

# **EFFECTOS DE LA LIBERALIZACIÓN EN EL *POOL* ELÉCTRICO ESPAÑOL: ¿EFICIENCIA O COMPORTAMIENTO ESTRATÉGICO?**

**María Teresa García Álvarez**

Departamento Análisis Económico y Administración de Empresas

Universidad de La Coruña

e-mail: [mtgarcia@udc.es](mailto:mtgarcia@udc.es)

**Rosa María Mariz Pérez**

Departamento Análisis Económico y Administración de Empresas

Universidad de La Coruña

e-mail: [rosamp@mail2.udc.es](mailto:rosamp@mail2.udc.es)

## **Resumen**

En las últimas décadas estamos asistiendo a un proceso de liberalización del sector eléctrico en multitud de países con el objetivo de aumentar la eficiencia interna de la empresa eléctrica. En este contexto, la creación de los mercados mayoristas de generación eléctrica (pool eléctricos) se sitúa como el elemento central de los nuevos sistemas eléctricos. No obstante, a pesar de que su funcionamiento se basa en un mecanismo de subastas competitivas, la experiencia internacional, tales como los casos de Reino Unido, California o el mercado Pennsylvania-New Jersey-Maryland, muestra la presencia de comportamientos estratégicos, por parte de las empresas generadoras, en la fijación del precio de tales mercados.

En este trabajo se desarrolla un modelo de simulación del pool eléctrico español, mediante la Dinámica de Sistemas, para los años comprendidos entre 1999-2004. En dicho modelo, cuyo elemento central es el algoritmo de casación de las ofertas del mercado diario, se aplican distintas políticas estratégicas de las empresas generadoras con el fin de determinar cuál recoge con mayor precisión el comportamiento de las mismas. Por tanto, trataremos de mostrar si el pool eléctrico español es realmente competitivo o, si más bien, las empresas generadoras han desarrollado comportamientos estratégicos.

*Palabras clave:* liberalización, sector eléctrico, simulación, comportamiento estratégico.

*Area temática:* Economía y Empresa.

## **1. Introducción: de la regulación tradicional a la liberalización del sector eléctrico español.**

Tradicionalmente, el sector eléctrico español, al igual que el de otros países, se ha caracterizado por estar intervenido por el Estado. La teoría normativa del sector público justifica dicha intervención puesto que la misma permite corregir los fallos de mercado derivados de las especiales características del producto electricidad así como las actividades que lo componen<sup>1</sup>. Por tanto, puesto que un comportamiento racional del productor conllevaría niveles de suministro inferiores a los óptimos y unos precios superiores que los que suministraría una solución competitiva, las empresas del sector eléctrico actuaron tradicionalmente como monopolios naturales de carácter territorial mediante un modelo de integración vertical. Dicho modelo permitió un diseño global y unitario del sistema que garantizaba la coordinación entre las distintas fases como consecuencia de la centralización de la información y de las decisiones. Así, la regulación se caracteriza por establecer los sistemas de “*merit order*” que indicaban qué instalaciones debían de entrar en funcionamiento para abastecer la demanda en cada momento.

No obstante, aunque este sistema tradicional garantizó un adecuado suministro de energía eléctrica no ocurrió lo mismo con la eficiencia interna de las empresas eléctricas. En este sentido, las mismas no tenían incentivos a reducir costes debido a las distorsiones que conllevaba la regulación y la falta de competencia en el mercado. En este contexto, se enmarca la liberalización del sector eléctrico español, materializada en la Ley del Sector Eléctrico de 27 de noviembre de 1997 y los Reales Decretos de 26 de diciembre de ese año que inician su desarrollo normativo. Dicha Ley establece como objetivo conseguir una mejora de eficiencia mediante la

---

<sup>1</sup> El producto electricidad se caracteriza por ser un producto básico y esencial para la sociedad con lo cuál su eventual carencia conllevaría una importante repercusión social. En cuanto a las características de las actividades que componen el suministro eléctrico es de destacar el carácter de monopolio natural que se asociaba tradicionalmente a las mismas como consecuencia de requerir importantes inversiones en activos específicos las cuáles originaban costes hundidos puesto que dichos activos no podían utilizarse para usos alternativos.

introducción de mecanismos de mercado en aquellas actividades que pueden realizarse en condiciones competitivas, manteniendo la calidad del suministro y considerando en todo momento la protección del medio ambiente.

De este nuevo marco regulatorio destaca la introducción de la competencia en dos de las cuatro fases que componen el suministro de energía eléctrica<sup>2</sup>, esto es, en las actividades de generación y comercialización. Es especialmente relevante el caso de la generación eléctrica puesto que para dicha actividad se crean los denominados mercados de producción mayoristas de electricidad (*pool*) que se sitúan como el elemento central en la organización de cualquier sistema eléctrico competitivo.

## **2. El mercado de producción mayorista de energía eléctrica español: estructura y características.**

La Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico Español conlleva la creación del mercado de generación eléctrica con fecha uno de enero de 1998. Dicho mercado permite la introducción de competencia en la actividad de generación mediante el funcionamiento de un mecanismo de subastas que conlleva el desarrollo de ofertas competitivas, por parte de los generadores, para asegurar el funcionamiento de sus plantas. Este mercado mayorista se desarrolla ante la búsqueda de un triple objetivo (Ortega, 1993):

- Minimizar los costes totales del sistema efectuando el despacho por orden creciente de costes marginales a corto plazo.
- Incentivar la instalación de la capacidad de generación necesaria para cubrir la demanda.
- Coordinar técnicamente el despacho para cubrir la demanda.

---

2 Las actividades que componen el suministro eléctrico están formadas por la generación, transporte, distribución y comercialización. La actividad de generación consiste en utilizar los recursos energéticos naturales o alguna transformación de los mismos para la producción de la electricidad. En cuanto al transporte consiste en transmitir la electricidad desde la planta generadora hasta las redes locales (red de alta tensión) frente a la distribución que consiste en el transporte desde las redes locales hasta el consumidor final (red de baja tensión). Finalmente, la comercialización consiste en aquellas actividades relacionadas con la venta de electricidad a los usuarios finales.

En el *pool* eléctrico español se puede distinguir tres sesiones formadas por el mercado diario, el mercado intradiario y el mercado de servicios complementarios, integrándose también los contratos bilaterales físicos.

El *mercado diario* de producción es aquél en el que se llevan a cabo las transacciones de compra y de venta de energía eléctrica para el día siguiente mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado. En este sentido, los vendedores<sup>3</sup> determinan cada día, con anterioridad a las 10:00 horas, para cada una de sus unidades de generación<sup>4</sup>, qué cantidad van a ofertar y a qué precio. El Operador del Mercado, organismo encargado de la gestión económica del sistema, se encarga de ordenar las ofertas de venta siguiendo un criterio de orden ascendente en los precios construyendo así la curva de oferta virtual.

En cuanto a los compradores<sup>5</sup>, deberán realizar sus ofertas de adquisición de energía incluyendo en las mismas la cantidad de energía demandada así como el periodo de programación al que se refiere la oferta e incluso el precio de compra ofertado. El Operador del Mercado ordena dichas ofertas de compra siguiendo un orden descendente en las ofertas de compra construyendo así la curva de demanda virtual.

El punto de corte entre las curvas de oferta y demanda virtuales determina el volumen de energía aceptado para las unidades generadoras despachadas así como el precio de mercado<sup>6</sup>. Dicho precio se le conoce como precio marginal y se corresponde con la oferta de venta realizada por la última unidad de generación necesaria para abastecer la demanda de energía eléctrica de dicho periodo<sup>7</sup>.

---

3 De acuerdo con lo establecido en el artículo 7 del Real Decreto 2019/1997 y en los artículos 17 y 21 del Real Decreto-Ley 6/2000, la condición de vendedores no la ostenta únicamente las empresas generadoras españolas sino también los autoprodutores por la energía excedentaria que tuvieran, tal y como indica el artículo 25.3 de la Ley del Sector Eléctrico, y los agentes externos autorizados por el Ministerio de Economía

4 Los vendedores del *pool* pueden ofertar cada unidad de generación hasta en 25 tramos de capacidad de producción para los cuáles pueden realizar distintas ofertas de cantidades y precios siendo estas últimas necesariamente crecientes.

5 A efectos de lo establecido en las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica tendrán la consideración de compradores en el mercado diario los distribuidores, comercializadores, los consumidores cualificados y los agentes externos autorizados por el Ministerio de Economía

6 Así, el Operador de Mercado fija el Programa Diario Base. El mismo se determina mediante la aceptación de las ofertas de venta de las unidades generadoras que hayan realizado sus ofertas a un precio inferior al marginal siendo este último la remuneración de dichas unidades de generación. En cuanto a las ofertas de adquisición, el Operador de Mercado aceptará aquellas cuyos precios ofertados hayan quedado por encima del precio marginal siendo éste el importe que tendrán que pagar para adquirir la energía demandada.

