

No. 09-04

2009

**EL PODER DE MERCADO BAJO EL NUEVO DISEÑO DEL *POOL*  
ELÉCTRICO ESPAÑOL.**

*John García*

*Albert Banal-Estanol*

*Francesc Trillas*

Documentos de trabajo

# **Economía y Finanzas**

Centro de Investigaciones Económicas y Financieras (CIEF)



**UNIVERSIDAD  
EAFIT®**  
Abierta al mundo

# El Poder de Mercado bajo el Nuevo Diseño del *Pool* Eléctrico Español<sup>1</sup>

John García<sup>2</sup>

Albert Banal-Estanol<sup>3</sup>

Francesc Trillas<sup>4</sup>

## Resumen

During 2006 and 2007, by means of the Royal Decree Law 3/2006, the Royal Decree 1634/2006 and the Order ITC/400/2007, several changes were introduced in the running of the wholesale electricity market in Spain. One of the objectives of these measures was to diminish the market power in the industry. This chapter intends to measure this market power by the difference between observed wholesale market prices and estimates of competitive benchmark price. This methodology has been used previously in the United Kingdom and California (Sweeting (2007) and Boresntein et al. (2002)), but has not been used so far in the electricity generation industry in Spain. The market power is reduced in the second quarter of 2006, but it increased again in the third quarter of 2007 and reached levels similar to the ones at the beginning of 2004 (0.43).

**JEL Classification:** L11, L94, D49

**Keywords:** market power, wholesale electricity market in Spain, observed wholesale market prices, competitive benchmark prices.

---

<sup>1</sup> Este paper fue presentado en el seminario organizado por el grupo de Investigación en Gobiernos y Mercados de la Universitat de Barcelona en diciembre de 2009. El paper fue realizado durante la estancia de John García como visiting PhD student en City University London entre el 2008 y 2009, quien agradece al personal administrativo y de Department of Economics de City su ayuda. También agradezco la ayuda y comentarios de Giulio Federico, Gustavo López, Jair Vélez y Luis Gutiérrez, y a la Universidad EAFIT su financiación.

<sup>2</sup> Profesor Universidad EAFIT, Colombia. E-mail: jgarcia@eafit.edu.co

<sup>3</sup> Professor City University London, England. E-mail: A.Banal-Estanol@city.ac.uk

<sup>4</sup> Profesor Universitat Autònoma de Barcelona, España. E-mail: francesc.trillas@uab.es

## 1. Introducción

En 2006 y 2007 se introdujeron varios cambios en el *pool* eléctrico español. Unos por la necesidad de conformarse con la legislación a nivel europeo. Otros por el resultado del incremento de la presión reguladora por falencias en el diseño del mercado, particularmente la emergencia de un significativo déficit tarifario eléctrico en 2005 y 2006 o con el fin de mitigar el poder de mercado. Este paper que analiza el poder de mercado para el mercado diario de generación eléctrica en España se concentra en las medidas relacionadas con la reducción del poder de mercado. A partir del RDL 3/2006 los agentes del sector eléctrico del mismo grupo empresarial, sólo podían participar en la casación neta del grupo (compradora o vendedora) de las ofertas presentadas al mercado diario e intradiario. Además, el RD 1634/2006 introduce las subastas VPP (Virtual Power Plant – ventas virtuales de energía) para Endesa e Iberdrola y la Orden ITC/400/2007, regula los contratos virtuales que firmen las empresas distribuidoras, por medio de las subastas CESUR (Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso). El objetivo de este paper es evaluar si tales medidas efectivamente mitigaron el poder de mercado en esta industria, utilizando la metodología de *markup* de beneficios, que no ha sido utilizada en el *pool* eléctrico español y permite utilizar datos sobre los costes observables. Este enfoque ha sido empleado en los mercados *spot* eléctricos en el Reino Unido y California (Sweeting (2007) y Borenstein et al. (2002)).

En los primeros años de la reforma del sector eléctrico en España, una de las principales características era el alto grado de concentración del mercado. Las dos empresas más grandes, Endesa e Iberdrola, controlaban conjuntamente el 80% de la producción total de la industria. Sin embargo, el asunto de los precios *spot* no fue de gran preocupación para los encargados de la regulación<sup>5</sup>, debido al mecanismo asumido para la recuperación de los CTC<sup>6</sup> (Costes de Transición a la Competencia), lo que llevó a un nivel de precios bajo en los primeros años (Kühn y Machado (2006), Fabra y Toro (2005) y Pérez-Arriaga et al. (2005)). Este mecanismo fue suprimido en 2006, mediante el RDL 7/2006, debido a su pérdida de credibilidad. Algunos aspectos que influyeron en

---

<sup>5</sup> Como sí lo fue en el caso del Reino Unido y California, ver Green y Newbery (1992) y Borenstein y Bushnell (1999), respectivamente. Y de cuyas experiencias, en gran parte, se retroalimentó el diseño del mercado *spot* español.

<sup>6</sup> Si el precio medio actual de venta de la energía eléctrica de alguna de las empresas a las que se reconoció CTC excedía el valor previsto de 36 €/MWh, el correspondiente exceso de ingresos sería deducido del valor actual de CTC pendientes de recuperación. Ver la memoria justificativa del Proyecto de la Ley 54/1997, del sector eléctrico.

la pérdida de credibilidad de este mecanismo, haciendo en parte, que el precio marginal del sistema (PMS) tuviera incrementos como el presentado entre el 2004 y 2005, que prácticamente se duplicó fueron: 1) En 2005, por medio del RDL 5/2005, se había aplazado la liquidación definitiva de los CTC correspondientes al año 2004, hasta el año 2006. 2) Empresas como Iberdrola durante los primeros años de la implementación de los CTC recuperó gran parte de su asignación inicial de éstos y por tanto el precio de 36 €/MWh perdió vigencia para la recuperación de sus CTC. 3) Entraron nuevos generadores al mercado sin derecho a los CTC. 4) La normatividad para el *pool* español no estableció montos específicos para la recuperación de los CTC por año (Pérez-Arriaga et al. (2005) y Federico et al. (2008)).

La principal conclusión en este paper, es que si bien el poder de mercado en esta industria, medido por medio del índice de *markup* de beneficios disminuye con la implementación del RDL 3/2006 y las VPP a partir del segundo trimestre de 2006; en el último trimestre de 2007 vuelve a incrementarse. Este índice fue de 0.61 en el primer trimestre de 2006, donde presenta su máximo nivel. A mediados del 2007 presenta su nivel más bajo para el período de análisis, comprendido entre el 2004 y 2007 (0.27). Sin embargo, éste vuelve a incrementarse durante el segundo semestre de 2007, ubicándose de nuevo en niveles muy similares a los de principios del año 2004, por encima de 0.40; a pesar de la implementación de las subastas VPP y CESUR. Estos resultados son similares a los encontrados para el mismo mercado, por Federico et al. (2008) a través del Índice *Herfindahl-Hirschman* (HHI) y el índice de suministradores pivote (ISP) y a los de Frutos y Fabra (2008) por medio del enfoque *multi-unit auction*, quienes encuentran problemas en la implementación del nuevo diseño del funcionamiento del *pool* eléctrico español, respecto al reducido volumen contratado y el corto plazo de duración de los contratos.

Los resultados también son consistentes con los estudios realizados por la CNE (2005, 2007 y 2008) quien encuentra para el período 2004-2006 altos niveles de concentración para el régimen ordinario. Aún empresas como Endesa e Iberdrola siguen siendo pivotes durante el 8.4% y el 13.5% de horas, respectivamente, entre el tercer trimestre de 2007 y el segundo trimestre de 2008. Así mismo, Pérez-Arriaga et al. (2005, p. 51) determina “*la existencia de un nivel inaceptable de poder de mercado en el sistema eléctrico español*”. Para estos autores, al igual que para Kühn y Machado (2006), es claro que

hasta mediados de 2004 el funcionamiento de la transición a la competencia respecto al precio era razonablemente correcto, momento en que se produce un fuerte aumento de éste y sobre el cual los análisis de la CNE perciben posibles abusos de posición de dominio<sup>7</sup>.

El paper se estructura de la siguiente forma. Después de la introducción, la sección 2, hace alusión a la hipótesis y metodología utilizadas para la medición del poder de mercado y para la estimación de los costes marginales. La sección 3 se concentra en la medición y análisis de los resultados del poder de mercado por medio del índice de *markup* de beneficios. La sección 4 muestra los resultados de la CNE sobre el Índice de Suministradores Pivote y el *Herfindahl-Hirschman Index*, que corroboran los resultados obtenidos por medio del indicador de *markup* de beneficios. Finalmente presenta unas conclusiones.

## **2. Hipótesis y metodología**

### **2.1. Hipótesis**

Hipótesis: Las empresas establecidas en el *pool* eléctrico español siguen ejerciendo poder de mercado, a pesar de las medidas asumidas en 2006 y 2007 por los encargados de la regulación.

En 2006 y 2007 se implementaron medidas para mejorar el funcionamiento del mercado eléctrico. Algunas por la necesidad de conformarse con la legislación a nivel europeo o por un deseo de corregir el diseño del mercado. Otras por el resultado de la presión reguladora presentado por falencias en el diseño actual, particularmente la emergencia de un significativo déficit tarifario eléctrico en 2005 y 2006 o con el fin de mitigar el poder de mercado.

