

El “coste de no hacer” planificación energética

El alto precio de la improvisación para el sector español de generación eléctrica y para los ciudadanos

Antonio Gómez, César Dopazo y Norberto Fueyo

Área de Mecánica de Fluidos de la Universidad de Zaragoza

Resumen

Planificación se usa aquí en el sentido de cuantificación y acotación de implicaciones futuras de decisiones presentes y actuaciones subsiguientes, que conducirían a situaciones venideras probables aunque inciertas; este uso prospectivo define escenarios futuros a partir del presente más sus condicionantes de ruta y su práctica parece no sólo recomendable sino vital en sectores con cuantiosas inversiones a muy largo plazo. También es posible un uso retrospectivo de la planificación; cabría, por ejemplo, preguntarse cómo sería la situación actual en España de haberse ejecutado la propuesta del Plan Energético 1975¹.

El presente trabajo demuestra que el “coste de no hacer” planificación energética puede ser elevado. Se usa la planificación energética retrospectivamente para el período 2000-2012, según se describe detalladamente en Gómez et al.². Se analizan

los problemas del sector de generación eléctrica y se discuten algunas causas de los mismos. Se analizan tres escenarios que describen cómo ha llegado España a esta situación (Trayectoria Real), qué situaciones alternativas habrían sido posibles si se hubiera utilizado una sencilla planificación *ad hoc* (Trayectorias Ideal y Realista) y qué beneficios habría reportado ésta. Se desarrolla un modelo LEAP para España que permite cuantificar los tres escenarios citados y separar los costes de la crisis económica de los debidos a la ausencia de planificación.

Los resultados muestran que una planificación energética apropiada podría haber reducido las inversiones en el sector eléctrico español en 28.600 millones de euros constantes de 2010 (M€₂₀₁₀), sin merma de su funcionamiento en cuanto a emisiones y seguridad de suministro, mejorando a la vez los costes. Las causas principales de estas sobre-inversiones son imputables a

dos burbujas del lado de la oferta: los ciclos combinados y las tecnologías solares.

Situación de la generación eléctrica en España en el período 2000-2012

Aunque conocidos, se resumen datos representativos del Sector Eléctrico en 2000 y en 2012. Destaca la instalación masiva de potencia de generación renovable y de centrales térmicas de gas natural con ciclos combinados. Mientras un 89% de la electricidad generada en 2000 se produjo con centrales de carbón (36%), nucleares (28%), hidroeléctricas (15%) y de fueloil (10%), esa contribución conjunta se redujo en 2012 al 52%^{2,3}. El parque de generación eléctrica ha disminuido sus emisiones de CO₂ de 0,45 kg/kWh en 2000 a 0,32 kg/kWh en 2012. La contribución de la producción renovable de electricidad ha pasado de 16,1% en 2000 a 30,7% en 2012^{4,5}. Mien-

¹ Cuerdo Mir, M., Evaluación de los Planes Energéticos en España (1975-1998), Revista de Historia Industrial, N° 15, 161-178 (1999).

² Gómez, A., Dopazo, C. And Fueyo, N., The “cost of not doing” energy planning: The Spanish energy bubble, Energy 101, 434-446, 2016.

³ Spanish Ministry of Industry, Energy and Tourism, Energy in Spain in 2001. 2001. <http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Balances/Paginas/Balances.aspx> [Last accessed 16.09.2013].

⁴ Eurostat. Energy statistics database. 2015. <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database> [Last accessed 3.12.2015].

⁵ GFN. Energy data for Spain and Europe. Numerical fluid dynamics group of the University of Zaragoza; 2014. <http://gfn.unizar.es/creeme> [Last accessed 10.12.2014].

tras la potencia instalada en 2000-2012 se duplicó, la producción bruta de electricidad sólo aumentó un 30% (de 226 TWh en 2000 a 297 TWh en 2012⁶). El factor de carga promedio disminuyó de 44% en 2000 a 31% en 2012. El precio promedio de la electricidad doméstica aumentó desde 10,9 c€/kWh en 2000 hasta 22,3 c€/kWh en 2012⁴ (impuestos incluidos). El aumento de tarifas eléctricas y el descenso de la renta doméstica por la ralentización económica provocaron la aparición de la pobreza energética en un 10% de los hogares españoles en 2010⁷.

El "déficit de tarifa" en 2012 ascendió a 5.600 M€⁸, con una deuda acumulada, incluido el coste de su refinanciación, de 26.000 M€⁹; a efectos ilustrativos, esta deuda es aproximadamente igual al coste anual total de la generación eléctrica.

El sector eléctrico a partir de 2012

Aunque el periodo de interés en este estudio es 2000-2012, se resumen hechos posteriores relevantes. En los últimos cuatro años el

gobierno español ha desarrollado una intensa actividad regulatoria (Reales Decretos 1/2012, 2/2013, 9/2013, 900/2015 y leyes 15/2012, 24/2013 y 900/2015) para reducir primas a nuevas instalaciones renovables, gravar con nuevos impuestos a compañías eléctricas y consumidores, recortar subsidios a las instalaciones renovables existentes (operativas antes de 2012) y bajar la remuneración de actividades de transporte y distribución de electricidad.

Estas medidas han resuelto el "déficit de tarifa" que, si en 2013 aumentó en 3.100 M€₂₀₁₀¹⁰, en 2014 registró un superávit de 500 M€₂₀₁₀¹¹. Sin embargo, las tarifas eléctricas son de las más altas de la UE y las reducciones tarifarias en los próximos años se enfrentan al obstáculo de la devolución de la deuda acumulada, a cuyo pago se han de dedicar anualmente más de 2.000 millones de euros^{10,11}.