7 Paralelamente al funcionamiento de este mecanismo de subastas, conocido como mercado organizado, existe también el funcionamiento del mercado libre en el cuál se realizan los contratos bilaterales físicos formando ambos mercados el denominado mercado físico. Los contratos bilaterales se pueden definir como contratos de suministro de electricidad entre un consumidor cualificado o un agente externo, mediante el cuál el vendedor se compromete a suministrar al comprador una determinada cantidad de energía a un precio pactado entre ambos. No obstante, su peso en el mercado eléctrico español es aún muy escaso suponiendo tan sólo en torno al 1% de la energía total negociada (Bazán, 2004).

Dichos resultados se presentan al Operador del Sistema, organismo encargado de la gestión técnica del sistema, quién determinará las posibles *restricciones técnicas*<sup>8</sup> del sistema así como la necesidad de determinados *servicios complementarios*<sup>9</sup>. Los resultados del mercado diario junto con los cambios derivados de las restricciones técnicas y los servicios complementarios determinan el Programa Diario Viable.

Finalmente, se sitúa el *mercado intradiario*, el cuál establece seis sesiones de intercambio, una vez establecidos los resultados del programa diario, las cuáles se iniciarán a las 20:00 horas del día anterior al de realización y terminará a las 15:00 horas del día en curso, con el objetivo atender los ajustes que en la oferta y demanda de energía se puedan producir con posterioridad a la fijación de este último programa. En el mismo, los agentes que pueden participar en el mercado diario pueden realizar sus ofertas en el mercado intradiario para las cuáles el Operador del Sistema determinará, mediante una casación similar a la utilizada en el mercado diario, qué ofertas son aceptadas y el precio marginal con el que se remunerarán. Los resultados de dicho mercado junto con el Programa Diario Viable determinará la Programación Horaria Final.

### **3. Incentivos al desarrollo de comportamientos estratégicos en los mercados mayoristas de generación eléctrica. Hipótesis de comportamiento de las empresas generadoras.**

El proceso de reestructuración del suministro de energía eléctrica tiene como objetivo aumentar la competencia en dicha industria con la consiguiente búsqueda de un incremento de eficiencia. El problema en alcanzar estos resultados se deriva de que la introducción de competencia en este sector es una tarea complicada debido a la relación entre las actividades de red y las actividades prestadas en competencia, la presencia de poder de mercado en algunas empresas que impiden o dificultan la competencia en el nuevo mercado liberalizado así como por el tratamiento de los

---

8 Las restricciones técnicas establecen limitaciones derivadas de la situación de la red de transporte o del sistema que impiden que el suministro de energía eléctrica pueda realizarse en las condiciones de calidad, seguridad y fiabilidad establecidas reglamentariamente. Por tanto, ante la presencia de dichas restricciones el Operador del Sistema acuerda con el Operador del Mercado la retirada de la casación de determinadas ofertas de venta y la entrada de otras, respetando la precedencia económica del mercado diario.

9 Los servicios complementarios se refieren a los necesarios para asegurar el suministro de energía eléctrica en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad necesarias comprendiendo los servicios de regulación, control de tensión y reposición del servicio.

costes de transición a la competencia<sup>10</sup> en los países en que se ha elegido esta alternativa (Fernández, 2001).

Desde la perspectiva de la eficiencia económica, el precio óptimo de la electricidad debería de ser fijado de tal forma que imitara el precio de mercado en una industria competitiva con muchas empresas que no coluden y mínimas barreras a la entrada. Por tanto, se puede juzgar el éxito de la reorganización de un mercado eléctrico como la ausencia de oportunidades persistentes de obtener grandes beneficios económicos lo cuál se puede realizar mediante la comprensión del mecanismo de precios en el *pool* eléctrico, esto es, analizar si los precios de mercado coinciden con los costes marginales de las plantas generadoras (Wolak y Patrick, 2001). La experiencia internacional ha mostrado el desarrollo de comportamientos estratégicos, por parte de las empresas generadoras, mediante la fijación de unos precios en el *pool* superiores a los costes marginales, tales como han sido los casos de Reino Unido, el mercado Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) o California (Mansur, 2001; Bushnell y Saravia, 2002; Petrov *et al.*, 2003; Hortacsu y Puller, 2004). Estos resultados se derivan de dos posibles tipos de comportamiento, por parte de las empresas generadoras, bien mediante la ocultación de output de las mismas o bien aumentando el precio sobre el cuál están dispuestas a vender su output marginal.

Los factores que afectan al desarrollo de un comportamiento estratégico vienen establecidos principalmente por la sensibilidad de la demanda a cambios en el precio, el grado de concentración de la oferta, el desarrollo de barreras de entrada, la presencia de costes de transición a la competencia así como por la existencia de una demanda residual positiva. Por tanto, es necesario analizar la presencia de dichos factores en el *pool* eléctrico español. En este sentido, se observa:

*1. ELASTICIDAD DE LA DEMANDA.* Mientras la mayoría de los sectores productivos se caracterizan por tener una demanda elástica que reacciona cuando los precios suben, la demanda del sector eléctrico es más inelástica, -característica propia de los monopolios naturales- y, por tanto, permite a los que tienen poder de mercado aprovecharse al máximo del mismo. Por tanto, la sensibilidad de la

---

<sup>10</sup> Los costes de transición a la competencia se establecen con el objetivo de permitir a las empresas eléctricas que invirtieron en un entorno regulado, como consecuencia de la introducción de la competencia, que recuperen sus cantidades invertidas facilitándoles así el paso de un entorno regulado a un entorno competitivo.

demanda a cambios en los precios no es muy elevada, no suponiendo la demanda de energía eléctrica apenas ninguna influencia en los precios ofertados.

2. *OFERTA CONCENTRADA*. El mercado de producción mayorista de generación eléctrica español se caracteriza porque los agentes participantes como oferentes están formados principalmente por cuatro grupos generadores, lo cuál hace que la estructura de generación no se asemeje demasiado a la que propone la teoría económica como competitiva (Ciarreta y Espinosa, 2003; Kühn y Machado, 2003). En este sentido, en el primer año de funcionamiento del mercado, Endesa e Iberdrola tuvieron una cuota de mercado conjunta próxima al 80% y entre Unión Fenosa e Hidrocanábriico del 18% (CNSE, 2000), situación que no ha variado significativamente desde la fecha hasta el momento<sup>11</sup>. Asimismo, Sánchez (2003) pone de manifiesto que casi la mitad de la capacidad instalada es propiedad de una empresa, los dos principales grupos generadores son titulares de más de las cuatro quintas partes de la capacidad instalada en el sistema<sup>12</sup> y los índices de concentración indican la presencia de un duopolio formado por Endesa-Iberdrola en tal mercado.

3. *BARRERAS DE ENTRADA*. No se puede aplicar la “teoría de la contestabilidad” en la industria eléctrica puesto que la misma indica que si los monopolistas, o quiénes tienen un gran poder de mercado, abusan, inmediatamente entrarán otros operadores que no estaban en el mercado pero que podrían entrar con relativa facilidad. Así, la entrada en el *pool* eléctrico está sujeta a diversas barreras de entrada tales como el “riesgo regulatorio” derivado de las frecuentes modificaciones en la regulación del *pool* durante los años de funcionamiento del mismo, los largos trámites en la obtención de permisos para instalar nuevas plantas de generación o la propia complejidad del funcionamiento del *pool*.

4. *COSTES DE TRANSICIÓN A LA COMPETENCIA (CTCs) EN EL MERCADO MAYORISTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA*. En el caso español, se establece un procedimiento para la recuperación de los CTCs que determina el importe de los mismos como la diferencia entre el precio del *pool* y un nivel de referencia establecido, a través de un análisis *ex ante*, en 35,9 euros/Mwh. Por tanto, este

---

11 Así, por ejemplo, en el mes de Julio de 2003, las cuotas de producción después del Programa Básico de Casación se repartieron de la siguiente forma: Endesa (42,39%), Iberdrola (25,24%), UF (11,49%) e HC (9,19%). A continuación, se encontraría Viesgo con un 2,98%, REE domina un 2,18% y otros agentes constituirían el 9,56% restante (Bazán, 2004).

12 Concretamente, ambas empresas controlan, en conjunto, la mayoría de las tecnologías que determinan efectivamente el precio marginal del mercado (Kühn y Regibeau, 1998).

mecanismo puede conllevar un cambio en el comportamiento de las empresas generadoras en el *pool*. Así, las mismas pueden tener incentivos a realizar una oferta de precios superior en el *pool* cuando las expectativas de cobro de los CTCs sean más pesimistas, compensando de esta forma la disminución esperada en una parte de los beneficios con un mayor ingreso a través de los resultados del *pool* (León y Rubia, 2001).