El RDL 3/2006 modificó el mecanismo de remuneración y pago de las ofertas casadas de energía en el mercado diario e intradiario, presentadas por sujetos del mismo grupo empresarial. Sólo afectó las ofertas de *generación* de las unidades del régimen ordinario

---

<sup>7</sup> Ver CNE (2005b). O estudios más recientes como los del TDC (Tribunal de Defensa de la Competencia) (CNC – Comisión Nacional de la Competencia, actualmente). Ver Federico et al. (2008) pg. 67-68. Y Fabra (2008).



y las *compras de las empresas distribuidoras integradas verticalmente*. El Operador del Mercado asimilaba a contratos bilaterales físicos la energía casada que fuera producida y adquirida por sujetos del mismo grupo empresarial, de modo que sólo se transaba en el mercado diario e intradiario la diferencia entre la totalidad de las ofertas casadas y las asimiladas a contrato bilateral físico. Es decir que los agentes del sector eléctrico del mismo grupo empresarial sólo podían participar en la *casación neta* del grupo (compradora o vendedora) de las energías presentadas en el mercado diario e intradiario<sup>8</sup>.

En algunos mercados con el objetivo de disminuir el poder de mercado de las empresas generadoras dominantes, como el de Alberta en Canadá, los Países Bajos, Portugal y España, se ha optado por subastar el derecho a utilizar las centrales de generación pertenecientes a empresas con capacidad para ejercer poder de mercado<sup>9</sup>. Con esta medida se espera reducir la oferta residual del mercado por parte de la o las empresas dominantes en la industria, obligándolas a vender por medio de una subasta pública y por un período limitado de tiempo la gestión comercial de una parte de su producción. En ningún caso la empresa vendedora cede la propiedad de las instalaciones de producción, sino únicamente la comercialización de parte de la energía que producen<sup>10</sup>.

El RDL 3/2006 en el *pool* español fue una medida transitoria en los últimos nueve meses de 2006 y el primer semestre de 2007, mientras se implementaba el nuevo mecanismo de contratación; así que el Real Decreto 1634/2006 introdujo las subastas VPP para Endesa e Iberdrola a partir de junio de 2007. Estas subastas se conocen en España como Emisiones Primarias de Energía (EPEs). Es una subasta de reloj de precio ascendente con múltiples rondas, donde el precio se va incrementando en cada ronda con el objeto de reducir los excesos de demanda, si los hay, hasta que la oferta sea igual o menor a la demanda. Los volúmenes subastados en las primeras cinco sesiones realizadas en 2007 y 2008 en España estuvieron en un rango entre 850 MW y 2770 MW, que no superaba más de 600 MW por empresa, y que representó menos del 5% y

---

<sup>8</sup> Ver Fabra (2008). El precio pagado para la energía asimilada a contratos bilaterales físicos se fijó en 42.36 €/MWh. Por medio del RD 871/2007, de 29 de junio, se fija un precio definitivo para las adquisiciones de energía realizada por parte de las empresas distribuidoras de 49.23 €/MWh.

<sup>9</sup> Las VPP también se han utilizado en investigaciones anticompetitivas como el de ENEL en Italia. Ver Creti y Manca (2005). Para el mercado español la Ley 54 de 1997 establece que una empresa es dominante si su cuota de mercado supera el 10%.

<sup>10</sup> Ver Pérez-Arriaga et al. (2005).

6% de la capacidad instalada para Endesa e Iberdrola, respectivamente. Su tiempo de duración fue de seis meses y un año (Federico et al. (2008) y Martín (2008))<sup>11</sup>.

También los contratos virtuales han sido recomendados e implementados en varios mercados con el fin de disminuir el poder de mercado (Wolak (2001) en California, Newbery (2002) en Inglaterra y Gales y Arellano (2003) en Chile). Particularmente Newbery (2002), citado por Pérez-Arriaga et al. (2005, p. 187) establece que “*el fomento de la contratación a plazo constituye una vía relevante para reducir el poder de mercado*”. “*Los generadores con un poder de mercado significativo (...) deberían ser requeridos a ofrecer contratos (...) a precios vinculados con el coste marginal de largo plazo*”. La filosofía de un contrato a plazo de energía para mitigar el poder de mercado, es que el precio del contrato sea fijado por fuera de las leyes del mercado por un período de tiempo lo suficientemente extenso y no dependa de las cantidades transadas en el mercado y así la empresa no tenga incentivos para manipular el precio vía cantidades.

El contrato virtual se define como un contrato financiero por diferencias entre un agente generador y un agente comprador. En el contrato el regulador establece el perfil de la energía, el precio y el período de tiempo. Para España por medio de la Orden ITC/400/2007, se regulan los contratos virtuales que firmen las empresas distribuidoras a partir de las subastas CESUR. El subastador (el regulador) fija un precio que es descendente y los productores declaran cuantos MW están dispuestos a vender a cada precio. Cuando la oferta excede la demanda a un precio dado, éste es reducido por el subastador en pequeñas fracciones hasta donde la oferta y la demanda alcancen su equilibrio. Entre junio de 2007 y el mismo mes de 2008 se realizaron 5 subastas CESUR con periodicidades trimestrales y semestrales. Los volúmenes transados estuvieron entre un rango de 900 MW (en la quinta subasta) y 6500 MW (en las tres primeras subastas). Los precios para el producto con periodicidad trimestral para las

---

<sup>11</sup> A partir de la quinta subasta las VPP se regularon por medio del RD 324/2008. En el último trimestre de 2008 se modificó el diseño de las subastas VPP, reduciendo el número de subastas a realizar cada año (se suprime el producto trimestral) e introduce la posibilidad de que el ejercicio de la opción pueda ser implementado con base a la diferencia entre el precio *spot* y el precio *strike* en cada hora del período de entrega.

cinco subastas fueron de 46.27 €/MWh, 38.45 €/MWh, 64.65 €/MWh, 63.36 €/MWh y 65.15 €/MWh, respectivamente (Martín (2008))<sup>12</sup>.

Si bien varios estudios se han realizado para determinar el poder de mercado en el *pool* eléctrico español, ninguno de éstos explora si dichos cambios realmente cumplieron con este objetivo. Es importante resaltar el trabajo realizado por Pérez-Arriaga et al. (2005), llamado el Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España, contratado por el Gobierno Nacional, con el fin de detectar los posibles problemas en el funcionamiento del mercado mayorista e implementar las medidas correctivas. Algunos de estos trabajos han utilizado indicadores básicos como el Índice *Herfindahl-Hirschman* (HHI) o el índice de suministradores pivote (ISP) (Federico et al. (2008), CNE (2005, 2007 y 2008) y TDC (2005)). Otros han adoptado el enfoque utilizado por von der Fehr y Harbord (1993) sobre *multi-unit auction* (de Frutos y Fabra (2008) y García-Díaz y Marín (2003)). También el modelo de Cournot se ha empleado para tal fin (Pérez-Arriaga et al. (2005), Fabra y Toro (2005) y Ocaña y Romero (1998)).

Federico et al. (2008) encuentran para el régimen ordinario en España, por medio del HHI, que se trata de un mercado altamente concentrado para el período comprendido entre el 2004 - 2007; el HHI está por encima de 2300. Estos resultados son confirmados considerando cualquiera de los dos umbrales definidos para tal situación, el de la Comisión Europea (2000) o el de La Comisión Federal de la Energía de los Estados Unidos (1800). También por medio del *Residual Supply Index* (RSI) encuentran que las dos empresas más grandes, Iberdrola y Endesa en 2006 fueron pivotes. La primera cerca del 10% y Endesa el 6.5%. Además muestran que a pesar de que los niveles de pivotalidad en el 2007 disminuyeron considerablemente frente al 2006 para ambas empresas, aún las dos empresas conjuntamente siguen siendo pivotes para una gran parte de horas durante este año. También la CNE (2005 y 2008) (Comisión Nacional de Energía) y el TDC (2005) (Tribunal de Defensa de la Competencia; en la actualidad, Comisión Nacional de la Competencia, CNC) utilizaron estos dos indicadores<sup>13</sup>,

---

<sup>12</sup> Estas nuevas formas de contratación hicieron que el 31.5% de la demanda de energía eléctrica en el mercado diario en septiembre de 2008, se realizaran por medio del mercado organizado *spot*, y el resto (68.5) fuera del mercado (la suma de contratos bilaterales, OMIT y CESUR)<sup>12</sup>.

<sup>13</sup> Utilizados por Bushnell et al. (1999) y Sheffrin (2001, 2002) para el mercado *spot* en Wisconsin y en California, respectivamente.



encontrando para el período 2004-2006 altos niveles de concentración para el régimen ordinario. Cuando la CNE considera una definición de mercado más amplia, incluyendo las importaciones y el régimen especial, los resultados son similares a los de Federico et al. (2008) que define el mercado como altamente concentrado.

de Frutos y Fabra (2008), establecen que la efectividad en la implementación de diferentes formas contractuales como los contratos *forward* en la mitigación del poder del mercado, no solamente depende del volumen del contrato sino también, de la distribución de éstos entre las empresas. Para el caso español, al analizar para el volumen asignado de VPP en 2007, encuentran alto poder de mercado. García-Díaz y Marín (2003) encuentran que dicho poder aumentó significativamente cuando Endesa asumió en 1996 el control de FECSA y Sevillana, transformando la industria de una estructura de seis empresas a cuatro<sup>14</sup>, sugiriendo que las asimetrías en tamaños y costes de las empresas generadoras desempeñan un papel crucial en la determinación de los precios, ya que estas asimetrías llevan a márgenes más altos de beneficios por parte de las empresas grandes; mientras que las pequeñas son tomadoras de precios<sup>15</sup>.

Pérez-Arriaga et al. (2005, p. 51) determina “*la existencia de un nivel inaceptable de poder de mercado en el sistema eléctrico español*”. Para estos autores, al igual que Kühn y Machado (2006), es claro que hasta mediados de 2004 el funcionamiento de la transición a la competencia respecto al precio era razonablemente correcto, momento en que se produce un fuerte aumento de éste y sobre el cual los análisis de la CNE perciben posibles abusos de posición de dominio<sup>16</sup>. Por su parte, Fabra y Toro (2005) muestran que el desempeño del *pool* eléctrico español durante el primer año de funcionamiento, 1998, no es consistente con las predicciones de los modelos de comportamiento individual de maximización de beneficios. Establecen que los productores en este mercado pudieron haber llegado a una cierta clase de acuerdo de colusión tácita que distorsionó los resultados del mercado. Kühn y Machado (2006), utilizan el modelo de función de oferta para analizar el poder de mercado en precios y eficiencia productiva

---

<sup>14</sup> Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa e Hidrocantábrico.

