

Estudio de caracterización del Sector Infomediario en España

**PARTE III.
REUTILIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN PÚBLICA
POR PARTE DE LAS EMPRESAS EN SUS
PROCESOS DE NEGOCIO.**

**ANÁLISIS COSTE – BENEFICIO DE LA
INFORMACIÓN METEOROLÓGICA**

**Edición
2014**



ESTUDIO SECTOR INFOMEDIARIO 2014

PARTE III. REUTILIZACION DE INFORMACIÓN PÚBLICA POR PARTE DE LAS EMPRESAS EN SUS PROCESOS DE NEGOCIO

ANÁLISIS COSTE BENEFICIO DE LA INFORMACIÓN METEOROLÓGICA

Estudio realizado por los Ministerios de Industria, Energía y Turismo, y Hacienda y Administraciones Públicas a través del Observatorio Nacional de las Telecomunicaciones y de la Sociedad de la Información (ONTSI) de la Entidad Pública Empresarial Red.es, con el apoyo en la realización de la investigación, el trabajo de campo y el análisis de las empresas ACAP (Asesores y Consultores de Administraciones Públicas) e IClaves.

En este estudio además ha sido especialmente importante la participación de la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET) como impulsor, soporte y apoyo a la investigación realizada y las empresas eléctricas participantes en la misma.

Año 2014

REUTILIZACION DE INFORMACIÓN PÚBLICA POR PARTE DE LAS EMPRESAS EN SUS PROCESOS DE NEGOCIO

Análisis de Coste Beneficio de la Información Meteorológica para el Sector Eléctrico

Resumen

Hay un creciente interés por conocer el valor de los datos públicos abiertos para la sociedad, que es especialmente importante en algunos sectores como el de los Servicios Meteorológicos Nacionales (SMN).

Este informe lleva a cabo un análisis de coste beneficio en España en 2013 para cuantificar el efecto de las previsiones meteorológicas a 24 horas en la reducción del coste de producción de energía eléctrica gracias a la mejora de las previsiones de demanda eléctrica y de producción de energías renovables, que en España superaron el 40% de la producción en dicho año. Se analizan 3 escenarios: no tener previsión, tener la previsión actual y tener previsiones perfectas. Se calcula tanto el incremento de beneficio para la sociedad como la disminución de la pérdida de eficiencia social. Del escenario 1 al 2 se incrementó el beneficio para la sociedad en 2013 en 1.017 millones de € mediante un gasto público de 657.004 €, lo que supuso un factor de rendimiento de 1.548 € por cada € público invertido. La pérdida de eficiencia social disminuyó en 25 millones de €.

La razón de ese alto factor de rendimiento en comparación con investigaciones previas se debe a que solo se han imputado la parte de costes incurridos por AEMET para el sector eléctrico. El pasar a previsiones perfectas hubiera supuesto un aumento adicional de los beneficios para la sociedad de 141 millones de € al año. Se lleva a cabo un análisis de sensibilidad utilizando el método de Montecarlo para comprobar la robustez de los resultados.

There is an increasing demand to quantify the value of public open data that it is particularly relevant in specific sectors such as the National Weather Services.

This report performs a cost benefit analysis to quantify the benefits of having weather forecasts to lowering the operational costs of the electricity system in Spain in 2013 through improving day-ahead forecasts of demand of electricity and production of electricity based on renewable sources, that in Spain accounted for more than 40% of total electricity production in that year. Three scenarios are analyzed: using persistence, using state of the art forecasts, and using perfect forecasts. Both increase of social benefits and decrease of Dead Weight Loss (DWL) are estimated. From scenario 1 to scenario 2 benefits increased in 2013 in 1,017 millions € for a public spending of 657,004 €, representing a performance factor of 1,548 € for each public € invested while DWL was reduced by 25 millions €. In considering only the costs assigned for AEMET to the electric sector, higher performance ratio compared to previous research is estimated. Having perfect forecasts would have further increased benefits for society in 141 million €. A Montecarlo sensitivity analysis is carried out to check the robustness of the results.

Palabras clave

Coste Beneficio, Datos Abiertos, Información Meteorológica, Sector Eléctrico

Este informe ha sido elaborado por las empresas IClaves- ACAP, empresas adjudicatarias del Estudio licitado por la Entidad Pública Empresarial Red.es a través del Observatorio Nacional de las Telecomunicaciones y la Sociedad de la Información (ONTSI).

Los resultados finales se han obtenido a través del trabajo de investigación y documentación y el trabajo de campo con los distintos agentes intervinientes en el proceso de generación y uso de la información meteorológica: la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET) y las empresas eléctricas receptoras de la información analizada.

Agradecimientos

El equipo consultor quiere, especialmente, agradecer a las siguientes personas por sus valiosas opiniones sobre el informe: Pablo Martín Muñoz, Jefe Departamento Aplicaciones para la Operación de REE; Carlos Rodríguez, Departamento Aplicaciones para la Operación de REE; Angel García Quintial, Responsable del centro de control de hidráulicas de ENDESA; Enrique Losada García, *Head of scheduling* de ENDESA; Antonio de Sande Pérez-Bedmar, Unidad de Gestión de Renovables de ENDESA, así como a Cristina Rivero, Jefe de departamento medio ambiente y cambio climático de UNESA por su apoyo en la difusión del informe.

Queremos agradecer especialmente el apoyo prestado y la información proporcionada por los responsables de AEMET, y en particular a Beatriz Navascués y Paloma Arriaga.

También queremos agradecer al equipo de desarrollo de la herramienta estadística “R” que se ha usado en el análisis cuantitativo (Team, 2008) y a Hadley Wickham por el desarrollo de la librería ggplot2 usada para la presentación gráfica de la información (Wickham, 2009).

Finalmente queremos agradecer al profesor Nick Kahn de la *School of Public Affairs* de la *American University* (Washington, DC) por sus buenas enseñanzas sobre cómo llevar a cabo análisis de coste-beneficio con un enfoque riguroso y crítico.

Índice

- Introducción, 8
- Revisión Bibliográfica, 11
- Modelo Teórico, 21
- Análisis empírico, 28
- Resumen de los resultados, 47
- Discusión - Análisis comparativo resultados, 49
- Análisis de sensibilidad, 53
- Limitaciones del estudio, 58
- Recomendaciones, 60
- Listado de tablas y figuras del documento, 61
- Referencias, 63

1. Introducción

Entender el impacto que los datos públicos abiertos tienen en la sociedad y ser capaces de cuantificar el valor que dicha información aporta a los diferentes sectores socio-económicos es un asunto de creciente interés pero de una gran complejidad.

Los datos públicos abiertos proporcionan beneficios en el ámbito económico, político y social (Granickas, 2013). En particular, en el ámbito económico promueven la creación de nuevos puestos de trabajo, la potenciación de nuevos sectores y el mejorar la eficiencia de sectores existentes, tanto públicos como privados.

Dentro de la información pública, uno de las áreas que está despertando un especial interés es la de los servicios meteorológicos. La información meteorológica y climatológica es un bien público (Gunasekera, 2004) que genera indudables beneficios en amplios sectores de la sociedad, pero que hasta la fecha han sido escasamente cuantificados (Freebairn & Zillman, 2002, p. 1), a pesar de la creciente sensibilización de la opinión pública hacia la sostenibilidad medioambiental, un ámbito en el que la información meteorológica es especialmente relevante. Consciente de ello, la Organización Meteorológica Mundial (OMM) estableció en la conferencia de Madrid celebrada en 2007, la necesidad de potenciar el conocimiento de los beneficios sociales y económicos de la información meteorológica (OMM, 2007, pp. 1,9).

Por otro lado desde los Ministerios de Industria, Energía y Turismo y del Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas a través de la Entidad Pública Empresarial Red.es bajo la dirección del Observatorio Nacional de las

Telecomunicaciones y de la Sociedad de la Información (ONTSI) con la puesta en marcha de un Convenio conjunto, se han propuesto analizar el valor que la información pública y su reutilización tienen para las empresas infomediarias que desarrollan productos y servicios a través del uso de información pública, y, en este caso, el valorar el uso de la información pública por parte de las empresas utilizada para sus procesos internos de negocio, mejorando su desarrollo y la gestión de su actividad. Por ello se planteó con la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET) el desarrollo del presente análisis para cuantificar el beneficio de las predicciones meteorológicas en un sector clave para nuestro país, el sector eléctrico ayudando con ello, a contemplar también las necesidades planteadas por la OMM y dar una respuesta con dicha investigación a lo que implica en nuestro país el uso de información pública.

La apuesta en España por las energías renovables, que en el año 2013 contribuyeron a generar más del 40% de la energía demandada en nuestro país (REE, 2014), han provocado que la información meteorológica juegue un papel muy importante en la operación del sistema eléctrico. Este es el primer estudio que cuantifica el beneficio que dicha información ha aportado al sistema eléctrico. En particular se ha analizado el incremento del beneficio económico para la sociedad y la reducción de la pérdida de eficiencia social de las predicciones meteorológicas a 24 horas en el sistema eléctrico peninsular en el año 2013.

2. Revisión Bibliográfica

- ***La información meteorológica es un bien público***

La información meteorológica es considerada como un bien público porque cumple dos requisitos: la “no rivalidad” en el consumo, es decir una vez que se ha puesto a disposición de los usuarios, el hecho de que unos lo consuman no limita la información disponible para otros y la “no exclusividad”, ya que una vez que se ha puesto a disposición de la sociedad, es difícil restringir la utilización de dicha información a ciertos usuarios, al menos para la información de carácter general. A ello hay que unir que se trata de un mercado con ciertas características monopolísticas, dado que el coste de la inversión inicial en infraestructura meteorológica que hay que acometer y su mantenimiento recurrente asociado es muy elevado.

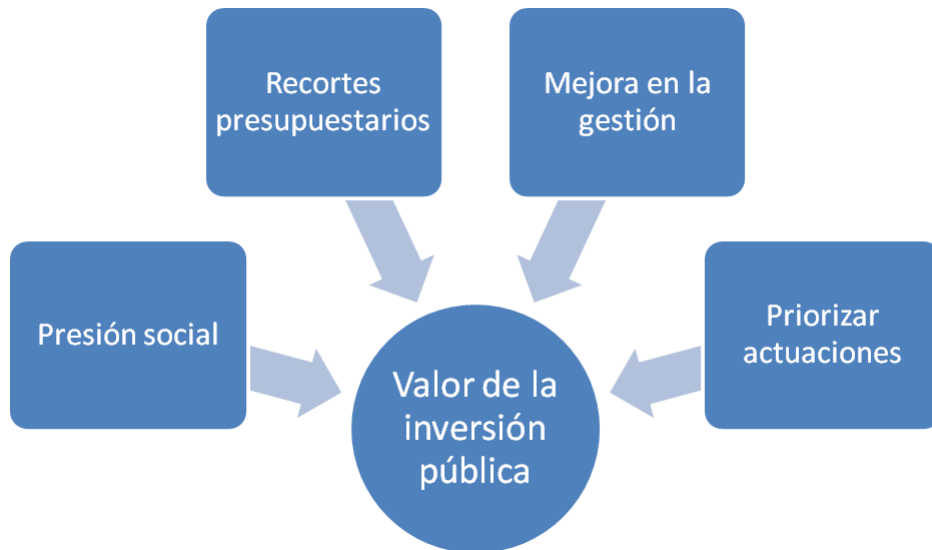
Todo ello ha hecho que la información meteorológica, al menos en el nivel básico, sea considerada de forma general como un bien público y que por tanto sea proporcionada en una inmensa mayoría de los casos por los Gobiernos (Gunasekera, 2004).

- **Creciente necesidad de conocer el valor para la sociedad del gasto en bienes públicos**

Diversos factores, como los recortes presupuestarios en un entorno de crisis, las mayores exigencias de los ciudadanos y el propio interés de los gestores públicos en mejorar la eficiencia de sus actuaciones, llevan a que exista una creciente necesidad

de cuantificar el beneficio socio-económico que generan los gastos públicas como se refleja en la Figura 1.

Figura 1: Factores que justifican el conocer el valor "socio-económico" de las inversiones públicas



Fuente: Realizado por los autores

Ello permite que los gestores públicos y poderes políticos puedan optimizar sus decisiones de inversión y a su vez que se puedan justificar las decisiones tomadas ante una sociedad cada vez más exigente con la gestión pública.

Esta tendencia también está afectando a los servicios meteorológicos. Es evidente que el beneficio de la información meteorológica para ciudadanos, empresas y sociedad en su conjunto es substancial pero probablemente esté insuficientemente cuantificado y reconocido (Freebairn & Zillman, 2002, p. 1).

Es por ello que existe un gran interés dentro del ámbito de los servicios públicos meteorológicos, por cuantificar el beneficio social que se obtiene de dicha información. En ese sentido, la Organización Meteorológica Mundial estableció en su *Conferencia internacional sobre condiciones de vida seguras y sostenibles: beneficios*

sociales y económicos de los servicios meteorológicos, climáticos e hidrológicos celebrada en Madrid en marzo de 2007, la necesidad de “iniciar y promover nuevos enfoques con respecto a la evaluación de los beneficios sociales y económicos de los servicios meteorológicos y conexos” (OMM, 2007, p. 1) y en particular estableció una acción específica para que los servicios meteorológicos nacionales “aumenten los conocimientos y elaboren métodos para cuantificar los beneficios de los servicios que prestan los Servicios Meteorológicos e Hidrológicos Nacionales (SMHN) en los distintos sectores socioeconómicos” (OMM, 2007, p. 9).

En nuestro país, el Servicio Meteorológico Nacional es la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET), fuente básica de observaciones y predicciones meteorológicas, y de cuya información se nutre directa o indirectamente cualquier otro proveedor (público o privado) que proporcione predicciones sobre España.

Los presupuestos de AEMET financian la infraestructura básica de observación, intercambio, procesamiento y archivo de datos meteorológicos que se realiza en España, así como la contribución de nuestro país a los organismos internacionales de observación y predicción meteorológicas en los que participa. Sin todas estas infraestructuras, no existirían predicciones en nuestro país o serían de calidad muy baja. Incluso en el caso de que se utilice información elaborada por organismos de otros países, para que las predicciones que generan sobre España sean fiables, es indispensable contar con la información básica producida por AEMET y que reciben todos los Servicios Meteorológicos Nacionales del mundo en tiempo real. Por ello, al referirnos a la información producida por AEMET no solo se trata de la información proporcionada directamente por AEMET, sino también de la que generan otros

organismos internacionales en los que España participa representada por AEMET. Incluso en el caso de que las empresas dispongan de su propia infraestructura meteorológica para fines particulares, les sería de poca utilidad si no se dispusiera de la información proporcionada por AEMET y el resto de los Servicios Meteorológicos Nacionales que actúan de forma coordinada bajo los auspicios de la Organización Meteorológica Mundial.

Una parte muy importante de los recursos de los Servicios Meteorológicos Nacionales se dedica al despliegue y operación de todas las infraestructuras comunes necesarias para la producción de información meteorológica básica (observaciones y predicciones) a partir de la cual se elaboran los productos específicos para cada aplicación. Cuando estos costes se reparten entre un número creciente de usuarios cuyas actividades son sensibles al tiempo y al clima, se obtiene un elevado rendimiento de la inversión pública realizada para mantener estas infraestructuras.