La reciente legislación ha paralizado inversiones en el sector eléctrico, especialmente, en energías renovables. En los últimos tres años la potencia instalada convencional ha sido nula y la renovable insignificante: 114 MW

de solar fotovoltaica, 350 MW de solar de concentración (instalada en 2013), 237 MW de energía eólica y 14 MW de biomasa¹².

La demanda eléctrica ha disminuido considerablemente de 297 TWh en 2012 a 277 TWh en 2014^{13, 14}. El factor de carga global de los ciclos combinados ha caído desde 17,8% en 2012, a 12,0% en 2013 y 10,9% en 2014¹² (se esperaba en 2015 un valor parecido al de 2013¹²). Los nuevos planes del Ministerio de Industria, Energía y Turismo¹⁵, consideran la hibernación de 6.000 MW de ciclos combinados desde 2015 hasta 2020 y la Comisión Nacional de la Energía informa que puede ser necesario hibernar 3.000 MW adicionales, dependiendo del escenario¹⁶. Estas cifras coinciden aproximadamente con las calculadas *ex ante* en este estudio.

La evolución ha sido medioambientalmente positiva ya que el porcentaje de energía final renovable ha aumentado (15,7% en 2014, según nuestra estimación con datos del Ministerio de Industria, Energía y Turismo¹⁴) y las emisiones de CO₂ se han reducido de 361 Mt en 2012 a 335 Mt a final de 2013⁴, es-

⁴ Eurostat. Energy statistics database. 2015. <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database> [Last accessed 3.12.2015].

⁶ Spanish Ministry of Industry. Energy and tourism, annual energy balances. 2013. <http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Balances/Paginas/Balances.aspx> [Last accessed 10.10.2013].

⁷ Tirado S. Pobreza energética en España. Potencial de generación de empleo derivado de la rehabilitación energética en viviendas (in Spanish), Tech. Rep.,

⁸ CNE. Informe sobre los resultados de la liquidación provisional n.º 14 de 2012 y verificaciones practicadas sector eléctrico (in Spanish). Tech. Rep., Spanish National Energy Commission. 2013.

⁹ CNE. Nota resumen del saldo de la deuda del sistema eléctrico a 10/05/2013. 2013 (in Spanish), http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne64_13.pdf [Last accessed 28.10.2013].

¹⁰ CNE. Informe sobre los resultados de la liquidación provisional n.º 14 de 2013 del sector eléctrico (in Spanish). Tech. Rep., Spanish National Energy Commission. 2014.

¹¹ CNE. Informe sobre la liquidación definitiva de 2014 del sector eléctrico. Análisis de resultados respecto de la proyección anual de los ingresos y costes del sistema eléctrico (in Spanish), Tech. Rep., Spanish National Energy Commission. 2015.

¹² STSO. Reports and statistical series. 2015. <http://www.ree.es/es/publicaciones/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol> [Last accessed 3.12.2015].

¹³ Spanish Ministry of Industry. Energy and tourism, energy in Spain e 2013. 2014. <http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Balances/Paginas/Balances.aspx> [Last accessed 3.12.2015].

¹⁴ Spanish Ministry of Industry. Energy and tourism, energy in Spain e 2014. 2015. <http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Balances/Paginas/Balances.aspx> [Last accessed 3.12.2015].

¹⁵ Spanish Ministry of Industry. Energy and tourism, Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020, Tech. Rep., Spanish Ministry of Industry, Tourism and Energy. 2014.

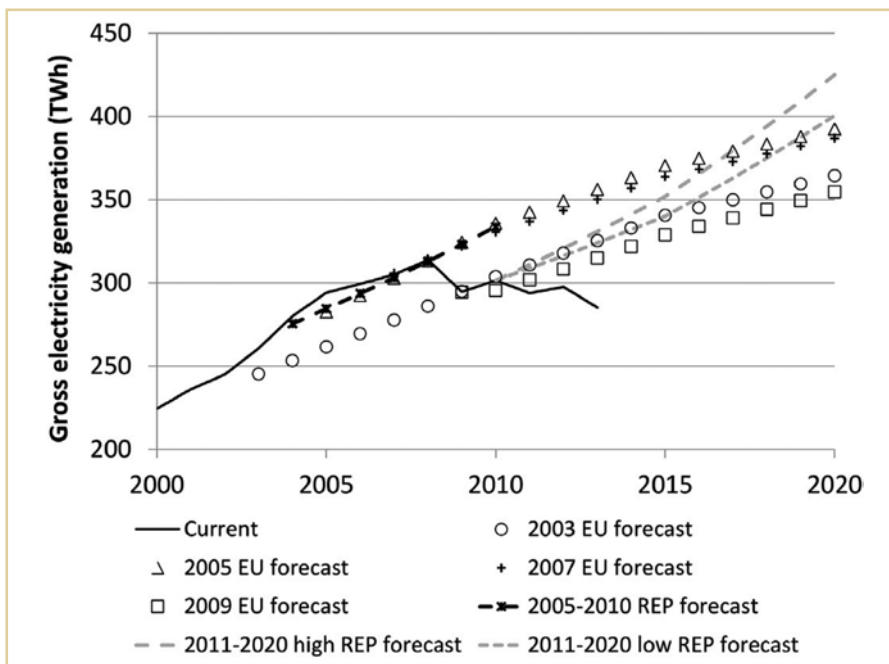
¹⁶ CNE. Informe sobre la propuesta de planificación de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020 (in Spanish). Tech. Rep., Spanish National Energy Commission. 2015.

perándose valores similares en 2014 y 2015. Esta mejora se ha debido principalmente a la baja demanda energética y no a cambios de la cesta de tecnologías instaladas.

