

## EFECTOS DE LA LIBERALIZACIÓN EN LA INVERSIÓN DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD. REFERENCIA AL CASO ESPAÑOL

García Álvarez, M.T.  
García Rodríguez, R.M.  
Mariz Pérez, R.M.  
Universidad A Coruña

### RESUMEN

La liberalización del sector eléctrico busca como objetivo un incremento de eficiencia en dicha industria. Es de especial relevancia la inversión en nueva capacidad de generación puesto que el suministro eléctrico es indispensable en la mayoría de los procesos productivos.

En este contexto, el objetivo del presente trabajo es proporcionar una comprensión de la dinámica específica de la decisión de inversión de generación en los nuevos mercados eléctricos liberalizados. Así, desarrollamos un modelo de simulación del mercado eléctrico español para determinar si los precios de electricidad, junto con la garantía de potencia, actual incentivo a la inversión, proporcionan una señal adecuada en cuanto al momento y cantidad de nuevas inversiones a realizar.

**PALABRAS CLAVE:** Liberalización, Sector Eléctrico, Dinámica de Sistemas, Pool, Inversión.

### ABSTRACT

Liberalization of electricity industry has as its basic objective an increasing of efficiency. The investment decision in new generation capacity is especially relevant because the electricity supply is indispensable due to its utilization in the majority of the productive processes.

In this context, the objective of this paper is to provide a comprehension of the specific dynamics of the generation investment in the new liberalized electricity markets. So, we develop a simulation model of the Spanish electricity market to determine if the electricity prices, shaped in the wholesaler market and the power guarantee, actual investment incentive, provide a suitable sign with regard to the moment and amount of new investments to be made.

**KEYWORDS:** Liberalization, Electricity Industry, *Pool*, Investment, System Dynamics.

## 1. INTRODUCCIÓN. MERCADOS ELÉCTRICOS LIBERALIZADOS

La Directiva Europea UE 96/92<sup>1</sup> sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad, en diciembre de 1996, se caracteriza por introducir unos criterios mínimos de liberalización con el objetivo de crear un mercado europeo eléctrico integrado.

Esto conlleva, en el caso de la actividad de generación, la creación de mercados mayoristas de generación de electricidad en los estados miembros, basados en mecanismos de subastas competitivas, junto con una eliminación de los planes vinculantes en la inversión de nueva capacidad de generación.

Por tanto, con la liberalización, se asume que la generación eléctrica puede ser una actividad competitiva “normal” siempre y cuando las actividades de red -transporte y distribución- sean reguladas de tal forma que permitan un acceso no discriminatorio a los nuevos agentes (De Vries, 2004). Así, se espera que el mercado mayorista permita la producción del output electricidad de forma eficiente junto con una inversión óptima que asegure la estabilidad en la oferta de tal producto.

Esta argumentación es corroborada por la Teoría de Precios *Spot*, la cuál sostiene que los mercados eléctricos competitivos suministran un resultado socialmente óptimo en el corto y largo plazo (Caramanis *et al.*, 1982). De hecho, establece que los posibles factores que pueden

generar, a largo plazo, problemas de escasez de inversión son obstáculos al propio funcionamiento del mercado, tales como restricciones en los precios o en los permisos de construcción (Shuttleworth, 1997; Hirst y Hadley, 1999). Por tanto, de acuerdo a esta escuela de pensamiento, se desarrollaría una adecuada inversión en capacidad de generación eliminando todas fuentes externas de riesgo, tales como el riesgo regulatorio y otros obstáculos a la inversión.

No obstante, Hobbs *et al.* (2001) critican la argumentación dada por la Teoría de los Precios *Spot* puesto que la misma parte de una serie de supuestos:

- Ausencia de distorsiones en la formación de precios, bien sea en forma de restricciones de precios, impuestos o externalidades
- No existencia de poder de mercado.
- Suficiente elasticidad de la demanda para evitar escasez de inversiones en capacidad de generación.
- Las compañías generadoras tienen un perfecto conocimiento de los precios futuros y de su distribución estocástica.

En caso de no darse cualquiera de tales asunciones se desarrollarían fallos de mercado. Por tanto, los mismos se tenderán a producir puesto que la mayoría de los sistemas eléctricos liberalizados son oligopolios con la consiguiente posibilidad de que ejerzan poder de mercado (Rudkevich *et al.*, 1998; Petrov *et al.*, 2003; Bazán, 2004; Hortacsu y Puller, 2004).

