

La liberalización del sector eléctrico y sus consecuencias: productividad, precios y beneficios empresariales*

Pablo Arocena¹

Universidad Pública de Navarra

Leticia Blázquez²

Universidad de Castilla La Mancha

Emili Grifell-Tatjé³

Universitat Autònoma de Barcelona

Resumen

En este trabajo realizamos una descomposición de la variación en los beneficios económicos registrada por las principales empresas eléctricas españolas a lo largo del periodo 1991-2004. Mediante la aplicación de técnicas de análisis frontera no paramétrico, relacionamos los cambios en la productividad y los precios con la trayectoria de los beneficios empresariales, así como la identificación de los principales receptores de los mismos. Nuestros resultados muestran que (i) las empresas han aumentado sus beneficios económicos tras la liberalización, especialmente significativos en el caso de Endesa, (ii) los aumentos debidos a la mejora en la productividad (superiores a los obtenidos durante la etapa de vigencia del Marco Legal Estable), y los márgenes, especialmente el de generación, han sido conjuntamente muy superiores a los beneficios trasladados a los consumidores a través de menores precios, por lo que (iii) los accionistas de las empresas (en especial los de Endesa), y no tanto los consumidores, son los grandes beneficiados de la liberalización y privatización del sector.

Palabras clave: Sector eléctrico, Liberalización, Beneficios, Productividad, DEA

Clasificación JEL: D24, L51, L94

¹ Departamento de Gestión de Empresas. Campus de Arrosadia, 31006 Pamplona. Tel. +34 948169684 Fax. +34 948169404 E-mail: pablo@unavarra.es

² Departamento de Economía de la Empresa. Universidad de Castilla-La-Mancha, Toledo. Cobertizo de San Pedro Martir, s/n. 45071 Toledo Leticia.Blazquez@uclm.es

³ Departament d'Economia de l'Empresa Edifici B- Campus de la UAB08193 Bellaterra (Cerdanyola del Vallès), Barcelona, emili.grifell@uab.es

* Este trabajo ha contado con financiación de la Fundación Repsol y del Ministerio de Educación y Ciencia (proyecto SEJ2007-67737-C03-02/ECON).

1. Introducción

Los procesos de liberalización en las industrias de red constituyen un complejo sistema de reformas cuyo principal objetivo es facilitar y promover el máximo desarrollo posible de la competencia en el sector. Para la consecución de este fin, cuatro grupos de actuaciones son generalmente adoptados: reestructuración del sector (separación vertical de actividades y fraccionamiento horizontal de la generación y comercialización); introducción de mercados (creación de mercados mayoristas, competencia minorista y eliminación de barreras de entrada); reformas en la regulación (libre acceso de terceros a la red, implantación de sistemas de regulación por incentivos en la gestión de las redes de transporte y distribución, y establecimiento de reguladores independientes); y privatización de las empresas públicas (Jasmab y Pollit, 2005). El convencimiento de que la competencia es el mejor medio para mejorar la eficiencia sustenta la implementación de estas medidas, conduciendo la rivalidad y la búsqueda de beneficios por parte de las empresas, por un lado, a operar con una mayor eficiencia productiva y, por otro, a transferir las reducciones de costes a los consumidores en forma de menores precios.

El cambio exitoso de un sistema intervenido y público a otro liberalizado y de propiedad privada debería reflejarse en tres aspectos. En primer lugar, un aumento de la productividad debería ser observado como resultado de la combinación de tres efectos: (i) La mejora en la utilización y combinación de los factores en la producción; (ii) La rápida incorporación a los procesos productivos de las innovaciones tecnológicas y el progreso técnico; y (iii) El aprovechamiento óptimo de las economías de escala. En segundo lugar, cabría esperar una reducción de los precios y tarifas pagados por los consumidores como consecuencia de la traslación a los precios finales de los menores costes incurridos, logrados gracias a las ganancias de productividad y a las eventuales disminuciones en los precios de los factores. Finalmente, debido a la desaparición de las rentas de monopolio, la nueva situación debería derivar en una reducción de los beneficios extraordinarios (y de su acumulación en el largo plazo).

La liberalización del sector eléctrico español se materializa con la aprobación de la Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico (en adelante LSE) y con la privatización de las empresas eléctricas que en esa fecha estaban en manos del Estado. Con estas medidas se sustituye el régimen anterior, en el que todas las actividades eléctricas desarrolladas por las empresas eléctricas, públicas y privadas, estaban

reguladas. Tras diez años de liberalización, existe un consenso generalizado acerca de las dudas sobre el funcionamiento del sector y los resultados de las reformas (CNE, 2006). Por tal motivo, parece especialmente relevante arrojar alguna luz sobre las repercusiones que este proceso está teniendo sobre las empresas eléctricas españolas, en particular sobre su productividad y sus resultados.

En este sentido, el objetivo de este trabajo es doble. Por una parte, se examinará desde un punto de vista financiero y económico el funcionamiento del sector eléctrico español tras la entrada en vigor de la LSE, comparando su desempeño con el mostrado durante la etapa del MLE e incidiendo en los cambios que el proceso liberalizador ha podido introducir en sus resultados. De este modo, el cumplimiento de las premisas de eficiencia anteriormente señaladas será contrastado. Con esta finalidad, se pondrán en relación los cambios en la productividad en el sector eléctrico y las empresas que lo componen con la trayectoria de sus resultados financieros. Adicionalmente, las fuentes económicas de las ganancias (o pérdidas) de productividad producidas en el sector serán identificadas y cuantificadas. Los cambios en la asignación eficiente de los factores, la tecnología empleada o la explotación de las economías de escala serán los factores determinantes de dichas variaciones. Por otra parte, se analizará la distribución de los beneficios de las empresas asociados a las ganancias de productividad, considerando qué parte han recibido los accionistas de las empresas, qué proporción ha sido destinada a los trabajadores en forma de mayores salarios, cuánto han obtenido los proveedores de factores a través de mayores precios y cuáles han sido los beneficios (o pérdidas) para los consumidores de electricidad traducidos en menores (mayores) tarifas.

Una descomposición detallada para cada año de la variación en los beneficios económicos registrada por las empresas eléctricas españolas permitirá el análisis anteriormente expuesto. Dicha descomposición se llevará a cabo mediante la aplicación de técnicas de análisis frontera no paramétrico (*Data Envelopment Analysis*). El periodo estudiado será 1991-2004, tiempo en el que estaban operativos los cuatro grupos empresariales de ciclo completo que actualmente conforman el sector eléctrico español: Endesa, Hidrocantábrico, Unión Fenosa e Iberdrola¹.

El trabajo se articula del siguiente modo. En el apartado 2 se hace una somera descripción de los cambios regulativos y estructurales acontecidos entre 1987 y 2004 en

¹ El límite del año 2004 se ha considerado oportuno al basarse parte del análisis en los datos contables de las empresas y entrar en vigor en 2005 las Normas Internacionales de Contabilidad (NIC), ya que su incorporación planteaba problemas en la homogeneidad de los datos.

el sector eléctrico español. La metodología que permite la descomposición de los cambios en los beneficios de las empresas eléctricas y la técnica para su implementación es desarrollada en el apartado 3. El apartado 4 ofrece la definición de las variables utilizadas en el modelo y las fuentes de donde se han obtenido los datos para su construcción, así como una descripción de la evolución de dichas variables. En el apartado 5 se presentan los resultados más significativos del análisis. Finalmente, en el apartado 6, las principales conclusiones e implicaciones del trabajo son expuestas.

2. La liberalización del sector eléctrico español.

Antes de la LSE, el sector eléctrico español estaba regulado por el denominado Marco Legal Estable (MLE), establecido en el Real Decreto 1538/1987 de 11 de diciembre, y que estuvo vigente durante la década 1988-1997. Los objetivos del MLE eran, por una parte, crear un sistema de remuneración estable que diera soluciones a los graves problemas financieros por los que atravesaba el sector en los años ochenta y, por otra, lograr que el sistema fuera compatible con la dotación de incentivos a la eficiencia en la gestión². Con tal fin, el MLE implantó un sistema de regulación por incentivos en el que las empresas no eran compensadas por los costes realmente incurridos, sino por unos costes valorados de acuerdo con un estándar que objetivaba los gastos necesarios para el adecuado suministro, incluida la apropiada remuneración del capital. Estas cantidades eran los ingresos que percibían las empresas del sector, con lo que se introducía un importante incentivo a la eficiencia, al permitir a las empresas quedarse con el diferencial entre el coste estándar y el real.

No obstante, la fijación de estos costes estándar adoleció de falta de objetividad y rigor y dado que el beneficio de las empresas se determinaba como diferencia entre los costes estándares y los reales, el comportamiento de las empresas pudiera haberse dirigido, no a la disminución de sus costes reales, lo que es socialmente deseable, sino al incremento de sus costes estándares reconocidos, es decir, sus ingresos (Rodríguez y Castro, 1994; y Crampes y Laffont, 1995).

