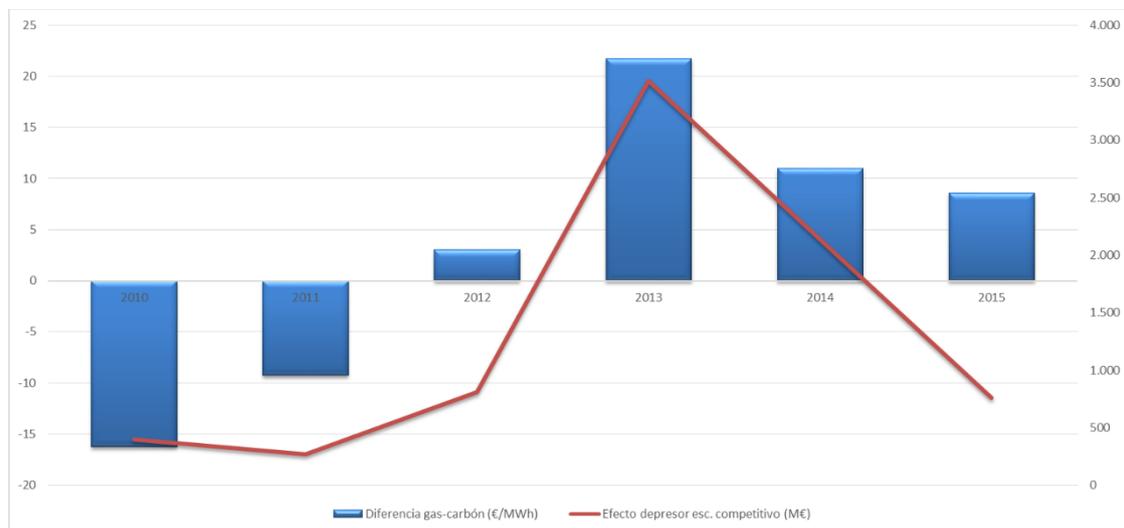


Figura 3: Relación entre el efector depresor de precios de las renovables y los precios relativos gas/carbón

Si se considera el escenario estratégico, las energías renovables redujeron los pagos a la generación en 988 M€ anuales en promedio durante el periodo considerado. El impacto es más estable a lo largo de los años. Si se considera que el escenario relevante es el estratégico, entonces se puede concluir que si el efecto depresor fue de 988 M€ anuales y no de 1.313 M€ anuales como predice el escenario competitivo (es

decir, 325 M€ menos al año), fue por efecto del ejercicio del poder de mercado. En este sentido, la política de defensa de la competencia y la política de fomento de las renovables se refuerzan: de haber sido más competitivo el mercado, el ahorro que se puede asociar a las renovables hubiera sido mayor.

El motivo por el cual, en el contexto y periodos analizados, el escenario estratégico revela un menor y más estable efecto depresor de precios es sencillo. Cuando las centrales disponen de poder de mercado, tanto en el modelo con, como en el modelo sin renovables, se observa que a lo largo de muchas horas del año las centrales marginales fijan precios cercanos a los costes marginales de las centrales de carbón o de los ciclos combinados de gas, aunque sus costes marginales sean inferiores. Por tanto, cuando se eliminan las renovables, los saltos en los precios son de menor cuantía. Este resultado —es decir, el efecto depresor de precios de las renovables es menor cuando la competencia es imperfecta— no es siempre válido, y como ya se mencionó, es igualmente factible que la relación sea la contraria. De nuevo, depende de los factores antes expuestos —demanda, volumen de energía renovable, precios de los combustibles fósiles— pero depende también de la estructura corporativa y en concreto de si las renovables están principalmente en manos de las grandes empresas o de empresas independientes.



Figura 4: Efecto de las energías renovables sobre los pagos a la generación eléctrica en el Mercado Ibérico durante el período 2010-2015; escenario estratégico

Impacto de las renovables en el horizonte 2020

Para valorar el efecto de las energías renovables a futuro se han realizado varias simulaciones para el ejercicio 2020. Conviene hacer algunas puntualizaciones al respecto. En primer lugar, existe una elevada incertidumbre sobre la variación futura de los precios en los combustibles (lo cual, a su vez, será endógeno a la expansión de las renovables dado que ésta afecta a la demanda de los combustibles fósiles y al

precio de los derechos de emisión). Por ello se han considerado como valores extremos los del año 2013, coincidente con precios históricamente altos del barril de petróleo, y 2015, coincidente con unos valores históricamente bajos y por tanto la mejor previsión de lo que podría ser un límite inferior de los precios futuros.