Por otra parte, el Real Decreto 900/2015 dificulta considerablemente el desarrollo del auto-consumo eléctrico. Se exige a los auto-consumidores contribuir al pago del "déficit de tarifa", entre otros costes del sistema, lo que hace el auto-consumo económicamente inviable.

Se ha presentado un gran número de demandas legales contra la anulación o reducción de subsidios, basadas en la retroactividad de la legislación promulgada. Algunos fallos judiciales recientes han favorecido al gobierno, aunque, si prosperasen algunas de estas demandas, sería necesaria nueva regulación para evitar incrementos adicionales del "déficit de tarifa".

Figura 1. Proyecciones de demanda bruta de electricidad en España de la CE^{17,19,20,23} y del gobierno español^{21, 22}.



Razones para la actual situación

En este apartado se analizan los factores que condujeron a la situación del sector eléctrico en 2012.

Previsiones erróneas de demanda eléctrica

La demanda eléctrica en España creció en media un 3,8% anual entre 2000 y

2008, siendo superior al 5% en 2003-2005, por encima de las proyecciones de la UE 2003^{17, 18} (ver Figura 1). Estos crecimientos y la bonanza económica hasta 2008 alentaron proyecciones optimistas de demanda eléctrica, tanto de la CE^{19, 20} como del gobierno español^{21, 22}. El bajón de actividad económica produjo en 2009 una reducción importante de esa deman-

da. Aunque esta crisis inesperada no se podría haber considerado en estimaciones previas de la demanda, las proyecciones posteriores a 2008 de la CE²³ y del gobierno²² fueron excesivamente optimistas. Lo anterior mas el bajo índice de cobertura al comienzo del siglo estimularon la instalación de nueva capacidad sin considerar riesgos futuros.

¹⁷ Mantzos L, Capros P. European energy and transport. Trends to 2030, Tech. Rep., European Commission, Directorate-General for Energy and Transport. 2003.

¹⁸ Capros P. PRIMES energy system model. 2014. <http://www.e3mlab.ntua.gr/> [Last accessed 11.12.2014].

¹⁹ Mantzos L, Capros P. European energy and transport. Trends to 2030-update 2005, Tech. Rep., European Commission, Directorate-General for Energy and Transport. 2006.

²⁰ Mantzos L, Capros P, Papandreou V, Tasios N. European energy and transport. Trends to 2030-update 2007, Tech. Rep., European Commission, Directorate-General for Energy and Transport. 2008.

²¹ Spanish Ministry of Industry. Energy and Tourism. Spanish renewable energy plan 2005e2010 (in Spanish). 2005.

²² IDAE. Spanish renewable energy plan 2011e2020 (in Spanish). 2011.

²³ Mantzos L, Capros P, Papandreou V, Tasios N. European energy and transport. Trends to 2030-update 2009, Tech. Rep., European Commission, Directorate-General for Energy and Transport. 2010.

La burbuja de los ciclos combinados de gas

El bajo precio del gas en 2004-2007 y los mercados operativos de emisiones de CO₂, que favorecían el uso del gas frente al carbón, propiciaron la instalación, principalmente en esos años, de 26.900 MW de ciclos combinados. Se ignoraron los riesgos de la evolución de precios al alza para el gas y a la baja para el CO₂, así como la caída de la demanda eléctrica. La inversión total estimada fue de alrededor de 20.700 M€₂₀₁₀. En 2007-2009 los precios y la demanda evolucionaron de la peor manera posible; además, la alta penetración de renovables provocó una reducción considerable del nicho térmico. El factor de carga promedio de los ciclos combinados bajó hasta 17,8% en 2012²⁴. Con perspectivas económicas negativas a corto y medio plazo de los ciclos combinados, se está considerando el cierre o la hibernación de varias centrales.

La burbuja de las tecnologías solares

El Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010²¹ fijó un objetivo de 400 MW de solar fotovoltaica en 2010; la potencia instalada al final de ese año ascendió a 3.921 MW, porque el Real Decreto 661/2007 estableció para esa tecnología una prima excesiva, sin definir simultáneamente una cuota de nueva potencia fotovoltaica remunerable

con la misma. El efecto llamada de esta burda política, hizo que en 2008 casi la mitad de toda la nueva potencia fotovoltaica mundial estuviera instalada en España²⁵. La inversión en instalaciones de energía solar fotovoltaica en 2010 se estimó en 15.000 M€₂₀₁₀. Los Reales Decretos “reactivos” para enmendar este error proliferaron desde 2008; la reducción de primas con carácter retroactivo compromete la viabilidad económica de mucha potencia fotovoltaica instalada. Por otro lado, la inversión española en “hardware fotovoltaico” se produjo en un momento en el que los precios eran altos; en 2013 el coste de la solar fotovoltaica se había reducido un 65% con relación a 2008²⁶.

Las causas de la burbuja fotovoltaica, responsabilidad incuestionable del gobierno, no son muy diferentes de las de los ciclos combinados, imputables a los inversores privados. Los costes de la electricidad fotovoltaica se evaluaron erróneamente para dimensionar las primas, los costes futuros de las tecnologías se proyectaron incorrectamente y el impacto en el sistema eléctrico se infravaloró. Se ignoró negligentemente el objetivo de 400 MW fotovoltaicos fijado en el PER 2005-2010²¹. La delirante meta, frecuentemente declarada, de posicionar a España como líder en el despliegue de las energías renovables probablemente contribuyó a obnubilar a los políticos, eclipsar los riesgos y animar la inversión especulativa.