En este contexto, la intervención regulatoria puede ser necesaria para eliminar la volatilidad de los precios con sus consiguientes efectos sobre la inversión (Besser *et al.*, 2002). Además, tal intervención contribuirá a eliminar la formación de ciclos que tiende a desarrollarse en la construcción de nuevas plantas como consecuencia del retraso entre la petición de solicitudes y la disponibilidad de la capacidad de generación (Ford, 2001).

## **2. MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD ESPAÑOL E INCENTIVOS A LA INVERSIÓN: HIPÓTESIS DE COMPORTAMIENTO.**

La Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico Español conlleva la creación del mercado mayorista de electricidad *-pool-*, con fecha uno de enero de 1998, cuyo funcionamiento se basa en un mecanismo de subastas competitivas. En dicho mercado se desarrollan las transacciones de compra y de venta de energía eléctrica, para las veinticuatro horas del día siguiente, mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado. En este contexto, el Operador del Mercado, esto es, el organismo encargado de la gestión económica del sistema, utiliza un algoritmo de casación basado en subastas de primer precio. Tal algoritmo efectúa el despacho por orden decreciente de costes marginales. El punto de corte entre la demanda y la oferta determina el precio marginal que se corresponde con el precio ofertado por la última unidad de generación necesaria para abastecer la demanda.

Con el objetivo de determinar las hipótesis de comportamiento de las empresas generadoras españolas en el *pool* hemos procedido a analizar las principales características estructurales del sistema:

1. *Integración horizontal.* El sector eléctrico español se caracteriza por una elevada concentración, consecuencia del proceso de reestructuración acaecido a finales del año 1996. Además, este aspecto no es tratado en la Ley 54/97 con los consiguientes

efectos sobre la competencia puesto que las principales empresas del sector tienen una elevada cuota de mercado -las dos principales empresas tienen cerca del 50% de la cuota de mercado (OMEL, 2004)-.

*Hipótesis 1. La elevada integración horizontal del sector conlleva que las principales compañías generadoras puedan ejercer poder de mercado mediante el incremento de los precios ofertados por encima de los costes marginales.*

2. Costes de transición a la competencia (CTCs). Esta variable es establecida con el objetivo de facilitar, a las empresas eléctricas instaladas con el anterior régimen regulatorio, la transición a un entorno competitivo. Los CTCs influyen en el mercado mayorista de electricidad puesto que el procedimiento para la recuperación de los mismos se establece como la diferencia entre el precio del *pool* y un nivel de referencia establecido, a través de un análisis *ex ante*, en 36,06 Euros/Mwh que se resta de los costes de transición a la competencia pendientes de cobro.

Sin embargo, el R.D. 7/2006 conlleva la supresión de tal variable con lo que, hasta dicho periodo de tiempo, las ofertas de las empresas generadoras han estado influenciadas por los CTCs.

*Hipótesis 2. Las empresas eléctricas que tengan una cuota de mercado superior a su cuota de cobro pendiente de costes de transición a la competencia tenderán a incrementar sus ofertas en el pool y viceversa.*

En cuanto a la inversión en nueva capacidad de generación, la Ley 54/97 conlleva una eliminación de su planificación vinculante. Por tanto, dicha decisión vendrá condicionada principalmente por la tendencia de los precios de electricidad del *pool* a largo plazo. No obstante, en España, se ha desarrollado un incentivo adicional a la inversión denominado garantía de potencia. Su importe<sup>2</sup> es establecido por el regulador y el reparto se determina en función de la contribución de los distintos grupos generadores al abastecimiento de la demanda. No obstante, existe una elevada incertidumbre sobre tal concepto, como consecuencia de los diversos cambios regulatorios, que ha supuesto una reducción en su cuantía con los consiguientes efectos negativos sobre la inversión (Ocaña, 2003).

Junto a estas características, es necesario considerar el posible desarrollo de ciclos en la inversión, como en otros mercados eléctricos liberalizados, puesto que el precio es un indicador con retardo para realizar tal decisión (Graham y Eubanks, 2003). Así, en el nuevo contexto de la liberalización, los inversores adversos al riesgo esperan a realizar sus inversiones hasta que los precios aseguren la rentabilidad de las nuevas plantas. Por tanto, la inversión probablemente no se producirá hasta que la demanda alcance los límites de la capacidad existente. En este punto, pasarán varios años antes de que las nuevas plantas puedan ser financiadas y construidas, lo que supondrá una demanda elevada y una generación rentable que ampliará, de nuevo, el optimismo a realizar nuevas inversiones con el consiguiente exceso de capacidad. Como consecuencia de tal efecto se tenderá a producir una reducción en los precios que desanimará la realización de nuevas inversiones. Así, hasta que no produzca una escasez de capacidad, con el consiguiente incremento de precios, no se decidirá realizar nuevas inversiones.