<sup>15</sup> Además, al comparar los resultados obtenidos por medio del enfoque de subasta con el del modelo de Cournot, encuentran que con el último se obtienen precios más altos frente al primer enfoque. Lo que coincide con los resultados encontrados por Green y Newbery (1992) quienes sugieren que el modelo de Cournot sobreestima el poder de mercado en mercados mayoristas eléctricos.

<sup>16</sup> Ver CNE (2005b). También estudios más recientes, como los del TDC (CNC) detectan este abuso. Ver Federico et al. (2008) pg. 67-68.

para el mismo *pool* en el 2001. Sus resultados sugieren que el poder de mercado presentó poco impacto en los precios del mercado *spot* español, pero que las empresas pudieron haber presentado ineficiencias productivas.

La hipótesis que se contrasta en las secciones siguientes es que las empresas más grandes del *pool* eléctrico español siguen ejerciendo poder de mercado a pesar de su nuevo diseño.

## **2.2. Metodología para el cálculo del poder de mercado**

En esta investigación se utiliza el enfoque sobre *markup* de beneficios, usado por Sweeting (2007) para valorar el cambio en el coste de la adquisición de electricidad en el *pool* eléctrico en Inglaterra y Gales, que permite utilizar los costes observados directamente y que no ha sido empleado para tal fin en el mercado eléctrico español. También se toman a efectos comparativos los resultados de la CNE (2005 y 2008) de los índices *Herfindahl-Hirschman* (HHI) y de Suministradores Pivote (ISP) y, los resultados encontrados por Federico et al. (2008) sobre el *Residual Supply Index* (RSI), que confirman la principal conclusión a la que se llega por medio del primer indicador.

### **2.2.1. Markup de beneficios**

No son pocos los estudios que se han realizado para medir el poder de mercado en los mercados *spot* de electricidad, ver Tuomey et al. (2006). La diferencia entre los precios observados en *pools* eléctricos y los precios competitivos, equivalente a los costes marginales estimados, ha sido empleada como un indicador directo del poder de mercado. Este enfoque se conoce con el nombre de *markup* de beneficios utilizado por Borenstein et al. (2002) y Sweeting (2007), para el mercado eléctrico en California y en Inglaterra y Gales, respectivamente. Sweeting (2007) mide el poder de mercado como el aumento proporcional de la compra de electricidad, debido a que los precios observados son superiores comparativamente con los precios obtenidos bajo una estructura competitiva, en un período determinado como se muestra en la ecuación (1).

$$PM(l) = \frac{\sum_{t \in l} \Delta CT_t}{\sum_{t \in l} CT_t} = \frac{\sum_{t \in l} (PMS_t - \bar{P}_t) Q_t}{\sum_{t \in l} PMS_t Q_t} \quad (1)$$

Donde  $PM$ , es el índice de poder de mercado y  $l$  hace alusión a un *set* de períodos de cada hora, frecuencia con que se oferta en el mercado mayorista español.  $CT_t$ , es el coste de la compra de energía al por mayor para cada período de una hora,  $t$ .  $PMS_t$  es el precio marginal del sistema,  $\bar{P}_t$  es el precio *benchmark* competitivo (costes marginales) y  $Q_t$  es el pronóstico de la demanda. Para el *pool* español, corresponde a la demanda de electricidad en el mercado diario peninsular.

Bajo esta definición el poder de mercado es medido por la diferencia de los precios de mercado observados y las estimaciones de precios *benchmark* competitivos (costes marginales), o *markup* de beneficios. El nivel de concentración en el mercado será admisible si la diferencia entre los precios observados y los precios *benchmark* competitivos, es a luz del regulador lo suficientemente pequeña.

### 2.2.2. Índice de Suministradores Pivote (ISP)

Uno de los primeros indicadores para medir pivotalidad fue utilizado por Bushnell et al. (1999) para estimar el poder de mercado en Wisconsin/Upper Michigan. Estos autores utilizan el *Pivotal Supplier Index* (PSI), como un indicador binario, que toma el valor de uno cuando el generador no es “pivote”<sup>17</sup> en una hora determinada y cero cuando es “pivote”. La principal crítica a este índice medido de este modo, es que mide el poder de mercado sólo en las horas punta, y por tanto subestima el poder que puede presentarse en otras horas. Otras dos medidas utilizadas como índice de suministradores pivotes son el *Residual Supply Index* (RSI), desarrollado por Sheffrin (2001 y 2002) y utilizado por Federico et al. (2008) y la CNE (2008) y el índice de suministradores pivote, utilizado por la CNE (2005) y Federico et al. (2008). El primero, es conceptualmente similar al PSI, pero tiene dos ventajas, ya que se define continuamente y refleja el poder de mercado potencial en todas las horas. El RSI para un generador  $i$  está definido como:

<sup>17</sup> Un generador es pivote cuando su oferta o parte de esta es necesaria para satisfacer el nivel de demanda en la industria.

$RSI_i = (\text{Potencia total disponible} - \text{Potencia relevante de la empresa } i) / \text{la demanda de energía total}$  (es decir, el cociente entre la oferta residual de una empresa y la demanda total)

Un valor de RSI mayor a 100% en una hora específica, significa que el generador *i* tiene poca capacidad para afectar el precio. Los otros generadores tendrían potencia suficiente para abastecer la demanda. Por el contrario, un valor de RSI, por debajo del 100% refleja la existencia de cierto potencial para ejercer el poder de mercado, debido a que la potencia del generador *i* es necesaria para abastecer la demanda. Para aplicar este *test* sobre la no existencia de un potencial de poder de mercado excesivo Sheffrin propone que el RSI debe ser superior al 110% durante el 95% de horas en un año.

La CNE (2005) utiliza como indicador de pivotalidad la demanda residual para el agente *i* de la siguiente manera<sup>18</sup>.

Demanda residual para el agente *i* = Demanda total - Potencia relevante de todas las empresas n-i

La potencia relevante puede estar dada por la potencia disponible o por la potencia retirable. El índice se calcula como el porcentaje de horas/días en los cuales el agente *i* tiene demanda residual positiva. Si en una hora la demanda residual es positiva, la potencia del agente *i* en esa hora es crítica (necesaria para satisfacer la demanda), es decir el agente es “pivote” para cubrir la demanda<sup>19</sup>. Esto implicaría la posibilidad potencial para ejercer poder de mercado<sup>20</sup>.

---

<sup>18</sup> Basado en el estudio realizado por la CNE relativo al informe de la Comisión sobre el proyecto de concentración consistente en la adquisición del control de Endesa S.A. por parte de Gas Natural SDG, S.A. y la OPA de Gas Natural sobre Unión Fenosa.

<sup>19</sup> Ver CNE (2005), pg. 223 y TDC (2005), pg. 146, C94/05 GAS NATURAL ENDESA.

<sup>20</sup> También la Comisión Europea ha reconocido la importancia de dicho índice, utilizándolo en bastantes casos como punto de apoyo para tomar la decisión sobre posible poder de mercado, tales como: EDF / AEM / Edison – caso COMP / M.3729, EDF / AEN / Edison, decisión de la Comisión Europea de fecha 12 de agosto de 2005, párrafos 50 y 75-80. EnBW / EDP / Cajastur / Hidrocantábrico – caso M.2684, EnBW / EDP / Cajastur / Hidrocantábrico, decisión de la Comisión de fecha 19 de marzo de 2002. Párrafo 31. Grupo Villa Mir / EnBW / Hidroeléctrica del Cantábrico – caso COMP / M.2434, Grupo Villa Mir / EnBW / Hidroeléctrica del Cantábrico, decisión de la Comisión de fecha 26 de septiembre de 2000. Párrafos 38- 39.

### 2.2.3. Herfindahl-Hirschman Index (HHI)

Este índice se define como la suma de los cuadrados de la participación en el mercado de la empresa  $i$  en la industria<sup>21</sup>. Cuanto mayor sea la participación de una empresa en el mercado, mayor será su interés para que los precios que remuneran el total de su producción sean elevados. Su cálculo se hace como lo muestra la ecuación (2).

$$HHI = S_1^2 + S_2^2 + \dots + S_N^2 = \sum_{i=1}^N S_i^2 \quad (2)$$

El índice toma en cuenta el número de las empresas y las desigualdades en la participación en un mercado determinado. El valor del HHI va de 0, donde la industria actuaría bajo un esquema de competencia perfecta, a 10000, donde sucede el caso opuesto, es decir una estructura de monopolio puro. Este índice ha sido una de las medidas tradicionales en que se apoyan las instituciones de defensa de la competencia para determinar el grado de competencia en una industria o mercado como una primera aproximación a la capacidad efectiva y a los incentivos económicos de un agente para ejercer poder de mercado. La Comisión Europea, a través de “*Directrices sobre la evaluación de las concentraciones horizontales con arreglo al Reglamento del Consejo sobre el control de las concentraciones entre empresas (2004/C 31/03)*” estipula los criterios para la utilización de este índice. Es improbable que la Comisión detecte problemas de competencia horizontal en un mercado que después de la concentración tenga un HHI inferior a 1000. Tampoco encuentra problemas de competencia horizontal en una concentración que de lugar a un HHI entre 1000 y 2000 y una variación entre el HHI antes y después de la fusión inferior a 250, o en una concentración que arroje un HHI superior a 2000 y una variación inferior a 150<sup>22</sup>.