- **Las predicciones meteorológicas generan un indudable valor socio-económico**

Existen múltiples agentes que se benefician de la información meteorológica: ciudadanos, instituciones, empresas, e incluso generaciones futuras. Evidencia internacional muestra que el impacto de la meteorología puede afectar a un 70% de las empresas y hasta un 22% del PIB (Ku, 2001).

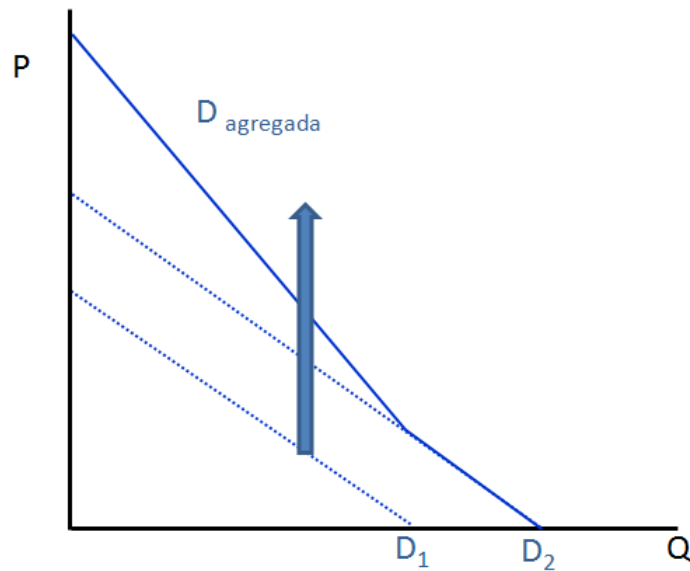
Dentro de los sectores económicos hay varios que se consideran que obtienen un beneficio directo de dicha información: transporte (aéreo, marítimo y terrestre), agricultura, silvicultura, pesca, agua, energía, turismo y esparcimiento, construcción,

comunicaciones, mercado minorista, seguros y servicios financieros. Asimismo diversas actividades de bienestar público están relacionadas con la meteorología: salud humana y calidad de vida, gestión de emergencias, desarrollo sostenible y medio natural (McBean & Rodgers, 2010, p. 9).

La “no rivalidad” en el consumo de la información meteorológica hace que la demanda agregada se calcule mediante la suma vertical de las curvas de demanda individuales lo que hace que el beneficio potencial proporcionado por la información meteorológica sea mucho mayor según se muestra en la Figura 2. Se estima que el ratio de beneficios económicos a coste de los servicios meteorológicos es de 5 a 10, lo que en el año 2002 se traducía en un beneficio económico mundial de los servicios meteorológicos entre 20 y 40 billones de dólares (OMM, 2000, p. 4). Lazo, Morss, y Demuth (2009, p. 794) cifraron ese ratio en 6,2 usando una encuesta de valor percibido de la información meteorológica entre hogares americanos.

Estudios realizados en otros países como Suiza (Frei, 2009) o Finlandia (Leviakangas & Hautala, 2009) cifraron dicho ratio en el entorno de 5 considerando la relación entre el gasto total en servicios meteorológicos y el beneficio de las predicciones meteorológicas en una serie de sectores socio-económicos.

Figura 2: Curva de demanda agregada de la información meteorológica



Fuente: Realizado por los autores

En la mayor parte de los países ese beneficio está todavía poco cuantificado y el objetivo de este análisis es llevar a cabo un estudio de los mismos en el caso de España. Analizar los beneficios para todos los agentes podría convertirse en una tarea demasiado compleja y es por ello que, este primer estudio se va a ceñir en los beneficios para el sector eléctrico, posiblemente uno de los más directamente beneficiados por las predicciones meteorológicas.

En el caso particular de dicho sector se han realizado diversos análisis de los beneficios de las predicciones meteorológicas en diferentes contextos.

NOAA and NESDIS (2002) estimaron que el beneficio de las predicciones meteorológicas debido a la nueva generación de satélites geoestacionarios (GOES -R) en ahorros de combustible anual en las centrales eléctricas de EEUU era de 479 millones de \$ (en \$ del año 2002).

Teisberg, Weiher, and Khotanzad (2005) estimaron un ahorro anual de 166 Millones de \$ en EEUU debido al efecto de las predicciones meteorológicas en la estimación de la demanda de energía eléctrica a 24 horas.

Leviakangas and Hautala (2009) estimaron un ahorro de 2 millones de € al año por prevención de interrupciones y otros 3 millones de € al año por mejora de la producción en Finlandia y un mínimo de ahorro de 2 millones de € al año en Croacia (Leviäkangas et al., 2007).

En un estudio promovido por *The National Renewable Energy Laboratory* en EE.UU., GE Energy (2010) estimó que la reducción de costes del sistema eléctrico americano del *Western Electricity Coordinating Council (WECC)*¹ en el 2017 con una penetración de energías renovables eólicas y solares similar al de España en el año 2013, podría alcanzar los 4.000 millones de \$ gracias a las predicciones meteorológicas de 24 horas. En España, sin embargo, no hay hasta la fecha ningún estudio similar.

- **Las predicciones meteorológicas generan un indudable valor para el sector eléctrico en España**

El sistema eléctrico es un complejo sistema de ingeniería que debe mantener el equilibrio en cada momento entre la energía consumida y la producida. Tanto la energía consumida como la producida se ven afectadas por la meteorología y por tanto las predicciones meteorológicas se convierten en un elemento muy importante para anticipar las necesidades de producción y garantizar así el

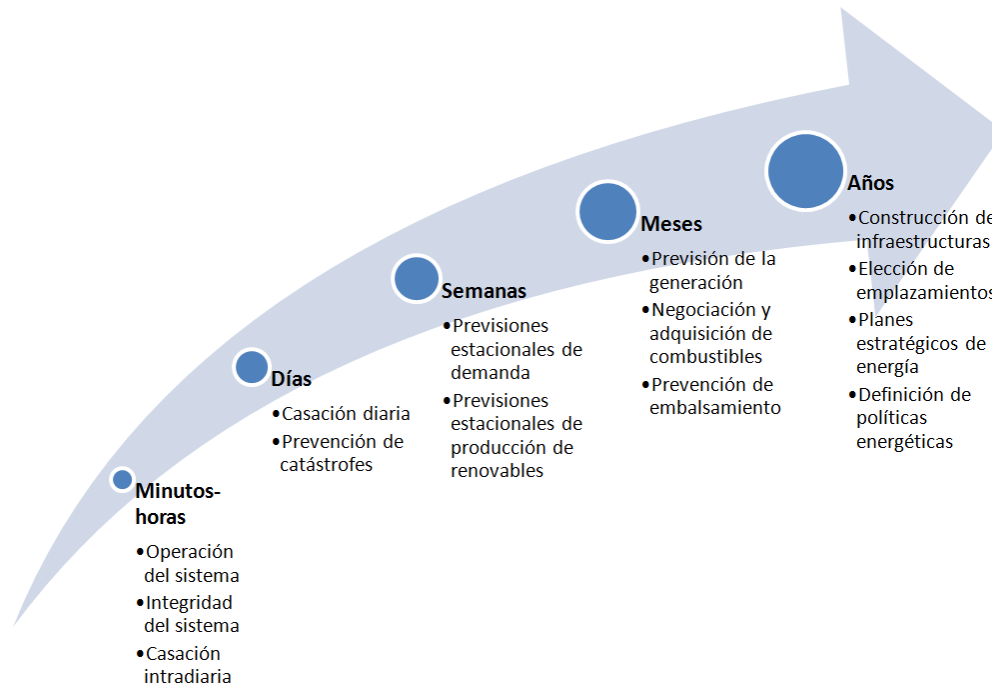
¹ La región WECC comprende los estados de Washington, Oregon, California, Idaho, Nevada, Utah, Arizona, Colorado, Wyoming, parte de Montana, South Dakota, New Mexico y Texas en EE.UU, así como las provincias de British Columbia y Alberta en Canada, y una porción del sistema eléctrico de Baja California en Mexico.

funcionamiento eficiente del sistema eléctrico. Dichas predicciones permiten mejorar la **planificación de infraestructuras** eléctricas en el medio y largo plazo (como la selección de las tecnologías más adecuadas y los emplazamientos donde ubicarlas), facilitar la toma de **decisiones de generación en el medio plazo** (por ejemplo en los acuerdos de aprovisionamientos anuales de combustibles fósiles), **ajustar la producción en el corto plazo** (principalmente en el sistema de casación diario correspondiente al día siguiente que comprende veinticuatro períodos horarios consecutivos de programación y que está gestionado por OMIE) y finalmente **facilitar los ajustes que se llevan a cabo con horas y minutos de antelación** (mercado de casación intra-diario también gestionado por OMIE y mercados de operación de Red Eléctrica Española).

Adicionalmente, la información meteorológica permite anticipar y minimizar el riesgo de daños personales y materiales en las instalaciones eléctricas producido por fenómenos meteorológicos adversos como tormentas, inundaciones, fuertes vientos, etc. Los beneficios que pueden proporcionar las predicciones meteorológicas en el sistema eléctrico se resumen en la Figura 3.

En particular, para realizar los ajustes de operación diaria e intra-diaria de forma eficiente es necesario contar con las previsiones meteorológicas porque el sistema eléctrico se ve afectado tanto en la parte de demanda (la demanda cambia en función de las temperaturas) como en la de producción (debido a la dependencia de la meteorología de las energías renovables).

Figura 3: Beneficios de las predicciones meteorológicas y climatológicas en el sistema eléctrico



Fuente: Realizado por los autores basado en (GEOSS, 2005, p. 51)

En España la relación entre el sistema eléctrico y las previsiones meteorológicas es especialmente relevante dado el amplio parque instalado de sistemas de producción basados en energía renovables que dependen de factores climatológicos y meteorológicos tanto para su diseño y planificación como para su posterior operación.

Por ello,

las predicciones meteorológicas se han convertido en un elemento fundamental, no solo para incrementar la eficiencia, sino para garantizar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico, hasta tal punto, que el sistema eléctrico español actual sería muy difícil de gestionar sin predicciones meteorológicas.

En particular, las predicciones a corto plazo permiten poder estimar adecuadamente la producción real (Gil, 2007) en función de las condiciones meteorológicas esperadas, lo que permite optimizar la combinación diaria de producción de energía basada en combustibles fósiles con la basada en renovables (McBean & Rodgers, 2010, p. 15) así como la demanda estimada en función de que las temperaturas sean más frías o más cálidas (Leviäkangas et al., 2007, p. 57).

Por ejemplo, en el caso de que la estimación de producción de los parques eólicos sea más baja que la producción real, habrá un exceso de energía comprometida lista para generarse por medios convencionales lo que se traducirá en una pérdida de eficiencia, e incluso si el desajuste es lo suficientemente grande, podrá llegar a tener que desperdiciarse energía eólica.

En el caso de que la estimación de producción de renovables sea superior a la producción real, deberán activarse sistemas adicionales de generación eléctrica en reserva, normalmente más costosos e ineficientes. En caso de un desfase muy grande puede llegar a dejarse sin electricidad a ciertos clientes para garantizar la seguridad del sistema (GE Energy, 2010).

3. Modelo Teórico

Para cuantificar el beneficio de la información meteorológica en el sector eléctrico se podría analizar directamente el mercado de la información meteorológica, estimar el valor que proporciona la información meteorológica para los usuarios que consumen dicha información y a partir de ahí calcular el beneficio que obtiene. Pero dado de que se trata de un bien público es muy difícil estimar cuál sería su precio real en el mercado y habría que recurrir a mecanismos de evocación de precios mucho más imprecisos.

Por ello se va a seguir una metodología basada en el modelo prescriptivo de apoyo a la toma de decisiones (Freebairn & Zillman, 2002, p. 37; Gunasekera, 2004, p. 49) en la que se analiza directamente el sector eléctrico (en lugar del meteorológico) y se ve el **efecto que las predicciones meteorológicas tienen sobre dicho sector, y en particular, en la disminución del coste asociado a la producción y operación del sistema eléctrico** debido a la mejora en la toma de decisiones que permiten las predicciones meteorológicas.

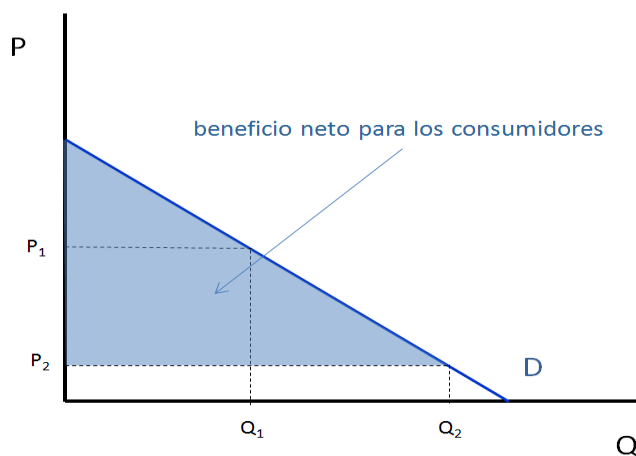
Para estudiar dicho efecto sobre el sector eléctrico se va a hacer un análisis de coste-beneficio utilizando el modelo de punto de equilibrio de las curvas agregadas de demanda y oferta.

Según este modelo, la curva agregada de demanda es el resultado de la suma horizontal de las curvas individuales de demanda, que representan el beneficio marginal para los consumidores de consumir unidades adicionales de producto. Por tanto, la curva agregada de demanda es el beneficio marginal del conjunto de la sociedad de consumir nuevas unidades o lo que es lo mismo el “deseo de pagar” de los

consumidores. Por tanto, fijado un precio P_i el número de unidades Q_i serán las unidades que el conjunto de consumidores están dispuestos a adquirir a cambio de pagar dicha cantidad P_i (lo que pagan por ellas es menos que el beneficio marginal que obtienen).

El beneficio marginal es previsible que disminuya a medida que aumentan las unidades consumidas (cada vez proporcionan menos beneficio) y por eso la curva es decreciente. El área debajo de la curva representa el beneficio total para los consumidores. Si por ejemplo tomamos el punto (P_2, Q_2) , el beneficio total que la sociedad obtiene por consumir Q_2 unidades del producto es el área total por debajo de la curva agregada de demanda hasta dicho punto Q_2 . Restando el gasto por adquirir esos productos $(P_2 \times Q_2)$ se obtiene el beneficio neto, que está representada por el triángulo azul de la Figura 4. En este análisis el modelo se simplifica asumiendo que la curva de demanda sigue un modelo lineal.