5. *PRESENCIA DE UNA DEMANDA RESIDUAL POSITIVA*<sup>13</sup>. Así, en el *pool* eléctrico español, el hecho de que Endesa-Iberdrola puedan influir sobre los precios se debe, en buena medida, a que dichas empresas se enfrentan a una demanda residual positiva (empresas pivote) puesto que la producción de ambas, o al menos parte de la misma, es indispensable para cubrir la demanda lo cuál les permite ejercer poder de mercado<sup>14</sup>. Al menos, durante esas horas, las restantes empresas al disponer de una capacidad de producción más limitada, se ven obligadas a comportarse como precio-aceptantes, procurando alcanzar la mayor cuota de mercado para maximizar sus ingresos.

Considerando de forma conjunta estas características del mercado mayorista de generación eléctrica español junto con las características propias del producto electricidad, tales como el carácter básico y esencial del mismo, la imposibilidad de almacenamiento o la no existencia de productos sustitutivos, establecemos las siguientes hipótesis de comportamiento de las empresas generadoras:

H1: En periodos de escasez de oferta, cuando la demanda supera la capacidad instalada, los precios del *pool* alcanzan valores por encima de sus costes marginales.

H2: Cuando un productor tiene altas posibilidades de convertirse en el generador marginal, el precio marginal será superior a su coste marginal.

H3: Cuantas más unidades de producción con posibilidad de convertirse en marginal tenga un generador, más elevadas serán sus pujas.

---

<sup>13</sup> Se dice que una empresa se enfrenta a una demanda residual positiva cuando la diferencia entre la demanda total del mercado y la oferta de todos sus competidores produce un resultado positivo. Por tanto, cuanto mayores sean las cuotas de mercado de las empresas y menor sea el exceso de capacidad de producción en el sistema, mayor será la probabilidad de que alguna de las empresas se enfrente a una demanda residual positiva (López Milla, 2003; Bazán, 2004).

<sup>14</sup> Así, cuando el Tribunal de Defensa de la Competencia valoró la propuesta de fusión de ambas compañías, estableció que cada una de ellas se enfrentaba a demandas residuales positivas en un conjunto de horas que supone en torno al 40 y el 50 por 100 del total y, en buena parte de las mismas, ambas se encontraban en esa situación (TDC, 2000).

H4: Las empresas tenderán a realizar ofertas mayores de precios en las plantas con mayores costes marginales, al ser éstas las que cuentan con mayor probabilidad de convertirse en marginal.

H5: Las unidades hidráulicas de los generadores, puesto que son las únicas que pueden almacenar, tenderán a fijar precios muy próximos a los precios marginales de origen térmico, de tal manera que su posición será la de una empresa con poder sobre el mercado, que le permita tener un margen para fijar los precios marginales que desea.

#### **4. Desarrollo de un modelo de simulación del *pool* eléctrico español: estructura y resultados.**

En este apartado se desarrolla un modelo de simulación del mercado diario del *pool* eléctrico español para los años comprendidos entre 1999-2004<sup>15</sup>, basado en la Dinámica de Sistemas<sup>16</sup>, que permita determinar cuál ha sido la estrategia que mejor se ajusta al comportamiento histórico de las empresas generadoras.

La decisión de analizar en nuestro modelo exclusivamente el mercado diario se deriva de que el mismo es representativo del funcionamiento del *pool* eléctrico español. Así, dicho mercado supone más del 95% de las transacciones de energía eléctrica del mercado mayorista de generación eléctrica así como más del 80% de las transacciones del volumen económico en dicho mercado.

Las empresas eléctricas analizadas en nuestro modelo de simulación son Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa e Hidrocantábrico, las cuáles con una cuota de mercado en el *pool* superior al 80% hace despreciable el borde competitivo que conforma las restantes empresas generadoras (Bazán, 2004). No obstante, en el año 2001 se

---

15 En nuestro estudio no incluimos el año 1998, primer año de funcionamiento del *pool* eléctrico español, puesto que en el mismo las empresas estaban aprendiendo las nuevas reglas de funcionamiento del mercado. Por tanto, las estrategias realizadas por las empresas en este periodo podrían situarse más bien como acciones de prueba y error que como estrategias claramente definidas. Así, en este periodo, se detecta cierta volatilidad en los precios debido a la falta de experiencia de tales empresas generadoras.

16 La metodología empleada para la modelación del *pool* de electricidad español ha sido la Dinámica de Sistemas puesto que permite suministrar una comprensión global de la industria de generación eléctrica en la nueva situación de mercado. Así, el sistema de generación eléctrica se caracteriza porque todas las partes que lo componen están extremadamente interrelacionadas con lo que la utilización de este tipo de simulación parece apropiada para obtener una comprensión conjunta en el nuevo marco de la competencia (Grobbe, 1999). Además, la Dinámica de Sistemas es considerada como una herramienta estratégica para analizar industrias sometidas a importantes cambios que conllevan una elevada incertidumbre y elevado riesgos, tal y como es el caso de la industria eléctrica (Dyner y Larsen, 2001).

incluye en la muestra la empresa eléctrica Viesgo, año en el que Endesa vende la misma al Grupo Enel, y en marzo del año 2002 se añade la entrada de Gas Natural en el mercado.

A continuación determinaremos las características que se han seguido para modelar la demanda y la oferta (ver cuadro 1), las cuáles determinarán los precios marginales de nuestro modelo en los distintos periodos. La comparación de los mismos con los precios marginales reales permitirá determinar cuál ha sido la estrategia que mejor aproxima el comportamiento de las empresas generadoras y, por tanto, la validación de nuestro modelo.

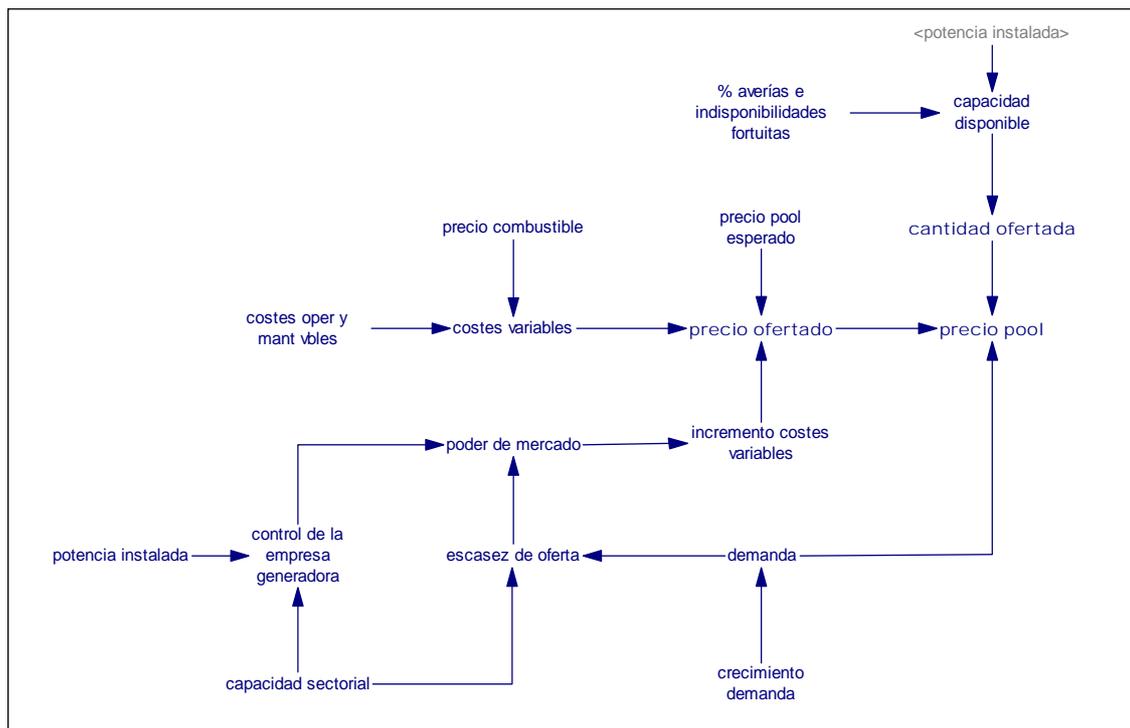
En cuanto a la *demanda*, como consecuencia de la baja elasticidad a los precios que presenta la misma, tal y como comentamos anteriormente, se ha optado por no incluirla como una variable endógena. Así, aunque todos los consumidores adquieren la condición de “cualificados” en enero de 2003, esto es, los mismos pueden elegir el suministrador de energía eléctrica que deseen, lo cierto es que la mayoría de la electricidad en el *pool* ha continuado siendo adquirida por los suministradores regulados y la mayoría de los usuarios finales han decidido continuar adquiriendo la electricidad a la tarifa regulada<sup>17</sup> (Ocaña, 2003). Asimismo, los distribuidores, esto es, los principales compradores en el *pool*<sup>18</sup>, realizan sus ofertas a precios elevados con el objetivo de asegurar el abastecimiento a sus clientes. Esta situación muestra que los compradores responden poco a cambios en los precios del *pool*, lo cuál unido a la existencia de un patrón de comportamiento estacional en la demanda, ha hecho nuestra consideración de la misma como una variable exógena.