*Hipótesis 3. La inversión en nueva capacidad de generación desarrollará un comportamiento cíclico debido a que el precio es un indicador con retardo de esta decisión y la incertidumbre asociada a la garantía de potencia no permite solventar tal problema.*

### 3. DESARROLLO DEL MODELO DE SIMULACIÓN

La literatura económica establece tres tipos de modelos generales que pueden ser aplicados para la descripción del comportamiento de los mercados eléctricos a largo plazo (Sterman, 1991): modelos de optimización, modelos econométricos y modelos de simulación.

Los modelos de optimización determinan de manera adecuada el punto de operación de eficiencia máxima. Sin embargo, su utilización como modelos de casación, dentro de un mercado competitivo, está siendo cuestionado por su falta de transparencia o su dificultad para determinar el precio del mercado (Fernández, 2004).

Respecto a los modelos econométricos, han sido ampliamente utilizados para representar la relación estadística entre variables económicas aunque, sin embargo, no han sido aplicados para modelar los mercados de energía a largo plazo. Esto puede deberse a la carencia de suficientes observaciones así como a las dificultades conceptuales puesto que los modelos econométricos explican los cambios de mercado mediante relaciones únicamente estadísticas y no por medio de los fundamentos del mercado (Olsina, 2005).

Finalmente, los modelos de simulación tienen actualmente un creciente interés por su flexibilidad en modelar el comportamiento actual de los mercados de energía. Así, permiten considerar diversas características relevantes para el análisis, tales como la racionalidad limitada, habilidades de aprendizaje o asimetrías en la información (Ventosa *et al.*, 2005). Dentro de los modelos de simulación, se puede distinguir entre Dinámica de Sistemas (SD) y modelos basados en agentes (ABM).

SD se centra en una estructura microscópica del sistema objeto de estudio y las interrelaciones entre los componentes del mismo para determinar el comportamiento dinámico. Esta metodología ha sido ampliamente utilizada para analizar el comportamiento, a largo plazo, de los nuevos sistemas eléctricos liberalizados, tales como el de Reino Unido y Gales (Bunn y Larsen, 1992), el *pool* de California (Ford, 2001) o el mercado de electricidad de Pensylvania-New Jersey-Maryland (Graham y Eubanks, 2003).

ABM se han desarrollado más recientemente y permiten realizar un análisis a nivel micro. Los agentes objeto de análisis poseen algunas limitaciones racionales en los procesos de decisión pero desarrollan habilidades para aprender del entorno. Este tipo de modelos parecen más apropiados cuando el comportamiento del sistema complejo analizado emerge de heterogeneidades a nivel micro. Sin embargo, su aplicación en simular el comportamiento de los mercados de energía es muy reciente y se centra principalmente en problemas a corto plazo.

En este contexto, con la finalidad de analizar las hipótesis de comportamiento esperadas, establecidas en el anterior apartado, se procedió a elaborar un modelo de simulación empleando como metodología la Dinámica de Sistemas. Los nuevos sistemas eléctricos liberalizados se caracterizan por la existencia de bucles de realimentación así como no linealidad y retrasos en las relaciones entre las variables, que son los pilares fundamentales sobre los que se apoya SD.

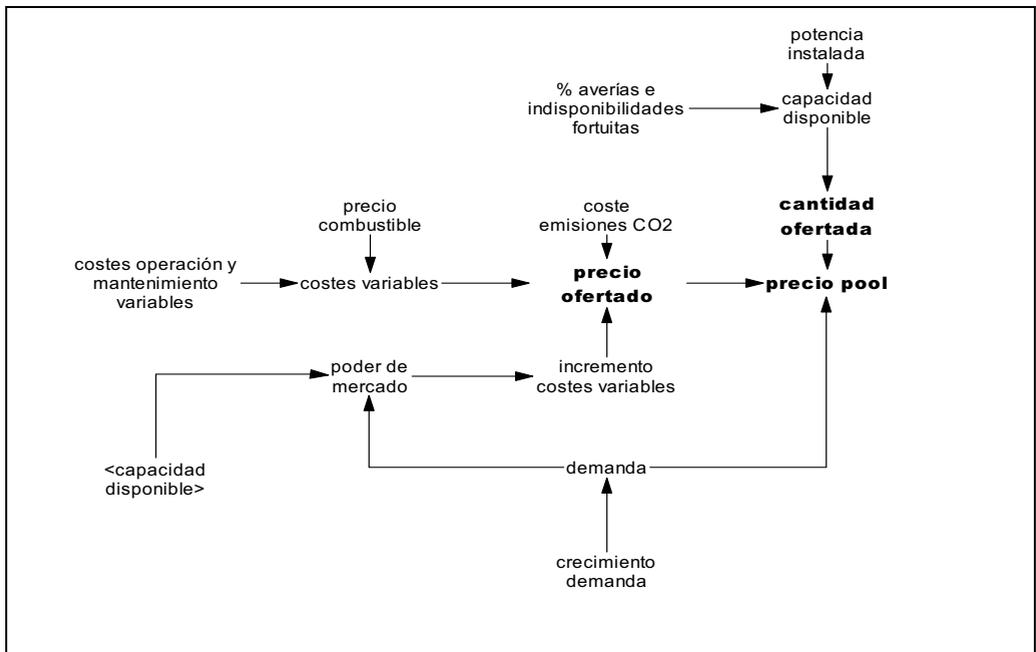
Para elaborar el modelo de simulación, los grupos generadores de las principales empresas eléctricas, esto es, Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa, Hidrocantábrico, junto con Viesgo y Gas Natural, han sido agrupados en función de su tecnología de producción (nuclear, carbón, fuel-gas, hidráulica y ciclos combinados de gas). Este criterio se debe a que, en la medida en que los grupos generadores tengan la misma estructura de costes, tenderán a desarrollar criterios oferentes homogéneos en el *pool* (Grobbel, 1999).