La Comisión Federal de la Energía de los Estados Unidos define mercados con un HHI superior a 1800 como altamente concentrados. Considera que “*si el HHI tras la fusión supera 1800 y... la variación en el HHI excede de 100, se presume que la fusión tiene*

---

<sup>21</sup> Es un indicador significativo del poder de mercado potencial en la medida en que el comportamiento estratégico de las empresas es asimilable a una competencia en cantidades a la Cournot. Cómo lo establece Tirole (1998) el HHI dividido entre la elasticidad de la demanda es igual al índice de Lerner en el equilibrio de Cournot, es decir, el índice que mide la diferencia entre el precio de mercado y el coste marginal. pg. 221-223.

<sup>22</sup> Ver Diario Oficial de la Unión Europea, 5.2.2004. pg. 7.

*probabilidades de crear o reforzar el poder de mercado y si la variación en el HHI es superior a 50 el impacto sobre la competencia se considera preocupante*”<sup>23</sup>. Por el contrario, si el HHI es inferior a 1000, considera que la operación no tiene efectos negativos sobre la competencia y en este caso la variación del HHI no es relevante. Y si  $1000 < \text{HHI} < 1800$  después de la operación y la variación del HHI es mayor a 100, el impacto sobre la competencia se considera preocupante. Por su parte, Green y Newbery (1992, p. 95) argumentaron que la mayoría de las ineficiencias en el *pool* de Inglaterra y Gales pudieran haberse evitado si el sector se hubiera dividido “*en cinco generadores térmicos del mismo tamaño en lugar de dos de distinto tamaño*”. Esto implicaba que el mercado hubiese tenido un HHI de 2000.

Una de las principales limitaciones de este indicador es que examina sólo el lado de la oferta en el mercado y asume una demanda perfectamente elástica al precio. Por tanto tiende a subestimar el poder de mercado potencial en industrias donde la elasticidad de la demanda es reducida como es el caso del mercado de la energía eléctrica. Por otra parte, la causalidad entre tamaño y ejercicio de poder de mercado sólo existe si se supone que las empresas tienen un comportamiento estratégico a la Cournot<sup>24</sup>, es decir si las empresas compiten en cantidades de producto homogéneo. Bajo estas premisas se demuestra que el margen obtenido por cada empresa en equilibrio es una función directa de su cuota de mercado. Sin embargo, cuando las empresas compiten en precios ésto no es cierto, ya que el modelo de Bertrand predice que, si existen por lo menos dos empresas con funciones de costes simétricas el resultado de equilibrio es equivalente al de competencia perfecta con un precio de mercado igual al coste marginal.

### **2.3. Metodología para el cálculo de los costes marginales**

Los costes marginales de operación están determinados por los costes variables de los combustibles y los costes variables de operación y mantenimiento (O&M) incluidos los costes de las emisiones de CO<sub>2</sub>. Los primeros, están definidos como “*los costes variables de cada grupo generador i asociados a los consumos de combustibles*

---

<sup>23</sup> Ver Inquiry Concerning the Commission’s Merger Policy Under the Federal Power Act, Order No. 592: Policy Statement, 77 FERC 61.623, Nota 33.

<sup>24</sup> Ver Shapiro (1989)



*derivados del funcionamiento del grupo*”<sup>25</sup>. Esta información sobre costes variables se obtiene a partir de valores observados para las empresas del sector, por medio de los informes anuales y las presentaciones sobre los resultados anuales y parciales para cada empresa y algunas estimaciones realizadas por Endesa<sup>26</sup>. Se incluyen todas las clases de tecnologías utilizadas para la generación de electricidad en España, excepto las renovables; es decir, nuclear, hidráulica, *Combined Cycle Gas Turbine* (CCGT), carbón (nacional e importado) y fuel/oil. Las plantas nucleares son las que tienen el menor coste variable del combustible de generación. Por ejemplo, según información de Endesa el coste variable medio de generación por medio de esta tecnología fue de 3.5 €/MWh para los años 2004 y 2005 y de 5.6 €/MWh para el 2006. Valores muy similares a los costes incurridos por Iberdrola que para el año 2004, en promedio fue de 3.2 €/MWh y en el tercer trimestre de 2005, fue en promedio de 3.5 €/MWh. Estos valores contrastan con el valor promedio del coste variable del combustible de generación por medio de la tecnología fuel/oil que representa el mayor coste. Por ejemplo, para Endesa en el 2005, en promedio fue de 53.8 €/MWh y para Iberdrola de 55.4 €/MWh. Las unidades de producción que utilizan la tecnología térmica convencional (fundamentalmente las que utilizan carbón) determinan el precio marginal del sistema en las horas valle. Las tecnologías de CCGT e hidráulica por bombeo lo determinan en las horas punta<sup>27</sup>.

Para considerar el efecto de los contratos de suministro entre REE y EDF, que suministraron electricidad para las interconexiones, y que finalizaron a mediados del 2006, y el efecto de los agentes externos sobre la determinación del precio marginal del sistema, se asume que reflejaron condiciones de la oferta y la demanda en el país donde procedió el mayor volumen de importación, Francia<sup>28</sup>. A pesar de que España tiene intercambios con Francia, Portugal, Marruecos y Andorra, el saldo neto para España es exportador y los dos países de donde provienen las importaciones de electricidad para

---

<sup>25</sup> Según el BOE núm 77 de marzo de 2006, donde se aprueba el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados...de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. Pg. 12492.

<sup>26</sup> El cálculo de los costes marginales, trató de hacerse siguiendo la metodología utilizada por Borenstein et al. (2002), Fabra y Toro (2005) y Sweeting (2007), quienes usan los precios para cada uno de los tipos de combustibles utilizados para la generación, las eficiencias energéticas y unos parámetros estándares para cada planta de generación, que determina el consumo térmico horario (consumo/potencia neta), entre otros datos, para la estimación del enfoque. Para el caso de España, estos parámetros, fueron determinados, en su momento, coordinadamente entre el Ministerio de Industria Turismo y Comercio y cada empresa. Pero la consecución de estos parámetros no fue posible.

<sup>27</sup> Ver Memorias anuales de OMEL.

<sup>28</sup> Ver, Commission of the European Communities (2005), donde estipula que la capacidad de interconexión de España (MIBEL) con estados miembros de la Unión Europea se reduce a la interconexión con Francia.

España son de Francia y Portugal. Aún Francia es el que aporta el mayor volumen. Por ejemplo, la relación del saldo entre la suma de las importaciones por medio del contrato de suministro entre REE y EDF y los agentes externos y la demanda peninsular para los años 2004 y 2005 para Francia fue de 2.8% y 2.7%, respectivamente<sup>29</sup>. Frente a un 0.3% y un 0.2%, respectivamente para los mismos años, procedentes de Portugal. Ésto hace que se tome el precio marginal del sistema de Francia para valorar los costes vía importaciones. Estos fueron para el 2004, 2005, 2006 y 2007 de 29 €/MWh, 45 €/MWh, 49 €/MWh y 40 €/MWh, respectivamente. En todo caso el ratio entre las importaciones de energía eléctrica en España vía los contratos entre REE y EDP y los agentes externos y la demanda peninsular entre el 2004 y el 2006 no excedió el 3.2%. Pues este fue de 3.2% para los años 2004 y 2006 y de 3.1% para el 2005. Así que esta parte no tiene efectos significativos sobre los resultados obtenidos. Más aún la capacidad de interconexión en invierno entre España y Francia para el 2007 fue entre 500-1400 MW; mientras que con Portugal y Marruecos fueron de 1200 MW y 600 MW, respectivamente<sup>30</sup>.

Los costes variables de O&M son una función de la operación de las plantas de generación. Los más importantes incluyen el mantenimiento y reacondicionamiento, además de reparaciones para las interrupciones forzadas, el abastecimiento de agua y el coste ambiental anual, ver *California Energy Commission* (2007). Para los costes variables de O&M, sin incluir los de CO<sub>2</sub>, asumo un promedio de 2.5 €/MWh. Coste muy similar al promedio de la estimación para España por Fabra (2003)<sup>31</sup>. Esta cifra es bastante parecida a la encontrada en las estimaciones para Europa de Reinaud (2005), quien obtiene unos costes variables de O&M de 1.5 €/MWh para las plantas de CCGT y de 3.3 €/MWh para tecnologías de carbón.

La regulación del régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, que transpone los lineamientos de la Directiva 2003/87/CE, de 13 de octubre del Parlamento Europeo y del Consejo, relativos a CO<sub>2</sub> en España está dada por

---

<sup>29</sup> Ver informes mensuales estadísticos REE para el 2004 y 2005.

<sup>30</sup> Ver Memoria anual de OMEL, 2007. Pg. 138. No se tienen en cuenta los costes variables de los productores en régimen especial, pues el mayor porcentaje de producción en este régimen se hace por medio de la energía eólica. Por ejemplo, para el 2005 estuvo cercana al 60% y los costes variables de los combustibles por medio de este tipo de energía es nulo. Ver estudios de California Energy Commission (2007) y Reinaud (2005) de la International Energy Agency (IEA).

<sup>31</sup> Ver presentación: Medición e interpretación del poder de mercado en los mercados eléctricos, de 21 de mayo de 2003. Disponible en: <http://www.eco.uc3m.es/~nfabra/>.

la Ley 1/2005, de 9 de marzo. El objetivo de esta Ley consiste en contribuir a la reducción de emisiones que causan el cambio climático, cumpliendo el compromiso asumido por este país en el Protocolo de Kyoto. El RD 1866/2004, de 6 de septiembre, aprueba el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión, 2005-2007 (BOE 07/09/04). Este Plan Nacional establece las bases para la asignación individual de derechos para las emisiones de dióxido de carbono procedentes de las instalaciones que desarrollen las actividades de generación de electricidad para el período entre el 2005-2007.