#### **CUADRO 1. RELACIÓN ENTRE LAS PRINCIPALES VARIABLES DEL MODELO**

---

17 La obtención de precios medios en el *pool* superiores a 35,9 euros/Mwh junto con el establecimiento de unas tarifas de red que parecen estar también distorsionadas, y que parecen ser elevadas de acuerdo a los estándares internacionales, son factores que han desalentado la participación de los consumidores en el mercado.

18 López Milla (2003) indica que esta situación se ve además agravada porque las principales adquisiciones, realizadas por los distribuidores, se concentran en torno a compañías verticalmente relacionadas con los productores. Por tanto, la demanda no ejerce ninguna presión sobre la oferta.



Fuente: Elaboración propia a partir de Grobbel (1999).

Por tanto, para determinar la demanda se han establecido doce patrones de comportamiento de la misma, uno para cada mes, que recogen la estacionalidad de dicha variable. El valor de partida para cada mes se fija en el promedio mensual del año 1999 sobre el cuál se aplica una tasa de crecimiento anual de la demanda del 3,6%, que refleja el verdadero crecimiento de la misma a lo largo del periodo 1999-2004.

Para modelar la oferta se ha optado por agrupar los centros generadores en función de la tecnología de producción que utilizan, con independencia de la empresa eléctrica a la que pertenecen, debido a que presentan la misma estructura de costes<sup>19</sup>. Esta situación nos permite evitar el problema de la confidencialidad de los datos de

19 En este sentido, la generación de energía eléctrica de origen nuclear se caracteriza por presentar elevados costes fijos, debido a las elevadas inversiones de capital que requieren, frente a sus costes variables que son relativamente reducidos y permanecen estables a lo largo de la vida de la central. En el caso de la producción hidráulica, los costes variables son prácticamente inexistentes aunque el volumen de producción con esta tecnología depende de factores no controlables por la empresa lo que conlleva una gran variabilidad en la misma. Finalmente, las centrales de carbón, fuel-gas y ciclos combinados de gas se caracterizan porque el precio del combustible, esto es, el coste variable, representa una parte importante de los costes de producción de la electricidad caracterizados, a su vez, por tener un valor más elevado y volátiles que el caso de la producción de origen nuclear. Sin embargo, los costes fijos de la producción térmica clásica son, en general, más reducidos que los de las nucleares debido a que los periodos de construcción son inferiores.

costes de las empresas eléctricas desde la introducción de la competencia en enero de 1998.

Por tanto, los 127 grupos generadores<sup>20</sup> (GG) pertenecientes a las seis empresas eléctricas de la muestra en el periodo 1999-2004 son agrupados en cinco tipos: GG nucleares, GG carbón, GG fuel-gas, GG hidráulica<sup>21</sup> y GG ciclos combinados de gas (ver cuadro 2).

Una vez establecida la agrupación de las empresas eléctricas por tipo de tecnología es necesario determinar los criterios utilizados por los grupos generadores para determinar las cantidades y precios que van a ofertar en el mercado diario.

En cuanto a la *cantidad ofertada*, la Ley del Sector Eléctrico Español pone de manifiesto que cada unidad generadora puede ofertar su capacidad de generación disponible hasta en 25 tramos. En nuestro modelo se considerarán únicamente tres tramos claramente diferenciados<sup>22</sup>.

La Ley 54/1997 establece la obligación de las plantas generadoras a ofertar toda potencia disponible con lo cuál las cantidades ofertadas en los tres tramos por dichas plantas deben coincidir con la capacidad de generación total disponible de las mismas, esto es, la potencia instalada por dichas plantas una vez reducida por el importe de las averías y los programas de mantenimiento que impidan su funcionamiento. El porcentaje de indisponibilidad se fija como un promedio de las indisponibilidades por averías y programas de mantenimiento de cada una de las tecnologías en los últimos cinco años.

En el caso de las plantas hidráulicas, es necesario distinguir entre las unidades hidráulicas modulables y fluyentes. Así, las primeras pueden almacenar y gestionar las aportaciones que reciben frente a las fluyentes que no tienen capacidad de

---

20 La demanda de energía eléctrica que acude al *pool* es determinada, tal y como recoge la Ley, como la demanda de energía eléctrica total disminuida por la energía eléctrica suministrada por los grupos generadores de energía renovable. Por tanto, este tipo de grupos generadores se consideran antes de la entrada en funcionamiento del *pool*.

21 Como se describe posteriormente los GG hidráulicos son a su vez subdivididos en GG hidráulica fluyente y GG hidráulica modulable en función de que permitan o no almacenar recursos hidráulicos.

22 En la medida en que las plantas generadoras, especialmente las tecnologías marginales, oferten un mayor número de tramos se tenderá a incrementar el precio marginal del mercado diario. No obstante, expertos en el sector nos indican que esta decisión no tiene un efecto muy elevado en el precio final con lo cuál se consideran el modelo únicamente tres tramos. El primer tramo coincide con el mínimo técnico, esto es, la potencia mínima a la cuál una central puede funcionar en un régimen estable. El segundo tramo se establece como la diferencia entre la capacidad de generación disponible y las cantidades ofertadas en los tramos uno y tres. La cantidad ofertada en este tramo es suficiente para abastecer la demanda en condiciones normales de funcionamiento del mercado. Finalmente, se establece un tercer tramo que se corresponde en torno al 10% de la capacidad de generación disponible de la planta. La cantidad ofertada en este tramo suele ser necesaria exclusivamente en condiciones de problema de cobertura del mercado, bien por haber poca hidráulicidad o bien por las averías de varias unidades de generación de forma simultánea.

embalsar. El problema que plantea esta tecnología es que la capacidad disponible hidráulica es mucho más fluctuante que la capacidad disponible de las plantas de generación nucleares y térmicas.

Por tanto, para determinar dicha variable hemos identificado las variables que influyen en la misma para dar un tratamiento adecuado a la misma:

1. *Cuenca en la que está establecida la planta hidráulica en cuestión.* Así, para un mismo periodo temporal, la capacidad disponible hidráulica variará ampliamente en función de la cuenca en que esté establecido el embalse. Por tanto, hemos agrupado las plantas hidráulicas en función de las cuencas, estableciendo para cada una de ellas su pertenencia a las cuencas Duero, Ebro Pirineo, Guadiana, Guadalquivir-Sur, Norte o Tajo-Júcar.
2. *Estacionalidad.* La capacidad disponible hidráulica variará evidentemente en función del periodo temporal que estemos analizando. El importe de dicha capacidad disponible hidráulica se establece como el cálculo del promedio de los datos de producible y reservas hidráulicas por cuencas suministradas por el Operador del Sistema<sup>23</sup>.

Para determinar la *política de decisión de los precios ofertados* hemos realizado una serie de entrevistas con expertos en el sector. Los mismos nos indican la importancia de establecer unos niveles bajos en tal variable puesto que cuánto mayores sean tales precios ofertados mayores serán las posibilidades de que la oferta del grupo generador no sea aceptada en el *pool*<sup>24</sup> y, por tanto, que su remuneración bajo este concepto sea cero con sus consiguientes implicaciones.

Por tanto, establecemos la oferta de precios de los grupos generadores en el primer tramo como aquel nivel en el cuál les resulta indiferente producir el próximo día. En este sentido, la oferta de precios, en este primer tramo, se corresponde con el coste

---

23 Puesto que la información disponible por cuencas viene únicamente a nivel anual se ha optado, para realizar el reparto mensual, por analizar el patrón de comportamiento del producible y reservas medias históricas mensuales nacionales para establecer relaciones de capacidad disponible hidráulica mensual en cada cuenca. Así, se observa que la capacidad disponible hidráulica en invierno es cuatro veces superior a la de verano y que la capacidad disponible en primavera y otoño es 1,5 veces superior que en verano. Dichos porcentajes serán utilizados para determinar el efecto de la estacionalidad en la capacidad disponible hidráulica.

24 Los grupos generadores están interesados en que sus ofertas del mínimo técnico (primer tramo) sean aceptadas puesto que si el Operador de Mercado aceptara una cantidad inferior a la misma, el grupo generador en cuestión presentaría problemas de funcionamiento.