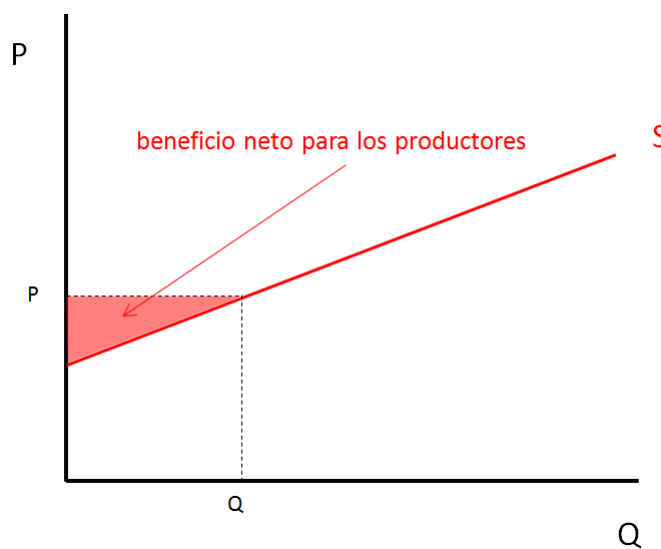
Figura 4: Curva agregada de demanda



Fuente: Realizado por los autores

Por otra parte, la curva de oferta agregada representa el coste marginal del sistema económico de producir una nueva unidad y, por tanto, el área por debajo de dicha curva representa el coste variable total de producir una serie de unidades Q . De igual modo, si se resta dicha cantidad del ingreso obtenido ($P \times Q$) se obtiene el beneficio neto para los productores, que es el triángulo rojo representado en la Figura 5.

Figura 5: Curva agregada de oferta

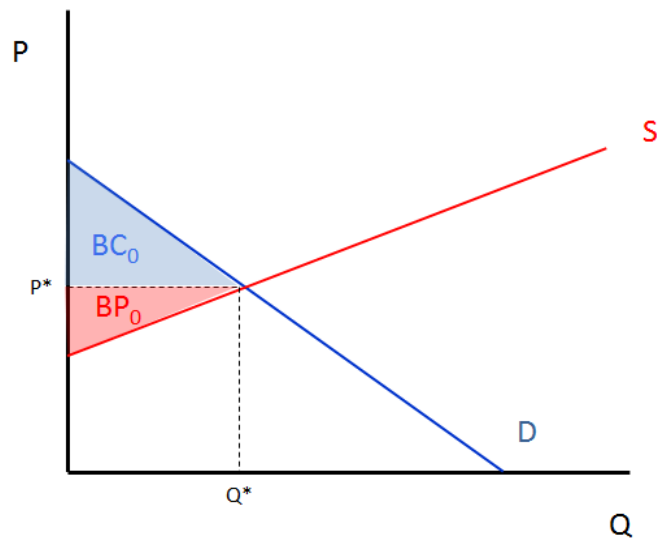


Fuente: Realizado por los autores

Una modificación respecto al modelo clásico en este análisis es considerar la curva de coste total en lugar de la de costes marginales, incluyendo tanto los costes fijos como los variables. Pensamos que en este caso la modificación está justificada al tratarse de un análisis en el plazo de un año y en un sector con unas fuertes amortizaciones. Por tanto consideramos las amortizaciones anuales como parte del coste anual de proporcionar el servicio.

En un sistema económico eficiente, el punto donde se cruzan ambas curvas es el punto donde funcionaría el mercado y sería el punto donde se maximizaría el beneficio agregado de consumidores y productores. En ese escenario el beneficio para los consumidores es el área azul y el beneficio para los productores es el área roja según se refleja en la Figura 6.

Figura 6: Beneficio para la sociedad en el modelo de equilibrio



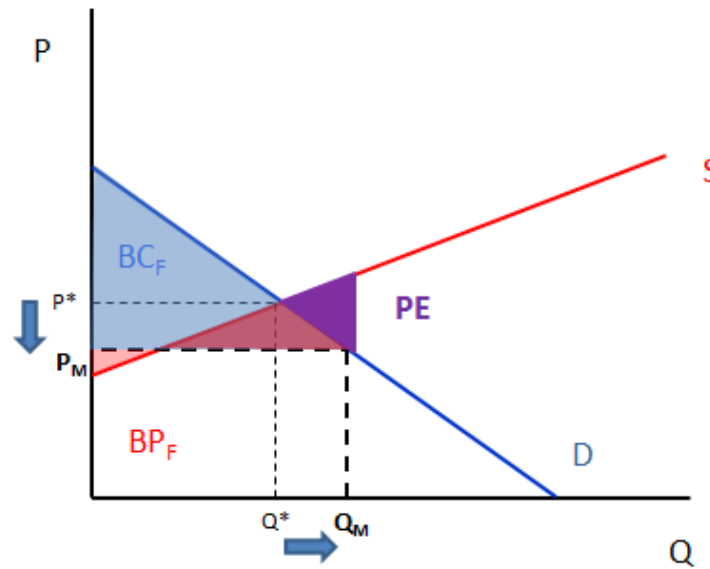
Fuente: Realizado por los autores

Sin embargo,

el sector eléctrico en España no está funcionando en equilibrio, ya que el precio medio de la energía está por debajo de su coste

y por tanto responde a un modelo como el mostrado en la Figura 7

Figura 7: Modelo en el sector eléctrico en España

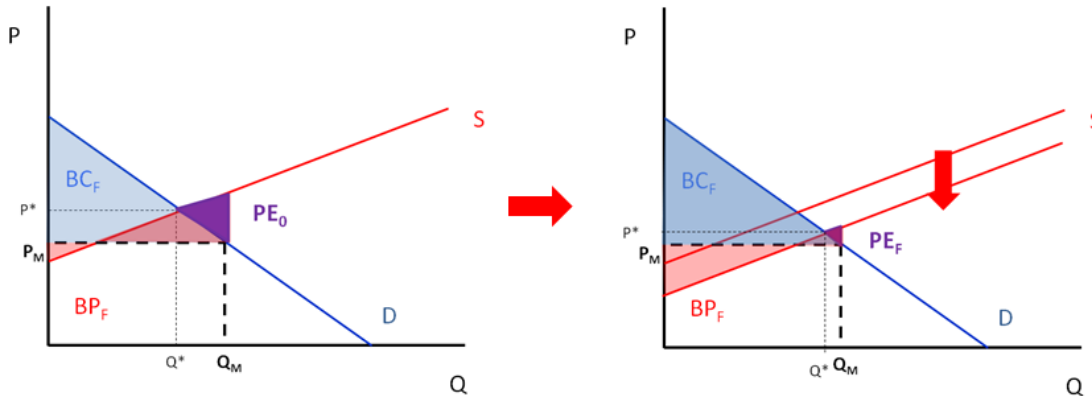


Fuente: Realizado por los autores

Existe una minoración del beneficio total respecto a si el mercado funcionara en el punto de equilibrio. Esa minoración es la “pérdida de eficiencia social”, y está constituida por los recursos dedicados a producir cantidades adicionales del bien que son más costosos que el beneficio generado por dichas unidades adicionales y que en el dibujo está representado por el área de color violeta.

Gracias a las predicciones meteorológicas se consigue que el coste de la energía eléctrica disminuya, estamos desplazando hacia abajo la curva de oferta de energía eléctrica, y que, por tanto, se acerque más al punto de equilibrio, aumentando el beneficio global para la sociedad y disminuyendo la pérdida de eficiencia social, según se ve en la Figura 8.

Figura 8: Cambio en el sector eléctrico por la existencia de predicciones meteorológicas



Fuente: Realizado por los autores

- **Alternativas que se van a evaluar**

El objetivo del análisis es cuantificar el beneficio total para la sociedad y la pérdida de eficiencia social (recursos mal aprovechados).

Para dicha cuantificación se van a tomar en consideración y analizar 3 escenarios:

- Situación sin predicciones meteorológicas.
- Situación actual.
- Situación con predicciones casi-perfectas.

Y se va a valorar como aumenta el beneficio total para el conjunto de consumidores y productores según pasamos de un escenario a otro, y la relación de dicho aumento con el gasto público asociado.

Adicionalmente se analiza la disminución de pérdida de eficiencia social al pasar de uno a otro escenario. La Tabla 1 resume los 3 escenarios y como afecta cada escenario a los diferentes colectivos (consumidores, productores y gobierno).

Tabla 1: Costes y beneficios en los distintos escenarios

Grupo	Escenario		
	Sin predicción meteorológica	Situación actual	Con predicción perfecta
Consumidores	Se mantiene el beneficio (asumimos que el precio no cambia)		
Productores	Costes sin predicción	Costes actuales	Costes con predicción perfecta
		Disminución costes	Disminución adicional costes
Gobierno	No gasto público	Gasto actual en AEMET	Análisis de inversiones futuras
Sociedad	Pérdida de eficiencia social sin predicción	Pérdida de eficiencia social actual	Pérdida de eficiencia social con predicción perfecta
		Disminución de la pérdida de eficiencia social	Disminución adicional de la pérdida de eficiencia social

Fuente: Realizado por los autores

- **Ámbito del estudio**

El ámbito del estudio es el mercado final agregado del sistema peninsular eléctrico del año 2013, incluyendo todos los consumidores (administración, empresas y ciudadanos) y todos los elementos de la cadena de valor del sistema eléctrico (productores, transporte, distribuidores y comercializadores). Todas las cifras se calculan en € 2013 usando el IPC (INE, 2014) y los tipos de cambio anuales medios de US\$ a € de la reserva federal (USFR, 2014).

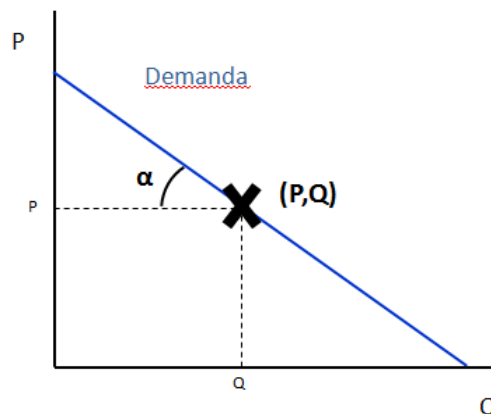
4. Análisis empírico

En este apartado se cuantifican y se monetizan los diferentes efectos y, en particular, la curva de demanda, el coste medio unitario, el gasto público para producir las previsiones y el beneficio (reducción del coste medio unitario) gracias a esas previsiones.

- **Curva de demanda**

Para estimar la curva de demanda se asume una forma lineal de dicha curva y se usa un punto de estimación y la pendiente de la recta. Con esos 2 valores es suficiente para calcular la función de la recta de demanda según se ve en la Figura 9.

Figura 9: Estimación de la curva de demanda usando un punto y la pendiente



Fuente: Realizado por los autores

El punto de estimación es el precio medio e impuestos medios en 2013 y la cantidad media demandada en 2013.

Para el cálculo de la cantidad media demandada en el 2013 se utiliza el informe del sistema eléctrico español 2013 de Red Eléctrica Española (REE, 2014) que indica que la demanda peninsular para el año 2013 fue de 246.313 GW-h, y para los

precios se utilizan los datos de precios de la electricidad para el primer semestre de 2013 proporcionados por Eurostat (2014) y datos del precio de la energía eléctrica en 2012 proporcionados por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MINETUR, 2013) y actualizados a € de 2013 (INE, 2014). Se usa para el cálculo la media entre ambos precios según el esquema reflejado en la Tabla 2. La curva de demanda se obtiene añadiendo a dicho precio los impuestos (impuesto sobre la electricidad e IVA) para obtener el precio observado por los consumidores.

Tabla 2: Cálculo del precio medio sin impuestos en 2013

(EUROSTAT,2014)	Euros por KW-H, primer semestre 2013
Residencial	0,175 €
Industria	0,117 €
Media ponderada	0,145 €
(MITyC,2013)	Euros por KW-H 2012 (actualizado 2013)
	0,133 €
Media (Euros por MW-H)	139,119 €

Fuente: Realizado por los autores basado en (Eurostat, 2014; INE, 2014; MINETUR, 2013)

Para calcular la pendiente de la recta se usan estimaciones de la elasticidad del precio respecto a la demanda de la energía eléctrica a corto plazo utilizando análisis bibliográficos y estudios propios llevados a cabo por diferentes autores (Bernstein & Griffin, 2006; Fan & Hyndman, 2010; US EPA, 2005) para los diferentes segmentos del mercado y diferentes países según se refleja en la Tabla 3.

Tabla 3: Análisis de la elasticidad de energía eléctrica del precio respecto a la demanda

Elasticidades de la electricidad		residencial CP	comercial CP	industrial CP
(Fan & Hyndman, 2010)		-0,3955		
	Bohi and Zimmerman (1984)	-0,2		?
	Beenstock et al. (1999)	-0,395		-0,221
	Filippini (1999)	-0,3		
	(NIER) (2007)	-0,25	-0,35	-0,38
	Patrick and Wolak (1997)			-0,206
	King and Chatterjee (2003)	-0,3		
	Reiss (2005)	-0,39		
(US EPA, 2005)		-0,18		
(Bernstein, Griffin, & Infrastructure, 2006)		-0,24	-0,21	
	Taylor (1975)	-0,515		
			-0,17	
	Bohi and Zimmerman (1984)	-0,2		
	Maddala et al. (1997)	-0,16		
	Garcia-Cerrutti (2000)	-0,17		
Mediana		-0,24		

Fuente: Realizado por los autores basado en Fuente: Realizado por los autores basado en (Bernstein & Griffin, 2006; Fan & Hyndman, 2010; US EPA, 2005)

El valor usado en el análisis es la mediana de todos los valores, por ser este parámetro más resistente a los valores extremos.

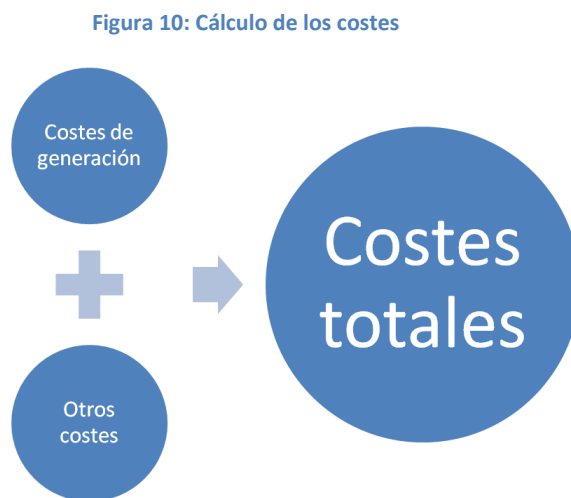
☞ *NOTA. En cualquier caso, hacemos una fuerte asunción de que dicha elasticidad es aplicable para el mercado español y para el caso del precio medio de mercado observado en España.*

El valor que se propone utilizar es **-0.24**, pero dada la variabilidad que existe en diferentes estudios y el hecho de que es un valor estimado para otros mercados, en el análisis de sensibilidad se incluirá un rangos de elasticidades que van del cuartil 25 al cuartil 75 de los valores de la Tabla 3.