Con ambos extremos de precios se han realizado tres simulaciones. La primera de ellas coincide con la planificación oficial aprobada por el Gobierno español, en vigor en el momento de realizar este trabajo. Sus principales hipótesis se resumen a continuación:

- Demanda: crecimiento del 2% anual recogido en planificación 2015-2020.
- Variaciones de parque de generación respecto de 2015:
 - Cierre de todo el fuel y mixtas.
 - Gas: +1%.
 - Reapertura de la central nuclear de Santa María de Garoña.
 - Eólica y fotovoltaica: +15%
 - Termosolar: +9%
 - Hidráulica y cogeneración: +1%
 - Otros: +25%

La segunda simulación corresponde al mismo escenario pero en ausencia de renovables. Por último, en una tercera simulación, se ha considerado un escenario de mayor penetración renovable respecto de la contemplada en la planificación oficial. Se considera, en particular, que en este escenario denominado “Renovables+” se incrementaría en 25 GW la potencia solar fotovoltaica y en 4 GW la eólica respecto de la planificación, alcanzando ambas tecnologías un total de 30 GW instalados en 2020. Estas cifras son perfectamente alcanzables con el potencial de recurso y desarrollo de red de los que dispone en este momento la Península Ibérica.

Se observa que el impacto depresor de las renovables en el escenario oficial oscila entre 2.438 y 4.112 M€ anuales en función de los precios de combustibles anuales. El impacto de una mayor instalación de renovables, por su parte, incrementa las cifras anteriores en 3.785 M€ y 5.043 M€ anuales para alcanzar un total aproximado de entre 6.000 y 9.000 M€ anuales.

En relación a los costes de generación, se estima una reducción de entre 4.147M€ y 5.139M€ anuales en el escenario competitivo, a lo que habría que sumar una reducción adicional de entre 2.067 M€ y 2.280M€ en el caso de mayor instalación de renovables, alcanzando un total de entre 6.200M€ y 7.400M€ anuales.

Por tanto, la mayor penetración renovable generará una mayor depresión de los pagos a la generación del conjunto del sistema eléctrico, al tiempo que se reducirá la retribución de las energías renovables, por una doble vía:

- Por una parte, se prevé que el importe actual de la retribución a las energías renovables tienda a reducirse según las instalaciones ya en servicio vayan alcanzando su vida útil regulatoria;

- Por otra, la extraordinaria competitividad alcanzada por las tecnologías, particularmente por la solar fotovoltaica y eólica, permite prever que las nuevas instalaciones no necesiten complemento retributivo alguno- o en todo caso, que éste sea de una cuantía inferior al actual. Nótese a estos efectos que incluso en el escenario de menor precio previsto (combustibles de 2015 con máxima penetración de renovables), las simulaciones prevén un precio medio ponderado de 39,3 €/MWh, precio al que los proyectos fotovoltaicos y eólicos podrían ser en un futuro cercano competitivos.

Además, se observa que las energías renovables contribuyen a estabilizar los precios de la energía eléctrica a futuro, dado que se reducen las diferencias de precios de mercado observados entre los escenarios inferior y superior de precios de combustibles, tanto más cuanto mayor es la penetración renovable.