## CUADRO 2. GRUPOS GENERADORES POR TECNOLOGÍA

TECN		NOMBRE GRUPO GENERADOR	TECN		NOMBRE GRUPO GENERADOR	TECN		NOMBRE GRUPO GENERADOR
CAR	GG 001	ABOÑO GR1	CAR	GG 044	TERUEL GR3	HFL	GG 087	ENDESA HID MODULABLE C. DUERO
CAR	GG 002	ABOÑO GR2	FUG	GG 045	ACECA GR1 IBERDROLA	HMD	GG 088	ENDESA HID MODULABLE C. EBRO
CAR	GG 003	ANLLARES ENDESA	FUG	GG 046	ACECA GR1 UNIÓN FENOSA	HMD	GG 089	ENDESA HID MODULABLE C. GUADIANA
CAR	GG 004	ANLLARES UNIÓN FENOSA	FUG	GG 047	ACECA GR2 IBERDROLA	HMD	GG 090	ENDESA HID MODULABLE C. NORTE
CAR	GG 005	CERCS	FUG	GG 048	ACECA GR2 UNIÓN FENOSA	HMD	GG 091	ENDESA HID MODULABLE C. GUADALQUIVIR-SUR
CAR	GG 006	COMPOSTILLA GR1	FUG	GG 049	ALGECIRAS GR1	HMD	GG 092	HIDROCANTÁBRICO HID MODULABLE C. NORTE
CAR	GG 007	COMPOSTILLA GR2	FUG	GG 050	ALGECIRAS GR2	HMD	GG 093	IBERDROLA HID MODULABLE C. DUERO
CAR	GG 008	COMPOSTILLA GR3	FUG	GG 051	BADALONA II GR1	HMD	GG 094	IBERDROLA HID MODULABLE C. EBRO
CAR	GG 009	COMPOSTILLA II GR4	FUG	GG 052	BADALONA II GR2	HMD	GG 095	IBERDROLA HID MODULABLE C. NORTE
CAR	GG 010	COMPOSTILLA II GR5	FUG	GG 053	BESÓS GR1	HMD	GG 096	IBERDROLA HID MODULABLE C. TAJO-JÚCAR
CAR	GG 011	ESCATRÓN	FUG	GG 054	BESÓS GR2	HMD	GG 097	UNIÓN FENOSA HID MODULABLE C. NORTE
CAR	GG 012	ESCUCHA	FUG	GG 055	VASTELLÓN GR1	HMD	GG 098	UNIÓN FENOSA HID MODULABLE C. TAJO-JÚCAR
CAR	GG 013	GUARDÓ GR1	FUG	GG 056	CASTELLÓN GR2	HMD	GG 099	VIESGO HID MODULABLE C. NORTE
CAR	GG 014	GUARDO GR2	FUG	GG 057	CRISTOBAL COLÓN GR1	HMD	GG 100	ALMARAZ GR1 ENDESA
CAR	GG 015	LA ROBLA GR1	FUG	GG 058	CRISTOBAL COLÓN GR2	NUC	GG 101	ALMARAZ GR1 IBERDROLA
CAR	GG 016	LA ROBLA GR2	FUG	GG 059	CRISTOBAL COLÓN GR3	NUC	GG 102	ALMARAZ GR1 UNIÓN FENOSA
CAR	GG 017	LADA GR3	FUG	GG 060	ESCOMBRERAS GR1	NUC	GG 103	ALMARAZ GR2 ENDESA
CAR	GG 018	LADA GR4	FUG	GG 061	ESCOMBRERAS GR2	NUC	GG 104	ALMARAZ GR2 IBERDROLA
CAR	GG 019	LITORAL GR1	FUG	GG 062	ESCOMBRERAS GR3	NUC	GG 105	ALMARAZ GR2 UNIÓN FENOSA
CAR	GG 020	LITORAL GR2	FUG	GG 063	ESCOMBRERAS GR4	NUC	GG 106	ASCÓ GR1
CAR	GG 021	LOS BARRIOS	FUG	GG 064	ESCOMBRERAS GR5	NUC	GG 107	ASCÓ GR2 ENDESA
CAR	GG 022	MEIRAMA	FUG	GG 065	FOIX	NUC	GG 108	ASCÓ GR2 IBERDROLA
CAR	GG 023	NARCEA GR1	FUG	GG 066	SABÓN GR1	NUC	GG 109	COFRENTES
CAR	GG 024	NARCEA GR2	FUG	GG 067	SABÓN GR2	NUC	GG 110	GAROÑA ENDESA
CAR	GG 025	NARCEA GR3	FUG	GG 068	SAN ADRIÁN GR1	NUC	GG 111	GAROÑA IBERDROLA
CAR	GG 026	PASAJES	FUG	GG 069	SAN ADRIÁN GR2	NUC	GG 112	JOSÉ CABRERA
CAR	GG 027	PUENTENUEVO GR3	FUG	GG 070	SAN ADRIÁN GR3	NUC	GG 113	TRILLO ENDESA
CAR	GG 028	PUENTES GARCIA RODRIGUEZ GR1	FUG	GG 071	SANTURCE GR1	NUC	GG 114	TRILLO HIDROCANTÁBRICO
CAR	GG 029	PUENTES GARCIA RODRIGUEZ GR2	FUG	GG 072	SANTURCE GR2	NUC	GG 115	TRILLO IBERDROLA
CAR	GG 030	PUENTES GARCIA RODRIGUEZ GR3	FUG	GG 073	SANTURCE GR3	NUC	GG 116	TRILLO UNIÓN FENOSA
CAR	GG 031	PUENTES GARCIA RODRIGUEZ GR4	HFL	GG 074	ENDESA HID FLUYENTE C. DUERO	NUC	GG 117	VANDELLÓS GR2 ENDESA
CAR	GG 032	PUERTOLLANO	HFL	GG 075	ENDESA HID FLUYENTE C. EBRO	NUC	GG 118	VANDELLÓS GR2 IBERDROLA
CAR	GG 033	SOTO RIBERA GR1 ENDESA	HFL	GG 076	ENDESA HID FLUYENTE C. GUADALQUIVIR-SUR	NUC	GG 119	BAHÍA DE VIZCAYA
CAR	GG 034	SOTO RIBERA GR1 HIDROCANTÁBRICO	HFL	GG 077	ENDESA HID FLUYENTE C. GUADIANA	CCB	GG 120	BESÓS GR3
CAR	GG 035	SOTO RIBERA GR1 IBERDROLA	HFL	GG 078	ENDESA HID FLUYENTE C. NORTE	CCB	GG 121	BESÓS GR4
CAR	GG 036	SOTO RIBERA GR2 ENDESA	HFL	GG 079	HIDROCANTÁBRICO HID FLUYENTE C. NORTE	CCB	GG 122	CASTEJÓN GR1
CAR	GG 037	SOTO RIBERA GR2 HIDROCANTÁBRICO	HFL	GG 080	IBERDROLA HID FLUYENTE C. DUERO	CCB	GG 123	CASTEJÓN GR2
CAR	GG 038	SOTO RIBERA GR2 IBERDROLA	HFL	GG 081	IBERDROLA HID FLUYENTE C. EBRO	CCB	GG 124	CASTELLÓN GR3
CAR	GG 039	SOTO RIBERA GR3 ENDESA	HFL	GG 082	IBERDROLA HID FLUYENTE C. NORTE	CCB	GG 125	SAN ROQUE GR1
CAR	GG 040	SOTO RIBERA GR3 HIDROCANTÁBRICO	HFL	GG 083	IBERDROLA HID FLUYENTE C. TAJO-JÚCAR	CCB	GG 126	SAN ROQUE GR2
CAR	GG 041	SOTO RIBERA GR3 IBERDROLA	HFL	GG 084	UNIÓN FENOSA HID FLUYENTE C. NORTE	CCB	GG 127	TARRAGONA
CAR	GG 042	TERUEL GR1	HFL	GG 085	UNIÓN FENOSA HID FLUYENTE C. TAJO-JÚCAR			
CAR	GG 043	TERUEL GR2	HFL	GG 086	VIESGO HID FLUYENTE C. NORTE			

Fuente: Elaboración propia a partir de las Cuentas Anuales de las empresas eléctricas 1999-2004.

marginal del grupo generador en cuestión, el cuál se puede aproximar como el coste variable<sup>25</sup> de dicho grupo (Rudkevich *et al.*, 1998).

En el caso de los grupos generadores hidráulicos, puesto que no tienen costes variables, consideramos que realizan sus ofertas a precios muy bajos para asegurar su entrada en el *pool*. En cuanto a los tramos dos y tres, se establecen unos precios ofertados con unos muy pequeños incrementos respecto al coste variable para cumplir con las reglas de funcionamiento del mercado mayorista de generación eléctrica español que exige la presentación de ofertas, para un mismo grupo generador, con un orden ascendente de precios.