En general, puede decirse que el MLE cumplió razonablemente sus dos objetivos iniciales: estableció un sistema de tarifas estables y reestableció el equilibrio económico-financiero de las empresas del sector. En cuanto al objetivo de incentivar la

² Vease, entre otros, Rojas (1995), Ariño y López de Castro (1998), REE (2006), para descripciones completas del funcionamiento del sector eléctrico bajo el MLE.

eficiencia, la evidencia empírica disponible parece sostener que el MLE, efectivamente, contribuyó a mejorar la eficiencia del sector (Arocena y Rodríguez, 1998; Arocena y Waddans-Price, 2002; Martínez-Budría *et al.*, 2003; y Ramos y Martínez, 2004).

Tras diez años en vigor y una tentativa fallida de introducción a la competencia llevada a cabo en 1994, el MLE fue sustituido por la Ley 54/ 1997 del Sector Eléctrico (en adelante, LSE), cuyo propósito principal fue la liberalización del sector. Así, la LSE posibilita la competencia en los negocios de generación y comercialización, liberalizando el acceso de terceros a las redes de transporte y distribución, actividades que siguen sometidas a regulación por sus características de monopolio natural. Asimismo, se crea la Comisión Nacional de Energía (CNE), que sustituye a la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional, nacida en 1994 como el primer órgano regulador del sector independiente del Gobierno, aunque adscrito al Ministerio de Industria y Energía. Estos organismos han asumido un número de funciones que conciernen principalmente a la supervisión del sector, ejerciendo, sin embargo, un escaso poder de decisión. *De facto*, la autoridad competente en materia de regulación del sector eléctrico español sigue siendo la Administración Pública, ya sea a través del Estado o en su caso, de las Comunidades Autónomas. La aprobación de estas medidas liberalizadoras fue acompañada por la privatización entre 1997 y 1998 del grupo Endesa, un conjunto de empresas públicas que representaban alrededor del 40% del sector eléctrico español.

Asimismo, se ha visto cómo las características estructurales de la industria eléctrica española junto con deficiencias del propio diseño regulatorio han frustrado en gran medida las expectativas mantenidas al inicio del proceso, generando el convencimiento de que la liberalización no está dando los frutos esperados. Estos elementos vendrían, en su mayoría, derivados de la decisión contradictoria del Gobierno de impulsar la concentración del sector al tiempo que introducía un régimen de competencia y liberalización del mismo, en clara contraposición con el espíritu de las reformas que pretende instaurar la Comisión Europea.

La literatura aparecida a lo largo de la vigencia de la LSE³ coincide en señalar los siguientes aspectos como principales impedimentos a la liberalización efectiva, persistiendo muchos de ellos actualmente: (i) La incertidumbre regulatoria insertada en el sistema, que puede haber repercutido en las inversiones y frenado la entrada; (ii) El

³ Por ejemplo Ocaña y Romero (1998), Arocena *et al.* (1999), Atienza y De Quinto (2003), López Milla (2003), García-Díaz y Marín (2003), Ciarreta y Espinosa (2004), Khün y Machado (2004), Ariño (2004), Lasheras (2005), Fabra y Toro (2005), Crampes y Fabra (2005), Pérez Arriaga (2005) y Vives (2006).

elevado grado de concentración, tanto en la generación como en la distribución, que unido a la escasa apertura externa, hacen al sector poco proclive a la competencia (iii) La integración vertical de las empresas, que reduce los incentivos a fijar precios alineados con los costes, crea subsidios cruzados entre las actividades reguladas y no reguladas e introduce asimetrías informativas en el mercado minorista; (iv) Las elevadas barreras a la entrada en generación erigidas por los retrasos en la autorizaciones de nuevas plantas y por las ventajas de las empresas ya establecidas, resultado de su acceso a activos estratégicos, sus alianzas con las empresas propietarias de las materias primas y de la protección otorgada por la regulación contra los avatares del mercado mayorista; (v) La falta de contestabilidad de los mercados, debida a las ventajas ostentadas por los operadores ya establecidos al contar con un parque generador más diversificado y tener sus inversiones amortizadas o garantizada su amortización; (vi) La introducción de mecanismos desvirtuadores del funcionamiento del mercado mayorista, especialmente los denominados “costes de transición a la competencia”; (vii) La determinación de las tarifas sin vinculación con la evolución de los costes, que impide el desarrollo de la comercialización competitiva; y (viii) La ausencia de un regulador fuerte e independiente.

3. Metodología.

El análisis de las consecuencias económicas y financieras para las empresas eléctricas españolas de los regimenes reguladores en vigor entre 1991 y 2004 y el estudio de sus implicaciones desde el punto de vista de la eficiencia requieren una descomposición detallada para cada año de los beneficios económicos obtenidos por ellas. Para ello, se seguirá la formulación de Grifell y Lovell (2007), aplicando en su implementación las técnicas de análisis no paramétrico *Data Envelopment Analysis* (DEA).

3.1. La descomposición de la variación en los beneficios.

El análisis propuesto parte de la expresión (1), que recoge los beneficios, definidos desde una perspectiva económica, para una empresa eléctrica en el periodo t ,

$$p^t = R^t - C^t = \sum p_m^t y_m^t - \sum w_n^t x_n^t \quad (1)$$

donde π es el beneficio de explotación, R son los ingresos obtenidos por las actividades de generación y distribución eléctricas, C son los costes incurridos en la realización de estas actividades, p_m son los precios de los productos y_m , y w_n son los precios de los factores de producción x_n , con $m=1, \dots, M$ y $n=1, \dots, N$.

Los beneficios económicos de las empresas cambian a lo largo del tiempo, tanto por cambios en las cantidades producidas y distribuidas como por variaciones en los precios. Así, la diferencia entre los beneficios del periodo t y $t+1$, $(\mathbf{p}_t, \mathbf{p}_{t+1})$, puede ser descompuesta en un efecto cantidad y un efecto precios. Para evitar elegir entre ambos periodos como periodo base y periodo de comparación, ambos son ponderados, tanto en lo que se refiere a los precios como a las cantidades, utilizando medidas aritméticas. De esta forma se obtiene un indicador de beneficios de la clase Bennet (1920) [Diewert (2005)]⁴:

$$\mathbf{p}^{t+1} - \mathbf{p}^t = \left[\sum \bar{p}_m (y_m^{t+1} - y_m^t) - \sum \bar{w}_n (x_n^{t+1} - x_n^t) \right] + \left[\left(\sum \bar{y}_m (p_m^{t+1} - p_m^t) - \sum \bar{x}_n (w_n^{t+1} - w_n^t) \right) \right] \quad (2)$$

Mediante la expresión anterior, la contribución al cambio en los beneficios de las variaciones en los precios de cada uno de los productos y factores, así como de las producidas en las cantidades de cada uno de ellos puede ser observada de forma individualizada. Así, el primer sumando de la derecha recoge un efecto cantidad agregado, mostrando la contribución al cambio en los beneficios de los $M+N$ cambios individuales que se producen en las cantidades, manteniendo fijos en su media aritmética los $M+N$ cambios individuales de los precios. El segundo sumando, por su parte, es un efecto precio agregado, que muestra la contribución al cambio en los beneficios de los $M+N$ cambios individuales que se producen en los precios, manteniendo los $M+N$ cambios individuales en las cantidades fijos en su media aritmética. Debe tenerse en cuenta, además, que la variación de los beneficios viene expresada en valor y por lo tanto cada componente que determina esta variación está expresado del mismo modo. Finalmente, conviene resaltar que la expresión (2) no está basada en la asunción de ningún comportamiento restrictivo de la empresa evaluada, como es la maximización de beneficios.

⁴ Diewert (2005) demuestra que satisface un conjunto de axiomas deseables con características similares al caso del número índice Fisher. Un indicador Bennet tiene una estructura muy similar a un Fisher, pero expresado en diferencias en lugar de ratios. Diewert propuso utilizar la terminología "indicador" para la expresión en forma de diferencias e "índice" para el caso de ratios. Esta será la terminología seguida en este capítulo. Grifell-Tatjé y Lovell (1999, 2000) realizan sendas descomposiciones de un indicador de cantidad Bennet de costes y de un indicador de cantidad de beneficios tipo Laspeyres. Blázquez y Grifell-Tatjé (2004) descomponen un indicador Bennet de cantidad de ingresos.