Respecto a la demanda, ha sido establecida como una variable exógena debido a su reducida elasticidad. Así, la mayoría de los clientes han decidido permanecer a tarifa y los

distribuidores, esto es, los principales compradores en el pool, desarrollan sus ofertas de adquisición a precios bajos para asegurar el abastecimiento a sus clientes.

Las principales relaciones del modelo respecto al mercado mayorista se recogen en la Figura 1. Así, observamos como el precio ofertado coincide con el coste variable<sup>3</sup> de la tecnología de la planta generadora más un incremento sobre tal coste. Para determinar el incremento de los costes variables, se analiza el poder de mercado de las empresa eléctricas que es establecido como el control que tiene una empresa eléctrica en el mercado mayorista de electricidad en un cierto momento del tiempo<sup>4</sup> (Grobbel, 1999). Asimismo, a partir del año 2005, consideramos el efecto de los gases invernaderos en el pool que afectará a los precios ofertados de las plantas térmicas -especialmente a las plantas de carbón-.

**Figura 1. Relación entre las principales variables del pool**



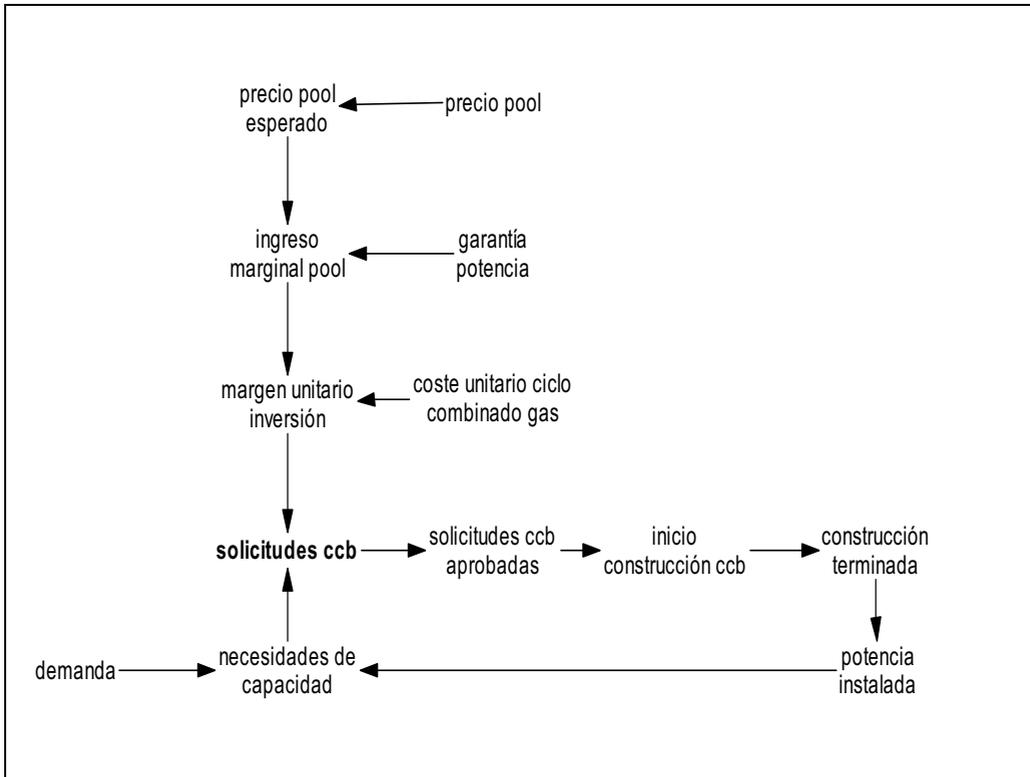
Fuente: Elaboración propia a partir de Grobbel (1999)