La introducción de tales criterios de decisión en el modelo de simulación<sup>26</sup> proporciona los resultados recogidos en el cuadro 3. Por tanto, se observa cierta estabilidad en los precios, con valores en torno a 20 euros/Mwh cuando la demanda es baja, situándose como tecnología marginal las plantas de carbón, y con importes comprendidos entre 28 euros/Mwh y 30 euros/Mwh cuando la demanda es elevada, situándose las plantas fuel-gas o los ciclos combinados de gas como plantas marginales. Concretamente, a partir del año 2002 (periodo 864) empiezan a entrar en funcionamiento los ciclos combinados que permiten en muchos periodos de tiempo abastecer la demanda y reducir el precio de las plantas fuel-gas.

Sin embargo, tales resultados muestran unos precios marginales inferiores respecto a los precios reales recogidos en el mercado mayorista de generación eléctrica español cuya evolución varía entre 20 y 55 euros/Mwh<sup>27</sup> (ver cuadro 4). Esta diferencia de resultados puede deberse, puesto que en el caso español las empresas eléctricas pueden ofertar su potencia de generación hasta en veinticinco tramos, a que la estrategia de ofertar unos precios iguales a los costes marginales no es creíble para todos tramos. Así, parece que la misma se identifica más bien con el precio ofertado

---

25 Los costes variables están formados por los costes de combustible así como los costes de mantenimiento y operación en su parte variable, suponiendo estos últimos una parte muy pequeña de los costes de operación y mantenimiento totales (en torno al 15%). Si todos los grupos generadores realizaran las ofertas de precios a sus costes variables de producción, el precio marginal establecido en el *pool* se correspondería con el de un mercado perfectamente competitivo.

26 En el modelo de simulación se analiza las ofertas del mercado diario en cada una de las 24 horas de un día típico de cada mes siguiendo el trabajo de Grobbel (1999). La razón de no analizar las ofertas horarias de todos los días de un mes se debe a la gran cantidad de datos que generaría el modelo.

27 En el año 2001, los precios llegan a alcanzar hasta 90 euros/Mwh. Sin embargo, esta situación se derivó de las averías acaecidas en varias plantas nucleares de forma simultánea junto con la baja hidráulica del periodo. Por tanto, este valor es consecuencia de una serie de factores aleatorios que es difícil que se repitan de forma simultánea para un mismo periodo temporal.

en el mínimo técnico de tal forma que se asegure su entrada en el *pool* y que para tramos ascendentes fijen precios superiores. El incremento de los costes variables que se añade en los precios ofertados de dichos tramos se establecerá en función del comportamiento estratégico desarrollado por las empresas eléctricas<sup>28</sup>.

Por tanto, los resultados anteriores establecen la importancia de recoger una variable que recoja el ejercicio de poder de mercado<sup>29</sup> de los generadores ante la presencia de una demanda residual positiva (H1 y H2). En este sentido, es necesario establecer como criterio de decisión que cuanto mayores sean las cuotas de mercado de las empresas y menor sea el exceso de capacidad de producción que existe en el sistema, más elevada será la posibilidad de incrementar los precios ofertados en el *pool* (López, 2003).

Asimismo, tal criterio de decisión se complementará con la consideración de que el incremento de costes variables incluido en las ofertas de precios de los generadores vendrá determinado por las características de las tecnologías de producción (H3 y H4). En este sentido, cuanto más posibilidad tenga una tecnología de convertirse en marginal, esto es, las plantas de fuel-gas e hidráulica modulable, mayor será el incremento del coste variable.

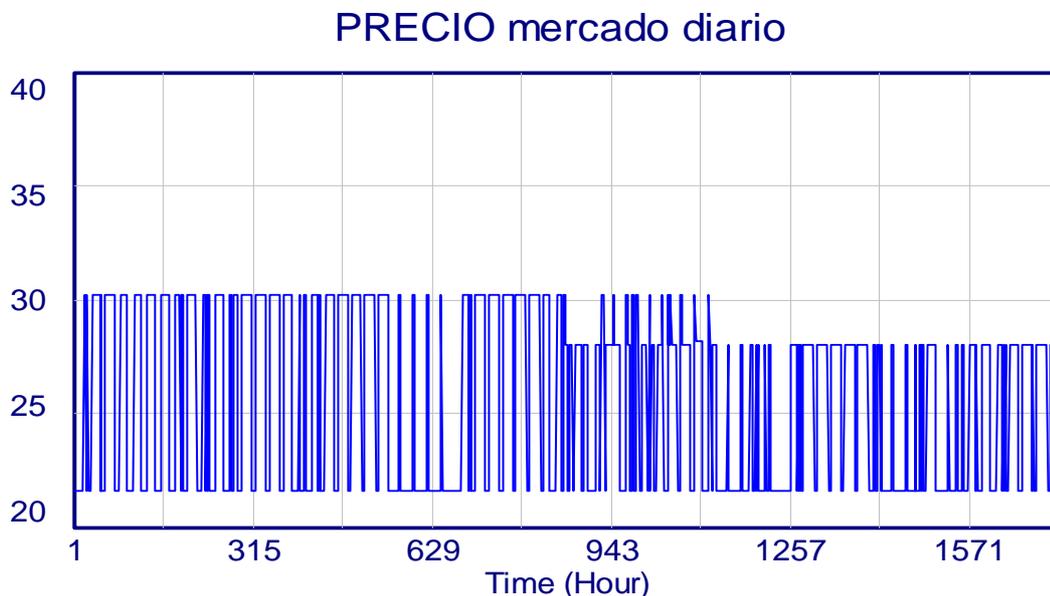
Este comportamiento estratégico será realizado junto con un análisis especial para los grupos generadores con tecnología hidráulica puesto que la misma no tiene costes variables con lo cuál el precio ofertado en el primer tramo vendrá dado por su valor de oportunidad (Fernández, 2004). En el caso de plantas hidráulicas fluyentes, el coste de oportunidad será cero puesto que no puede almacenar recursos hidráulicos, con lo cuál le interesará siempre producir y, para ello, ofertará a un precio muy bajo que asegure su funcionamiento en el *pool*.

---

28 No obstante, en el caso de las plantas nucleares y las plantas hidráulicas fluyentes establecemos que los incrementos de los costes variables son muy reducidos, no existiendo incentivos a realizar comportamientos estratégicos. Esta argumentación se debe a que los grupos generadores nucleares deben de funcionar a plena carga el mayor número posible de horas debido a los elevados costes que le supondría arrancar y apagar de forma continua la maquinaria así como el riesgo que conllevaría de averías. Similarmente, las plantas hidráulicas fluyentes tendrán que realizar las ofertas de sus tramos a un coste muy bajo puesto que no tienen capacidad de almacenamiento con lo cuál deben de producir la energía eléctrica en el momento en que disponen de la misma y ofertarla de forma inmediata a un precio que le asegure su entrada en el *pool*.

29 La medida que utilizamos del poder de mercado es, por tanto, el control que tiene una empresa eléctrica en el mercado mayorista de generación eléctrica. Dicho control se obtiene dividiendo la capacidad de generación total disponible de la empresa en cuestión respecto a la capacidad de generación disponible total del mercado menos la demanda (Grobbel, 1999). Si este ratio saliera inferior a uno, la empresa eléctrica que estamos analizando no podría controlar la sobreoferta en el momento considerado con lo cuál no tendería a incluir incrementos de costes variables significativos en su oferta de precios.

CUADRO 3. PRECIOS MARGINALES SIMULADOS DEL MERCADO DIARIO  
ELÉCTRICO ESPAÑOL



PRECIO mercado diario : rldos precios ofertados igual costes marginales

Sin embargo, en el caso de las plantas hidráulicas modulables, la decisión de producir un kilowatio-hora hidráulico está asociada a la disyuntiva de que su valor a futuro (energía que sustituirá) sea superior o inferior al precio del mercado del día<sup>30</sup>.