La dualidad entre cantidades y precios permite que esta expresión pueda reordenarse de modo que permita reconocer quiénes son los beneficiarios (o perjudicados) individuales de los cambios en el efecto cantidad de dichas empresas. Estos receptores serán sus accionistas, si se incrementan (o disminuyen) los beneficios económicos que les son repartidos; los consumidores de electricidad, por medio de variaciones en los precios de la energía que consumen; y los proveedores de factores, a través de alteraciones en los precios de los factores de producción que suministran a las empresas eléctricas para los procesos de generación y distribución. La reordenación implica dividir el efecto precio de los factores y de los productos (segundo sumando en la expresión (2) en positivos y negativos, del siguiente modo:

$$\begin{aligned}
 & \sum \bar{p}(y^{t+1} - y^t) - \sum \bar{w}_n(x_n^{t+1} - x_n^t) + \sum \bar{y}_i(p_i^{t+1} - p_i^t) + \sum \bar{x}_j(w_j^{t+1} - w_j^t) \\
 & \qquad \qquad \qquad p^{t+1} > p^t \qquad \qquad w^{t+1} < w^t \\
 & = (p^{t+1} - p^t) - \sum \bar{y}_{m-i}(p_{m-i}^{t+1} - p_{m-i}^t) + \sum \bar{x}_{n-j}(w_{n-j}^{t+1} - w_{n-j}^t) \\
 & \qquad \qquad \qquad p^{t+1} < p^t \qquad \qquad w^{t+1} > w^t \quad (3)
 \end{aligned}$$

Esta expresión añade al efecto cantidad de la expresión (2) (primer sumando) los fondos adicionales disponibles para ser distribuidos que provienen de los i productos que han incrementado sus precios, así como de los j factores que han visto reducido los suyos. Estos beneficios potenciales son distribuidos a los accionistas $(\mathbf{p}^{t+1} - \mathbf{p}^t) > 0$, a los consumidores, a través de los productos que han reducido su precio $[-\mathbf{\hat{a}} \backslash y_{m-i}(p_{m-i}^{t+1} - p_{m-i}^t)] > 0$, y a los proveedores de aquellos factores de producción cuyos precios se han incrementado $[\mathbf{\hat{a}} \backslash x_{n-j}(w_{n-j}^{t+1} - w_{n-j}^t)] > 0$. Tanto la descomposición de la expresión (2) como la de la (3) pueden realizarse a partir de datos observables.

3.2. Descomposición del efecto cantidad.

Además de identificar la contribución de cada una de las variables al efecto cantidad, es posible investigar los componentes económicos implicados en su formación recurriendo al análisis económico, concretamente a la teoría de la producción. El efecto cantidad tiene dos componentes económicos principales: un componente “margen” y un componente de productividad, tal y como se recoge en la siguiente expresión:

$$\begin{aligned}
& \left[\sum \bar{p}_m (y_m^{t+1} - y_m^t) - \sum \bar{w}_n (x_n^{t+1} - x_n^t) \right] = \\
& = \sum \left[\left(\bar{p}_m - \left(\mathbf{a}_m^t \sum \bar{w}_n x_{nCE}^t \right) / y_m^t \right) (y_m^{t+1} - y_m^t) \right] \quad \text{efecto margen} \\
& + \sum \left[\left(\left(\mathbf{a}_m^t \sum \bar{w}_n x_{nCE}^t \right) / y_m^t \right) (y_m^{t+1} - y_m^t) \right] - \sum \bar{w}_n (x_n^{t+1} - x_n^t) \quad \text{efecto productividad}
\end{aligned} \tag{4}$$

donde x_{CE}^t es un vector de factores eficiente para (y^t, w^t, T^t) , siendo T^t la tecnología del periodo t , y a_m^t un coeficiente que indica la proporción de los costes eficientes atribuible a cada uno de los productos. En la Figura 1 se representan los conjuntos de posibilidades de producción para los periodos t y $t+1$: T^t y T^{t+1} , respectivamente. Asimismo, $L^t(y^t)$, $L^{t+1}(y^t)$ y $L^{t+1}(y^{t+1})$ en la Figura 2 son los conjuntos de factores correspondientes a T^t y T^{t+1} . En la Figura 1 se observa que $T^t \hat{\mathbf{I}} T^{t+1}$, implicando la asunción de cambio técnico. La misma asunción conlleva que $L^t(y^t) \hat{\mathbf{I}} L^{t+1}(y^t)$ en la Figura 2, en la que además $L^{t+1}(y^{t+1}) \hat{\mathbf{I}} L^{t+1}(y^t)$, asumiéndose así que $y^{t+1} > y^t$. Ambas figuras reflejan la descomposición del cambio desde (x^t, y^t) hasta (x^{t+1}, y^{t+1}) . Este cambio, cuando se pondera por la media aritmética de los precios de ambos periodos resulta en el efecto cantidad reflejado en el primer sumando de la expresión (2).

El efecto cantidad es identificado con frecuencia con el efecto productividad; sin embargo, como refleja la expresión (4), el efecto margen ha de ser también considerado. El efecto margen expresa la idea de que cuando una empresa eléctrica se expande, es decir, produce o distribuye más electricidad, y lo hace con un margen positivo, $[p_m^t - (a_m^t \sum w_n x_{nCE}^t) / y_m^t] > 0$, obtiene beneficios, independientemente de cualquier ganancia de productividad. De igual modo, un margen negativo indicaría que el precio medio que obtiene por la energía que genera o distribuye es insuficiente para cubrir el coste medio *eficiente* correspondiente, resultando aún más insuficiente para las empresas que no tengan un comportamiento minimizador de costes.

El efecto productividad, también expresado en términos de valor, resulta de la diferencia entre el cambio en la cantidad de productos, ponderado por el coste medio eficiente, y el cambio en la cantidad de factores, ponderado por la media aritmética de los precios de éstos en ambos periodos. Por lo tanto, pone en relación las cantidades de electricidad generadas y distribuidas y los factores de producción que han sido necesarios para su producción y distribución.

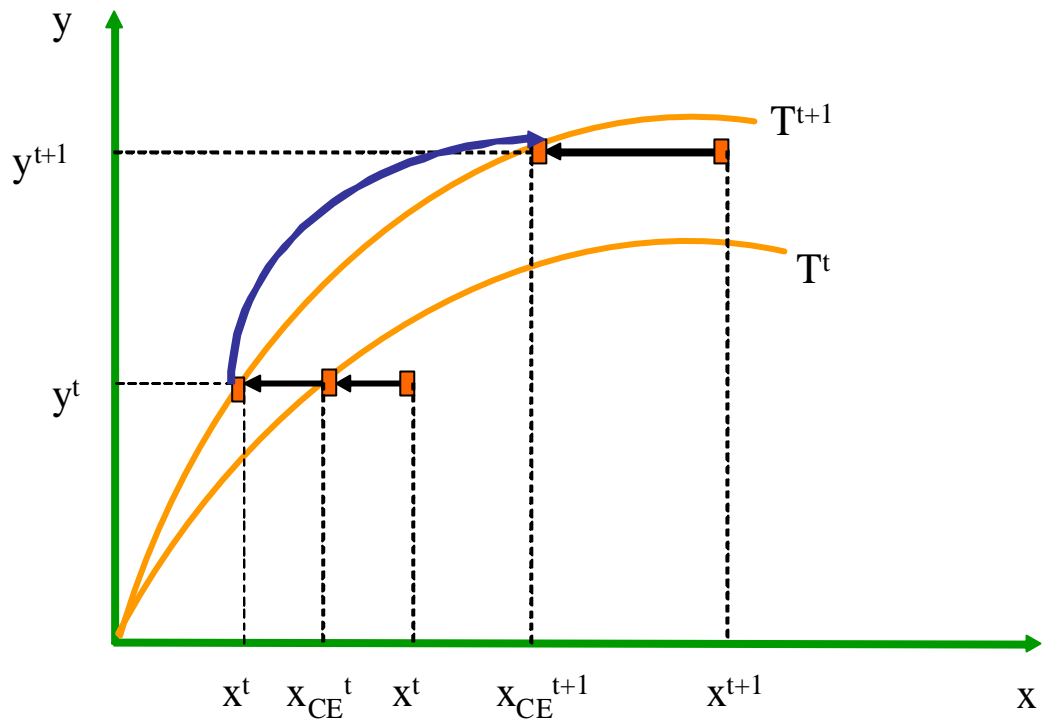


Figura 1. Descomposición del Efecto Productividad (I).