Un error flagrante similar, aunque de menor entidad económica, se cometió con las tecnologías solares de concentración. El PER 2005-2010²¹ fijaba un objetivo de 500 MW en 2010, pero la alta prima fijada en el Real Decreto 661/2007 hizo que al final de 2010 y 2012 las capacidades instaladas fuesen de 732 y 2000 MW, respectivamente. Se estima que el coste de inversión de los 1.500 MW de exceso fue de aproximadamente 7.900 M€₂₀₁₀. Desde 2008 los costes de inversión de las tecnologías de concentración solar no han bajado y sus costes de generación están entre los más altos de las renovables. Por ello, aunque su contribución a la generación total en España es relativamente pequeña (1,2% en 2012²⁷), su impacto en los costes del sistema es relevante.

Ausencia de una política de eficiencia energética

La falta de un marco sólido de eficiencia ha sido otra flagrante deficiencia de la política energética española. En 1990-2006 la intensidad energética en España aumentó un 10%, mientras que en la UE-15 disminuyó un 13%²⁸, reducción inducida por políticas que impulsaron la eficiencia, por medidas como la introducción de sistemas más eficientes de calefacción residencial y la promoción de actividades de baja intensidad energética (sector terciario)²⁸. El crecimiento de sectores económicos intensivos en energía (especial-

²¹ Spanish Ministry of Industry, Energy and Tourism. Spanish renewable energy plan 2005e2010 (in Spanish). 2005.

²⁴ STSO. Spanish electric system. Spanish transmission system operator. 2013. <http://www.ree.es/es/publicaciones/sistema-electrico-espanol> [Last accessed 9.10.2013].

²⁵ IEA-PVPS. Trends in photovoltaic applications. Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2008., Tech. Rep., Photovoltaic Power Systems Programme. International Energy Agency. 2009.

²⁶ IEA-PVPS. Trends 2013 in photovoltaic applications. Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2012. Report IEA-PVPS T1e23:2013., Tech. Rep., Photovoltaic Power Systems Programme. International Energy Agency. 2013.

²⁷ Spanish Ministry of Industry, Energy and Tourism, energy in Spain e 2012. 2012. <http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Balances/Paginas/Balances.aspx> [Last accessed 10.11.2014].

²⁸ Mendiluce, M., Pérez Arriaga, I. and Ocaña, C., Comparison of the evolution of energy intensity in Spain and in the EU15. Why is Spain different? Energy Policy 2010;38:639e45.

mente, la construcción) y el aumento de la demanda del sector residencial provocaron el incremento de la intensidad energética en España. Una política eficaz de precios y el retiro de subsidios a las industrias ineficientes²⁸ habrían tenido gran impacto. El interés de los responsables de formular la política energética ha sido muy limitado²⁹, en contraste con el mostrado en el despliegue de las renovables. La intensidad energética en España decreció un 11% en 2006-2012⁴, debido en gran medida a la crisis económica y al aumento de los precios energéticos.

El "coste de no hacer": metodología

Aunque existió cierto nivel de 'planificación' indicativa en España, como se desprende de las secciones anteriores, los responsables de la política energética decidieron ignorarla. ¿En qué medida una adecuada planificación habría evitado los serios problemas del sector eléctrico? ¿Qué beneficios se habrían logrado en seguridad, coste y emisiones? Para responder estas preguntas se ha construido un modelo del sector eléctrico español usando el software LEAP, utilizado extensamente en el análisis de sectores eléctricos de diferentes países³⁰⁻³³. Con este modelo se han definido tres escenarios, o trayectorias, que, combinados apropiadamente, permiten es-

timar el "coste de no hacer" planificación energética. Estas trayectorias son:

- **Trayectoria Real (TR).** Representa la evolución histórica del sector eléctrico desde 2000 a 2012. Usa la demanda real (que obviamente es imposible de predecir en un ejercicio de planificación) y la potencia instalada real. Esta trayectoria es, por tanto, una "auditoría" o "autopsia" de la evolución real del sector.

- **Planificación Ideal (PI).** Este escenario teórico considera una proyección perfecta de la demanda, incluida su reducción por la crisis. La oferta seguiría la proyección de la demanda, y se instalaría nueva potencia (principalmente, ciclos combinados) según se necesitase. La potencia renovable instalada se basaría en los objetivos de los PER 2005-2010²¹ y PER 2011-2020¹⁸, que se alinearían con los compromisos de la UE para el clima y la energía en 2020. Como las inversiones se habrían de anticipar con varios años, se usaría en cierta medida la 'sabiduría' fruto de la experiencia para que la oferta siguiera perfectamente la demanda, lo que justifica el calificativo "ideal" de este escenario.

- **Planificación Realista (PR).** Esta trayectoria hipotética usaría las diferentes

proyecciones de demanda eléctrica con un horizonte de tres años. La oferta se programaría para cubrir la demanda (imperfectamente pronosticada) usando los objetivos de los PER 2005-2010 y 2011-2020. El alcance de la crisis no se conocería *a priori*. El marco temporal de tres años es representativo del tiempo necesario desde el proyecto de la instalación hasta su puesta en marcha para la mayoría de centrales renovables (excluyendo las hidroeléctricas) y de ciclos combinados³⁴.

El "coste de no hacer" planificación energética es el incurrido al tomar decisiones equivocadas por ignorar las mejores proyecciones disponibles (aunque imperfectas) en el momento para definir la política adecuada. El "coste de no hacer" se ha de distinguir del "coste de la crisis" económica, debido a que las proyecciones de demanda fueron incorrectas porque la crisis no se podía anticipar.

Así pues, el coste total se puede segregar en un "coste de no hacer" y en un "coste imputable a la crisis" usando los escenarios anteriores:

$$\text{Coste Total} = [\text{TR} - \text{PR}] + [\text{PR} - \text{PI}]$$

El primer término entre corchetes del lado derecho es el "coste de no hacer", mientras

⁴ Eurostat. Energy statistics database. 2015. <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database> [Last accessed 3.12.2015].