- **Curva de coste unitario**

Ya hemos indicado en el modelo empírico que en el análisis se va a utilizar la curva de costes unitarios en lugar de la curva de oferta. **La curva anual agregada de costes unitarios del sector eléctrico en nuestro país muestra una gran complejidad, dado que la aportación de las diferentes tecnologías está fuertemente regulada.**

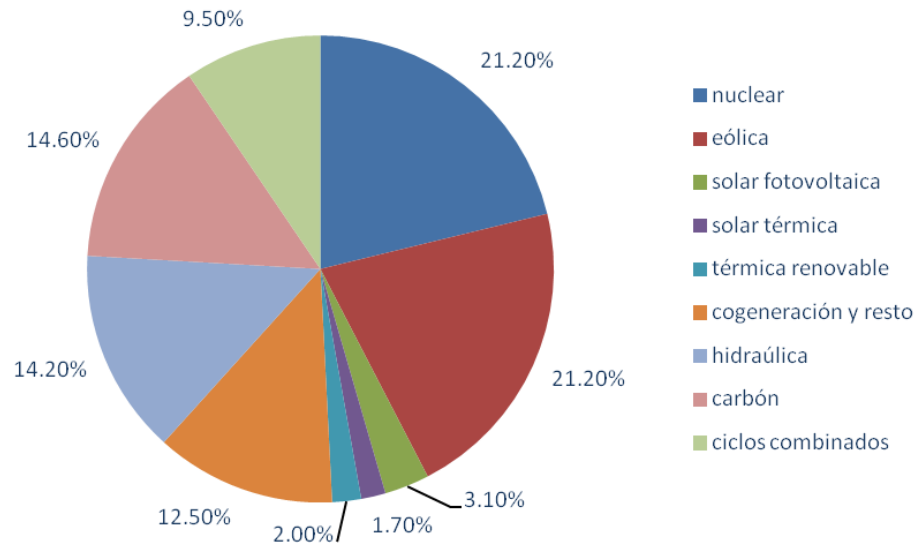
Por ello se ha decidido utilizar una estrategia en la que la aportación de las diferentes tecnologías se basa en un cálculo medio anual (REE, 2014), asumiendo un orden de aportación (nuclear, renovables, cogeneración y otros, hidráulicas y finalmente ciclos combinados y carbón) y costes por tecnología calculados en base a obtener la media de la información proporcionada por diferentes autores (BCG, 2011; CNE, 2008; Salvador, 2010). A ello se añaden otros costes que se prorratean directamente para cada MW-h, independientemente de la tecnología usada para su generación según se ve en la Figura 10.



Fuente: Realizado por los autores

La cobertura de la demanda peninsular española en 2013 está reflejada en la Figura 11.

Figura 11: Cobertura de la demanda peninsular por tecnología en 2013



Fuente: Realizado por los autores basado en (REE, 2014)

El coste medio de generación de cada tipo de tecnología, así como el desglose en inversión (CAPEX) y gastos de operación (OPEX), se ha estimado en base a diferentes informes gubernamentales, académicos y sectoriales (BCG, 2011; CNE, 2008; Salvador, 2010) y el resumen se refleja en la Tabla 4

Tabla 4: Costes de generación por tecnología (MW-h)

Coste por MW-h	(Salvador,2009)	(CNE, 2008)	(BCG, 2010)	media	opex	capex
nuclear	58,76 €	48,29 €		53,52 €	20,61 €	32,92 €
eólica	67,16 €		69,69 €	68,42 €	19,30 €	49,12 €
solar fotovoltaica	459,36 €		199,41 €	329,39 €	35,17 €	294,22 €
solar térmica			254,09 €	254,09 €	71,68 €	182,41 €
térmica renovable			82,55 €	82,55 €	23,29 €	59,26 €
cogeneración y resto				67,96 €	57,25 €	10,71 €
hidráulica	58,39 €	42,44 €		50,42 €	8,34 €	42,08 €
carbón	62,51 €	78,17 €		70,34 €	55,98 €	14,36 €
ciclos combinados	61,23 €	74,70 €		67,96 €	57,25 €	10,71 €
TOTAL ponderado				74,41 €	33,19 €	41,23 €

Fuente: Realizado por los autores basado en (BCG, 2011; CNE, 2008; Salvador, 2010)

Para el cálculo de otros costes se usan datos administrativos del año 2013 (CNMC, 2014, p. 59), que se prorratean para el sistema peninsular, obteniendo los resultados reflejados en la Tabla 5.

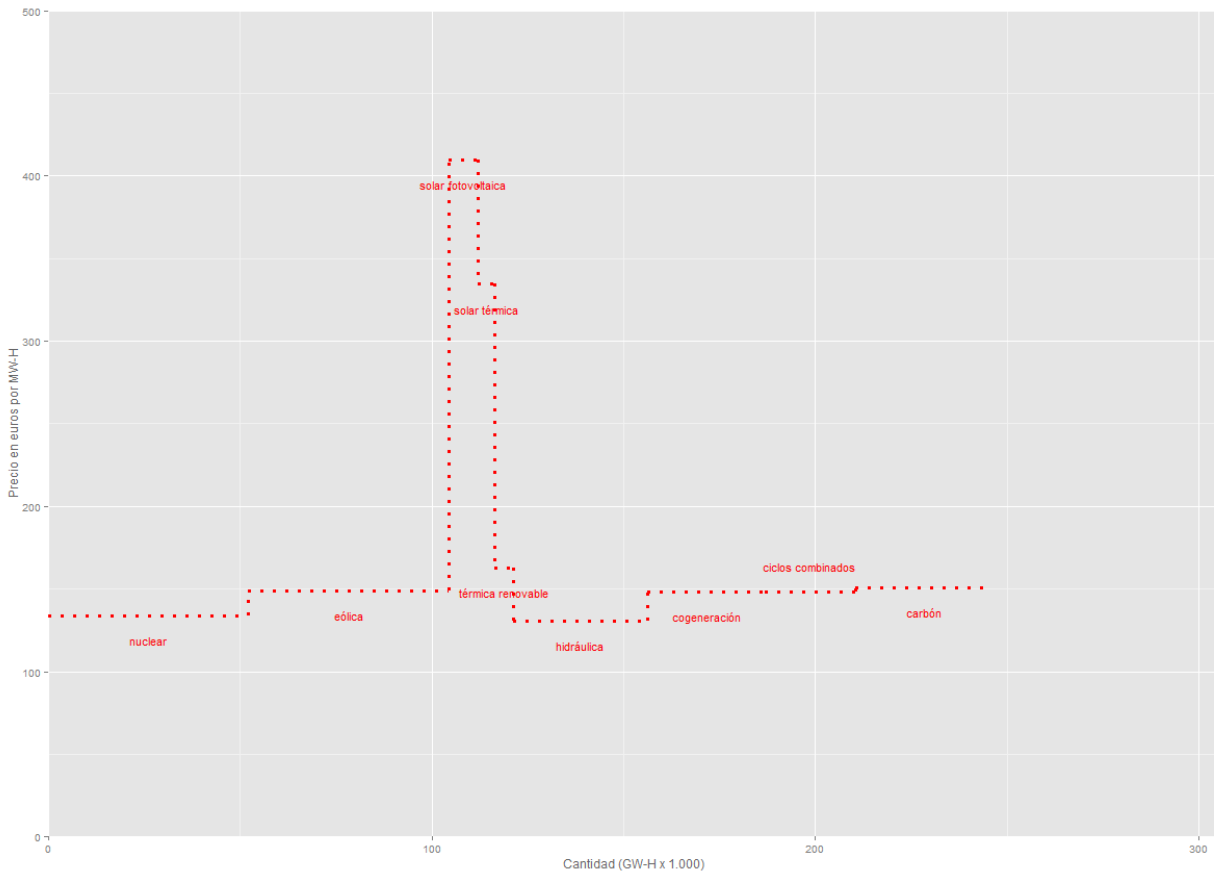
Tabla 5: Costes de acceso del sistema 2013

Otros costes (CNMC, 2014)	2013 (miles €)
Transporte	1.507.225 €
Distribución	4.784.037 €
Gestión comercial	53.506 €
Interrumpibilidad	706.696 €
Diversificación	71.340 €
Prima	9.287.352 €
Costes permanentes	871.925 €
Déficit	2.517.680 €
Exceso déficit	
Exportaciones	
Total	19.799.760 €

Fuente: Realizado por los autores basado en (BCG, 2011; CNE, 2008; Salvador, 2010)

Con ello se obtienen los costes unitarios por cada tecnología según se ve en la Figura 12. El orden en el que se presentan es en función de su orden de aportación esperado: nucleares actúan como base del sistema, después contribuyen las renovables y finalmente hidráulicas y combustibles fósiles hasta completar el total de producción en España en 2013.

Figura 12: Costes unitarios medios por tecnología

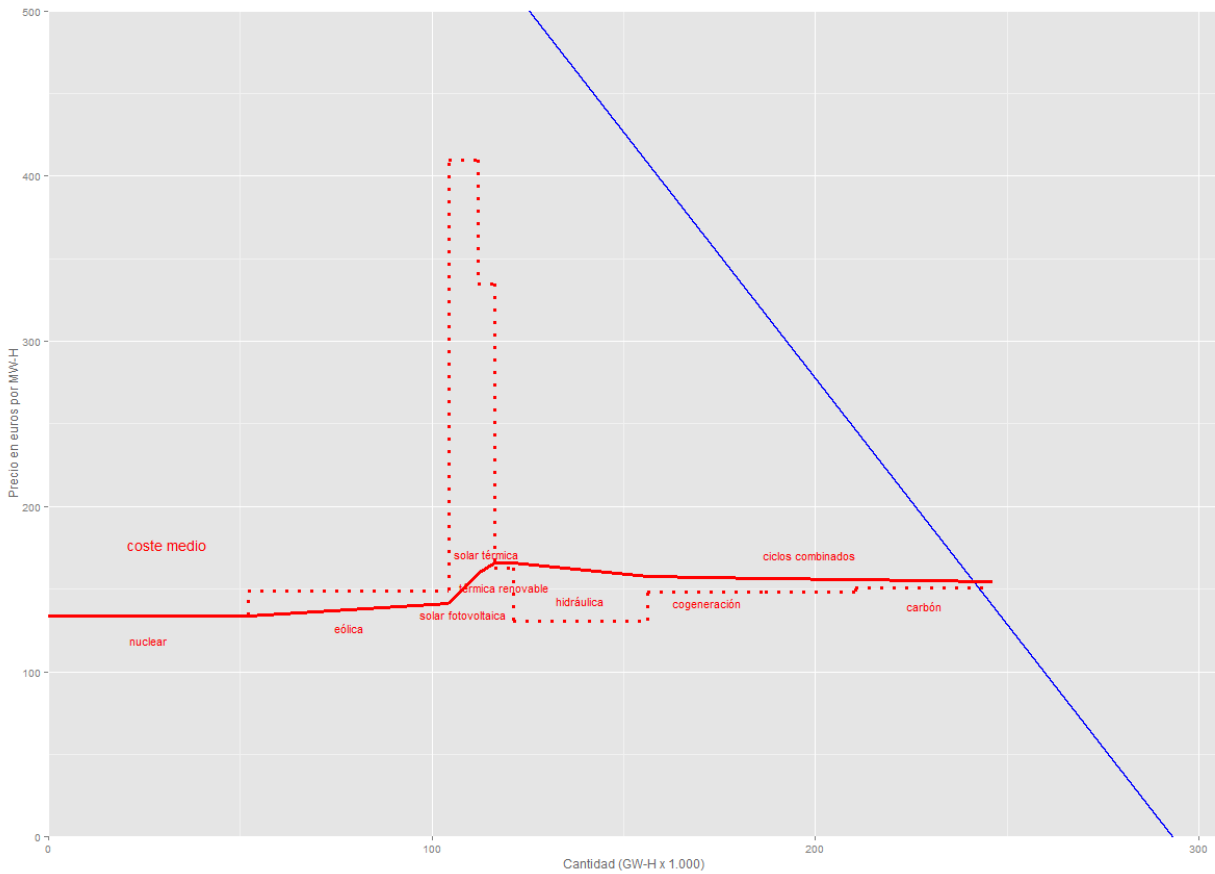


Fuente: Realizado por los autores basado en (BCG, 2011; Bernstein & Griffin, 2006; CNE, 2008; CNMC, 2014; Eurostat, 2014; Fan & Hyndman, 2010; INE, 2014; MINETUR, 2013; REE, 2014; Salvador, 2010; US EPA, 2005)

De esta forma podemos obtener cómo evoluciona el coste unitario medio agregado según se van considerando las distintas contribuciones según se ve en la Figura 13 (curva rojo sólido). En primer lugar el precio lo fijan las nucleares, luego entran las renovables que van elevando el coste medio unitario (más lentamente la eólica y más rápidamente las solares) y nuevamente el coste medio unitario va disminuyendo según se incorporan la hidráulica y combustibles fósiles. Es importante destacar que dicha curva no es una curva de oferta, dado que representa una foto fija en base a las contribuciones de cada tecnología en el año 2013, pero permite observar

como evoluciona el coste medio unitario según se van agregando las diferentes tecnologías. De cara a este informe lo que buscamos es el coste medio unitario total en 2013.

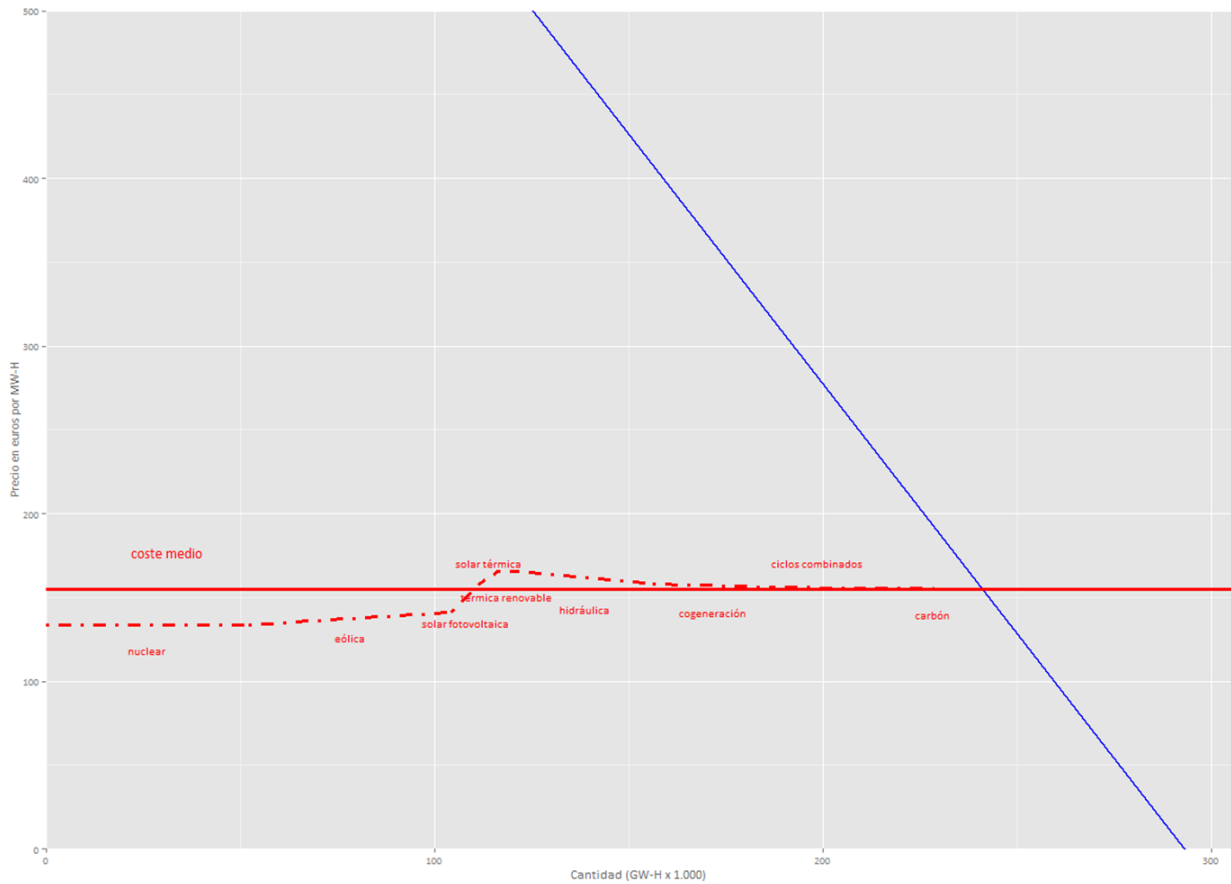
Figura 13: Coste unitario medio agregado



Fuente: Realizado por los autores basado en (BCG, 2011; Bernstein & Griffin, 2006; CNE, 2008; CNMC, 2014; Eurostat, 2014; Fan & Hyndman, 2010; INE, 2014; MINETUR, 2013; REE, 2014; Salvador, 2010; US EPA, 2005)

El coste medio unitario en España en 2013 es el valor de dicha curva en el punto 246.313 GW-h (total producido en el sistema peninsular) y que resulta ser 154,8 € por MW-h. Con todo ello podemos dibujar la curva de demanda y la línea de coste medio unitario en España en 2013 (que son las que utilizaremos en el análisis) según se ve en la Figura 14.