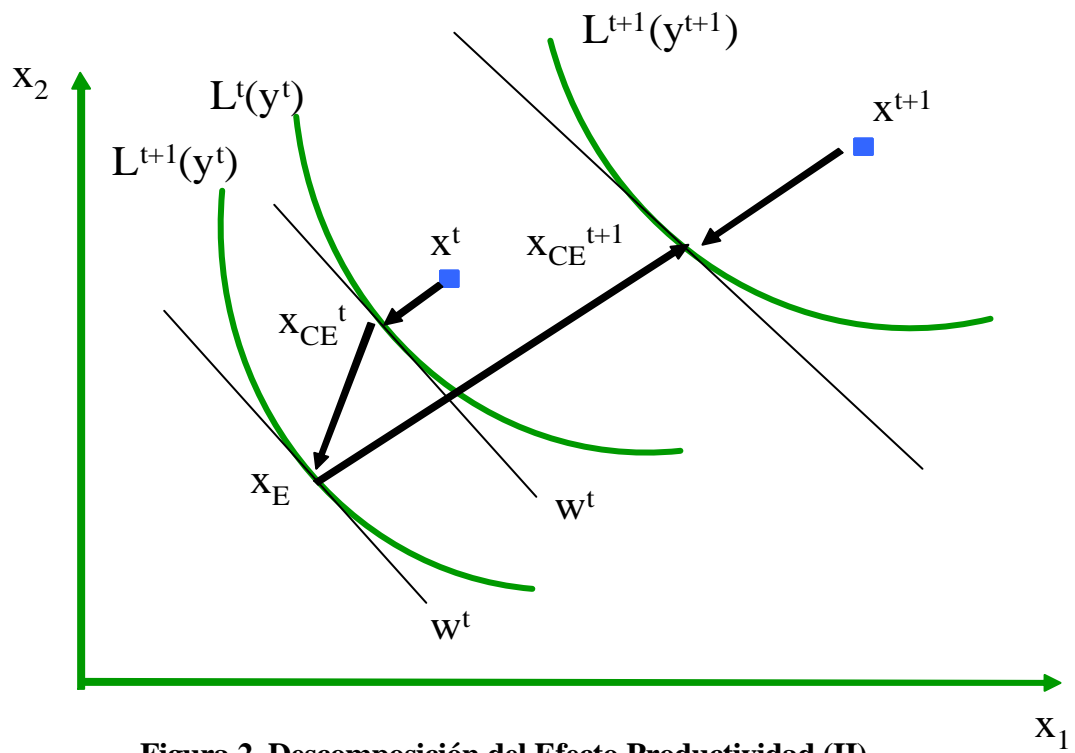


Figura 2. Descomposición del Efecto Productividad (II).

Este efecto productividad puede ser descompuesto en tres componentes más, recogiendo el impacto de las economías de escala, los efectos del cambio técnico y de la eficiencia en costes, tal como muestra la expresión (5):

$$\begin{aligned}
& \sum \left[\left(\left(\mathbf{a}_m^t \sum \bar{w}_n x_{nCE}^t \right) / y_m^t \right) (y_m^{t+1} - y_m^t) \right] - \sum \bar{w}_n (x_n^{t+1} - x_n^t) = && \text{efecto productividad} \\
& = \left[\sum \bar{w}_n (x_n^t - x_{nCE}^t) - \sum \bar{w}_n (x_n^{t+1} - x_{nCE}^{t+1}) \right] && \text{eficiencia en costes} \\
& + \left[\sum \bar{w}_n (x_{nCE}^t - x_{nE}^t) \right] && \text{cambio técnico} \\
& + \sum \left[\left(\left(\mathbf{a}_m^t \sum \bar{w}_n x_{nCE}^t \right) / y_m^t \right) (y_m^{t+1} - y_m^t) \right] - \sum \bar{w}_n (x_{nCE}^{t+1} - x_{nE}^t) && \text{efecto escala}
\end{aligned} \tag{5}$$

donde x_E es un vector de factores eficiente para (y^t, w^t, T^{t+1}) . Las mejoras en la tecnología entre los periodos t y $t+1$ implican que x_{CE}^t difiera de x_E . Ninguno de los tres vectores que minimizan los costes: x_{CE}^t , x_{CE}^{t+1} y x_E , son observados directamente, sino que han de ser calculados.

El efecto de la eficiencia en costes captura la contribución al efecto productividad del cambio en la eficiencia con que las empresas eléctricas utilizan sus factores productivos entre los periodos t y $t+1$, dados los precios de éstos en dichos periodos. Un efecto de eficiencia en costes positivo mide el incremento en los beneficios económicos en los que se traduce la mejora en la asignación de recursos.

El cambio técnico cuantifica la contribución a la variación de la productividad de una mejora en la tecnología entre los periodos t y $t+1$. Esta mejora permitiría la generación y distribución de electricidad con un ahorro de factores, valorado éste por la diferencia entre el coste de producir x_{CE}^t en la superficie de T^t y el de producir x_E en la superficie de T^{t+1} , ponderando esta diferencia por la media aritmética de los precios de los factores. El cambio técnico puede ser no neutral, como muestra la Figura 1.

Por último, el efecto de escala recoge la contribución de las economías de escala al efecto productividad. Un incremento en las cantidades generadas y distribuidas de electricidad acompañado por un incremento menos que proporcional en las cantidades de todos los factores, significa que la tecnología viene definida por rendimientos crecientes a escala, observándose una contribución positiva de este efecto a la variación de los beneficios. En el caso contrario de rendimientos decrecientes, se observará una contribución negativa y, en consecuencia, una disminución de beneficios. Finalmente, en el caso de rendimientos constantes a escala, este efecto tendrá una contribución nula.

3.3. Implementación del modelo de beneficios.

Como se ha señalado en el apartado anterior, mientras que los vectores x^t , x^{t+1} , y^t , y^{t+1} , p^t , p^{t+1} , w^t y w^{t+1} pueden ser observados directamente o calculados a partir de datos observados, los de costes eficientes: x_E , x_{CE}^t , x_{CE}^{t+1} , deben ser estimados a partir de los datos observados y de las tecnologías, tal como se describe en las Figuras 1 y 2. Sin embargo, estas tecnologías tampoco son observadas, por lo que también deben ser aproximadas. Para ello se aplicarán las técnicas no paramétricas DEA en forma secuencial.

El vector x_{CE}^t , mostrado en las Figuras 1 y 2 y en las expresiones (4) y (5), puede calcularse como solución al problema de programación lineal:

$$\min_x \{ w^t x : x \geq X \lambda, Y \lambda \geq y^t, \lambda \geq 0, \sum \lambda = 1 \}. \quad (6)$$

En este programa matemático, el objetivo es encontrar el vector de cantidad de factores x necesario para producir y^t que minimice el coste: $w^t x = S w_n^t x_n^t$, dado que (x, y^t) es factible con la tecnología del periodo t : T^t . Las matrices de datos Y^t y X^t contienen todos los productos y factores observados en los periodos $\{1, \dots, t\}$. Por lo tanto, la factibilidad de (x, y^t) requiere la pertenencia de este vector al conjunto de producción T^t , definido como:

$$T^t = \{ (x, y^t) : x \geq X \lambda, Y \lambda \geq y^t, \lambda \geq 0, \sum \lambda = 1 \}. \quad (7)$$

Esta aproximación es construida secuencialmente, lo que implica asumir que las actividades llevadas a cabo en los años pasados son tenidas en cuenta por la empresa en el periodo considerado, siendo la forma en que se han realizado dichas actividades una opción para la empresa en los años posteriores. La regresión tecnológica resulta, de este modo, imposible. La restricción de convexidad $\{\lambda \geq 0, \sum \lambda = 1\}$ en las expresiones (6) y (7) permite que la frontera T^t satisfaga la condición de rendimientos variables a escala (Banker et al. 1984).

Por su parte, el vector x_E de la expresión (5) es la solución al mismo problema de minimización de costes recogido en (6), pero utilizando en este caso la tecnología del periodo $t+1$: T^{t+1} . Así pues, el cálculo de x_E requiere la expansión de las matrices de

datos anteriores a X^{t+1} y Y^{t+1} , manteniendo como precios de los factores y productos w^t e y^t , respectivamente.

Una vez calculados x_{CE} y x_E para cada uno de los años estudiados, se insertan en las expresiones (4) y (5), cuantificándose el efecto margen y el efecto productividad de la expresión (4) y calculando posteriormente la contribución de cada uno de los efectos económicos explicativos del cambio productivo de acuerdo a (5). Por último, cabe señalar que los vectores óptimos de cantidad: x_E y x_{CE} , se calculan utilizando los precios observados de dichos factores, mientras sus efectos son cuantificados en términos de contribución a la variación en el beneficio económico, utilizando la media aritmética en los dos periodos que son considerados en cada caso.

4. Definición de datos y variables.

El análisis del sector eléctrico desarrollado en este capítulo se centra en las cuatro grandes empresas eléctricas de ciclo completo que actualmente están operando en España: Unión Fenosa, Iberdrola, Hidrocantábrico y Endesa. Aunque los datos utilizados en la investigación abarcan el periodo 1988-2004, el análisis se ha focalizado en la etapa 1991-2004, periodo en el que las cuatro empresas estaban operativas como se conocen hoy, tras la fusión en 1991 de Iberduero e Hidroeléctrica Española, que dio lugar a Iberdrola.