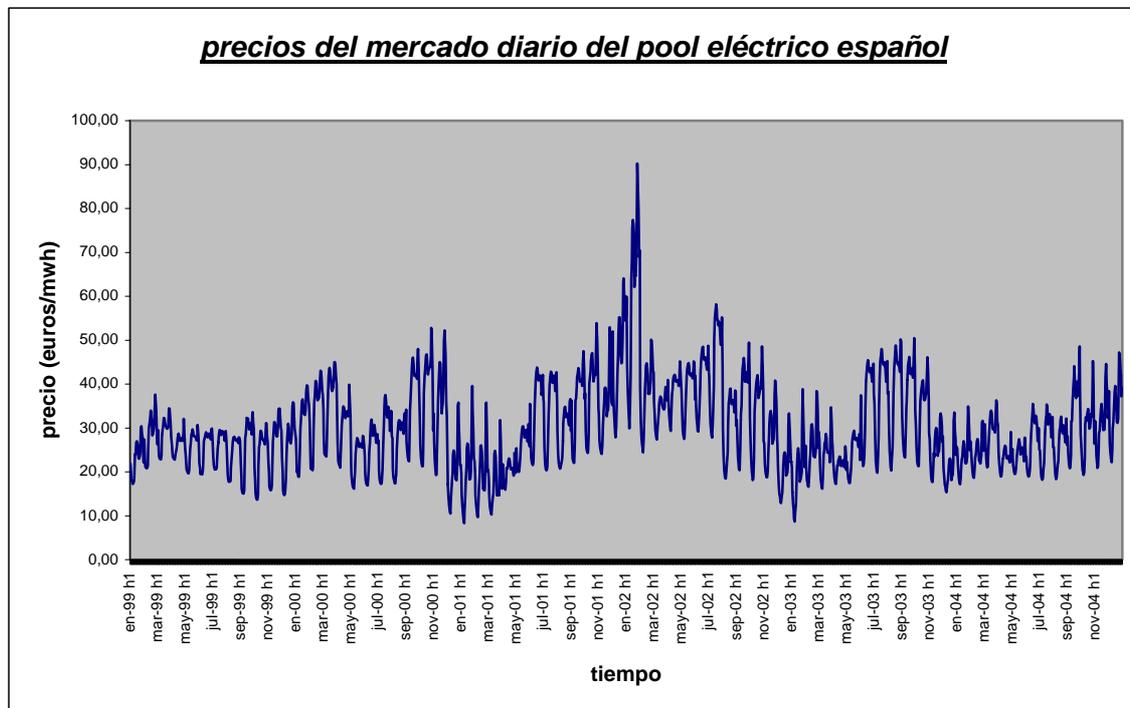
Los resultados de los nuevos criterios de decisión son recogidos en el cuadro 5. Así, se puede observar un patrón de comportamiento de los precios marginales bastante más similar al real que en el caso anterior. En este sentido, los precios del *pool* evolucionan entre 20 euros/Mwh, coste marginal de las plantas de carbón, y 50 euros/Mwh que se sitúa bastante por encima del coste marginal de cualquier tecnología marginal<sup>31</sup>.

---

30 Los grupos generadores con tecnología hidráulica modulable producirán cuando el precio esperado del *pool* sea superior al precio del mercado del día, coincidiendo el precio ofertado en el primer tramo con el precio del *pool* esperado. Los precios ofertados en los tramos dos y tres serán el precio del *pool* esperado del más un incremento sobre el mismo que dependerá del poder de mercado de la empresa generadora. Sin embargo, cuando el precio esperado del *pool* sea inferior al precio del mercado del día, las plantas generadoras hidráulicas modulables preferirán almacenar no realizando ofertas de venta en ese periodo.

<sup>31</sup> En este modelo no se recoge el precio *spike* de primavera del año 2001, con un importe de más de 90 euros/Mwh debido a que hemos establecido un nivel de averías promedio de las distintas tecnologías, no simulando, por tanto, un incremento superior que es lo que ocurre en este periodo junto con una baja hidraulicidad.

**CUADRO 4. EVOLUCIÓN REAL DE LOS PRECIOS DEL MERCADO DIARIO  
ELÉCTRICO ESPAÑOL**

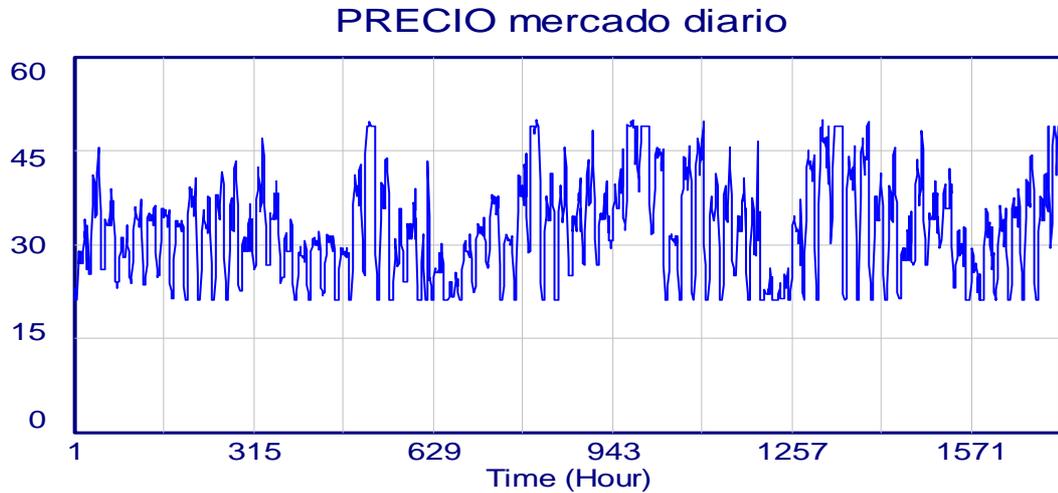


*Fuente: Elaboración propia a partir de los datos publicados por el Operador del Mercado del Sistema Eléctrico Español (OMEL).*

Por tanto, las hipótesis establecidas en el epígrafe anterior son validadas en este modelo de simulación. Así, las empresas generadoras que tienen poder de mercado<sup>32</sup> (ver cuadro 6), esto es, el caso de Endesa e Iberdrola, realizan ofertas de sus grupos generadores a un precio bastante superior al coste marginal (H1 y H2). Similarmente, las empresas que tienen más tecnologías con posibilidad de convertirse en marginal, las cuáles coinciden de nuevo con Endesa, para sus grupos generadores térmicos, e Iberdrola, para sus plantas hidráulicas modulables, ofertan un precio superior a sus costes marginales (H3 y H4).

<sup>32</sup> Endesa e Iberdrola son las únicas empresas que controlan en todo momento la sobreoferta del mercado puesto que su capacidad de generación siempre es necesaria para abastecer la demanda. El resto de las empresas generadoras presentan un ratio inferior a uno en nuestra medida de poder de mercado siendo Unión Fenosa la que presenta el importe más elevado entre las mismas y Viesgo la que presenta el importe más bajo.

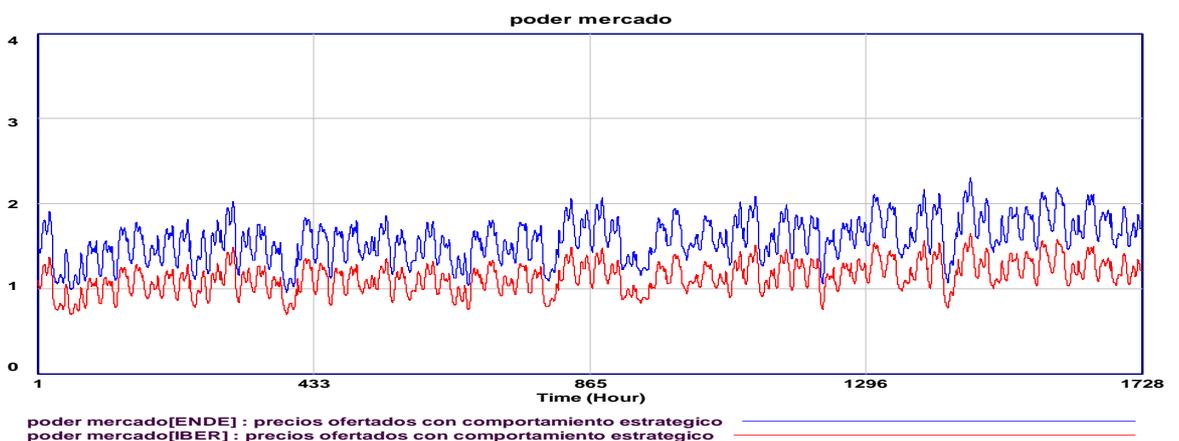
**CUADRO 5. PRECIOS MARGINALES SIMULADOS DEL MERCADO DIARIO  
ELÉCTRICO ESPAÑOL CON COMPORTAMIENTO ESTRATÉGICO**



PRECIO mercado diario : precios ofertados con comportamiento estratégico

Finalmente, los criterios de oferta establecidos para las plantas hidráulicas permiten ajustar los precios marginales de una forma mucho más adecuada. Este hecho se debe a la importancia que tienen las plantas hidráulicas modulables, las cuáles en varios periodos de tiempo se convierten en la tecnología marginal y, por tanto, son las encargadas de fijar el precio marginal, el cuál coincide con su coste de oportunidad. De ahí, su capacidad para fijar precios elevados en el caso que sus embalses tengan poco agua con el consiguiente ejercicio de poder de mercado (H5).