Figura 14: Curvas de demanda y costes unitarios medios 2013 para el sistema peninsular español



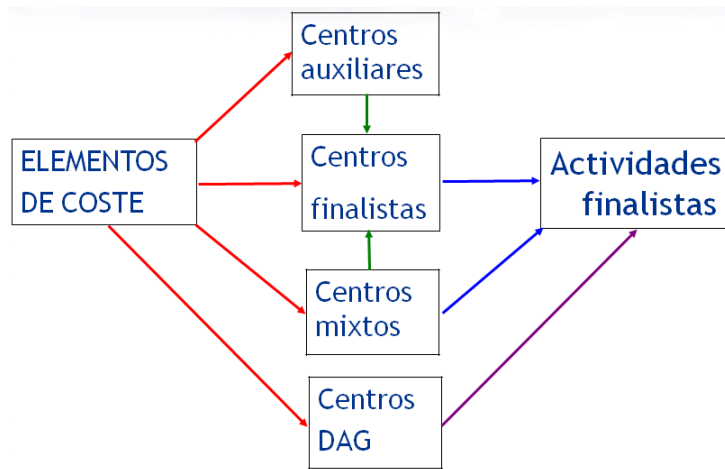
Fuente: Realizado por los autores basado en (BCG, 2011; Bernstein & Griffin, 2006; CNE, 2008; CNMC, 2014; Eurostat, 2014; Fan & Hyndman, 2010; INE, 2014; MINETUR, 2013; REE, 2014; Salvador, 2010; US EPA, 2005)

- ***Gasto público asociado a la actividad meteorológica aplicada a las predicciones utilizadas por el sector eléctrico***

El gasto público para obtener las predicciones meteorológicas actuales para el sistema eléctrico se obtiene de la contabilidad analítica de AEMET. En primer lugar, es importante tener en cuenta que al tratarse de un bien público, la demanda total de información meteorológica es la suma vertical de las demandas de cada uno de los sectores que la utilizan, y por ello es importante ser capaces de calcular que parte del coste total de AEMET es imputable a las estimaciones para el sector eléctrico.

AEMET dispone de un sistema de contabilidad analítica que desglosa el coste de cada uno de los servicios que proporciona, según se ve en la Figura 15.

Figura 15: Contabilidad analítica de AEMET



Fuente: Proporcionado por AEMET

En base a dicha contabilidad analítica, los costes de AEMET desglosados por diferentes áreas de actividad están reflejados en la Tabla 6. Las actividades relacionadas con el sector eléctrico se encuentran contempladas dentro del epígrafe de precios públicos.

Tabla 6: Costes de AEMET por líneas de actividad en 2013 en €

Coste de las Actividades Finalistas	2013 (Euros)
AERONÁUTICA RUTA	35.127.067 €
AERONÁUTICA TERMINAL	15.971.115 €
DEFENSA	19.430.740 €
PRECIOS PÚBLICOS	4.562.527 €
TASAS	2.081.056 €
SERVICIOS PÚBLICOS MARÍTIMA	3.473.546 €
SERVICIOS PROTECCIÓN CIVIL	6.496.682 €
OTROS SERVICIOS PÚBLICOS	8.638.232 €
INVESTIGACIÓN	8.020.269 €
DIVULGACION, PUBLICACIONES Y FORMACIÓN	2.192.898 €
TOTAL	105.994.133 €

Fuente: Proporcionado por AEMET

Para calcular que parte de los costes de la prestación de servicios sujetos a precios públicos corresponde al sector eléctrico se prorratea el total de dicho epígrafe en función del porcentaje de los ingresos de AEMET procedentes del suministro de predicciones meteorológicas a las empresas del sector eléctrico en 2013 (un 14,4%), lo que da un coste total imputable al sector eléctrico dentro de los costes de AEMET de 657.004 € según se refleja en la Tabla 7.

Tabla 7: Costes imputables a predicciones para el sector eléctrico

Ingresos totales precios públicos 2013	1.242.719 €
Ingresos datos modelos sector energía	178.553 €
% sector electrico sobre total	14,4%
14,4% del coste de PP	657.004 €

Fuente: Proporcionado por AEMET

- ***Movimientos de la curva de costes unitarios***

Como ya se ha señalado con anterioridad, vamos a considerar los beneficios de las predicciones meteorológicas en la disminución de costes del sector eléctrico debido a 2 causas: la mejor estimación de la demanda a 24 horas y la mejor estimación de la producción de energía de renovables a 24 horas y en 3 escenarios posibles: sin previsiones, con las previsiones actuales y con predicciones perfectos.

- Previsión de la demanda

En cuanto a la **previsión de la demanda**, Teisberg et al. (2005) hicieron un análisis del ahorro que suponen las previsiones meteorológicas en los costes operativos de producción de la energía eléctrica en Estados Unidos.

Para ello se basaron en un estudio previo de Hobbs et al. (1999), en el que analizaba el valor de contar con mejores predicciones de demanda. Teisberg et al. (2005) analizaron tres zonas de Estados Unidos: la norte, la sur y la oeste según se refleja en la Tabla 8.

Para su aplicación al caso español, a la hora de decidir qué zona es más similar a España enseguida se descarta la zona norte de USA con inviernos muy rigurosos y clima mucho más húmedo que España.

En cuanto a las zonas oeste y sur, la zona oeste incluye el sur de California, que a priori podría parecer similar a España, aunque también incluya en la conformación dada por los autores el estado de Washington que, nuevamente, es muy diferente. Finalmente, nos decantamos por la zona sur (incluye a los estados de Texas y Florida) que, si bien no es exactamente igual a España, abarca zonas cálidas similares a amplias zonas del sur de España (principalmente el estado de Texas). También ayudó a tomar la decisión el hecho de que los resultados de la zona oeste presentan inconsistencias que cuestionan su validez.

De hecho la predicción del modelo de salida estadística (MOS) empeora la persistencia en el sur de California (los propios autores lo consideran anómalo) mientras que la experiencia de AEMET es que la predicción mejora el valor de la persistencia. Frente a ello los resultados de la zona sur son más consistentes y similares en ambos estudios (Teisberg et al., 2005, p. 1768).

En cualquier caso, y con el ánimo de ser conservadores, se incluyen los valores mínimo y máximo del conjunto de las zonas en el análisis de sensibilidad.

Tabla 8: Porcentaje de reducción de los costes operativos por las previsiones de demanda gracias a la información meteorológica en EEUU

	Porcentaje de reducción del coste	
	escenario 1: NWS vs persistencia	escenario2: perfecta vs NWS
Norte	0,09%	0,04%
Sur	0,54%	0,23%
Oeste	0,02%	0,11%

Fuente: (Teisberg et al., 2005)

Teisberg et al. (2005) proporcionaron 2 cifras para la zona sur: una reducción del 0,54% de los costes operativos en el paso del escenario 1 al 2 (sin predicciones frente a predicciones convencionales) y una adicional de 0,02286% en el paso del escenario 2 al 3 (predicciones convencionales frente a previsión perfecta).

Para poder aplicar esos porcentajes a España es necesario calcular el coste operativo medio en el caso de España para el año 2013, y que se refleja en la Tabla 4, basándose en los costes operativos de cada una de las tecnologías (BCG, 2011; CNE, 2008; Salvador, 2010) y la contribución a la cobertura de la demanda peninsular de cada tecnología en 2013 (REE, 2014). Con ello se obtiene la cifra de 33,19 €/MW-h de costes operativos en el sistema español en 2013.

Sobre eso se aplica el porcentaje de ahorro proporcionado por Teisberg et al. (2005) que da como resultado para el caso del **paso del escenario 1 al 2**:

$$0,54\% * 33,19 \text{ €/MW-h} = 0,179 \text{ €/MW-h.}$$

(ahorro en el coste medio de producción)

Para el caso del **paso del escenario 2 al 3** se obtiene:

$$0,2286\% * 33,19 \text{ €/MW-h} = 0,076 \text{ €/MW-h.}$$

(ahorro en el coste medio de producción)

- Previsión de producción de renovables

En cuanto a la **previsión de producción de renovables**, en el análisis se consideran 2 efectos: los ahorros por el efecto el general sobre el sistema (GE Energy, 2010, apartado 6.2.1) y los ahorros potenciales por evitar el desgaste prematuro de las centrales de combustibles fósiles (Lew et al., 2013). Ambos informes fueron encargados por el *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*²

- Efecto general sobre el sistema

En cuanto al primer efecto, GE Energy (2010) analiza diversos casos de penetración de renovables que se alcanzarían en el año 2017 para estimar los efectos de dichas penetraciones en diferentes elementos del sistema eléctrico. En particular utilizamos el caso 20-20, 20% de eólica y un 3% de solar, que es muy similar al caso Español en 2013 (21,20% de eólica y 4,8% de solar).

Uno de los aspectos analizados en el informe es el valor de las previsiones meteorológicas de 24 horas (*day-ahead forecast*), que son las mismas que estamos considerando en el análisis, en la estimación de producción de renovables.

Y se analizan 2 casos, el paso del escenario 1 al 2 (sin predicciones frente a predicciones convencionales) y el paso del escenario 2 al 3 (predicciones convencionales frente a previsión perfecta). Las cifras de ahorro de coste para el primer caso son 18 \$/MW-h (en \$ de 2017) de costes de operación de las energías renovables. Para el caso 2 la cifra es mucho menor, en torno a 2 \$/MW-h.

² NREL es un laboratorio nacional del U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, operado por la Alliance for Sustainable Energy, LLC.

Esas cifras se actualizan a € de 2013 (USFR, 2014) y se obtienen 12,52 €/MW-h y 1,39 €/MW-h (en 2013 €).

Como ese ahorro es solo sobre las energías renovables, se aplica el porcentaje que suponen las renovables en España en 2013, que es 26% (REE, 2014) y de eso se derivan unos ahorros para el caso español en 2013 de:

3,25 €/MW-h para el caso 1

y de

0,36 €/MW-h para el caso 2.

Adicionalmente realizamos el cálculo con otra cifra que dan en el informe, en particular que en el caso 1 se ahorrarían 14% de los **costes operativos totales** y en el segundo un 1,4%. En el informe presentan los resultados de 2 formas distintas y, tratando de ser conservadores, aplicamos las 2 maneras al caso español. Según ese cálculo se obtiene un ahorro para el caso 1 de:

$14\% * 33,19 \text{ €/MW-h} = 4,64 \text{ €/MW-h}$

y para el caso 2 de:

$1,4\% * 33,19 \text{ €/MW-h} = 0,46 \text{ €/MW-h}$.

Finalmente calculamos la media de los 2 (previsión de producción de renovables y costes operativos totales) y es el valor que se usa en el análisis:

3,95 €/MW-h en el caso 1 y 0,41 €/MW-h en el 2.

- Ahorros por disminuir el desgaste de plantas fósiles

El segundo efecto se asume que solo afecta al caso de previsión perfecta. Es decir, **si existiera previsión perfecta, no habría desgaste adicional de las plantas**

fósiles ya que sería más ajustada la producción real con la demanda real de energía con la participación de las energías no generadas por esas plantas fósiles.

La cifra estimada de ahorro potencial se estima entre 0,47 y 1,28 \$/MW-h (en \$ de 2011) de coste operativo en las plantas de combustibles fósiles por el desgaste adicional (Lew et al., 2013, p. vii).

En España en el 2013 el porcentaje que suponen las plantas fósiles en el sistema peninsular es del 24,10% (REE, 2014) y con eso, actualizando los \$ de 2011 a € 2013 (USFR, 2014) se obtiene la media de los 2 valores que resulta 0,1557 €/MW-h adicionales para el caso 2.

EL resumen de los cálculos de los ahorros por la previsión de demanda y previsión de producción de renovables para los 2 casos están recogidos en la Tabla 9.