La estimación de la tecnología de cada uno de los años considerados ha tenido en cuenta, no solo los datos de de las cuatro empresas mencionadas, sino de otras que a lo largo de este periodo han existido en España, pero que han ido desapareciendo como tales empresas como consecuencia de las diversas operaciones de concentración acontecidas durante los años noventa. Estas empresas son: Iberduero, S.A., Hidroeléctrica Española, S.A., Empresa Nacional Hidroeléctrica, S.A. (Enher), Eléctricas Reunidas de Zaragoza, S.A. (Erz), Electra Viesgo, S.A., Fuerzas Eléctricas de Cataluña, S.A. (Fecsa), Hidroeléctrica de Cataluña, S.A., (Hecsa) y Compañía Sevillana de Electricidad, S.A. Con estas doce empresas se ha creado un panel de datos no equilibrado compuesto por 135 observaciones.

Como se ha explicado en la sección anterior, la construcción de las fronteras se ha realizado secuencialmente, comenzando por el año 1991 y añadiendo información cada año. Así, en el análisis empírico, $t=1$ sería el año 1991. Para calcular T^1_{DEA} , se han utilizado los datos de todas las empresas desde 1988 hasta 1991, haciendo más robusto

el análisis al introducir un mayor número de observaciones que determinen la frontera inicial. Análogamente, para calcular la frontera de $t=2$, T^2_{DEA} , es decir, de 1992, se han utilizado los datos de 1988 a 1992. Y así sucesivamente hasta 2004.

El periodo de análisis será dividido en dos etapas. La primera abarca desde 1991 hasta 1997, de vigencia del MLE. La segunda comprende desde 1998 hasta 2004, periodo en el que ha estado en vigor la LSE.

La selección de las variables contempladas en el modelo de beneficios anteriormente expuesto considera que las empresas eléctricas durante el periodo analizado han realizado fundamentalmente dos actividades: generación de energía eléctrica a través de distintos procesos productivos y distribución de la misma a clientes finales. Adicionalmente, se ha tenido presente que a pesar de la obligatoriedad de separación contable y jurídica de las distintas actividades eléctricas vigente desde el 2000, desde el punto de vista de la propiedad las empresas eléctricas españolas han estado verticalmente integradas durante todo el periodo, operando en todas las actividades de la cadena de producción.

Productos.

Los productos considerados en el modelo de beneficios y sus correspondientes precios han sido los siguientes:

(i) Generación de electricidad (y_1)

Se refiere a la generación de electricidad neta de la empresa, medida por los Gwh generados durante el año a partir de las diversas fuentes energéticas: hidráulica, nuclear, carbón, fuel y gas. El precio de este producto (p_1) para el periodo comprendido entre 1988-1997 es el resultado del cociente entre los costes estándar de generación pagados según el MLE a cada una de las empresas y los GWh generados. Cabe recordar en este punto que, al ser la generación una actividad regulada en este periodo, los costes estándar reconocidos a la empresa por este concepto son los ingresos percibidos por la misma como remuneración de su actividad de generación. En este sentido, los costes fijos de inversión y operación y mantenimiento, y los costes variables por combustible y explotación de esta actividad, que componen el coste total estándar de generación, son calculados de forma diferenciada según las características de las instalaciones generadoras, específicamente, según las fuentes energéticas utilizadas en la producción.

Después de la entrada en vigor de la LSE, y una vez liberalizada la actividad de generación (1998-2004), el precio se ha calculado como el cociente entre los ingresos derivados de dicha actividad obtenidos por cada empresa eléctrica y los GWh generados.

(ii) *Distribución de electricidad (y_2)*

Se refiere a la energía vendida por la empresa a clientes finales, medida en Gwh. Para el periodo comprendido entre 1988-1997, el precio de este producto (p_2) resulta del cociente entre los costes estándar de distribución y transporte pagados de acuerdo el MLE a cada una de las empresas y los GWh distribuidos⁵. Cabe recordar que el Marco Legal Estable, para retribuir los costes de distribución, diferencia entre las tensiones clasificadas como ‘baja’ y ‘media’ de la considerada como ‘alta’. Los costes de distribución correspondientes a las instalaciones de alta tensión (mayor o igual 36 kV), se retribuyen en función de unidades físicas (kilómetros de línea, número de celdas, potencia de transformación), independientemente del uso efectivo de las mismas. Los costes correspondientes a las instalaciones propiamente de distribución, de media y baja tensión (menor de 36 kV), se retribuyen, básicamente, en función de la energía circulada por dichas instalaciones. Por lo tanto, el precio (p_2) de distribución de cada empresa variará en función de las características del mercado al que abastezca.

Para el periodo 1998-2004, en el que el transporte y la distribución continúan siendo actividades reguladas y la comercialización se ha liberalizado, este precio es el resultado del cociente entre la suma de los ingresos de distribución y transporte pagados a las empresas eléctricas según la LSE y los obtenidos por la comercialización a precio libre, y los GWh distribuidos. En este sentido, hay que reseñar que la estructura del mercado que abastezca cada empresa afectará a su precio de distribución.

(iii) *Variable de control: densidad (D).*

En la construcción de la tecnología se introduce además una variable de control en el lado de los productos, al objeto de considerar las diferencias de dispersión entre las empresas de la muestra que podrían tener una influencia en sus costes. Esta variable recoge la relación entre los Gwh distribuidos por cada empresa y el número de clientes

⁵ La distribución hace referencia a la venta de energía a clientes finales en alta, media y baja tensión, es decir, incluye parte del transporte, al considerar el MLE como transporte únicamente la actividad ejercida por Redesa.

de cada una de ellas, no afectando a la determinación del efecto precio y cantidad del modelo de beneficios. Su función consiste únicamente estimar de forma más adecuada los vectores de factores eficientes desde el punto de vista de los costes: x_E y x_{CE} .

Factores de producción

Los factores de producción incorporados a la función de beneficios de las empresas eléctricas son los necesarios para el desarrollo de las actividades de generación y distribución de electricidad, de acuerdo a la definición realizada en el apartado anterior:

(i) *El factor trabajo (x_1)*

Este factor es medido por el número de trabajadores empleados al final del año en cada empresa eléctrica. Su precio (w_1) resulta del cociente entre los gastos de personal y el número de trabajadores de cada empresa.

(ii) *El factor capital (x_2)*

Para calcular la cantidad de capital de la empresa (x_2) se ha optado por un enfoque indirecto, similar al método del valor de reposición depreciado⁶. En esta valoración se ha tomado como valor de partida el del inmovilizado material neto de 1988 publicado por las empresas eléctricas. Posteriormente, se ha elaborado la historia de los gastos de inversión de cada empresa a partir de los datos contables publicados, convirtiendo las inversiones nominales de cada año (I^t) en valores a precios constantes de 1988, removiendo así el efecto de la inflación. El índice utilizado en esta operación ha sido el deflactor de la Formación Bruta de Capital Fijo de la Contabilidad Nacional de España. De este modo, la cantidad de capital de una empresa eléctrica en el año t (x_2^t) se calcularía de acuerdo a la siguiente expresión:

$$x_2^t = x_2^{t-1} + I^t - \delta x_2^t \quad (8)$$

dónde δx_2^t define la amortización del periodo, estimada como la diferencia entre la amortización acumulada de dos periodos consecutivos.

⁶ Coelli *et al.* (2003) muestran cómo este mecanismo supone una medida más acertada para medir la cantidad de capital que el uso del frecuentemente utilizado *stock* de capital nominal depreciado, al inferir una menor disparidad entre las empresas por sus diferentes perfiles de inversión.

El coste de capital es el resultado de la suma de los gastos por depreciación y los costes por intereses. Para el cálculo de los costes por intereses se han considerado tanto los gastos de financiación asociados a la deuda como los costes implícitos del capital propio, calculando el coste del capital medio ponderado de acuerdo a la siguiente expresión:

$$w_2^{e+d} = [(1-g)r_e] + [g \cdot r_d] \quad (9)$$

donde g define la relación: deuda/(deuda+capital propio), r_d es el coste de la financiación asociado a la deuda y r_e es el coste del capital propio. Teniendo en cuenta que las empresas analizadas cotizan en mercados financieros, parece adecuado calcular el coste del capital propio usando el modelo de fijación de precios de activos de capital (CAPM):

$$r_{CAPM} = r_e = r_f + \beta(r_m - r_f) \quad (10)$$

donde r_f expresa el tipo de interés pagado en el mercado a los activos sin riesgo, r_m la rentabilidad del mercado y β es un coeficiente del grado de riesgo del capital propio de la empresa. Así pues, el coste del capital la empresa quedará definido por: $w_2 x_2 = \delta x_2 + w_2^{(e+d)} x_2$, y el correspondiente precio del capital vendrá dado por⁷: $w_2 = \delta + w_2^{(e+d)}$.

(iii) *El combustible (x_3).*

Se refiere a la cantidad de combustible utilizado en el proceso de generación de electricidad, medido en millones de termias. Este valor se ha calculado a partir de los datos de producción de energía eléctrica generada con cada tipo de combustible, convertidos en termias⁸ mediante la aplicación de las equivalencias publicadas anualmente por el Ministerio de Industria y Energía (MINER, 1988-2004).