¹⁸ Capros P. PRIMES energy system model. 2014. <http://www.e3mlab.ntua.gr/> [Last accessed 11.12.2014].

²¹ Spanish Ministry of Industry, Energy and Tourism. Spanish renewable energy plan 2005e2010 (in Spanish). 2005.

²⁸ Mendiluce, M., Pérez Arriaga, I. and Ocaña, C., Comparison of the evolution of energy intensity in Spain and in the EU15. Why is Spain different? Energy Policy 2010;38:639e45.

²⁹ Sovacool BK, Brown MA. Competing dimensions of energy security: an international perspective. Annu Rev Environ Resour 2010;35:77-108.

³⁰ Park N-B, Yun S-J, Jeon E-C. An analysis of long term scenarios for the transition to renewable energy in the Korean electricity sector. Energy Policy 2013;52:288e96.

³¹ Gómez A, Dopazo C, Fueyo N. The causes of the high energy intensity of the Kazakh economy: a characterization of its energy system. Energy 2014;71:556-668.

³² Gómez A, Dopazo C, Fueyo N. The future of energy in Uzbekistan. Energy 2015; 85:329-38.

³³ Cai W, Wang C, Wank K, Zhang Y, Chen J. Scenario analysis on CO₂ emissions reduction potential in China's electricity sector. Energy Policy 2007;35: 6445-56.

³⁴ IEA. Projected costs of generating electricity e 2010 edition. Tech. Rep., IEA & OECD. 2010.

que el segundo es el "coste imputable a la crisis". Esta descomposición es aplicable a costes económicos (e.g., costes de generación o de inversión), pero se puede extender a otros parámetros del sistema eléctrico como exceso de capacidad, emisiones, contribución renovable a la producción eléctrica y dependencia energética.

Modelo LEAP para España

El modelo LEAP desarrollado en este trabajo incluye los sectores de demanda, transformación y recursos, que, a su vez, se dividen en subsectores. Los datos usados en la elaboración de los escenarios aparecen como "Material Suplementario" ².

En este trabajo, para la demanda futura se usa el consumo energético real para cada fuente energética y año del periodo 2000-2012 para la Trayectoria Real y la Planificación Ideal. Las proyecciones de demanda para la Planificación Realista se obtuvieron de los datos utilizados para la elaboración de la Figura 1.

El sub-modelo de la oferta incluye los módulos de refinado de petróleo, producción de coque, producción eléctrica, co-generación de calor y electricidad, pérdidas de distribución del gas natural y de electricidad, y autoconsumo eléctrico. Se modela en detalles sólo la electricidad y la co-generación

de calor y electricidad, mientras que para otros módulos se recurre a una simplificación que usa la eficiencia global de cada proceso y las pérdidas porcentuales reales⁴.

La co-generación de calor y electricidad se modela representando su evolución real (eficiencia, emisiones de CO₂ y costes) en 2000-2012 para cada escenario. En el módulo de producción eléctrica, se representa la evolución real de este sector en el periodo para la Trayectoria Real, mientras que para las Planificaciones Ideal y Realista se analizan diferentes alternativas, según se describió anteriormente. En todos los casos se usa la evolución real de la generación eléctrica insular, aunque sea irrelevante debido al mínimo impacto de estos sistemas en el conjunto nacional.

Los sub-modelos de electricidad y de co-generación eléctrica y de calor requieren datos de capacidad, eficiencia, disponibilidad máxima, vida media, costes de capital y de O&M, precios de CO₂ y prioridad de despacho². La evolución de la capacidad instalada en 2000-2012 en la Trayectoria Real se obtuvo del Ministerio de Industria, Energía y Turismo⁵, de REE¹² y del IDAE³⁵. Para las Planificaciones Ideal y Realista se modificó la capacidad instalada de los ciclos combinados, de las solares fotovoltaica y de concentración y de la biomasa, siguiendo

los criterios definidos para construir los escenarios. Se ha centrado el foco en estas tecnologías porque eran las principales contribuyentes al cambio de la cesta de generación eléctrica española en 2000-2010. Para las tecnologías renovables, se siguieron las directrices fijadas por los PER 2005-2010⁴⁶ y 2011-2020²².

Para los escenarios de Planificaciones Ideal y Realista se instaló capacidad suficiente de ciclos combinados para cubrir la demanda eléctrica, asegurando una relación entre potencia disponible y demanda de punta de al menos 1,1 tanto en invierno como en verano. Esta relación se calculó teniendo en cuenta el factor de disponibilidad y la potencia nominal de cada tecnología de generación, así como la potencia punta de demanda^{2, 36, 37}. En el escenario de Planificación Ideal se usó la demanda punta anual proporcionada por REE¹²; en el escenario de Planificación Realista se estimó la potencia punta a partir de las proyecciones de demanda a tres años vista disponibles en ese momento (Figura 1). Si las proyecciones sobreestimaran la demanda punta, se instalaría más potencia de la realmente necesaria. La Comisión Nacional de la Energía³⁶ usó este criterio para asegurar la fiabilidad del sistema y el Ministerio de Industria, Energía y Turismo¹³ lo utilizó en la elaboración del Plan del Sector Eléctrico 2015-2020. Esta aproximación, denominada

² Gómez, A., Dopazo, C. and Fueyo, N., The "cost of not doing" energy planning: The Spanish energy bubble, *Energy* 101, 434-446, 2016.

⁴ Eurostat. Energy statistics database. 2015. <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database> [Last accessed 3.12.2015].