**CUADRO 6. EVOLUCIÓN DEL PODER DE MERCADO DE LAS EMPRESAS  
GENERADORAS CUYA CAPACIDAD DE GENERACIÓN ES INDISPENSABLE PARA  
ABASTECER LA DEMANDA**



## 5. Conclusiones.

La industria eléctrica se caracteriza por haber desarrollado importantes cambios, a nivel mundial, en la última década ante la búsqueda de una mayor eficiencia. Así, la consideración de la inexistencia de un monopolio natural en todas las actividades de la misma conlleva la búsqueda de la introducción de la competencia en aquellas actividades en que sea posible. En este sentido, es de destacar la actividad de generación puesto que la creación de mercados de generación mayoristas se sitúa como el elemento central en la nueva organización del sector.

El objetivo de los *pool* eléctricos, cuyo funcionamiento se basa principalmente en un mecanismo de subastas, es fijar un precio competitivo de la energía eléctrica, de tal forma que el mismo coincida con el coste marginal de la última tecnología necesaria para abastecer la demanda. No obstante, las empresas generadoras españolas, la igual que ha ocurrido en otros mercados mayoristas de generación eléctrica español, pueden desarrollar comportamientos estratégicos como consecuencia de la poca elasticidad de la demanda, la concentración de la oferta, el mecanismo de pago de los CTCs, la permanencia de barreras de entrada así como la presencia de una demanda residual positiva.

Por tanto, en este trabajo desarrollamos un modelo de simulación para los años 1999-2004, mediante la Dinámica de Sistemas, que permita probar distintas estrategias en las ofertas realizadas por los grupos generadores con el objetivo de determinar cuál es la que mejor se ajusta a los resultados reales del mercado diario.

Los criterios de decisión de precios y cantidades ofertadas han sido desarrollados mediante la realización de entrevistas a expertos del sector. En este sentido, se han establecido las siguientes agrupaciones:

- Análisis de los grupos generadores en función de la tecnología que utilizan en la producción de energía eléctrica debido a que presentan la misma estructura de costes.
- Las cantidades ofertadas se realizan en función de la capacidad de generación disponible en el momento de realizar la oferta.

- La oferta de precios está formada por los costes variables, esto es, por los costes marginales. Posteriormente, se añaden a tales ofertas incrementos sobre dichos costes que varían en función de la escasez de oferta del sector así como del control del exceso de oferta que tienen las empresas generadoras.
- Las plantas hidráulicas reciben un tratamiento especial puesto que el coste marginal de las mismas, concretamente el coste de aquéllas que tienen capacidad de embalse, es en función del coste de oportunidad de producir. Por tanto, este estudio es el único, junto con el de Fernández (2004), que realiza un análisis especial diferenciado para dicha tecnología con la consiguiente mejora sobre los resultados del modelo, puesto que la misma fija los precios marginales en diversos periodos.

Las principales conclusiones extraídas de los resultados de nuestro modelo de simulación se recogen a continuación:

- El mercado mayorista de generación eléctrica español no es un mercado competitivo puesto que los precios formados en el mismo son, en múltiples periodos de tiempo, superior a los costes de la tecnología marginal.
- Cuando una empresa eléctrica tiene poder de mercado, los grupos generadores de la misma realizan sus ofertas por encima de sus costes marginales. Nuestros resultados establecen que el poder de mercado es ejecutado por el duopolio Endesa-Iberdrola puesto que sus plantas de generación siempre son necesarias para abastecer la demanda.
- Las empresas eléctricas tienden a realizar sus ofertas mayores de precios en las plantas de generación con mayor posibilidad de convertirse en marginales, puesto que son las que tienen más posibilidad de fijar el precio en el *pool*. En el caso de Iberdrola se centrará principalmente en los GG hidráulica modulable y en el caso de Endesa para los GG térmicos.
- Los GG hidráulica modulable se sitúan con importante poder de mercado, cuando su capacidad embalsada es escasa, puesto que le permite fijar precios ofertados muy próximos a los precios marginales de origen térmico.

Por tanto, a pesar de que la creación de los *pool* eléctricos es establecida con el objetivo de incrementar la eficiencia económica, parece no haber tenido éxito en conseguir tal fin. Así, en el caso español se han obtenido unos precios medios del *pool* de 41 euros/Mwh, superior al importe de 36 euros/Mwh establecido por el Gobierno como precio de referencia (Ocaña, 2003). Esta situación ha sido desarrollada también en otros mercados mayoristas de generación eléctrica, tales como Reino Unido, California o el mercado PJM, lo cuál pone en evidencia el desarrollo de una adecuada generación eléctrica tras la liberalización (De Vries y Hakvoort, 2003; Joskow y Tirole, 2004).

### **Bibliografía.**

1. Bazán, C.E. (2004): “Análisis de la competencia en un Mercado mayorista de electricidad: el caso de España”, *Documento de Trabajo nº 2004-04 de la Universidad de la Laguna*.
2. Bushnell, J. y Saravia, C. (2002): “An empirical assessment of the competitiveness of the New England electricity market, Paper presentado en *CEPR/ESRC Workshop on the Political Economy of Regulation*, Londres.
3. Ciarreta, A., y Espinosa, P. (2003): “Market power in the Spanish wholesale electricity market”, *Working Paper –ad2003-22*, Instituto Valenciano de Investigaciones Económicas.
4. CNSE (2000): *El funcionamiento del mercado eléctrico en el año 1998*, Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.
5. De Vries, L.J. y Hakvoort, R.A. (2003a): “*The question of generation adequacy in liberalized electricity markets*”. Delft University of Technology.
6. Dyner, I. y Larsen, E. (2001): “From planning to strategy in the electricity industry”, *Energy Policy*, vol. 29, pp. 1145-1154.
7. Fernández, E. (2004): “Explotación de la generación eléctrica en el sistema ibérico”, trabajo presentado en el *Congreso Nacional de ACEDE*, septiembre, Murcia.
8. Fernández, M.A. (2001): “Guía de los problemas de competencia en el sector energético”, *Anuario de la Competencia del ICO*.

9. Grobbel, C. (1999): *Competition in electricity generation in Germany and neighbouring countries from a System Dynamics Perspective*. Germany, Peter Lang GmgH.
10. 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.
11. Joskow, P.L. y Tirole, J. (2004): "Reliability and competitive electricity markets", *Paper presented in the Conference Competition and Coordination in the Electricity Industry*, Toulouse.
12. Kühn, K.U. y Machado, M. (2003): *Market power and vertical integration in the Spanish market*, Universidad de Michigan, CEPR y Universidad Carlos III de Madrid, Mimeo.
13. Kühn, K.U. y Regibeau, P. (1998): *¿Ha llegado la competencia? Un análisis económico de la reforma de la regulación del sector eléctrico en España*", Informes del IAE. Instituto de Análisis Económico, CSIC Barcelona.
14. León, A. y Rubia, A. (2001): "Comportamiento del precio y volatilidad en el pool eléctrico español", trabajo presentado en *Jornadas de Economía Industrial*, Barcelona.
15. López, J. (2003): "El problema del déficit tarifario en el sector eléctrico español", *Boletín ICE Económico*, nº 2744.
16. Mansur, E. (2001): "Pricing behaviour in the initial summer of PJM wholesale electricity market", *Power Working Paper PWP-083*, University of California Energy Institute.
17. Ocaña, C. (2003): "Problemas pendientes en el sector eléctrico", *Colegio de Economistas de Madrid*, nº 96, marzo, pp. 103-108.
18. OMEL (2004): "Informes Anuales del Mercado de Producción de Energía Eléctrica", años 1999, 2000, 2001, 2002, 2003 y 2004.
19. Ortega, I. (1993): "Modelos de organización de la industria eléctrica", *Boletín Económico ICE* nº 723, Noviembre, pp. 51-62.

20. 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.
21. Rudkevich, A.; Duckworth, M. y Rosen, R. (1998): "Modeling electricity pricing in a deregulated generation industry: the potential for oligopoly pricing in a poco", *Energy Journal*, vol. 19, nº 3.
22. Sánchez, J.I. (2003): "Liberalización de los sistemas eléctricos y mercado interior: eficiencia y ¿algo más?", *Revista de Estudios Europeos*, nº 33, pp. 35-61.
23. Tribunal de Defensa de la Competencia (2000): *Expediente de concentración económica C60/00. Endesa/Iberdrola*. Madrid.
24. Wolak, F. y Patrick, R. (2001): "The impact of market rules and market structure on the price determination process in the England and Wales electricity market", *NBER Working Paper*, nº 8248, April.

#### LEGISLACIÓN

25. Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
26. Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1997, por la que se desarrollan algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
27. Orden Ministerial de 17 de diciembre de 1998, por la que se modifica la de 29 de diciembre de 1997, que desarrolla algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
28. Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
29. Resolución de 5 de abril de 2001, por la que se modifican las Reglas de funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica y prorroga la vigencia del contrato de adhesión a dichas reglas (modificación de las Reglas establecidas en la Resolución de 30 de junio de 1998).