Las cuatro empresas consideradas en el análisis presentan combinaciones de energías dispares, como muestra la Tabla 1, lo que influirá en la cantidad de termias

⁷ Conviene reseñar que al aplicar el w_2^{e+d} al valor real del capital x_2 , parte de la distorsión ocasionada por la inflación queda eliminada. Sin embargo, esta corrección no se aplica a la depreciación, calculada por la empresa sobre valores nominales. Desafortunadamente no ha podido ser determinado el perfil temporal de amortización de cada una de las instalaciones del inmovilizado de las empresas, por lo que el correspondiente efecto de los precios no ha sido corregido. Se asume que gracias a la regulación la disparidad entre las políticas de amortización de las empresas ha sido relativamente reducida, con lo que la distorsión será poco significativa.

⁸ La termia (Th) es una unidad de calor equivalente a un millón de calorías.

asignada a cada una. Cabe destacar en este sentido que las empresas que mayoritariamente utilizan carbón en su generación, Endesa e Hidrocantábrico, no comenzaron a utilizar carbón importado, considerablemente más barato que el carbón nacional, hasta 1998. Se considera que el carbón utilizado por Endesa procede de explotaciones mineras de su propiedad. Además, los grupos de gas de ciclos combinados han sido incorporados por las empresas en los últimos años del periodo.

Tabla 1. Balance energético promedio para el periodo 1988-2004.

Tipo de Energía Primaria	Unión Fenosa	Iberdrola	Hidrocantábrico	Endesa
Hidroeléctrica	18%	29%	8%	11%
Nuclear	26%	51%	10%	27%
Carbón	53%	12%	59%	40%
Carbón importado	0%	1%	17%	9%
Fuel	2%	5%	2%	10%
Gas	1%	2%	4%	4%

El precio de este factor (w_3) resulta del cociente entre los gastos de aprovisionamiento de combustibles incurridos por las empresas y los millones de termias utilizados.

En la determinación de los factores de producción, no se ha considerado como tal la energía comprada por las empresas para abastecer sus mercados. Esta exclusión está en la línea de Gilsdorf (1994, 1995), Kwoka (2002), y específicamente para el caso español, de Jara-Díaz et al. (2004) y Arocena (2008), quienes consideran que la compra de energía puede ser excluida como coste de producción, al representar una mera labor de intermediación entre el productor y los consumidores finales que no implica actividad productiva alguna para el distribuidor. Los costes de generación han sido incluidos y la distribución incurre en unos costes por energía circulada independientes de la procedencia de dicha energía.

Por lo tanto, los beneficios económicos de una empresa se definen como la diferencia entre los ingresos derivados de las actividades de generación y distribución, en consonancia con la descripción anterior, y la suma de los costes de personal, capital y combustible. La metodología empleada en el cálculo del precio del capital implica que en estos beneficios esté descontada la remuneración de la financiación de la empresa,

tanto propia como ajena, a una tasa de retribución media del mercado. Podrían considerarse, por consiguiente, beneficios extraordinarios que la empresa está dispuesta a repartir a sus accionistas, una vez que les ha sido remunerado el coste de oportunidad de su inversión. Esta apreciación resulta de especial relevancia en la correcta interpretación de los resultados.

Fuentes de información.

La Tabla 2 ofrece un resumen de la definición y las unidades de medida de las diferentes variables, así como las fuentes de información de cada una de ellas. Asimismo, los valores medios de las variables en las dos etapas de análisis: 1991-1997 y 1998-2004, quedan recogidos en la Tabla 3, mientras que la evolución de los beneficios económicos para cada una de las empresas y para el sector se ilustra en el Gráfico 1.

Se observa cómo en la etapa del MLE el sector obtiene unas pérdidas promedio de 38 millones de euros anuales. De hecho, todas las empresas del sector obtienen pérdidas económicas antes de 1993, de lo que se infiere que sus ingresos no son suficientes para remunerar adecuadamente su capital propio; y no incurren unánimemente en beneficios extraordinarios hasta 1996. La entrada en vigor de la LSE torna la situación radicalmente, obteniendo el sector unos beneficios medios anuales de 751 millones de euros. Todas las empresas ven crecer sus resultados de forma significativa con respecto al periodo anterior.

De las tendencias de las variables y los precios, cabe destacar algunos aspectos. En primer lugar, la cantidad de energía distribuida en el segundo periodo presenta un significativo aumento, consecuencia de la adquisición por parte de Endesa de sus filiales Fecsa y Compañía Sevillana de Electricidad en 1996. En segundo lugar, se observa una disminución de los precios de la generación y la distribución aproximadamente en el mismo porcentaje (17%). En tercer lugar, tras la liberalización se reduce sustancialmente el número de empleados en todas las empresas del sector. Finalmente, se constata una caída considerable del precio del capital.

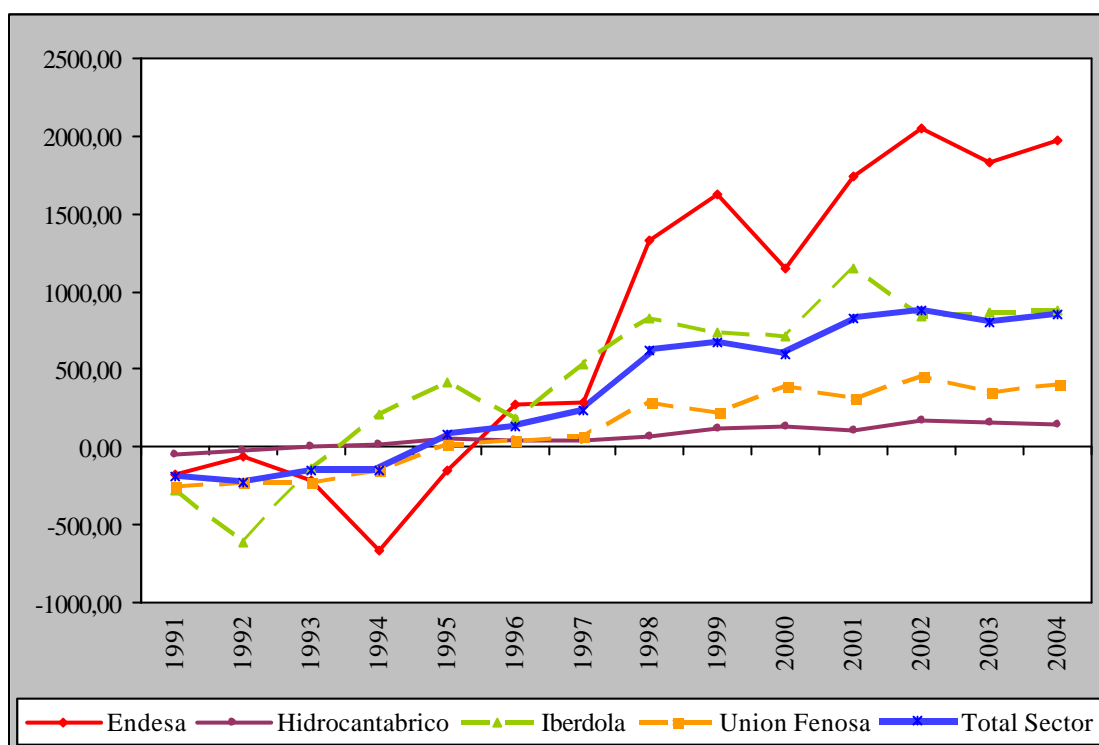
Tabla 2. Definición de variables y fuentes de información.

Variable	Definición y unidades de medida	Fuentes de información
y_1	GWh de energía generada	Informes anuales de las empresas
y_2	GWh de energía distribuida	Informes anuales de las empresas
x_1	Número de empleados	Informes anuales de las empresas
x_2	Inmovilizado material neto (millones de €a precios Constantes de 1988)	Informes anuales de las empresas
x_3	Combustible utilizado (Millones termias)	Informes anuales de las empresas MINER (1988-2004)
D	Densidad: GWh/ clientes	Informes anuales de las empresas
p_1	Precio de la energía generada (Mill. €GWh)	REE (2006) OFICO, Informes anuales de las empresas
p_2	Precio de la energía distribuida (Mill. €GWh)	Informes anuales de las empresas CNE R.D de Tarifas
w_1	Precio del factor trabajo: Costes de Personal/ x_1 (€/empleado)	Informes anuales de las empresas
w_2	Precio del factor capital: Costes de Capital/ x_2 (€ ver expresiones (8)- (10))	Informes anuales de las empresas Revista de la Bolsa de Madrid Banco de España, INE
w_3	Precio del combustible: Costes de combustible/ x_3 (€/Mill. Termias)	Informes anuales de las empresas MINER (1988-2004)

Tabla 3. Estadísticas del Sector. Valores medios y coeficiente de variación.