Tabla 9: Resumen de ahorros de costes por las previsiones meteorológicas

Reducción de coste por MW-h		medio
caso 1: No predicción vs. PA	demanda	0,179 €
	efecto general en la estimación de renovables	3,951 €
	total	4,130 €
caso 2: PA vs. Predicción perfecta	demanda	0,076 €
	efecto general en la estimación de renovables	0,413 €
	desgaste adicional de las plantas fósiles	0,157 €
	total	0,570 €

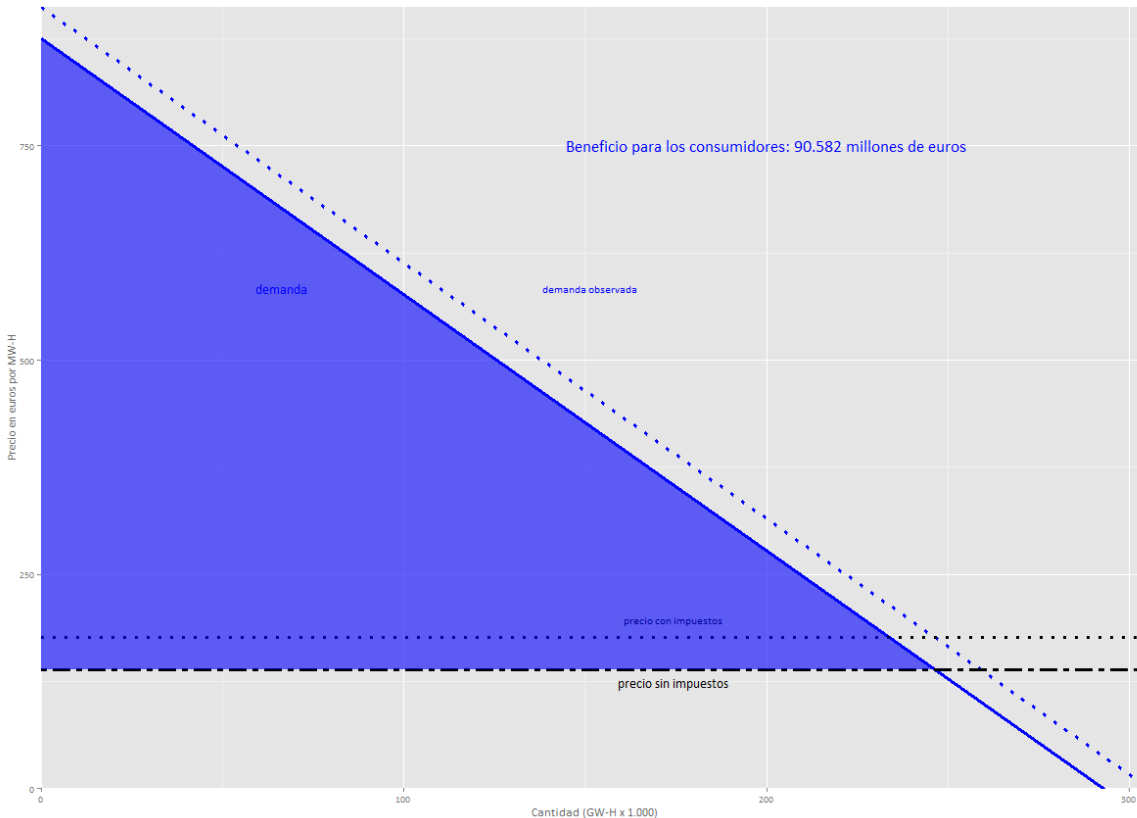
Fuente: Realizado por los autores basado en (GE Energy, 2010; Hobbs et al., 1999; Lew et al., 2013; Teisberg et al., 2005)

- ***Beneficio total para productores y consumidores, gasto público y pérdida de eficiencia social en los diferentes escenarios***

Mantenemos la hipótesis de que el beneficio para los consumidores se mantiene en los 3 escenarios si asumimos que el ahorro de costes de producción no tiene un

efecto en el precio medio final, algo que es razonable dado que el precio final en España está por debajo del coste en cualquiera de los escenarios. Dicho beneficio en España en 2013 se estima en 90.582 Millones de € según se refleja en la Figura 16.

Figura 16: Curva de demanda y precio y beneficio para los consumidores

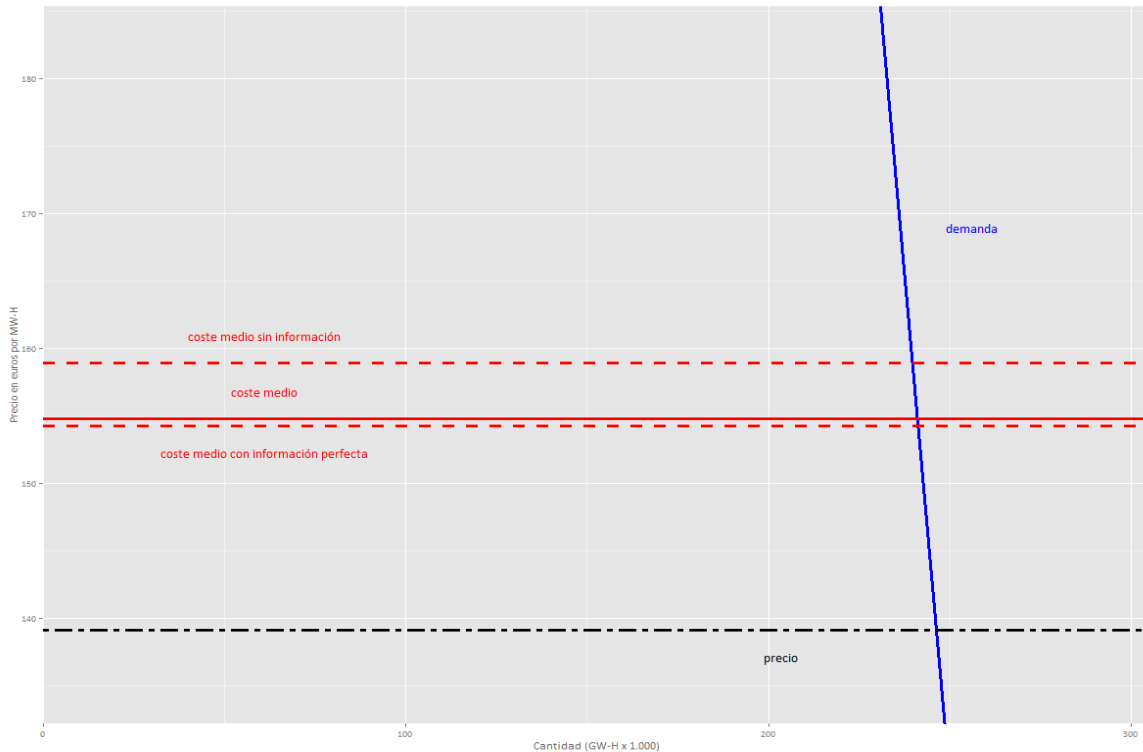


Fuente: Realizado por los autores basado en (Bernstein & Griffin, 2006; Eurostat, 2014; Fan & Hyndman, 2010; MINETUR, 2013; REE, 2014; US EPA, 2005)

En cuanto al beneficio para los productores, la Figura 17 refleja cómo cambia el coste en cada uno de los 3 escenarios. La línea roja continua refleja el coste en el escenario 2 (predicciones actuales), mientras que la línea discontinua superior, en la que se ha producido un aumento del coste medio unitario en 4,130 €/MW-h representa el coste en el escenario 1 (sin predicciones o persistencia) y la línea

discontinua inferior, en la que se produce una disminución del coste de 0,570 €/MW-h representa el coste en el escenario 3 (predicciones perfectas).

Figura 17: Coste en los distintos escenarios



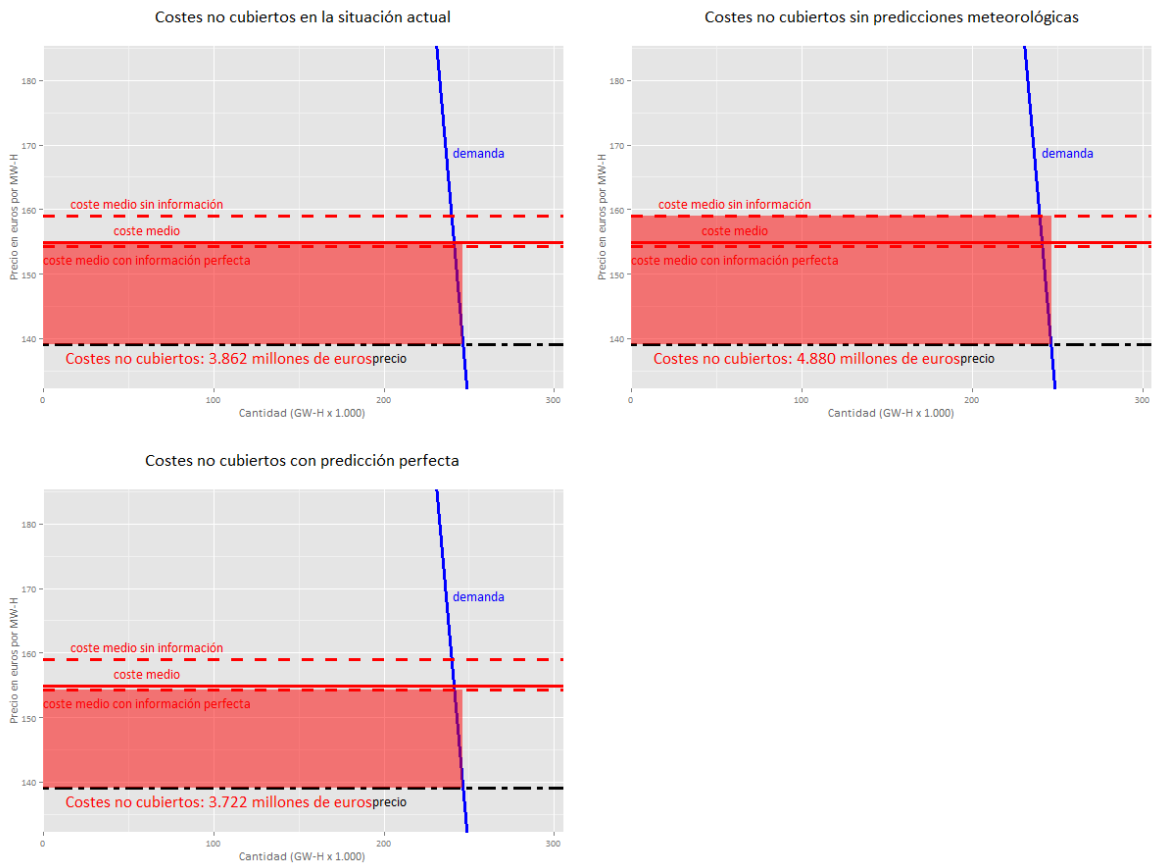
Fuente: Realizado por los autores basado en (GE Energy, 2010; Hobbs et al., 1999; Lew et al., 2013; Teisberg et al., 2005)

Dado que el precio está por debajo del coste en los 3 escenarios, se está produciendo una pérdida para los productores por costes totales no cubiertos, que es mayor en el caso del escenario 1 (4.880 millones de €), menor en el 2 (3.862 millones de €), y todavía algo menor en el 3 (3.722 millones de €). En la

Figura 18 se ven los costes en los 3 escenarios.

Es decir, el pasar del escenario 1, al escenario 2, reduce el coste - pérdida - según nuestras estimaciones en aproximadamente 1.017M €, y si llegáramos a tener un esquema de predicción meteorológica perfecta, esa reducción se incrementaría en 140M € adicionales.

Figura 18: Coste para los productores en los 3 escenarios



Fuente: Realizado por los autores basado en (GE Energy, 2010; Hobbs et al., 1999; Lew et al., 2013; Teisberg et al., 2005)

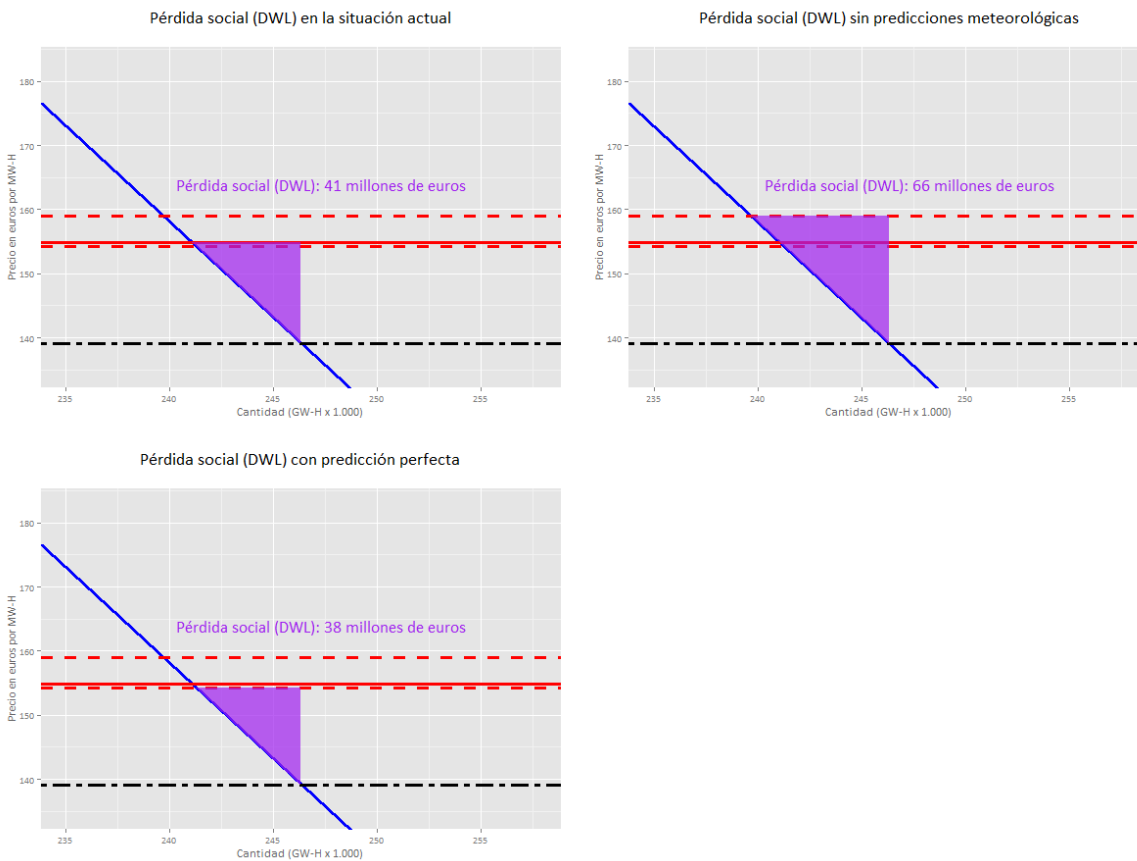
En cuanto al **gasto público** para producir las previsiones meteorológicas, en el caso del escenario 1 (sin previsiones) el gasto sería 0€, en el caso del escenario 2, el gasto es el coste para AEMET de producir las previsiones meteorológicas para el sector

eléctrico y que habíamos cuantificado en 657.004 € en el año 2013, y en el caso del escenario 3, en lugar de calcular el gasto público, vamos a estimar cual sería la máxima inversión pública que garantizaría el retorno de la inversión asumiendo costes operativos adicionales despreciables y para un escenario de 10 años con una tasa de descuento social del 5% (Souto Nieves, 2003) .

Finalmente, en cuanto a la **pérdida de eficiencia social**, en los 3 escenarios se produce una pérdida de eficiencia social porque el mercado no se encuentra en equilibrio, ya que el precio está por debajo del coste, y por tanto se dedican algunos recursos económicos con un coste mayor que el beneficio que proporcionan para la sociedad.

En el caso del escenario 1, la pérdida es de 66 millones de €, en el 2 de 41 millones de €, y en el 3 de 38 millones de €. Los resultados se presentan en la Figura 19.

Figura 19: Pérdida de eficiencia social en los 3 escenarios



Fuente: Realizado por los autores basado en (GE Energy, 2010; Hobbs et al., 1999; Lew et al., 2013; Teisberg et al., 2005)

5. Resumen de los resultados

La Tabla 10 presenta un resumen de los resultados.