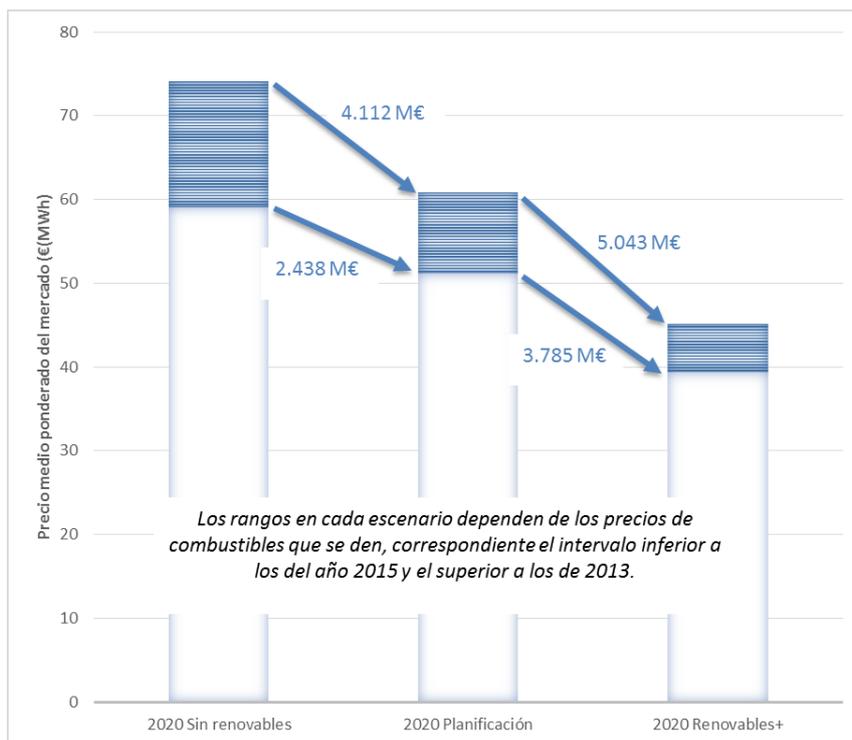


Figura 5: Efecto de las energías renovables sobre los precios pagados a la generación eléctrica en el Mercado Ibérico en 2020; escenario estratégico

5. Conclusiones

Además de las externalidades positivas generadas por las renovables, éstas contribuyen a reducir el precio del mercado eléctrico y los costes en los que se incurre la generación eléctrica en el conjunto del sistema.

Este efecto, analizado en el contexto del Mercado Ibérico de la electricidad en el periodo 2010-2015, supuso un ahorro de costes del 36,7% y una reducción en el precio del mercado del 8,4%.

Esta reducción de precios conllevó un ahorro para los consumidores de 1.313M€/anuales, 7.881M€ para el conjunto del periodo considerado. El ahorro de costes de generación que ello supuso para el sistema ascendió a los 3.214M€ anuales, 19.283M€ para el conjunto del periodo considerado.

Si se considera que el Mercado Ibérico no es perfectamente competitivo, lo que permite a las empresas ofertar su producción por encima de sus costes variables, se concluye que el efecto depresor de precios de las energías renovables fue de un 5,7%, o de un ahorro promedio para los consumidores de 988 M€ anuales.

En otras palabras, en ausencia de poder de mercado, el efecto depresor de precios de las renovables hubiera sido 325 M€/año mayor al estimado. En este sentido, la política de defensa de la competencia y la política de fomento de las renovables son complementarias: cuanto mayor es la penetración de renovables, mayor es su efecto depresor sobre los precios, y éste es a su vez más pronunciado cuanto más competitivo sea el mercado.

La política regulatoria también condiciona el efecto de las renovables sobre los precios, lo que se demuestra con la disparidad del efecto de las renovables sobre los precios y sobre los costes del suministro eléctrico, siendo este último mucho más pronunciado.

La cuantificación realizada en este trabajo es específica del Mercado Ibérico de la Electricidad en el periodo considerado. Los efectos no se pueden extrapolar de forma lineal en función de la capacidad renovable futura, porque dependen de una compleja interacción entre las condiciones de la demanda, las condiciones meteorológicas y los precios de los combustibles fósiles que implican que los efectos sobre los precios y sobre los costes se producen de forma escalonada a medida que las renovables van desplazando familias tecnológicas (centrales de carbón y ciclos combinados) de la zona de fijación de precios. A su vez, cambios en la regulación de la retribución y/o del sistema de fijación de precios en el mercado eléctrico podrían alterar dicha relación. Bajo los escenarios considerados en este trabajo para el horizonte 2020, cabe esperar que el efecto depresor de precios de las renovables a futuro sea mayor que el promedio del periodo 2010-2015, y tanto mayor cuanto mayor sea la expansión de las renovables.