	1991-1997 (MLE)					1998-2004 (LSE)				
	Iberdrola	U. Fenosa	HC	Endesa	Sector	Iberdrola	U. Fenosa	HC	Endesa	Sector
Beneficios Económicos (Mill. €)	44	-108	12	-100	-38	857	347	131	1.671	751
	<i>916</i>	<i>131</i>	<i>290</i>	<i>324</i>	<i>481</i>	17	22	27	20	15
Ingresos de Generación (Mill. €)	2.118	1.021	405	3.115	1.664	2.269	1.081	499	4.213	2.016
	<i>6</i>	<i>8</i>	<i>11</i>	<i>17</i>	<i>7</i>	19	12	18	7	11
Ingresos de Distribución (Mill. €)	1.081	413	69	691	563	1.193	504	89	1.595	845
	<i>7</i>	<i>13</i>	<i>10</i>	<i>69</i>	<i>27</i>	7	<i>11</i>	<i>19</i>	5	6
Energía Generada (GWh)	41.580	18.872	7.269	63.771	32.873	52.374	23.556	12.533	90.953	44.854
	<i>8</i>	<i>6</i>	<i>6</i>	<i>23</i>	<i>13</i>	10	8	18	4	7
Precio de Generación (Mill €/Gwh)	0,051	0,054	0,056	0,049	0,053	0,043	0,046	0,040	0,046	0,044
	<i>12</i>	<i>7</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>7</i>	<i>11</i>	<i>8</i>	<i>6</i>	<i>4</i>	<i>6</i>
Energía Distribuida (GWh)	54.256	20.936	6.031	36.841	29.516	52.374	23.556	12.533	90.953	44.854
	<i>3</i>	<i>5</i>	<i>5</i>	<i>58</i>	<i>20</i>	10	8	18	4	20
Precio de Distribución (Mill. €/Gwh)	0,020	0,020	0,011	0,018	0,017	0,013	0,016	0,009	0,019	0,014
	<i>5</i>	<i>8</i>	<i>6</i>	<i>11</i>	<i>7</i>	25	16	16	5	13
Costes operativos (Mill. €)	3.154	1.542	461	3.906	2.266	2.606	1.238	457	4.138	2.110
	<i>13</i>	<i>10</i>	<i>7</i>	<i>19</i>	<i>5</i>	17	6	15	6	8
Número de empleados	13.522	5.213	1.294	18.560	9.647	9.954	3.497	1.204	15.706	7.590
	<i>12</i>	<i>9</i>	<i>5</i>	<i>20</i>	<i>7</i>	11	14	5	16	13
Precio del trabajo (€/Trabajador)	48.263	44.885	45.911	41.420	45.120	63.994	60.792	54.790	57.334	59.227
	<i>14</i>	<i>11</i>	<i>15</i>	<i>13</i>	<i>13</i>	16	10	3	\$	10
Inmovilizado Material Neto (Mill € de 1988)	13.286	4.661	1.137	8.488	6.893	13.286	4.433	1.250	9.728	7.174
	<i>12</i>	<i>6</i>	<i>14</i>	<i>29</i>	<i>9</i>	12	2	12	6	3
Precio del Capital (€)	0,174	0,214	0,212	0,260	0,215	0,116	0,148	0,162	0,188	0,154
	<i>9</i>	<i>11</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>10</i>	5	7	8	7	3
Combustible (Mill de Termias)	63.266	36.356	15.703	134.600	62.481	81.949	46.112	28.364	182.261	84.671
	<i>10</i>	<i>12</i>	<i>8</i>	<i>20</i>	<i>10</i>	12	8	16	3	7
Precio del Combustible (€/ Mill.Termias)	3.052	8.544	10.469	7.343	7.352	7.234	7.958	6.571	7.752	7.379
	<i>23</i>	<i>12</i>	<i>17</i>	<i>8</i>	<i>11</i>	51	19	14	19	23

Gráfico 1. Evolución de los beneficios económicos. (Millones de euros).



5. Resultados

Mediante el modelo de descomposición de beneficios desarrollado en el apartado 3 se determinará la influencia de las tendencias de las distintas variables en la mejora de los resultados de las empresas, cuantificándose el papel de cada una de las fuentes económicas en los cambios en la productividad del sector e identificándose sus beneficiarios. Los principales resultados del modelo vienen recogidos en las Tablas 4 a 6. Las Tablas ofrecen resultados promedio, así como el coeficiente de variación de los mismos, distinguiéndose entre los dos periodos regulatorios considerados: MLE y LSE.

5.1 El efecto precio y el efecto cantidad

La Tabla 4 refleja la descomposición de la expresión (2), que atribuye los cambios en los beneficios económicos a variaciones en los precios y en las cantidades. Durante el periodo de vigencia del MLE, el cambio promedio en los beneficios económicos para el conjunto del sector, cifrado en 70 millones de euros anuales, puede atribuirse por completo al efecto cantidad, positivo en la mayoría de los años y para todas las

compañías excepto para Hidrocarbónico. La contribución de los precios fue, sin embargo, negativa, aunque de forma poco significativa para el total del periodo, restando al efecto cantidad algo más de 1 millón de euros al año. El efecto precio fue positivo para las empresas más pequeñas (Unión Fenosa e Hidrocarbónico) y negativo para las grandes (Endesa e Iberdrola).

Tras la entrada en vigor de la LSE en 1998, la situación cambia significativamente. Los beneficios económicos del sector se incrementaron anualmente alrededor de 89 millones de euros, un 27% más que en el periodo anterior, a pesar del importante menoscabo en los mismos causado por el deterioro de los precios: en promedio, más de 58 millones de euros por año. Este comportamiento fue compensado con creces por el excelente comportamiento del efecto cantidad, alentado por un crecimiento sostenido de la demanda de electricidad en España desde 1998 en un contexto de expansión económica⁹. En consecuencia, el efecto cantidad ha aportado a los beneficios un promedio de 147 millones de euros anuales, más del doble que en la etapa del MLE.

Todas las empresas siguieron una pauta de comportamiento semejante a la del sector en esta etapa del LSE, con contribuciones positivas del efecto cantidad y negativas del efecto precio. Sin embargo, destaca el que los beneficios anuales promedio obtenidos por Iberdrola y Unión Fenosa fueran menores que los alcanzados en el periodo del MLE, mientras Hidrocarbónico consigue un pequeño incremento de los mismos. Únicamente Endesa consigue unos beneficios anuales muy superiores a los logrados en la etapa anterior, de hecho los triplica; su proceso de consolidación y privatización puede considerarse, pues, extraordinariamente positivo para la empresa.

Cabe reseñar, en este sentido, que la expansión en las ventas de los productos en ambos periodos ha contribuido a un aumento de los beneficios: durante el MLE porque la expansión no se vio compensada por el aumento en las cantidades de factores de producción, y durante la LSE porque se produjo con una significativa reducción en las cantidades de algunos de ellos.

⁹ El crecimiento de la demanda de electricidad superó el 5% en todos los años analizados, excepto en el periodo 2001-2002.

Tabla 4. Descomposición del Cambio en los Beneficios Económicos. Datos promedio y coeficiente de variación.
(Millones de euros corrientes).

Periodo	Empresa	Cambio en los Beneficios	=	Indicador Bennet de Precio	+	Indicador Bennet de Cantidad
1991-1997 (MLE)	Iberdrola	134,3		-27,1		161,4
		291,4		1.229,0		186,9
	Unión Fenosa	53,9		13,3		40,6
		104,8		657,1		190,7
	Hidrocarbónico	13,6		18,2		-4,6
Endesa	78,2		-10,1		88,3	
	420,5		3.242,8		117,1	
Total Sector	70,0		-1,4		71,4	
	122,4		6.992,4		89,8	
1998-2004 (LSE)	Iberdrola	49,9		-144,9		194,8
		500,6		159,7		151,8
	Unión Fenosa	48,9		-26,9		75,8
		267,6		620,8		101,7
	Hidrocarbónico	15,3		-25,8		41,1
238,6			154,0		86,5	
Endesa	241,3		-35,7		277,0	
	208,6		1.417,6		80,0	
Total Sector	88,9		-58,3		147,2	
	193,4		364,6		91,9	

5.2 *La descomposición del efecto cantidad: el margen y la productividad*

La Tabla 5 proporciona una explicación económica del efecto cantidad, reflejando que los resultados de aplicar las expresiones (4) y (5), complementando así el puro análisis de los datos con el análisis económico. El efecto positivo de la productividad en este periodo no se ha visto acompañado por una contribución del mismo signo en el efecto margen, ligeramente negativo para el promedio del periodo (0,29 millones de euros anuales). Como reflejan los Gráficos 2 y 3, este margen es ligeramente negativo en la generación y prácticamente nulo en la distribución¹⁰, comenzando ambos a ser positivos a partir 1994, como consecuencia de las reformas legislativas que entraron en vigor en ese año. Esto parece indicar que en la primera parte del MLE la regulación pagó de forma insuficiente al sector, al no permitirle cubrir sus costes medios eficientes y, por lo tanto, sus costes medios reales.