Posteriormente, el gobierno español realiza un ajuste a este Plan Nacional de Asignación (PNA), por medio del BOE 22/01/2005, donde se estipula la asignación definitiva de los derechos de emisión y en cuyos datos se apoya esta investigación para realizar los cálculos de los costes variables por emisiones de CO<sub>2</sub> para el período de vigencia de la Ley y que considera el estudio, 2005 a 2007. Además, se utilizan datos reales, a partir de las memorias anuales y parciales de cada empresa para la cantidad emitida de CO<sub>2</sub> para determinar el monto superado de emisiones a las permitidas según el PNA. La Tabla 1 muestra la asignación efectiva por año de emisiones de CO<sub>2</sub> y las emisiones reales. Por ejemplo, la asignación efectiva para el 2005 fue de 86.2 millones de toneladas (Mt) por año<sup>32</sup> y las emisiones reales para la industria eléctrica en España, en el mismo año ascendieron a 95.6 Mt<sup>33</sup>. Lo anterior implica una diferencia de 9.4 Mt de CO<sub>2</sub>, aún después de la compra de permisos en el mercado.

Para el coste medio de €/tonelada emitida por encima de lo permitido se considera lo estipulado en la Ley 1/2005, donde las instalaciones que superen sus derechos de emisión, obtenidos por asignación gratuita o adquiridos en el mercado, tendrán que pagar, en el período 2005-2007, 40 euros por cada tonelada emitida de más<sup>34</sup>, donde por la diferencia entre la asignación efectiva y las emisiones reales de CO<sub>2</sub> se debe pagar este precio de 40 euros por tonelada. Esto implica un coste medio de 1.4 €/MWh en el 2005 por emisiones de CO<sub>2</sub> sobre los derechos permitidos. De la misma forma se procede para los años 2006 y 2007, donde las emisiones reales a nivel nacional fueron

---

<sup>32</sup> Ver Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión 2008-2012, del noviembre de 2006, MITyC.

<sup>33</sup> Ver presentación Endesa: los mercados de CO<sub>2</sub> y de electricidad, Planes Nacionales de Asignación. Junio de 2006. Disponible en: [http://www.endesa.es/Portal/es/inf\\_acc\\_inv/comunicados\\_presentaciones/presentaciones/default.htm](http://www.endesa.es/Portal/es/inf_acc_inv/comunicados_presentaciones/presentaciones/default.htm)

<sup>34</sup> Es importante anotar que la media del coste (precios del mercado) en el 2005, para Endesa e Iberdrola fueron de 11,4 €/t y 21 €/t, respectivamente y en el 2006 de 17,1 €/t y 19,2 €/t, respectivamente. Ver presentaciones sobre resultados anuales 2005 y 2006 para Endesa e Iberdrola, disponibles en [www.endesa.es](http://www.endesa.es) y [www.iberdrola.es](http://www.iberdrola.es).

de 97 Mt y 102.3 Mt de CO<sub>2</sub><sup>35</sup>, respectivamente, y las emisiones máximas permitidas fueron en promedio de 85.4 Mt por año. Por tanto el exceso de emisiones respecto a las permitidas para el 2006 y el 2007 son de 11.3 Mt y 16.9 Mt de CO<sub>2</sub>, respectivamente y unos costes medios de 1.6 €/MWh y 2.3 €/MWh para los mismos años.

Tabla 1. Emisiones de CO<sub>2</sub> permitidas versus las reales (millones de toneladas (Mt) por año)

Período / Emisiones	2005	2006	2007
Emisiones asignadas	86.2	85.4	85.4
Emisiones reales	95.6	97.0	102.3
Exceso de emisiones	9.4	11.3	16.9
Coste medio por año (€/MWh)	1.4	1.6	2.3

Fuente: BOE 22/01/2005 y memorias anuales y parciales para cada empresa (2005, 2006, 2007 y 2008).

### 3. Poder de mercado en el *pool* eléctrico español por medio del índice de *markup* de beneficios

En esta sección se analizan los resultados del poder de mercado para el mercado diario peninsular, incluidas las importaciones de electricidad en España, por medio del índice de *markup* de beneficios, utilizando la ecuación 1 para el período 2004-2007. El índice de poder de mercado presenta tres tendencias diferentes, ver Tabla 2. La primera, que comprende entre el primer trimestre de 2004 y el mismo trimestre de 2006, tiene una tendencia creciente, pasando de 0.43 a 0.61. La segunda, muestra una disminución del poder de mercado. Esta comprende los tres últimos trimestres de 2006 y el primer semestre de 2007. El poder de mercado cae hasta 0.27 para el segundo trimestre de 2007. La última tendencia muestra, nuevamente un incremento del poder de mercado, para el último trimestre de 2007, ubicándose en 0.43. Durante el primer período el coste observado de la compra de electricidad excede el coste basado en los precios competitivos, en promedio, en 11.43 €/MWh en el primer trimestre de 2004 y en 40.57 €/MWh para el primer trimestre del 2006. Durante éste período el índice varía entre 0.39 y 0.61. Y mientras el coste medio para la generación se incrementó en 68.2% entre

<sup>35</sup> Ver, El sector eléctrico español y el desarrollo sostenible, presentación realizada por José Luis San Pedro, Director de Operaciones Iberdrola (2007). Disponible en: [http://www.ico.es/web/descargas/paginas/2876656\\_jose%20luis%20san%20pedro.pdf](http://www.ico.es/web/descargas/paginas/2876656_jose%20luis%20san%20pedro.pdf)

el primer trimestre de 2004 y el primer trimestre del 2006, el PMS se incrementó en más del doble, 148.3%.

El índice para los dos primeros años exhibe un patrón más estacional, tomando valores más altos en los primeros, terceros y cuartos trimestres cuando la demanda es mayor. Estos resultados son similares a los encontrados por Sweeting (2007) para el *pool* eléctrico inglés, quien muestra que a pesar de haber disminuido la concentración del *pool* en Inglaterra y Gales, y que es lo mismo que ha sucedido en el caso del mercado *spot* eléctrico español, en la segunda mitad de la década de los noventa, los generadores ejercieron considerablemente el poder de mercado. Pues en sus cálculos, el índice para los años 1995 y 1996 varía entre 0.23 y 0.36. Además, el índice aumentó en el primer trimestre de 1997 y varía entre 0.30 y 0.63 para el resto del período que comprende hasta el 2000. Así mismo, Green y Newbery (1992) muestran como a finales de la década de los ochenta, en este *pool* los generadores ejercieron alto poder de mercado.

Como se dijo en la sección 2 por medio del RDL 3/2006 de 24 de febrero, el Operador del Mercado asimilaba a contratos bilaterales físicos la energía casada que fuera producida y adquirida por sujetos del mismo grupo empresarial. Esta medida se aplicó durante los últimos 3 trimestres de 2006 y principios de 2007 en el *pool* eléctrico español. En la Tabla 2 puede observarse como esta medida presentó un efecto positivo en términos de la mitigación del poder de mercado, aunque no puede dejarse de lado el surgimiento de otros factores como el mayor nivel de hidraulicidad, la reducción de la demanda y la caída de los precios del petróleo, que pudieron haber influido en la caída del PMS. A partir del segundo trimestre de 2006 el poder de mercado, medido por el índice de *markup* de beneficios empieza a disminuir presentando un valor de 0.52 para este trimestre y de 0.37 para el último trimestre de 2006.

Por su parte la primera subasta VPP, implementada por medio del RD 1634/2006 y subasta CESUR, a través de la Orden 400/ITC/2007 realizadas en junio de 2007. Si bien en este período el índice de poder de mercado presenta su menor nivel (0.27), en el último trimestre de 2007 vuelve a incrementarse. Como puede inferirse a partir de esta información la implementación de la nueva forma de contratación en el *pool* eléctrico español por medio de las subastas VPP para Endesa e Iberdrola y las subastas CESUR,

no cumplió con su objetivo como estaba previsto respecto a la mitigación del poder de mercado. A pesar de que en los tres primeros trimestres de 2007 el índice disminuye, en el cuarto trimestre de 2007 vuelve a incrementarse, ubicándose en niveles muy similares a los del primer trimestre de 2004 (0.43).

Tabla 2. Poder de mercado por medio de *markup* de beneficios para la contratación en el mercado diario

Período	Demanda mercado diario promedio (GWh)	PMS promedio ponderado (€/MWh)	Precio benchmark competitivo promedio (€/MWh) con importaciones	Índice Poder de mercado diario peninsular con importaciones
2004-1	17589.67	26.62	15.18	0.43
2004-2	16436.33	25.35	15.42	0.39
2004-3	16652.33	30.09	16.57	0.45
2004-4	16579.33	32.86	16.88	0.49
2005-1	18368.33	49.88	22.23	0.55
2005-2	17734.00	51.53	23.67	0.54
2005-3	19426.00	59.51	24.53	0.59
2005-4	18902.00	60.60	24.40	0.60
2006-1	15278.00	66.10	25.53	0.61
2006-2	7251.33	50.40	24.08	0.52
2006-3	7836.33	51.89	26.12	0.50
2006-4	8904.67	40.24	25.44	0.37
2007-1	12088.33	37.20	24.29	0.32
2007-2	15937.33	35.70	25.17	0.27
2007-3	17844.67	36.40	25.82	0.27
2007-4	19190.67	47.90	26.47	0.43

Fuente: Estimación a partir de OMEL, REE, MITyC (2003, 2004, 2005, 2006, 2007 y 2008) y la página web de cada empresa. El promedio de demanda, que corresponde a la contratación de energía en el mercado diario y el promedio ponderado del PMS se obtienen, a través de datos de OMEL y el promedio del precio *benchmark* competitivo se estima por medio de información de las páginas web de las empresas, datos del MITyC, datos de REE y datos de Powernext.