Respecto a la cantidad ofertada, la Ley 54/1997 establece la obligación de las plantas generadoras a ofertar toda potencia disponible. Por tanto, las ofertas de cantidades de los distintos grupos generadores es determinada como la diferencia entre la potencia instalada y las indisponibilidades derivadas de averías fortuitas y programas de mantenimiento.

En cuanto a la inversión en generación, asumimos que se realizará en tecnologías de pequeña escala, concretamente ciclos combinados de gas (CCB), puesto que la inversión en tecnologías de gran escala, tales como plantas nucleares o de carbón, son improbables debido a los intereses de los inversores y a la propia normativa legal respecto a cuestiones medioambientales (Schuler, 1999).

Las relaciones de las principales variables del modelo, con respecto a la inversión, se recogen en la Figura 2.

**Figura 2. Relación entre las principales variables de inversión en nueva capacidad de generación**



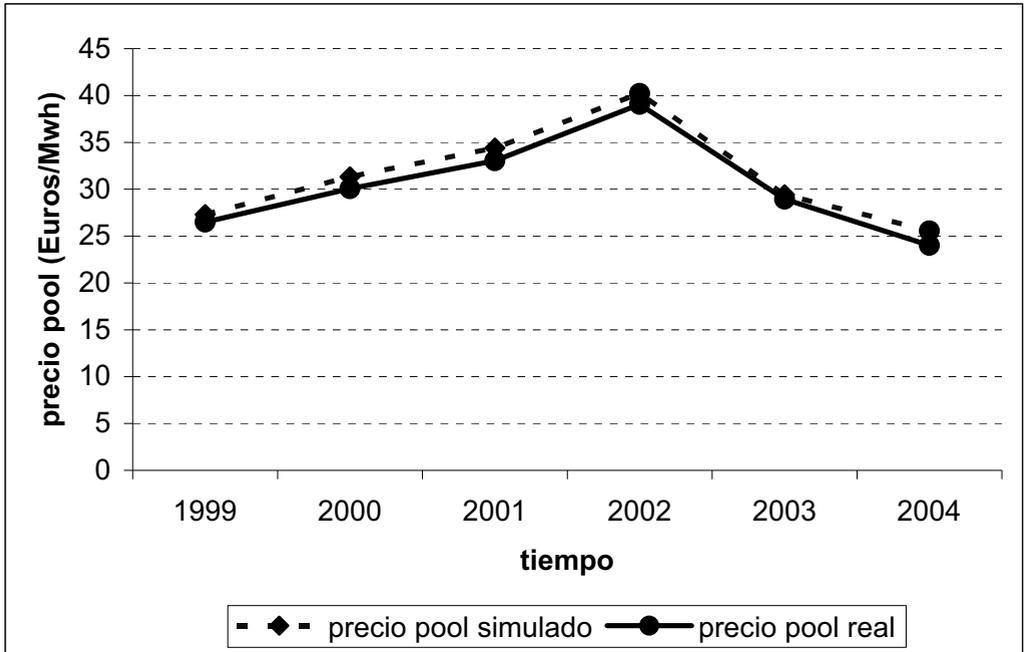
Fuente: Elaboración propia

Siguiendo los trabajos de Grobber (1999), Ford (2001), Graham y Eubanks (2003) y Olsina (2005), suponemos que la inversión en nuevas plantas es realizada basándose en criterios de rentabilidad y en función de las necesidades de capacidad. Así, siempre y cuando el pronóstico de los inversores en los precios *spot* esperados<sup>5</sup> y la garantía de potencia sean superiores al coste unitario esperado de una planta CCB, y haya necesidades de capacidad<sup>6</sup> en el sistema, decidirá invertir.

La cantidad de megavatios a instalar viene establecida por las necesidades de capacidad del sistema de una forma proporcional a la rentabilidad (Ford, 2001).

#### 4. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

A continuación, se recogen los principales resultados de de la simulación. El Gráfico 1 muestra la evolución de los precios promedios bianuales del *pool*, variable fundamental, puesto que la decisión de inversión se establece en función de la tendencia de los precios a largo plazo.