Tabla 10: Resumen de los resultados

	Sin predicción meteorológica	Situación actual	Con predicción perfecta
Beneficio consumidores	€ 90.582.220.000	€ 90.582.220.000	€ 90.582.220.000
Beneficio productores	-€ 4.879.605.000	-€ 3.862.312.000	-€ 3.721.807.000
Gasto público	€ 0	€ 657.004	(VAN)
Incremento del beneficio para los productores (reducción de costes)		€ 1.017.293.000	€ 140.505.000
Pérdida de eficiencia social (DWL)	€ 65.715.270	€ 41.171.030	€ 38.230.050
Reducción de la pérdida de eficiencia social (DWL)		€ 24.544.240	€ 2.940.980

Fuente: Realizada por los autores

La existencia de los Servicios Meteorológicos Nacionales financiados públicamente en los diferentes países del mundo y la estrecha colaboración que mantienen entre ellos son indispensables para contar con las actuales previsiones meteorológicas. Los resultados de este estudio estiman un beneficio para la sociedad española de 1.017 millones de € en el año 2013 por la utilización que ha hecho el sector eléctrico de las predicciones meteorológicas. Ello supone un factor de rendimiento de 1.548 € por cada euro invertido por AEMET en el suministro de predicciones meteorológicas al sector eléctrico. Adicionalmente se ha reducido la pérdida de eficiencia para la sociedad en 25 millones de €.

Conseguir previsiones “perfectas” hubiera permitido un aumento adicional del beneficio para la sociedad en 2013 de 141 millones de € y una reducción de la pérdida de eficiencia para la sociedad de 3 millones de €. Asumiendo costes operativos adicionales despreciables y para un escenario de 10 años con una tasa de descuento social real del 5% (Souto Nieves, 2003) se podría justificar una inversión con un Valor Actual Neto de 1.085 millones de € para mejorar las predicciones para el sector eléctrico.

6. Discusión - Análisis comparativo resultados

El beneficio estimado en España de 1.548 € por cada euro invertido por AEMET por la utilización de predicciones meteorológicas por el sector eléctrico es muy alto y está muy lejos de los factores de rendimientos estimados por estudios previos usando diferentes metodologías de análisis, y que cifran dicho factor en el entorno de 5 a 10 (Frei, 2009; J., 2002; Leviakangas & Hautala, 2009; OMM, 2000). Lazo, Morss, y Demuth (2009, p. 794) cifran ese ratio en 6,2 usando una encuesta de valor percibido de la información meteorológica entre hogares americanos. Frei (2009) y Leviakangas and Hautala (2009) cifran dicho ratio en el entorno de 5 en Suiza y Finlandia considerando la relación entre el gasto total en servicios meteorológicos y el beneficio de las predicciones meteorológicas en una serie de sectores socio-económicos.

La discrepancia puede explicarse por una diferente cuantificación de los beneficios y de los costes.

En cuanto a los beneficios, ninguno de dichos estudios incluye el análisis específico del efecto de las predicciones meteorológicas en un sistema eléctrico con alta penetración de renovables como el Español y en el que, como ya hemos explicado, el efecto de dichas predicciones puede ser muy significativo.

De hecho, Frei solo incluye entre los beneficios del sector eléctrico el efecto sobre la predicción de la demanda, que ya hemos visto que tiene un efecto mucho menor que en la predicción de producción de renovables, mientras que Leviakangas y

Hautala se centran en la gestión de infraestructuras y prevención de interrupciones. Ninguno considera el efecto en la producción de renovables que tiene una alta dependencia de las predicciones meteorológicas.

Por otra parte, el informe de Lazo, Morss, y Demuth utiliza un procedimiento de evocación de precios entre los ciudadanos, que si bien ofrece numerosas ventajas porque aborda el problema con un enfoque más general, plantea ciertas dudas sobre la información de que disponen los ciudadanos para cuantificar beneficios de indole profundamente técnica.

Sin embargo, pensamos que la explicación viene dada por la forma de imputar los costes. Al ser las predicciones meteorológicas un bien público, el beneficio generado para la sociedad es la suma de todos los beneficios individuales en cada uno de los múltiples sectores económicos y sociales a los que beneficia. Dado que conocer y cuantificar los numerosos beneficios de los diferentes usos es una tarea enormemente costosa y compleja, los estudios previos, si bien de indudable valor, se centran en un número finito de beneficios siendo muy difícil cuantificar que parte representan dichos beneficios del total de beneficios posibles.

Todo eso conduce a que la estimación de los beneficios de las predicciones meteorológicas en el conjunto de la sociedad esté sub-estimada (Freebairn & Zillman, 2002, p. 41). Sin embargo, a la hora de imputar el coste destinado a generar dichos beneficios, se considera el coste total de los servicios meteorológicos nacionales, e incluso se incrementa para considerar otros agentes privados que operan en el sector. Por tanto, los estudios previos consideran solo una parte de los beneficios pero imputan el total de los costes.

El enfoque de este análisis ha sido el contrario. Se ha analizado un beneficio específico (el efecto de las predicciones meteorológicas en el sector eléctrico) y se ha calculado el coste que tiene proporcionar dicho beneficio concreto gracias a la contabilidad analítica de AEMET.

Por ello, mientras el beneficio puede estar en línea con otros estudios, el coste imputado para generar dicho beneficio es muy inferior. Si además tenemos en cuenta que en este caso solo hemos considerado el coste de AEMET (sin incluir otros agentes privados) y que el presupuesto de AEMET (AEMET, 2014) en España en relación con el PIB (WB, 2015) es muy inferior al de países con servicios meteorológicos nacionales que prestan servicios similares al español como Finlandia (proporción 1 a 4,3) (Institute, 2014), Suiza (proporción 1 a 1,7) (CreditSuisse, 2015; MeteoSwiss, 2015) o Francia (proporción 1 a 2) (MeteoFrance, 2015) , la corrección todavía es mayor.

En la Tabla 11 se muestra cuál habría sido el factor de rendimiento si se hubiera considerado el presupuesto total de AEMET y si se hubiera considerado dicho presupuesto aumentado en 3 veces (media de Suiza y Finlandia) para hacerlo comparable a estudios realizados en otros países con servicios meteorológicos nacionales similares al español. Aplicando dichas correcciones, obtenemos la explicación de la aparente incoherencia de los resultados con investigaciones previas, al resultar unos valores entre 3,7 y 11,1 en línea con dichas investigaciones.

Tabla 11: Estimación del factor de rendimiento imputando el presupuesto total de AEMET

	Análisis actual imputando el coste según la contabilidad analítica de AEMET	Análisis imputando todo el presupuesto de AEMET	Análisis imputando todo el presupuesto de AEMET y corrigiendo por comparación con otros países
Beneficio	1.017.293.000 €	1.017.293.000 €	1.017.293.000 €
Coste	657.004 €	91.751.893 €	275.255.679 €
Factor de rendimiento	1.548	11,1	3,7

Fuente: Realizada por los autores basado en (AEMET, 2014; Institute, 2014; MeteoFrance, 2015; WB, 2015)

7. Análisis de sensibilidad

Dadas las numerosas asunciones que se hacen durante el análisis es imperativo llevar a cabo un análisis de sensibilidad. Para ello se utiliza un análisis de Montecarlo en el que se generan 5.000 muestras de una distribución uniforme aleatoria de cada una de los parámetros seleccionados en el análisis de sensibilidad y que están reflejadas en la Tabla 12.

Tabla 12: Parámetros modificados en el análisis de Montecarlo

parámetro	esperado	mínimo	máximo
precio sin impuestos	139,1186	132,8452	145,3919
elasticidad	-0,2400	-0,3650	-0,1550
coste producción nuclear	53,5230	48,2858	58,7602
coste producción eólica	68,4249	67,1639	69,6860
coste producción solar fotovoltaica	329,3867	199,4092	459,3642
coste producción solar térmica	254,0860	254,0860	254,0860
coste producción térmica renovable	82,5511	82,5511	82,5511
coste producción cogeneración y resto	67,9622	61,2267	74,6977
coste producción hidráulica	50,4155	42,4419	58,3891
coste producción carbón	70,3383	62,5073	78,1692
coste producción ciclos combinados	67,9622	61,2267	74,6977
coste producción	74,4145	65,2502	83,5788
demanda	0,1792	0,0067	0,1969
efecto general en la estimación de renovables	3,9509	3,1788	4,3612
beneficio esc 1 - total	4,1301	3,1855	4,5581
demanda	0,0759	0,0125	0,0834
efecto general en la estimación de renovables	0,4132	0,2998	0,4361
desgaste adicional de las plantas fósiles	0,1573	0,0845	0,2300
beneficio esc 2 - total	0,5704	0,3843	0,6662

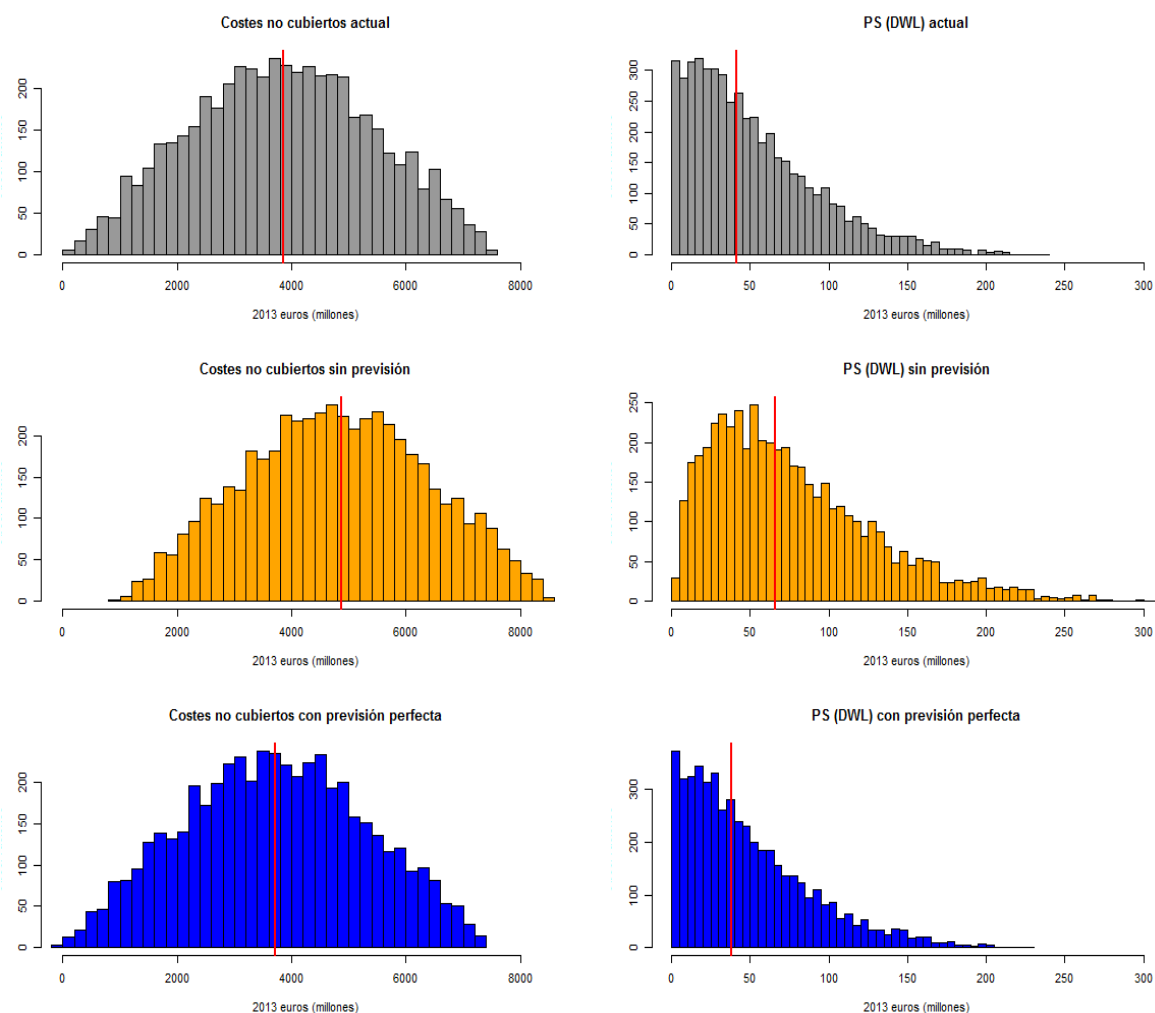
Fuente: Realizado por los autores

Se aplica el modelo de análisis sobre los parámetros de cada una de esas 5.000 muestras y se obtienen los resultados de disminución de costes y de disminución de la pérdida social. Al llevar a cabo 5.000 cálculos, se obtiene una distribución de

resultados, con la que se genera un histograma y una descripción estadística de los mismos para sacar conclusiones que nos permitan validar la robustez de los resultados.

El histograma con la distribución de costes para los productores (igual a los beneficios pero con signo positivo), así como la distribución de pérdidas de eficiencia social para los 3 escenarios se representa en la Figura 20.

Figura 20: Histograma con los resultados de las distribuciones del análisis de sensibilidad



Fuente: Realizado por los autores basado en (GE Energy, 2010; Hobbs et al., 1999; Lew et al., 2013; Teisberg et al., 2005)

Nota: La línea roja muestra el valor obtenido en el análisis

Las estadísticas descriptivas de dichos resultados se pueden ver en la Tabla 13. Se observa claramente que el valor medio, así como la mediana del coste para los productores es significativamente mayor en el escenario 1 (sin predicciones, en naranja) que en el 2 (previsiones actuales, en blanco) que es a su vez algo mayor que en el 3 (previsiones perfectas, en azul). El coste en el escenario 1 (sin predicciones, en naranja), en ningún caso es inferior a los 890 Millones de €, mientras que en el escenario 2 (previsiones actuales, en blanco) llega a ser de 77 Millones de € como mínimo, y en el caso 3 (predicciones perfectas, en azul) llega a ser negativo en alguna ocasión (los productores obtendrían beneficio neto). Una tendencia similar se observa con la pérdida de eficiencia social.

Todo ello viene a mostrar la robustez de las conclusiones y confirma el valor que las predicciones meteorológicas tienen para el sector eléctrico.

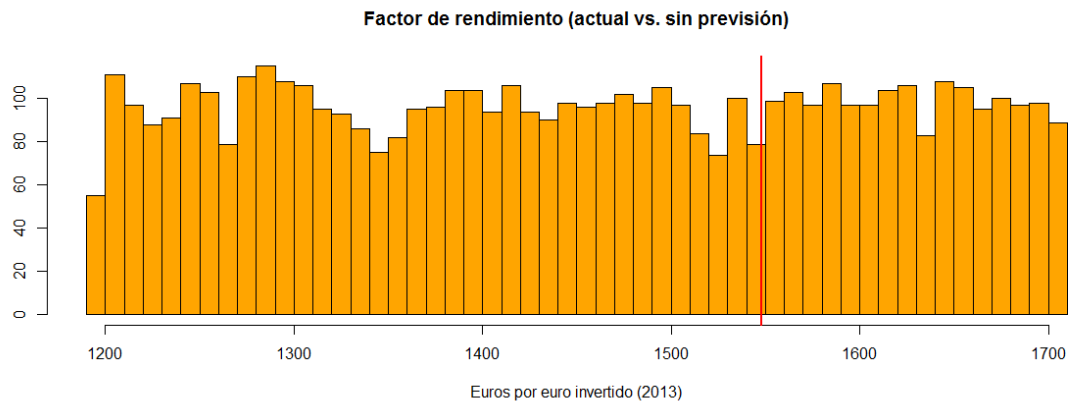
Tabla 13: Estadísticas de los resultados del análisis de sensibilidad en cada escenario

Resultado (millones de euros)	estadística						
	media	d.e.	mínimo	q1	mediana	q3	máximo
Costes no cubiertos situación actual	3.836	1.571	77	2.699	3.829	4.964	7.521
PS (DWL) situación actual	52	41	0	20	42	74	237
Costes no cubiertos sin predicciones	4.790	1.575	890	3.642	4.784	5.931	8.555
PS (DWL) sin predicciones	77	51	1	37	66	106	312
Costes no cubiertos con predicciones perfectas	3.706	1.571	-41	2.563	3.701	4.835	7.386
PS (DWL) con predicciones perfectas	49	39	0	18	39	70	228

Fuente: Realizado por los autores basado en (GE Energy, 2010; Hobbs et al., 1999; Lew et al., 2013; Teisberg et al., 2005)

De hecho, si observamos la distribución de valores para el factor de rendimiento (€ obtenido por la sociedad por € invertido) en el paso del escenario 1 al 2 reflejado en la Figura 18, vemos que nunca baja de 1.194 que es una cifra muy elevada.