⁶ Spanish Ministry of Industry, Energy and tourism, annual energy balances. 2013. <http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Balances/Paginas/Balances.aspx> [Last accessed 10.10.2013].

¹² STSO. Reports and statistical series. 2015. <http://www.ree.es/es/publicaciones/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol> [Last accessed 3.12.2015].

¹³ Spanish Ministry of Industry, Energy and tourism, energy in Spain e 2013. 2014. <http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Balances/Paginas/Balances.aspx> [Last accessed 3.12.2015].

²² IDAE. Spanish renewable energy plan 2011e2020 (in Spanish). 2011.

³⁵ IDAE. Energy statistics about combined heat and power generation. Year 2011. 2013. <http://www.idae.es/> [Last accessed 21.10.2013].

³⁶ CNE. Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura. Año 2012 (in Spanish), Tech. Rep., Spanish National Energy Commission. 2013.

³⁷ Gómez A, Zubizarreta J, Dopazo C, Fueyo N. Spanish energy Roadmap to 2020: socioeconomic implications of renewable targets. *Energy* 2011;36: 1973-85.

margen de reducción de capacidad³⁸ o de reserva planificada³⁹, se utiliza en organismos de, al menos, seis países europeos⁴⁰.

Se ha usado LEAP, un *software* para planificación energética a largo plazo con resolución anual, dado que el marco temporal de los escenarios es 12 años, y porque el criterio para asegurar la cobertura de demanda eléctrica se puede calcular con una resolución anual. Por otro lado, un modelo agregado de cálculo para simular el sistema eléctrico español es adecuado, porque la contribución de la energía eólica a la producción total de electricidad fue moderada en la mayor parte de los años 2000-2012 (su porcentaje aumentó de 2,1% en 2000 a 16,6% en 2012).

Resultados

Se presentan a continuación los principales resultados del "coste de no hacer planificación energética" y del "coste de la crisis económica" relativos a sobrecapacidad e inversión.

Sobrecapacidad: factores de carga y ciclos combinados de gas

La capacidad instalada de carbón, nuclear y gran hidroeléctrica permaneció constante en 2000-2012 en la Trayectoria Real. Las potencias instaladas de ciclos combinados, eólica, solar fotovoltaica y, en los últimos años, solar de concentración aumentaron considerablemente. La producción con fuel-oil se limita a los sistemas eléctricos insulares.

El escenario de Planificación Ideal supone una correcta proyección de demanda y una

potencia instalada ajustada para cubrirla. La capacidad total instalada en 2012 habría sido de 94.600 MW. En comparación con la Trayectoria Real, hay 8.300 MW menos de ciclos combinados, 3.800 MW menos de solar fotovoltaica y 1.400 MW menos de centrales solares de concentración. En contraste, hay alrededor de 1.500 MW más de biomasa, debido a la aplicación estricta del PER 2005-2010²¹.

La potencia instalada total con la Planificación Realista habría sido de 97.600 MW. Habría 5.300 MW menos de ciclos combinados que en la Trayectoria Real, mientras que la capacidad renovable instalada habría sido la misma que con la Planificación Ideal.

El factor de carga promedio del sistema eléctrico en la Trayectoria Real fue 31,4% en 2012, mientras que con la Planificación Ideal habría sido 35,5% y con la Planificación Realista 34,4%. Obviamente, la instalación de tecnologías renovables intermitentes reduce el factor de carga promedio: sus propios factores de carga son bajos y, además, necesitan potencia de respaldo, que opera con factores de carga reducidos. El factor de carga promedio de los ciclos combinados en 2012 fue 17,6% en el escenario de Trayectoria Real, 26,4% en el de Planificación Ideal y 22,6% con el de Planificación Realista. Por tanto, el factor de carga aumenta un 28% con Planificación Realista con respecto al escenario de Trayectoria Real.

Por consiguiente, el "coste de no hacer" planificación energética llevó a la instalación de un exceso de 5.300 MW de ciclos combinados. El "coste de la crisis" económica,

evaluado por el exceso de ciclos combinados instalados porque las predicciones sobrestimaron la demanda energética, es de 3.000 MW. Por tanto, de los 8.300 MW de exceso de ciclos combinados, 64% deberían atribuirse a una planificación inapropiada. Expectativa de una alta demanda eléctrica a largo plazo y buenas perspectivas de competir con la generación eléctrica de carbón condujeron a la instalación de una potencia excesiva a corto plazo, incluso si las proyecciones energéticas disponibles en ese momento hubieran sido correctas.

Exceso de inversión

La inversión del sector eléctrico español en 2000-2012 se estimó en 88.700 M€₂₀₁₀ en la Trayectoria Real; habría sido considerablemente menor con la Planificación Ideal, 57.700 M€₂₀₁₀, e incluso con la Planificación Realista, 60.100 M€₂₀₁₀. La inversión se repartió principalmente entre cuatro tecnologías: ciclos combinados, eólica, solares fotovoltaica y de concentración (Figura 2); por tanto, en 2000-2012 se invirtieron 20.800 M€₂₀₁₀ en ciclos combinados, 25.500 M€₂₀₁₀ en energía eólica, 23.400 M€₂₀₁₀ en solar fotovoltaica y 10.300 M€₂₀₁₀ en solar de concentración. En el escenario de Planificación Ideal la inversión en energía eólica es la misma, pero es significativamente menor en las otras tecnologías: 14.100 M€₂₀₁₀ en ciclos combinados de gas, 2.600 M€₂₀₁₀ en solar fotovoltaica y 3.200 M€₂₀₁₀ en solar de concentración (Figura 3). Al contrario, en el escenario de Planificación Ideal la inversión en tecnologías de biomasa es mayor (6.000 M€₂₀₁₀) que en el escenario Trayectoria Real (2.300 M€₂₀₁₀). Con Planificación