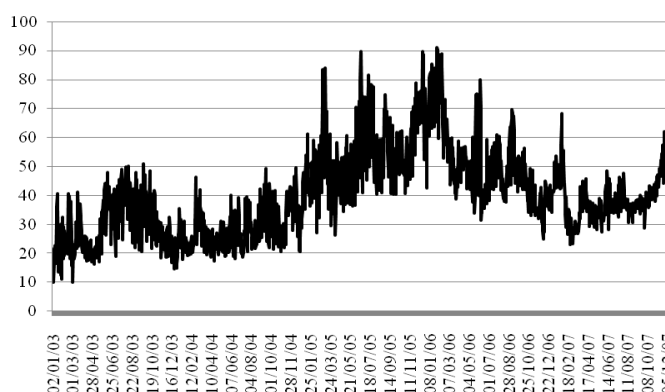
Es importante anotar, como sugieren Pérez-Arriaga et al. (2005) y Kühn y Machado (2006), que el poder de mercado hasta el 2004 en el *pool* español presentó poco impacto en el precio *spot*. Sin embargo, a partir de este año no es cierto. Pues el mayor incremento del PMS en el mercado diario, hasta finales de 2007, se da entre 2004 y 2005, ver Gráfico 1. Entre estos dos años la media aritmética del precio aumentó en un 92%<sup>36</sup>. El nivel de precios promedio para el 2005 fue de 53.68 €/MWh frente a 27.94

<sup>36</sup> Sin embargo, el precio *spot* de generación eléctrica en España ha estado bien alineado con el de los restantes operadores del mercado (power exchanges) de otros países europeos. Como lo establecen Pérez-Arriaga et al. (2005),



€/MWh durante el 2004 o a los 25.06 €/MWh durante el primer año de funcionamiento del *pool*, 1998, que después de incluir el componente relacionado con las restricciones técnicas y los servicios auxiliares estuvo muy cercano a los 36 €/MWh, monto estipulado por el gobierno en el proceso para reconocer la liquidación de los CTC. Durante el año 2006, el precio en promedio, presenta una leve caída con respecto al año anterior, del 5.9%. Si se analiza por trimestres, el precio más alto corresponde al primer trimestre de 2006, donde la media ponderada alcanza un nivel de 66.10 €/MWh, ver Gráfico 1, lo cual es consistente, precisamente con el mayor nivel de poder de mercado por parte de las empresas establecidas en este mercado, con 0.61. No obstante, en el segundo trimestre de este mismo año, con la medida implementada por el Gobierno en el RDL 3/2006 el precio *spot* en el mercado diario disminuye, ubicándose cerca de los 49 €/MWh.

Gráfico 1. Precio marginal del sistema para el mercado diario peninsular en España (media ponderada, €/MWh)



Fuente: OMEL (2003, 2004, 2005, 2006 y 2007)

Resaltan tres factores adicionales que explican el incremento del precio *spot* de electricidad en el mercado diario en España, en 2005 y principios de 2006. El primero de ellos, tiene que ver con los elevados precios de los combustibles en los mercados internacionales, donde la cotización media del petróleo Brent en 2005 ascendió a 54.5 \$/bbl, frente a 38,2 \$/bbl en el año anterior. Y el gas natural (gas natural licuado - GNL), cuyo precio de importación para España, según la IEA, se incrementó alrededor

“este indicador señalaría la posible ausencia de abuso de poder de mercado, pero no la ausencia de poder de mercado”. Pg. 45. Y Más recientemente, Federico et al. (2008), pg. 67-68, quienes cuestionan la definición sobre abuso de poder de mercado establecido por el Tribunal de Defensa de la Competencia, en su momento, en el mercado intradiario y para la solución de las restricciones, sin desconocer la existencia de poder de mercado para la fijación de precios en dicho mercado.

del 35% en 2005. El segundo factor se refiere a la implementación del precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, lo que ocasionó un importante aumento en los costes de generación de las centrales térmicas convencionales (fundamentalmente las de carbón y en menor medida las de CCGT). Y por último, la baja hidraulicidad durante dicho período.

No puede dejarse sin mencionar explícitamente el efecto del ejercicio del poder de mercado por parte de las empresas establecidas sobre el incremento en el PMS durante este período, donde el mecanismo asumido para la recuperación de los CTC jugó un papel para nada despreciable, debido a la incertidumbre generada por dicho mecanismo. Algunos aspectos que llevaron a esta incertidumbre fueron: a principios de 2005 se emitió por parte del Gobierno Nacional el RDL 5/2005, donde se aplaza la liquidación definitiva de los CTC correspondiente al año 2004 hasta el 2006, y en 2006 el RDL 7/2006, suprime el mecanismo de los CTC, reconociendo que dicho mecanismo había distorsionado el desempeño del mercado. Esto pone en evidencia, la pérdida de eficacia del mecanismo de los CTC en el mediano plazo, donde se había fijado una especie de *price cap* (36 €/MWh) para el reconocimiento de estos costes con el fin de mitigar el poder de mercado, además de dejar clara la incertidumbre reguladora respecto a las reglas futuras para la asignación de éstos. Por tanto el mecanismo para mantener un nivel de precios bajo en el mercado *spot* fue perdiendo credibilidad<sup>37</sup>.

Durante el 2007 a pesar de que el PMS en promedio disminuyó con respecto al año anterior en un 22%, ubicándose cerca a los 40 €/MWh en dicho año, el PMS a finales de este año vuelve a incrementarse, tomando un valor promedio de 48 €/MWh en el último trimestre. El incremento puede explicarse, en parte, por la subida en los precios del petróleo durante el segundo semestre de 2007, que se incrementaron 20% comparado con el primer semestre del mismo año. El incremento en el PMS hace que el poder de mercado vuelva a incrementarse, ubicándose en el último trimestre de 2007 por encima de 0.40, comparado con un nivel inferior a 0.30 que presentó, por ejemplo, para el segundo trimestre del mismo año. El incremento del poder de mercado puede explicarse por varias razones adicionales. La primera de ellas es que una de las recomendaciones realizadas por Pérez-Arriaga et al. (2005) en el Libro Blanco, respecto al volumen de

---

<sup>37</sup> Ver Federico et al. (2008, p. 40) y Pérez-Arriaga et al. (2005, capítulo 6).

contratos, debía realizarse por un monto entre 5-6 GW por empresa, mientras que el volumen subastado por VPP en 2007 y 2008 en ninguna de las sesiones excedió los 1.25 GW por empresa. Por tanto, el impacto de estas subastas sobre el precio *spot* en el mercado mayorista eléctrico en España ha sido y será moderado, al igual que el impacto en la mitigación del poder de mercado. La segunda, hace referencia al tiempo de duración de estos contratos, que ha sido bastante reducido (1 año), cuando el Libro Blanco recomendaba una duración mínima de 3 años.

A pesar de no ser el objeto de esta investigación, vale la pena resaltar, como en el mercado intradiario para resolver las restricciones del sistema, la Comisión Nacional de la Competencia (CNC) encontró algunos casos que llamó abuso de poder de mercado por parte de Enel Viesgo Generación, Iberdrola y Gas Natural entre diciembre de 2002 y febrero de 2005. Esta institución establece que la localización geográfica de algunas unidades de generación de estas empresas las convierte en monopolio para satisfacer las necesidades en los servicios del mercado de restricciones. Y por tanto tienen plena certeza que son requeridas para satisfacer la demanda en estas áreas, de tal forma que las ofertas realizadas por estas empresas están muy por encima de sus costes marginales, teniendo un efecto nada despreciable sobre el incremento del precio mayorista, ver Federico et al. (2008, p. 93). Además, como las medidas adoptadas en 2006 y 2007 sobre los *price cap* impuestos por el gobierno, a través del RDL 3/2006 y RD 871/2007, de 42.35 €/MWh y 49.23 €/MWh, respectivamente, no se aplicaron a estos mercados de restricciones, sino únicamente al diario algunas empresas aprovecharon para realizar ofertas a un mayor precio en estos mercados para compensar el control establecido en el mercado diario. Esto hizo que el precio en el mercado de resolución de restricciones técnicas y de servicios complementarios, aumentara repetidas veces en 2006, ver Fabra (2008). Por ejemplo, el precio para la solución de las restricciones técnicas en mayo de 2006 fue de 111 €/MWh, frente a 86.4 €/MWh del mismo mes en 2005.

#### **4. Robustez de los resultados**

La CNE para los casos del proyecto de adquisición del control de Endesa en 2005 y de la adquisición de Unión Fenosa por parte de Gas Natural, en 2008, estimó el índice de suministradores pivote (ISP) y el índice *Herfindahl-Hirschman* (HHI) para tomar la

decisión de su aprobación o no de dicha fusión. También Federico et al. (2008) utiliza estos indicadores para medir el poder de mercado en el mismo *pool*. Los resultados obtenidos por medio de estos trabajos apuntan en la misma dirección a los encontrados con la estimación por el índice de *markup* de beneficios empleado en este paper, corroborando la hipótesis planteada, como se muestra a continuación.

#### 4.1. Índice de Suministradores Pivote

La CNE (2005) para la estimación de este índice utiliza la potencia disponible esperable en una situación de hidraulicidad media, diferenciada por meses en el año. Además utiliza una producción media del régimen especial y un programa de mantenimiento de unidades orientado a uniformizar el margen de reserva a lo largo del año. La tabla 3 muestra el % de horas y días en la que un agente es “pivote”. Cuando se toma el % de horas en el año 2005 en la que un agente es “pivote”, es decir, que su oferta es necesaria para satisfacer el nivel de demanda de la industria, existen dos empresas con demanda residual positiva, que son pivotes. Se trata de Iberdrola, que se encuentra en esta situación el 20.9% de las horas, y de Endesa, que lo es durante el 14.6%. En el resto de horas no hay ningún agente pivote. Ninguna de las otras empresas existentes en el mercado tiene esta capacidad. El potencial para ejercer el poder de mercado disminuye notablemente con datos para el año 2006. El número de situaciones de pivotalidad para este año para Iberdrola sólo alcanza el 4.1%, y Endesa el 1.7%.