Figura 21: Análisis de sensibilidad del factor de rendimiento entre el escenario 1 y 2



Fuente: Realizado por los autores basado en (GE Energy, 2010; Hobbs et al., 1999; Lew et al., 2013; Teisberg et al., 2005)

Nota: La línea roja muestra el valor obtenido en el análisis

8. Limitaciones del estudio

Las limitaciones más reseñables del análisis son las siguientes:

- El propio modelo neoclásico de curvas agregadas de oferta y demanda supone una fuerte asunción y es particularmente relevante en un mercado fuertemente regulado como el eléctrico.
- La utilización de una curva de demanda lineal supone también una fuerte asunción así como la utilización de una curva de demanda única agregando todos los segmentos del mercado, cuando es bastante evidente que hay numerosos segmentos de mercado con comportamientos muy dispares (residencial, comercial, administración, industria, etc.).
- Otra limitación del análisis es la utilización de una curva de coste medio en lugar de una de oferta, con lo que se valora el beneficio total (*profit*) frente al beneficio marginal (*surplus*) para los productores.
- La utilización de estudios de mercados diferentes al español y de otros años (elasticidad, beneficios de los escenarios, costes) supone una de las mayores y más importantes limitaciones del estudio.
- En particular, en el caso de la previsión de la demanda, Teisberg et al. (2005) consideran que el efecto más importante es el uso de aire acondicionado, que es mucho mayor en EE.UU. (EIA, 2011) que en España (INE, 2015). Adicionalmente, los valores obtenidos por (Hobbs et al., 1999) muestran que hay una gran diferencia entre las diferentes regiones en la sensibilidad de los errores de previsión de la carga a los errores de previsión, lo que podría

cuestionar la validez de extrapolar dichos resultados a otros países. Una futura línea de investigación sería el calcular dicha relación para el caso de España.

- En cuanto al efecto de las predicciones meteorológicas en la producción de renovables, si bien las razones esgrimidas en el caso de los EE.UU. para justificar el beneficio de las previsiones meteorológicas son el evitar el vertido eólico y la falta de elementos de generación disponibles debido a una mala previsión de la producción (GE Energy, 2010, p. 106), que son factores también claves en España, es posible que la estructura del sistema eléctrico español sea lo suficientemente diferente del de EE.UU. para cuestionar la extrapolación de sus conclusiones. Máxime si tenemos en cuenta que el estudio se basa en previsiones de escenarios futuros y no en análisis de infraestructuras reales como es el caso en España. Nuevamente, una interesante línea de investigación sería el calcular dicha relación para el caso de España utilizando datos reales.
- La actualización de los precios y costes en base al IPC medio también puede distorsionar los resultados del análisis.
- Finalmente, no se han considerado los costes del propio sector eléctrico para obtener información meteorológica de otras fuentes ni el coste de su tratamiento y procesado.

9. Recomendaciones

El informe, aún con todas sus limitaciones, ha permitido poner de manifiesto el valor socio-económico que generan las predicciones meteorológicas en España en el caso del sector eléctrico.

Si bien ya existía la percepción de que las predicciones meteorológicas deberían ser especialmente valiosas para el sistema Español, que ha hecho una fuerte apuesta por las energías renovables, el análisis ha permitido cuantificarlo y concluir que el dinero público gastado en AEMET para producir dicha información se multiplica en varios órdenes de magnitud en el beneficio que produce sobre la sociedad.

La recomendación de este informe es continuar realizando este tipo de análisis que permiten conocer de una forma más exacta el valor de las inversiones públicas para la sociedad, en otras áreas y sectores económicos en los que la información meteorológica puede tener una importancia relevante, así como en el conjunto del sector público.

Ello permitirá justificar ante una sociedad cada vez más exigente, el fin del dinero público y el valor que genera en la sociedad y facilitará a los políticos y gestores públicos contar con información complementaria para priorizar sus decisiones de inversión en un entorno de fuertes ajustes presupuestarios.

10. Listado de tablas y figuras del documento

Listado de tablas

Tabla 1: Costes y beneficios en los distintos escenarios.....	26
Tabla 2: Cálculo del precio medio sin impuestos en 2013.....	28
Tabla 3: Análisis de la elasticidad de energía eléctrica del precio respecto a la demanda	29
Tabla 4: Costes de generación por tecnología (MW-h)	31
Tabla 5: Costes de acceso del sistema 2013.....	32
Tabla 6: Costes de AEMET por líneas de actividad en 2013 en €	36
Tabla 7: Costes imputables a predicciones para el sector eléctrico	37
Tabla 8: Porcentaje de reducción de los costes operativos por las previsiones de demanda gracias a la información meteorológica en EEUU	39
Tabla 9: Resumen de ahorros de costes por las previsiones meteorológicas	42
Tabla 10: Resumen de los resultados.....	48
Tabla 11: Estimación del factor de rendimiento imputando el presupuesto total de AEMET ..	53
Tabla 12: Parámetros modificados en el análisis de Montecarlo	54
Tabla 13: Estadísticas de los resultados del análisis de sensibilidad en cada escenario	56

Listado de figuras

Figura 1: Factores que justifican el conocer el valor "socio-económico" de las inversiones públicas	11
Figura 2: Curva de demanda agregada de la información meteorológica	15
Figura 3: Beneficios de las predicciones meteorológicas y climatológicas en el sistema eléctrico	18
Figura 4: Curva agregada de demanda	20
Figura 5: Curva agregada de oferta.....	22
Figura 6: Beneficio para la sociedad en el modelo de equilibrio	23
Figura 7: Modelo en el sector eléctrico en España	24
Figura 8: Cambio en el sector eléctrico por la existencia de predicciones meteorológicas	25
Figura 9: Estimación de la curva de demanda usando un punto y la pendiente.....	27
Figura 10: Cálculo de los costes.....	30
Figura 11: Cobertura de la demanda peninsular por tecnología en 2013	31
Figura 12: Costes unitarios medios por tecnología	33
Figura 13: Coste unitario medio agregado	34
Figura 14: Curvas de demanda y costes unitarios medios 2013 para el sistema peninsular español.....	35
Figura 15: Contabilidad analítica de AEMET	36
Figura 16: Curva de demanda y precio y beneficio para los consumidores	43
Figura 17: Coste en los distintos escenarios	44
Figura 18: Coste para los productores en los 3 escenarios	45
Figura 19: Pérdida de eficiencia social en los 3 escenarios	47

Figura 20: Histograma con los resultados de las distribuciones del análisis de sensibilidad ... 55
Figura 21: Análisis de sensibilidad del factor de rendimiento entre el escenario 1 y 2..... 57

11. Referencias

- AEMET. (2014). *Informe Anual 2013*. Retrieved from http://www.aemet.es/documentos/es/quienes_somos/actividades/informes/InformeAnualAEMET_2013.pdf.
- BCG. (2011). *Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables*. . Madrid: Estudio Técnico PER 2011-2020.
- Bernstein, M., & Griffin, J. (2006). *Regional differences in the price-elasticity of demand for energy*: National Renewable Energy Laboratory.
- CNE. (2008). *INFORME COMPLEMENTARIO A LA PROPUESTA DE REVISIÓN DE LA TARIFA ELÉCTRICA A PARTIR DEL 1 DE JULIO DE 2008. PRECIOS Y COSTES DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD*.
- CNMC. (2014). *BOLETÍN MENSUAL DE INDICADORES ELÉCTRICOS DE ENERO DE 2014*.
- CreditSuisse. (2015). Average Foreign Exchange Rates. from <https://www.credit-suisse.com/media/production/pb/docs/unternehmen/kmugrossunternehmen/en/devisendurchschnittskurse-2013.pdf>
- EIA, U. (2011, August 19, 2011). Residential Energy Consumption Survey (RECS). Air conditioning in nearly 100 million U.S. homes. from <http://www.eia.gov/consumption/residential/reports/2009/air-conditioning.cfm>
- Eurostat. (2014). Electricity and natural gas price statistics In E.-E. Commission (Ed.), (Mayo 2014 ed.).
- Fan, S., & Hyndman, R. (2010). *The price elasticity of electricity demand in South Australia*. Department of Econometrics and Business Statistics, MONASH University.
- Freebairn, J. W., & Zillman, J. W. (2002). Economic benefits of meteorological services. *Meteorological Applications*, 9, 33-44.
- Frei, T. (2009). Economic and social benefits of meteorology and climatology in Switzerland. *Meteorological Applications*, n/a-n/a. doi: 10.1002/met.156
- GE Energy. (2010). *Western wind and solar integration study*: Citeseer.
- GEOSS. (2005). 10-Year Implementation Plan Reference Document (pp. 210): Group on Earth Observations.
- Gil, S. R. (2007). The socio-economic benefits of climatological services to the renewable energy sector. *WMO Bulletin*, 56(1), 40-45.
- Granickas, K. (2013). UNDERSTANDING THE IMPACT OF RELEASING AND RE-USING OPEN GOVERNMENT DATA. European Public Sector Information Platform
- Gunasekera, D. (2004). *The provision of meteorological services: towards an economic and policy framework*. (102). Australia.
- Hobbs, B. F., Jitprapaikularn, S., Konda, S., Chankong, V., Loparo, K. A., & Maratukulam, D. J. (1999). Analysis of the value for unit commitment of improved load forecasts. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 14(4), 1342-1348. doi: 10.1109/59.801894
- INE. (2014). El IPC en un clic. from <http://www.ine.es/ss/Satellite?L=0&c=Page&cid=1254735893337&p=1254735893337&pagina=ProductosYServicios%2FPYSLayout>
- INE. (2015). Encuesta de Hogares y Medio Ambiente 2008 . Porcentaje de viviendas que disponen de aire acondicionado, por tamaño de la vivienda (nº de personas que la habitan) y número de

- habitaciones con aire acondicionado y uso por la noche. from <http://www.ine.es/jaxi/tabla.do?path=/t25/p500/2008/p01/l0/&file=01015c.px&type=pcaxis&L=0>
- Institute, F. M. (2014). Finances in 2013. from <http://en.ilmatieteenlaitos.fi/finances>
- J., L. (2002). Economic Value of Current and Improved Weather Forecasts in the U.S. Household Sector.
- Ku, A. (2001, Julio-Agosto 2001). Betting on the weather., *Global Energy Business*, p. 5.
- Lazo, J. K., Morss, R. E., & Demuth, J. L. (2009). 300 Billion Served. Sources, Perceptions, Uses, and Values of Weather Forecasts. *Bulletin of the American Meteorological Society*, 90(6), 14.
- Leviakangas, P., & Hautala, R. (2009). Benefits and value of meteorological information services – the case of the Finnish Meteorological Institute. *Meteorological Applications*(16), 11.
- Leviäkangas, P., Hautala, R., Räsänen, J., Öörni, R., Sonninen, S., Hekkanen, M., . . . Saku, S. (2007). Benefits of meteorological services in Croatia *VTT RESEARCH NOTES* (Vol. 2420): VTT Technical Research Centre of Finland, Finnish Meteorological Institute.
- Lew, D., Brinkman, G., Ibanez, E., Florita, A., Heaney, M., Hodge, B.-M., . . . Venkataraman, S. (2013). *The Western Wind and Solar Integration Study Phase 2*. (NREL/TP-5500-55588).
- McBean, G., & Rodgers, C. (2010). Servicios Meteorológicos e Hidrológicos Nacionales, sus Asociados y Comunidades de Usuarios: Actividad complementaria del Plan de Acción de Madrid - para mejorar los beneficios sociales y económicos de los servicios meteorológicos, climáticos e hidrológico: Organización Meteorológica Mundial.
- MeteoFrance. (2015). *Rapport annuel 2013*. Retrieved from <http://www.meteofrance.fr/documents/10192/5827000/rapport+activit%C3%A9%202013.pdf/>.
- MeteoSwiss. (2015). Facts and figures. from <http://www.meteoswiss.admin.ch/home/about-us/portrait/facts-and-figures.html>
- MINETUR. (2013). *Estadística de la Industria de Energía Eléctrica 2012*. Retrieved from <http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Publicaciones/ElectricasAnuales/Paginas/ElectricasAnuales.aspx>.
- NOAA, & NESDIS. (2002). Geostationary Operational Environmental Satellite System (GOES). GOES -R Sounder and Imager. Cost/Benefit Analysis (CBA): Department of Commerce.
- OMM. (2000). *Fifth WMO Long-term Plan 2000-2009, Summary for decision makers*. Geneva.
- OMM. (2007). Declaración y plan mundial de la conferencia de Madrid. Madrid: Organización Meteorológica Mundial.
- REE. (2014). *Informe del Sistema Eléctrico Español 2013*. Madrid: Retrieved from <http://www.ree.es/es/publicaciones/sistema-electrico-espanol/informe-anual/informe-del-sistema-electrico-espanol-2013>.
- Salvador, M. (2010). *Análisis del mercado eléctrico en España: costes de generación y repercusiones en el precio de la electricidad*. Universitat Politècnica de Catalunya. Retrieved from <http://upcommons.upc.edu/pfc/handle/2099.1/10666>
- Souto Nieves, G. (2003). TASAS DE DESCUENTO PARA LA EVALUACIÓN DE INVERSIONES PÚBLICAS: ESTIMACIONES PARA ESPAÑA (Vol. 8/3): Instituto de Estudios Fiscales.
- Teisberg, T. J., Weiher, R. F., & Khotanzad, A. (2005). The Economic Value of Temperature Forecasts in Electricity Generation. *Bulletin of the American Meteorological Society*, 86(12), 1765-1771. doi: 10.1175/BAMS-86-12-1765
- US EPA. (2005). Electricity Demand Response to Changes in Price in EPA's Power Sector Model: Office of Air and Radiation, U.S. Environmental Protection Agency.
- USFR. (2014, 2/1/14). Foreign Exchange Rates -- G.5A Annual. (Rates in currency units per U.S. dollar except as noted). Retrieved 02/12/14, 2014, from <http://www.federalreserve.gov/releases/G5a/current/default.htm>
- WB. (2015). GDP ranking. from <http://data.worldbank.org/data-catalog/GDP-ranking-table>