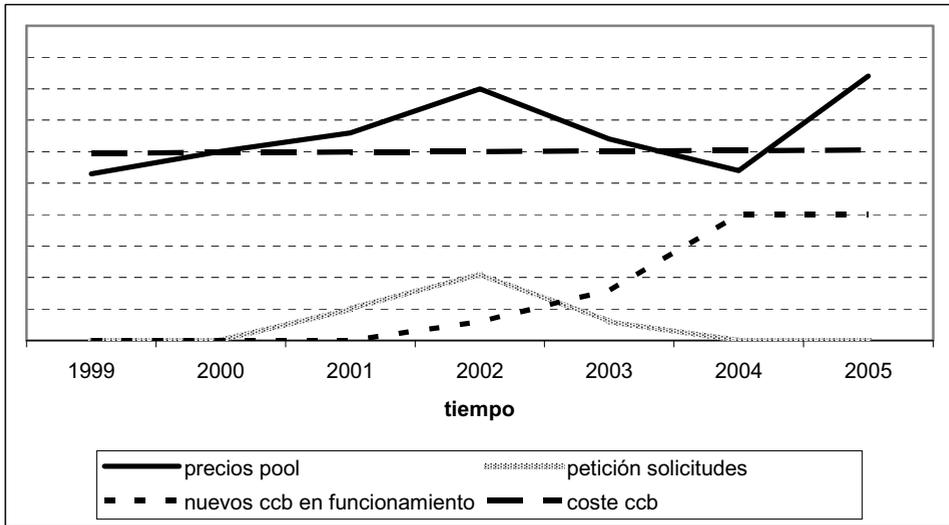
**Gráfico 1. Precios promedios bianuales del *pool* reales versus simulados**

En tal gráfico se observa como tales promedios simulados del *pool* siguen una tendencia muy similar a los reales. En este sentido, el modelo reproduce el precio *spike* acaecido en el sistema eléctrico español, en el año 2002, como consecuencia de la elevada demanda y la escasez de capacidad de generación para abastecer la misma.

A continuación, procedemos a analizar la evolución de la construcción de ciclos combinados de gas a lo largo del tiempo. Como consecuencia de la volatilidad de los precios del mercado spot, el Gráfico 2 muestra un patrón de comportamiento cíclico en la petición de permisos para la construcción de nuevas plantas de generación y, por tanto, en la nueva capacidad de generación que entra en el sistema.

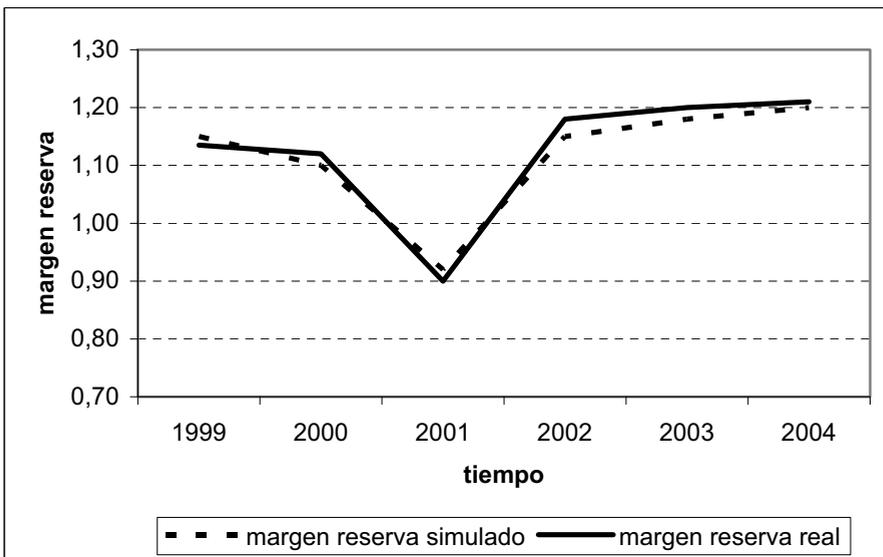
Así, el precio *spike* del año 2002 conlleva la realización de nuevas inversiones, por parte de todas las empresas eléctricas, puesto que permite obtener un margen de rentabilidad elevado en un momento de necesidades de capacidad<sup>7</sup> en el sistema. Tales solicitudes se materializan en nuevas plantas de generación, a finales del año 2004, como consecuencia de un primer retraso de doce meses -entre que se aprueba la solicitud y se inicia la construcción- y un segundo retraso de doce meses -entre que se inicia la construcción y se finaliza la misma-. Esto debería conllevar una reducción en los precios del pool, en el año 2005, aunque en el gráfico 2 se observa un incremento importante. La explicación a esto viene dada por el impacto de la Directiva Europea de Emisiones de Gases Contaminantes que, junto con la escasa hidraulicidad del año 2005, conlleva unos mayores precios ofertados en el pool.