Tabla 3. Porcentaje de horas y días en el año en la que un agente es “pivote”

Empresa/Año	% de horas		% de días	
	2005	2006	2005	2006
Iberdrola Generación S.A.	20.9	4.1	62.5	23.0
Endesa Generación S.A.	14.6	1.7	58.6	7.9
Unión Fenosa Generación S.A.	0.0	0.0	0.0	0.0
Gas Natural SDG S.A.	0.0	0.0	0.0	0.0
Hidroeléctrica del Cantábrico S.A.	0.0	0.0	0.0	0.0
Enel Viesgo Generación S.L.	0.0	0.0	0.0	0.0

Fuente: CNE, 2005 y 2007

Este índice puede hallarse también para el porcentaje de días en el año en que un agente es “pivote”. Según la CNE, es suficiente que exista una hora en un día durante la cual una empresa tiene la condición de “pivote” para alterar potencialmente la dinámica

competitiva de todo el día, debido a que los generadores térmicos participan en un mercado horario, pero con estrategia de funcionamiento. Las dos últimas columnas de la Tabla 3 muestran los índices diarios de pivotalidad correspondientes a los índices horarios anteriores. Iberdrola que en el 2005 presenta el 20.9% de horas con demanda residual positiva, es pivote el 62.5% de los días para el mismo año. Por su parte, Endesa es pivote el 58.6% de los días para el mismo período.

Como se explicó en la sección del índice de *markup* de beneficios, la implementación del RDL 3/2006, justifica esta caída para el año 2006. Sin embargo, esto no significa que el poder de mercado estuviera ausente en el mercado *spot* eléctrico español durante los años 2006 y 2007. Por ejemplo, Federico et al. (2008) por medio del *Residual Supply Index* (RSI), muestran que aún las dos empresas conjuntamente siguen siendo pivotes para una gran parte de horas en 2007. Por medio del RSI encuentran que Iberdrola en 2006 era pivote cerca del 10%; mientras que el nivel correspondiente para Endesa estuvo alrededor del 6.5% para el mismo año<sup>38</sup>. También muestran que los niveles de pivotalidad en 2007 disminuyen considerablemente frente al 2006 para ambas empresas. Así mismo, la CNE (2008) por medio del RSI, encuentra que Iberdrola y Endesa son pivotes en el último semestre de 2007 y el primer semestre de 2008, a pesar de que el nivel de pivotalidad ha disminuido desde el 2005.

#### **4.2. Herfindahl-Hirschman Index**

Para la estimación del indicador HHI entre el 2005 y el 2007, la CNE inicialmente considera la potencia disponible en dos situaciones: para el régimen ordinario y a nivel nacional, es decir incluyendo el régimen especial y la energía importada. La primera situación se presenta en la Tabla 4 y el mercado nacional, en la Tabla 5. Igual que con el ISP, la capacidad para ejercer poder de mercado es mayor en el año 2005. Si bien en el mercado nacional el indicador es menor, aún está en los umbrales de referencia indicativos que las autoridades de competencia en Europa (2000) y en los Estados Unidos (1800) consideran como críticos para el funcionamiento competitivo de un mercado. Los niveles que arroja el índice a nivel nacional para los años 2005, 2006 y 2007 son de 1976, 1924 y 1865, respectivamente. Cuando se circunscribe la región

---

<sup>38</sup> Vale la pena tener en cuenta que la metodología utilizada en ambos trabajos es diferente y por tanto los resultados en términos absolutos también.

exclusivamente al régimen ordinario, como es de esperarse, los valores para estos años están por encima de los umbrales considerados críticos para la Comisión Europea y para la Comisión Federal de la Energía de los Estados Unidos, indicando que se trata de un mercado altamente concentrado. En 2005 y 2006 fueron de 2530 y 2272.

Tabla 4. HHI. Potencia disponible en Régimen Ordinario

Empresa/Año	2005	2006
Iberdrola Generación S.A.	35.7	34.0
Endesa Generación S.A.	31.4	29.3
Unión Fenosa Generación S.A.	14.1	13.3
Gas Natural SDG S.A.	4.4	5.7
Hidroeléctrica del Cantábrico S.A.	5.4	4.9
Enel Viesgo Generación S.L.	4.2	3.8
Otros	4.8	9.1
<b>HHI</b>	<b>2530</b>	<b>2272</b>

Fuente: CNE, 2005 y 2007

Tabla 5. HHI. Potencia disponible en Régimen Ordinario, Régimen Especial y energía importada

Empresa/Año	2005	2006	2007
Iberdrola Generación S.A.	31.2	30.9	30.2
Endesa Generación S.A.	26.4	25.6	25.6
Unión Fenosa Generación S.A.	11.5	10.9	11.2
Gas Natural SDG S.A.	5.1	4.8	6.0
Hidroeléctrica del Cantábrico S.A.	4.5	4.2	4.1
Enel Viesgo Generación S.L.	3.4	3.2	3.1
Otros	4.2	7.3	7.1
Resto Régimen Especial	8.5	8.0	8.6
Importaciones	5.3	5.0	4.8
<b>HHI</b>	<b>1976</b>	<b>1924</b>	<b>1865</b>

Fuente: CNE, 2005 y 2008

Los resultados obtenidos por Federico et al. (2008) con el mismo indicador, por medio de la producción, son similares. Para el período comprendido entre el 2004 y el 2007 para el régimen ordinario en España encuentran que se trata de un mercado altamente concentrado, considerando cualquiera de los dos umbrales definidos por la Comisión Europea y para Estados Unidos. Si bien el indicador presenta una tendencia decreciente en este período, estuvo por encima de los 2000 puntos para cualquiera de los años analizados. No obstante, cuando utiliza una definición de mercado más amplia, como el



mercado ibérico total, incluyendo Portugal, el indicador está por debajo de los 1800 puntos para cualquiera de los años entre el 2004 y el 2007. Este último resultado es similar, para el año 2004, al estudio realizado por Matthes et al. (2005).

## 5. Conclusiones

En este paper por medio del índice de *markup* de beneficios se cuantifica el poder de mercado para el mercado diario peninsular en el *pool* eléctrico español, para el período 2004-2007. Esta metodología no ha sido utilizada para tal fin. También se toman los resultados de la CNE (2005, 2007 y 2008), que estiman el *Herfindahl-Hirschman Index* (HHI) y el índice de suministradores pivote (ISP) para determinar el poder de mercado en la misma industria. La principal conclusión a la que se llega con el primer indicador y que es consistente con los resultados encontrados por la CNE (2005, 2007 y 2008), Pérez-Arriaga et al. (2005), Federico et al. (2008) y de Frutos y Fabra (2008), es que el poder de mercado presenta tres tendencias: la primera, una tendencia creciente entre el primer trimestre de 2004 y el mismo trimestre de 2006. La segunda muestra un comportamiento decreciente para el período comprendido entre el segundo trimestre de 2006 y el tercer trimestre de 2007 y, la tercera, que corresponde al último trimestre de 2007, donde el poder de mercado vuelve a incrementarse. Si bien las medidas asumidas por el Gobierno nacional, bajo el nuevo diseño del *pool* eléctrico español para disminuir el poder de mercado, en principio ayudaron a mitigarlo, en cierto nivel, aún sigue existiendo.

Con la medida temporal asumida por el Gobierno en 2006 y principios de 2007 de la implementación del RDL 3/2006, el Operador del Mercado asimilaba a contratos bilaterales físicos la energía casada que fuera producida y adquirida por sujetos del mismo grupo empresarial. El Poder de mercado por medio del índice de *markup* de beneficios empieza a disminuir, pasando de 0.61 en el primer semestre de 2006, donde alcanza su máximo nivel, a 0.52 en el segundo trimestre del mismo año. Sin embargo, en el tercer trimestre de 2007 empieza a incrementarse de nuevo, a pesar de la implementación en junio de 2007 del RD 1634/2006, que introduce las subastas VPP (*Virtual Power Plant*) para Endesa e Iberdrola y la implementación de la Orden ITC/400/2007, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmaran las empresas

distribuidoras. En este trimestre el índice se ubica por encima de 0.40, comparado con un nivel inferior a 0.30 que presentó, por ejemplo, en el segundo trimestre del mismo año.

El poder de mercado, como lo establecen Pérez-Arriaga et al. (2005) y Kühn y Machado (2006), hasta el 2004 tuvo poco impacto sobre el precio marginal del sistema (PMS) en este mercado. Sin embargo, a partir de este año, el PMS empieza a incrementarse significativamente. Entre el 2004 y el 2005 prácticamente se duplicó, presentando el mayor incremento. Mientras que en 2004 el precio promedio en el mercado diario fue de 28.74 €/MWh, en 2005 ascendió a 55.73 €/MWh. En 2006 el precio promedio sólo presenta una leve caída del 5.9% frente al año anterior. En el primer año de funcionamiento del *pool*, 1998, el PMS fue de 25.06 €/MWh, monto que después de sumar el precio correspondiente al de las restricciones y servicios auxiliares es muy similar a 36 €/MWh, precio establecido para el reconocimiento de los CTC. Cuando se analiza el PMS por trimestres, el precio más alto, para el período de análisis, corresponde al primer trimestre de 2006, donde la media ponderada alcanza un nivel de 66.10 €/MWh, lo que coincide, precisamente con el mayor nivel de poder de mercado para el período analizado. Mientras que el coste medio para la generación de electricidad se incrementó en 68%, entre el primer trimestre de 2004 y el mismo de 2006, el PMS presentó un incremento mucho mayor, 148%.