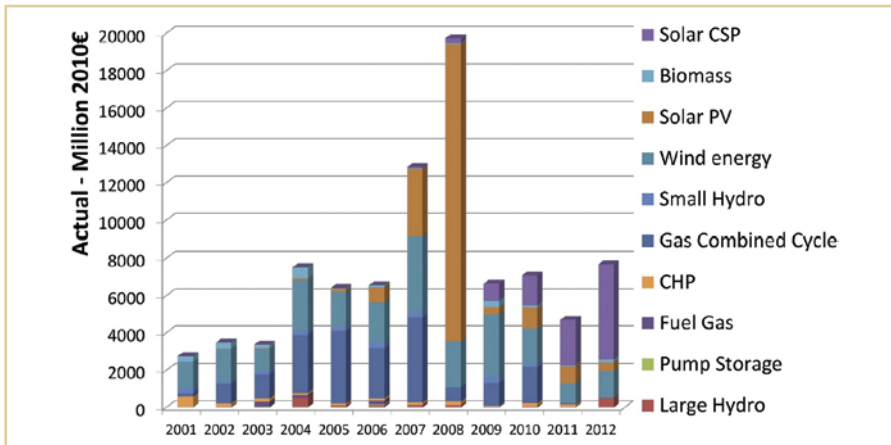
²¹ Spanish Ministry of Industry, Energy and Tourism. Spanish renewable energy plan 2005e2010 (in Spanish). 2005.

³⁸ Office of Gas and Electricity Markets. Electricity capacity assessment report 2013. Tech. Rep., UK Secretary of State. 2013.

³⁹ NERC. Methods to model and calculate capacity contributions of variable generation for resource adequacy planning. Tech. Rep., North American Electric Reliability Company. 2011.

⁴⁰ CEER. Assessment of electricity generation adequacy in european countries. Tech. Rep., Council of European Energy Regulators. 2014.

Figura 2. Coste de inversión anual en el escenario de Trayectoria Real por fuente



Realista, la inversión es la misma que con la Planificación Ideal, excepto para los ciclos combinados, para los que la inversión sería de 16.500 M€₂₀₁₀ (Figura 4).

La principal diferencia entre la inversión anual real (Trayectoria Real) y los planificados (Planificaciones Ideal y Realista) acontecen en 2007, 2008, 2011 y 2012. En

2007 la diferencia se debió a la instalación a gran escala de ciclos combinados y solar fotovoltaica en el escenario Trayectoria Real; en 2008, se debió a la solar fotovoltaica (Figura 2); en 2011 y 2012 el motivo fue la solar de concentración.

El exceso de inversión por no hacer planificación energética, según se definió previa-

mente, sería 28.600 M€₂₀₁₀ mientras que el coste imputable a la crisis económica se estima en alrededor de una décima parte de esa cantidad o 2.400 M€₂₀₁₀. Por consiguiente, la razón del exceso de inversión total no fue la caída de la demanda que siguió al empeoramiento económico, sino la falta de planificación energética.

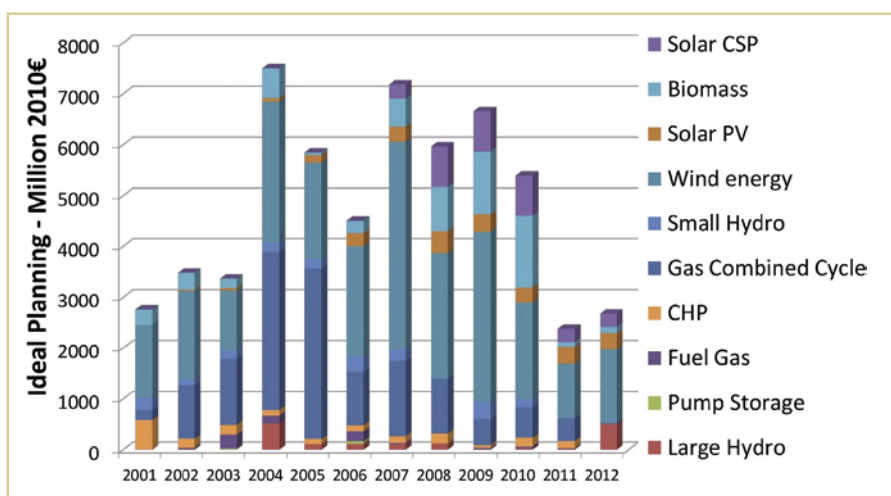
Otros indicadores

Se esboza un breve resumen del resto de indicadores².

El coste de generación eléctrica, calculado como el LEC (coste normalizado de la electricidad), aumentó 2,5 veces en 2000-2012 en la Trayectoria Real; con Planificaciones Ideal y Realista habría subido 2,2 veces. El "coste de no hacer" planificación energética tuvo como resultado que el LEC en 2012 fuese 12% mayor que con la Planificación Realista, que traducido a coste total de generación eléctrica representa un incremento anual de 2.400 M€₂₀₁₀.