**Gráfico 2. Resultados de la simulación de inversión en nueva capacidad de generación**



El Gráfico 3 muestra la evolución del margen de reserva<sup>8</sup> dónde se puede observar que los datos simulados se ajustan a los reales.

**Gráfico 3. Margen de reserva real versus simulado**



Así, se observa una reducción del margen de reserva, tras la liberalización, como consecuencia de la incertidumbre regulatoria acerca del mantenimiento de las reglas de

mercado instauradas con la liberalización. Esta tendencia es especialmente importante en el año 2001 dónde el margen de reserva alcanza un valor inferior a 1,1, esto es, se sitúa por debajo del valor mínimo establecido por el Operador del Sistema para garantizar el suministro eléctrico. Sin embargo, tras el año 2002, se está produciendo un incremento en dicha variable pudiendo conllevar un valor significativamente superior al deseable con la consiguiente ineficiencia.

Por tanto, el patrón de comportamiento observado en el margen de reserva parece indicar que el actual sistema de incentivos, garantía de potencia, no proporciona una señal adecuada en cuanto al momento y a la cuantía de inversiones a realizar.

## **5. CONCLUSIONES**

Actualmente, no existe unanimidad acerca de si los precios establecidos en los mercados mayoristas de electricidad, creados tras la liberalización, proporcionan una adecuada señal para la inversión de generación.

En este contexto, el objetivo del presente trabajo es proporcionar un análisis para la comprensión de la inversión en nueva capacidad de generación, en el sistema eléctrico español, mediante la elaboración de un modelo de simulación. Tal modelo determina las relaciones entre las principales variables que interactúan en los criterios de decisión de precios y cantidades ofertadas de las empresas generadoras. Asimismo, desarrolla el algoritmo de casación del mercado diario para determinar la casación. En cuanto a la inversión en generación, se basa en criterios de rentabilidad y necesidades de capacidad.

Los resultados de la simulación ponen de manifiesto la presencia de ciclos en la inversión con la consiguiente inestabilidad del sistema. Las causas de tal problema se derivan de que la garantía de potencia no suministra un adecuado incentivo a la inversión puesto que su importe ha sido reducido en tres ocasiones y además no existe garantía acerca de su mantenimiento a largo plazo.

De ahí, que estemos realizando ajustes en el modelo para probar los resultados que conllevarían la introducción de políticas alternativas de incentivos a la inversión, tales como la garantía de potencia considerando los ajustes propuestos por el Libro Blanco (Pérez, 2005) o mecanismos más orientados al mercado, como la creación de mercados de capacidad.

## **NOTAS**

<sup>1</sup>. La Directiva UE 96/92 es sustituida posteriormente por la Directiva 2003/54/CE. A su vez, esta última es derogada en la reciente Directiva 2005/89/CE.

<sup>2</sup>. La regulación inicial de la garantía de potencia se establece en la Orden Ministerial del 29 de diciembre de 1997 y supone un importe de 7,8 Euros/Mwh, que es reducido a 6,7 Euros/Mwh con el Real Decreto 2066/1999 y a 4,8 Euros/Mwh con el Real Decreto-Ley 6/2000 del 23 de julio del año 2000.

<sup>3</sup>. Siguiendo a Rudkevich *et al.* (1998), los costes marginales de las empresas generadoras pueden aproximarse como los costes variables de las mismas, esto es, el precio del combustible junto con los costes variables operativos y de mantenimiento.

<sup>4</sup>. El poder de mercado se calcula como el ratio que relaciona la capacidad de generación disponible de la empresa analizada con respecto a la capacidad de generación disponible total del sistema menos la demanda (Grobbel, 1999). Si este ratio tiene un valor inferior a uno, la empresa eléctrica analizada no puede controlar el exceso de oferta, en el momento considerado, con lo que no tenderá a incluir incrementos de costes variables en sus ofertas de precios.

<sup>5</sup>. Las expectativas de los inversores se determinan analizando la tendencia general de los precios spot de los anteriores 24 meses -periodo de tiempo que transcurre desde que se realiza la petición de solicitudes de CCB hasta que las mismas entran en funcionamiento en el sistema- y extrapolando dicha tendencia en el futuro (Ford, 1999).

<sup>6</sup>. Se establece la presencia de necesidades de capacidad en el sistema cuando la punta de demanda alcanza un valor superior al 85% de la capacidad de generación disponible del sectorial.