El incremento del poder de mercado entre el 2004 y principios del 2006 puede explicarse, en gran parte, por la pérdida de credibilidad respecto al mecanismo de CTC que desde antes de su abolición en 2006, mediante el RDL 7/2006, evidencia su falta de eficacia en el mediano plazo. Quedaba clara la incertidumbre reguladora para la asignación de dichos costes (Pérez-Arriaga et al. (2005) y Federico et al. (2008)). Por su parte, el incremento, de nuevo, del poder de mercado a finales del 2007 puede justificarse por dos razones. La primera hace alusión a la reducida cantidad subastada por medio de las VPP. Ninguna de las empresas en las sesiones realizadas en 2007 y 2008 subastó más de 1.25 MG. Mientras que una de las recomendaciones realizadas por Pérez-Arriaga et al. (2005) en el Libro Blanco, sobre el volumen de contratos *forward* (subastas CESUR), debía ascender hasta entre 5-6 GW por empresa. La segunda razón hace referencia al tiempo de duración de estos contratos, que ha sido bastante reducido (1 año), cuando el Libro Blanco recomendaba una duración mínima de 3 años. Por tanto

el impacto de estas subastas sobre el precio *spot* en el mercado mayorista eléctrico en España ha sido y será moderado, al igual que el impacto en la mitigación del poder de mercado.

## 6. Bibliografía

Arellano, S. (2003) “A Comparative Analysis of Market Power Mitigation Measures. The Case Chile’s Electricity Industry”, Centro de Economía Aplicada, Universidad de Chile documento de trabajo. Disponible en: [http://www.webmanager.cl/prontus\\_cea/cea\\_2003/site/asocfile/ASOCFILE120030422172537.pdf](http://www.webmanager.cl/prontus_cea/cea_2003/site/asocfile/ASOCFILE120030422172537.pdf)

Borenstein, S. y J. Bushnell (1999) “An Empirical Analysis of the Potential for Market Power in California’s Electricity Industry”. *Journal of Industrial Economics*, Vol. 47, Issue 3, p. 285–323.

Borenstein, S., J. Bushnell y F. Wolak (2002) “Measuring Market Inefficiencies in California’s Restructured Wholesale Electricity Market”. *American Economic Review*, Vol. 92, Issue 5, p. 1376-1405.

Bushnell, J., C. R. Knittel y F. Wolak, (1999) “Estimating the Opportunities for Market Power Deregulated Wisconsin Electricity Market”. Disponible en: <http://www.econ.ucdavis.edu/faculty/knittel/capitulos/Wisc.pdf>

California Energy Commission (2007) “Comparative Cost of California Central Station Electricity Generation Technologies”. Disponible en: <http://www.energy.ca.gov/2007publications/CEC-200-2007-011/CEC-200-2007-011-SD.PDF>

CNE, (2008) “Informe a petición de la Comisión Nacional de la Competencia sobre la operación de la Concentración Consistente en la Adquisición por parte de Gas Natural SDG, S.A. de una participación de control sobre Unión Fenosa S.A.” Disponible en: [www.cne.es](http://www.cne.es).

CNE, (2007) “Exposición y Análisis de un Caso: Concentración/Fusión/Adquisición de Empresas”, Eduardo Salinas La Casta, subdirector de Régimen de Competencia. Disponible en: [http://www.google.es/search?sourceid=navclient&hl=es&ie=UTF-8&rlz=1T4GGIC\\_esES213FR230&q=Exposici%3%b3n+y+An%3%a1lisis+de+un+caso%3a+concentraci%3%b3n%2ffusi%3%b3n%2fadquisici%3%b3n+de+empresas](http://www.google.es/search?sourceid=navclient&hl=es&ie=UTF-8&rlz=1T4GGIC_esES213FR230&q=Exposici%3%b3n+y+An%3%a1lisis+de+un+caso%3a+concentraci%3%b3n%2ffusi%3%b3n%2fadquisici%3%b3n+de+empresas)

CNE, (2005) “Informe de la Comisión sobre el Proyecto de Concentración Consistente en la Adquisición del Control de Endesa, S.A. por parte de Gas Natural SDG, S.A. Mediante Oferta Pública de Adquisición de Acciones”. (Aprobado por el Consejo de Administración de 20 de Diciembre de 2005). Disponible en: [http://www.cne.es/cne/Publicaciones?accion=3&id=676&id\\_nodo=32](http://www.cne.es/cne/Publicaciones?accion=3&id=676&id_nodo=32)

CNE, (2005b) “Informe sobre la Formación de Precios en el Mercado de Producción de Energía Eléctrica en el Periodo Enero-Septiembre 2004”, 24 de febrero.

Commission of the European Communities (2005) “Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity internal Market”. Com (2004) 863 final, January 5.

Creti, A. y F. Manca (2005) “Mandatory Electricity Contracts as Competitive Device”, Conference on the Economics of Electricity Markets, Toulouse, 2-3 junio.

de Frutos, M.A. y N. Fabra (2008) “On the Impact of Forward Contract Obligations in Multi-Unit Auctions”, CEPR Discussion Capítulo no. 6756.

Fabra, N. (2008) “The Performance of the Spanish Electricity Market Under the Law of the Electricity Sector”. forthcoming in *Energy: from monopoly to market*. Madrid: Thomson-Civitas.

Fabra, N. y J. Toro (2005) “Price Wars and Collusion in the Spanish Electricity Market”. *International Journal of Industrial Organization*, Vol. 23, Issues 3-4, p. 155-181.

Fabra, N. (2003) “Medición e Interpretación del Poder de Mercado en los Mercado Eléctricos”, 21 de mayo. Disponible en: <http://www.eco.uc3m.es/~nfabra/>.

Federico, G., X. Vives y N. Fabra (2008) *Competition and Regulation in the Spanish Gas and Electricity Markets*. Public-Private Sector Research Center, IESE Business School, Noviembre.

García-Díaz, A. y P. Marín (2003) “Strategic Bidding in Electricity Pools with Short-Lived Bids: an Application to the Spanish Market”, *International Journal of Industrial Organization*, Vol. 21, Issue 2, p. 201-222.

Green, Richard J. y David M. Newbery (1992) “Competition in the British Electricity Spot Market”, *Journal of Political Economy*, Vol. 5, Issue. 100, p. 929-953.

Kühn, K.-U. y M. Machado (2006) “Bilateral Market Power and Vertical Integration in the Spanish Electricity Spot Market”, CEPR Discussion Capítulo 4590.

Martín, M. (2008) “La Contratación de Energía a Plazo y los Mercados Financieros”. Presentación en Jornada sobre la regulación del sector energético, 24 de octubre, Barcelona. Directora de mercados derivados de energía. CNE.

Matthes, F., s. Poetzsch y K. Grashoft (2005) “Power Generation Market Concentration in Europe 1996-2004. An Empirical Analysis”. Capítulo Institute For Applied Ecology, Öko-Institut e.V. September.

Newbery, D. (2002) “Mitigating Market Power in Electricity Networks”. Department of Applied Economics”. Universidad de Cambridge. Disponible en: [http://www.hks.harvard.edu/hepg/Capítulos/Newbery\\_mitigating.market.power\\_5-02.pdf](http://www.hks.harvard.edu/hepg/Capítulos/Newbery_mitigating.market.power_5-02.pdf)

Ocaña C. y A. Romero (1998) “Una Simulación del Funcionamiento del Pool de Energía Eléctrica en España”, Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, DT 002/98.

Pérez-Arriaga, J.I., C. Batlle, C. Vázquez, M. Rivier, y P. Rodilla (2005) *Libro Blanco Sobre la Reforma del Marco Regulatorio de la Generación Eléctrica en España*. ISBN 978-84-4785-6.

Reinaud, Julia (2005) “Impact of Carbon Emission Trading on Electricity Generation Cost”. Energy Prices & Taxes, Quarterly Statistics, Second Quarter 2005, International Energy Agency (IEA).

Shapiro, C. (1989) “Market Power and Mergers in Durable-Good Industries: Comment”. Journal of Law & Economics, Vol. 32, Issue 2, p. S227-32.

Sheffrin, A. (2002) “Predicting Market Power Using the Residual Supply Index”. FERC Market Monitoring Workshop, December 3-4.

Sheffrin, A. (2001) “Critical Actions Necessary for Effective Market Monitoring”. FERC RTO Workshop, October 19.

Sweeting, A. (2007) “Market Power in the England and Wales Wholesale Electricity Market”. Economic Journal, Vol. 117, Issue 520, p. 654-685.

TDC (CNC) (2005) “Expediente de Concentración Económica. C94/05 Gas Natural / Endesa”. Informe. Objeto: Adquisición por Gas Natural SDG, S.A. sobre el control de Endesa S.A., mediante la formulación de una Oferta Pública de Adquisición de Acciones.

Tirole, J. (1998) *The Theory of Industrial Organization*. The MIT Press. Cambridge, Massachusetts.

Twomey, Paul; Richard J. Gree; Karsten Neuhof y Newbery, David M. (2006) “A Review of the Monitoring of Market Power” CMI Working capítulo 71. The Cambridge – MIT Institute. Marzo.

von der Fehr, N. y D. Harbord (1993) “Spot Market Competition in the UK Electricity Industry”. The Economic Journal, Vol. 103, Issue 418, p. 531-546.

Wolak, F. (2001) “Proposed Market Monitoring and Mitigation Plan for the California Electricity Market”. California ISO Market Surveillance Committee, Febrero. Disponible en: [ftp://zia.stanford.edu/pub/capítulos/MSM\\_Monitor\\_2051.final.pdf](ftp://zia.stanford.edu/pub/capítulos/MSM_Monitor_2051.final.pdf).