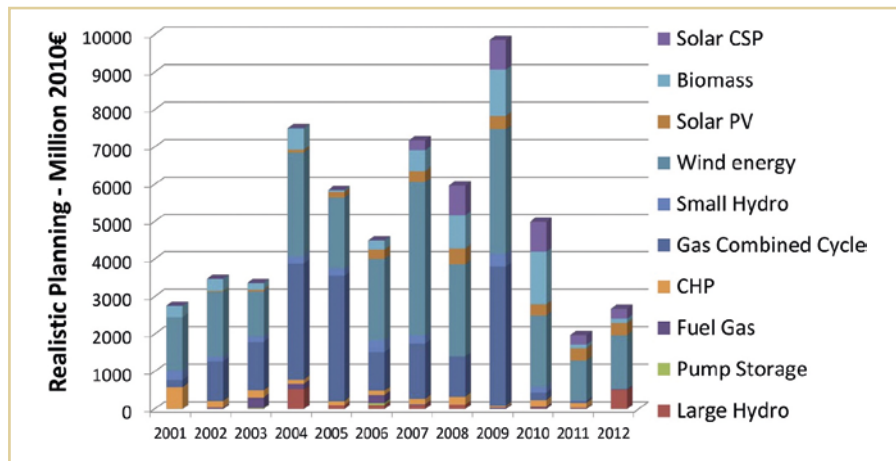
Las emisiones específicas de CO₂ del sector eléctrico han disminuido de 0,450 kg CO₂/kWh en 2010 a 0,326 kg CO₂/kWh en 2012. Este indicador habría sido 0,327 kg CO₂/kWh en 2012 con las Planificaciones Ideal o Realista. Por tanto, la reducción de emisiones se podría haber alcanzado con inversiones sustancialmente menores que en la Trayectoria Real. Las emisiones totales de CO₂ del sistema eléctrico español en 2012 fueron de 361 Mt. En 2007 fueron 438 Mt y, por tanto, se registró una reducción de aproximadamente 17,5%, debida principalmente a la ralentización económica. Con Planificaciones Ideal y Realista, las emisiones de CO₂ en 2012 habrían sido casi las mismas (362 Mt).

Figura 3. Coste de inversión anual con Planificación Ideal por fuente



² Gómez, A., Dopazo, C. And Fueyo, N., The "cost of not doing" energy planning: The Spanish energy bubble, Energy 101, 434-446, 2016.

Figura 4. Coste de inversión anual con Planificación Realista por fuente.



El porcentaje de energías renovables habría sido muy similar sin y con planificación. En términos de generación eléctrica, en 2012 este porcentaje era de 30,7% en la Trayectoria Real; con Planificaciones Ideal o Realista, habría sido 30,1%, ligeramente menor. La trayectoria indicativa de la *EU Directive 2009/28/EC* fija un objetivo de 11% de renovables en la energía final bruta al concluir 2012, superado en los tres escenarios.

Conclusiones

Se han examinado en primer lugar las causas que han llevado al sector español de generación eléctrica a la situación actual. A continuación, se ha analizado si una planificación energética adecuada podría haber evitado o mejorado los problemas y en qué medida. Se ha diseccionado rigurosamente el período 2000-2012, segregando el "coste de no hacer" planificación energética del "coste de la crisis económica" de los años pasados.

Se ha cuantificado en 2012 un exceso de 8.300 MW de ciclos combinados de gas. Una adecuada planificación energética habría evitado la instalación de 5.300 MW, habiendo sido los 3.000 MW restantes imputables a la crisis económica (considerados necesarios para cubrir la demanda predicha con un horizonte apropiado, pero que no habrían materializado debido a la crisis).

El "coste de no hacer" planificación se valora en 28.600 M€₂₀₁₀ de inversión; traducido en LEC, esto representa un incremento del 12%. Comparativamente, el "coste de la crisis económica" se estima en 2.400 M€₂₀₁₀.

Se ha demostrado también que estos excesos en inversión y en costes no han mejorado apreciablemente la sostenibilidad (porcentaje de renovables y emisiones de CO₂) o de la seguridad energética (dependencia). Las causas principales de estas sobreinversiones fueron las burbujas asociadas a ciclos combinados y a tecnologías solares. Se ha demostrado que, si se hubiera seguido el PER 2005-2010 [21], los objetivos nacionales de energías renovables se habrían alcanzado con unos costes de inversión y generación considerablemente menores. Se ha concluido que cumplir los compromisos del protocolo de Kyoto hubiera requerido, en cualquier caso, la concurrencia de otros sectores diferentes del de generación eléctrica, para cualquier escenario.

Desarrollo y despliegue de las energías renovables son etapas distintas, y los mecanismos de promoción de las mismas deberían diseñarse con cuidado, porque es muy caro utilizar el segundo para impulsar el primero. Mientras una baja rentabilidad de una tecnología emergente puede hacer entrar en pérdida su despliegue, una alta rentabilidad puede generar una burbuja como se ha demostrado.

Los planes energéticos deben ser integrales. Crucialmente, una política energética debe considerar la eficiencia energética como una herramienta esencial para alcanzar objetivos de sostenibilidad. Se han demostrado las consecuencias de despreciar estos aspectos en España.

Una importante lección aprendida es que la planificación energética requiere para triunfar una política comprometida. Se ha demostrado que el seguimiento de los planes nacionales habría ahorrado costes a los usuarios finales y evitado la incertidumbre regulatoria y la preocupación de los inversores. Se ha demostrado que subordinar la definición de una política energética a objetivos cortoplacistas es muy caro. La imprecisión de las proyecciones de demanda de energía final y de evolución tecnológica se usa a veces como una razón para no planificar; se ha demostrado que para España el seguimiento de un plan imperfecto habría sido menos caro que no seguir ninguno.

Agradecimientos

El Ministerio Español de Ciencia e Innovación auspició este trabajo como parte del proyecto ENE2011-27264 “*Cuantificación rigurosa de escenarios energéticos para España*”. Agradecemos a Marcos Salinas su ayuda en el procesado de los datos históricos de demanda energética. El Dr. Jesús Felipe del Banco Asiático para el Desarrollo (Manila) atrajo nuestra atención sobre el “coste de no hacer” en un ámbito diferente al de este artículo.