<sup>7</sup>. Tal escasez de capacidad es consecuencia de las reducidas inversiones acaecidas en el sistema eléctrico español, tras la liberalización, como en otros muchos sistemas eléctricos liberalizados.

<sup>8</sup>. El margen de reserva se define como el cociente entre la potencia disponible y la potencia deseada (De Vries, 2004). La potencia disponible es establecida como la potencia instalada en el sistema minorada por las indisponibilidades derivadas de averías fortuitas y los programas de mantenimiento mientras que la potencia deseada se define como la punta de potencia demandada al sistema.

## BIBLIOGRAFÍA

BUNN, D.W. Y LARSEN, E.R. (1992): "Sensitivity of reserve margin to factors influencing investment behaviour in the electricity market of England and Wales", *Energy Policy* vol. 20, nº 5, pp. 420-429.

CARAMANIS, M.C. (1982): "Investment decisions and long-term planning under electricity spot pricing", *IEEE Transactions on Power Apparatus and System*, vol. 101, nº 12, pp. 4640-4648.

DE VRIES, L.J. (2004): *Securing the public interest in electricity generation markets: the myths of the invisible hand and the copper plate*, PhD Thesis, Technical University Delft.

FERNÁNDEZ, E. (2004): *Modelo de simulación para la explotación de la generación eléctrica a corto plazo del sistema ibérico*, Tesis doctoral, Universidad de Oviedo.

FORD, A. (2001): "Waiting for the boom: a simulation study of power plant construction in California", *Energy Policy*, vol. 29, pp. 847-869.

GRAHAM, A.K. y EUBANKS, K. (2003): "Deregulating into permanent boom and bust: prospects for the electric power industry", Paper presented in 21th International Conference of the System Dynamics Society, New York.

GROBBEL, C. (1999): *Competition in electricity generation in Germany and neighbouring countries from a System Dynamics Perspective*, Peter Lang GmgH, Germany.

HOBBS, B.F.; IÑÓN, J. Y KAHAL, M. (2001): "A review of issues concerning electricity electric power capacity markets", Project Report submitted to the Maryland Power Plant Research Program, Maryland Department of Natural Resources.

HORTACSU, A., Y PULLER, S.L. (2004): "Testing strategic models of firm behaviour in restructures electricity markets: a case study of ERCOT", Center for the Study of Energy Markets, CSEM WP 125, University of California Energy Institute.

OCAÑA, C. (2003): "Problemas pendientes en el sector eléctrico", *Colegio de Economistas de Madrid*, nº 96, marzo, pp. 103-108.

OLSINA, F. (2005): *Long-term dynamics of liberalized electricity markets*. Tesis doctoral, Universidad Nacional de San Juan (Argentina).

OMEL (2004): *Informe Mensual del Mercado de Electricidad*. Noviembre.

PÉREZ, J.I. (2005): *Libro blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*.

PETROV, K., SCARSI, G.C. y VAN DER VEEN, W. (2003): "Modelling strategic bidding behaviour in power markets", *Research Symposium European Electricity Markets*, The Hague, Septiembre.

RUDKEVICH, A.; DUCKWORTH, M. y ROSEN, R. (1998): "Modeling electricity pricing in a deregulated generation industry: the potential for oligopoly pricing in a pooco", *Energy Journal*, vol. 19, nº 3.

SCHULER, J. (1999): "Generation: Big or small?", *Public Utilities Fortnightly*, nº 15, September.

SHUTTLEWORTH, G. (1997): "Getting markets to clear", Letter to the edition in *The Electricity Journal*, vol. 10, nº3, pp.2.

STERMAN, J. (1991): "A skeptic's guide to computer models en Barney, G.O. et al. (eds.) *Managing a nation: The microcomputer software catalog*, Westview Press, Boulder, CO, pp. 209-229.

STOFT, S.E. (2000): "PJM's capacity market in a price-spike world", *Power Working Paper PWP-077*.

VENTOSA, M.; BAÍLLO, A.; RAMOS, A. y RIVIER, M. (2005): "Electricity market modelling trends". *Energy Policy*, 33, pp. 897-913.

#### LEGISLACIÓN

- Directiva 2005/89/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 18 de enero de 2006.
- Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 de junio de 2003
- Directiva 96/92/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de diciembre de 1996.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1997.
- Orden Ministerial de 17 de diciembre de 1998.
- Real Decreto 7/2006, de 23 de junio.
- Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.
- Real Decreto-Ley 6/1999, de 16 de Abril.
- Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio.

La Revista *Investigaciones Europeas de Dirección y Economía de la Empresa* recibió este artículo el 30 de abril de 2007 y fue aceptado para su publicación el 9 de noviembre de 2007.