Durante el periodo de la LSE, el efecto productividad del sector continúa siendo positivo y el principal componente del efecto cantidad, participando en un 82% en su mejora. El Gráfico 4 muestra cómo las ganancias de productividad han reportado al sector 1.278 millones de euros entre 1991 y 2004. En la última etapa regulatoria, contrariamente a lo que sucedía en el MLE, el efecto margen se suma al de la productividad, contribuyendo positivamente al efecto cantidad. El efecto margen es positivo en todas las empresas del sector durante este intervalo. Tanto el margen de generación como el de distribución son positivos, siendo mayor (hasta cuatro veces) el de generación que el de distribución (Gráficos 2 y 3). Esto implica que en esta etapa el sector es capaz de cubrir sus costes medios eficientes, beneficiándole la expansión de la actividad. Estos efectos positivos se ven suavizados en parte por el incremento en los costes medios del conjunto de factores de producción, influidos especialmente por los combustibles, suponiendo un aspecto divergente con respecto al periodo anterior.

Este resultado es realmente revelador. La actividad que sigue regulada se comporta como cabría esperar, el regulador incluso hace algunas concesiones al sector al fijar unos ingresos medios por encima de su coste medio eficiente. Sin embargo, la actividad liberalizada, sometida a competencia, contrariamente a lo esperado, incrementa su margen con respecto al periodo en que estaba regulada, siendo éste positivo en todos los años del periodo.

¹⁰ Bajo la hipótesis de que los costes totales eficientes se distribuyen entre la actividad de generación y distribución en la misma proporción que sus costes estándares,

Tabla 5. Descomposición económica del Indicador Bennet de Cantidad. Datos promedio y coeficiente de variación. Millones de euros corrientes.

Periodo	Empresa	Indicador Bennet de Cantidad	=	Efecto Margen	+	Efecto Productividad	Efecto Productividad				
							Eficiencia en Costes	+	Efecto del Cambio Técnico	+	Efecto Escala
1991-1997 MLE	Iberdrola	161,4		1,7		159,8	-3,9		54,3		109,4
		186,9		726,5		195,2	100,7		125,7		264,2
	Unión Fenosa	40,6		4,5		36,1	-34,9		81,0		-10,0
		190,7		232,5		210,7	-88,2		65,6		199,2
	Hidrocarbónico	-4,6		-0,8		-3,8	-1,1		1,5		-4,2
		897,1		578,7		1.086,5	3.561,3		167,5		370,0
	Endesa	88,3		-6,5		94,8	0,0		76,2		18,6
		117,1		462,0		81,7	387,4		109,9		308,7
	Total Sector	71,4		-0,3		71,7	-10,0		53,3		28,5
		89,8		2.968,1		97,0	438,7		53,2		229,5
1998-2004 LSE	Iberdrola	194,8		48,6		146,3	-11,7		199,2		-41,2
		151,8		93,2		176,8	718,8		112,2		268,4
	Unión Fenosa	75,8		17,6		58,1	-0,2		54,8		3,6
		101,7		104,1		105,1	29.394,7		68,5		169,0
	Hidrocarbónico	41,1		8,1		33,0	0,0		17,6		15,4
		86,5		150,5		75,5	1.235,1		101,4		128,2
	Endesa	277,0		30,2		246,8	0,3		212,5		34,0
		80,0		170,5		81,7	9.874,2		75,4		105,2
	Total Sector	147,2		26,1		121,0	-2,9		121,0		2,9
		91,9		100,4		97,0	667,8		78,4		905,9

Gráfico 2. Margen de Generación. Promedio del Sector. Millones de euros.

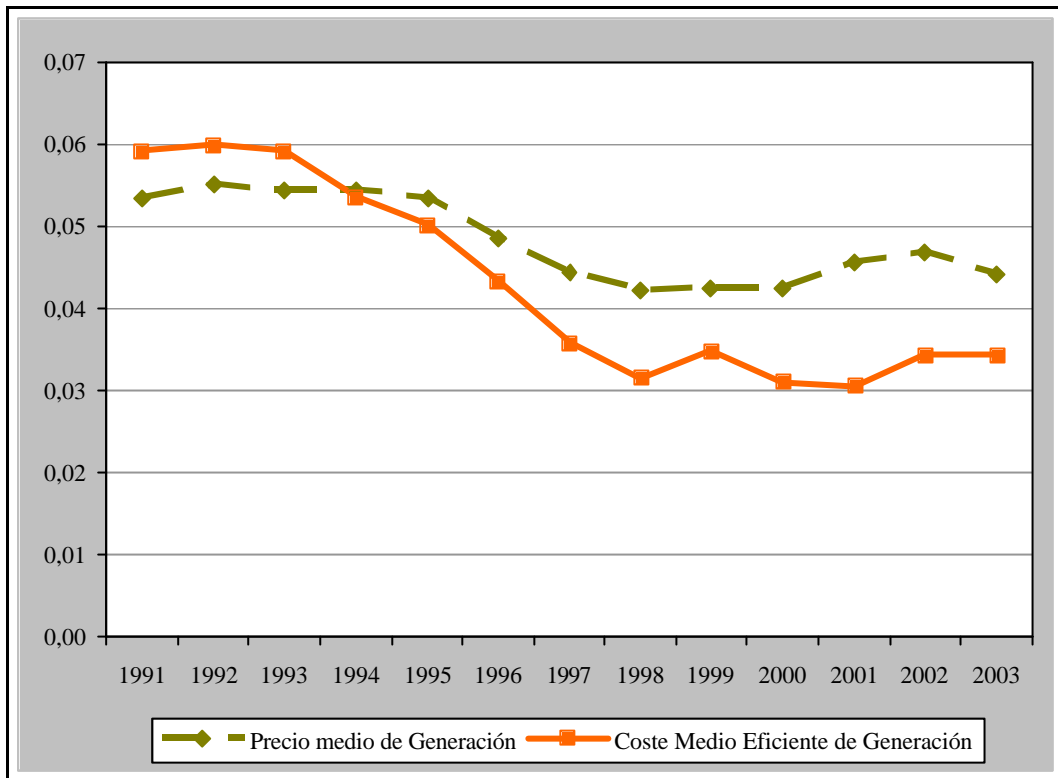


Gráfico 3. Margen de Distribución. Promedio del Sector. Millones de euros.

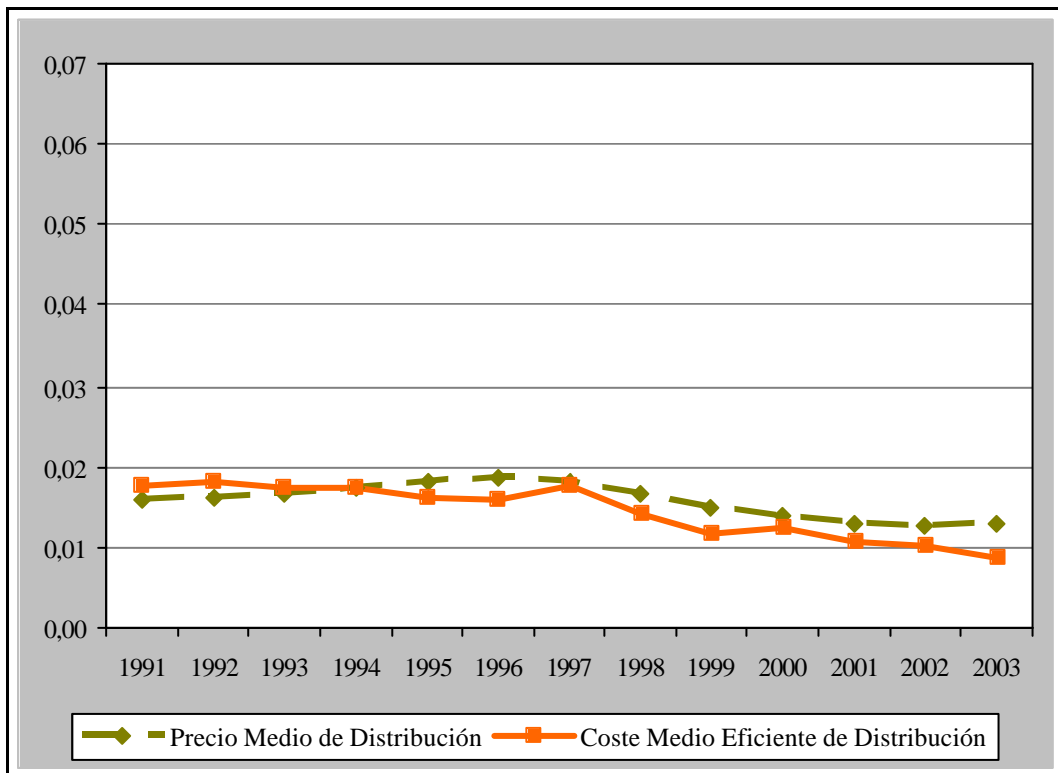
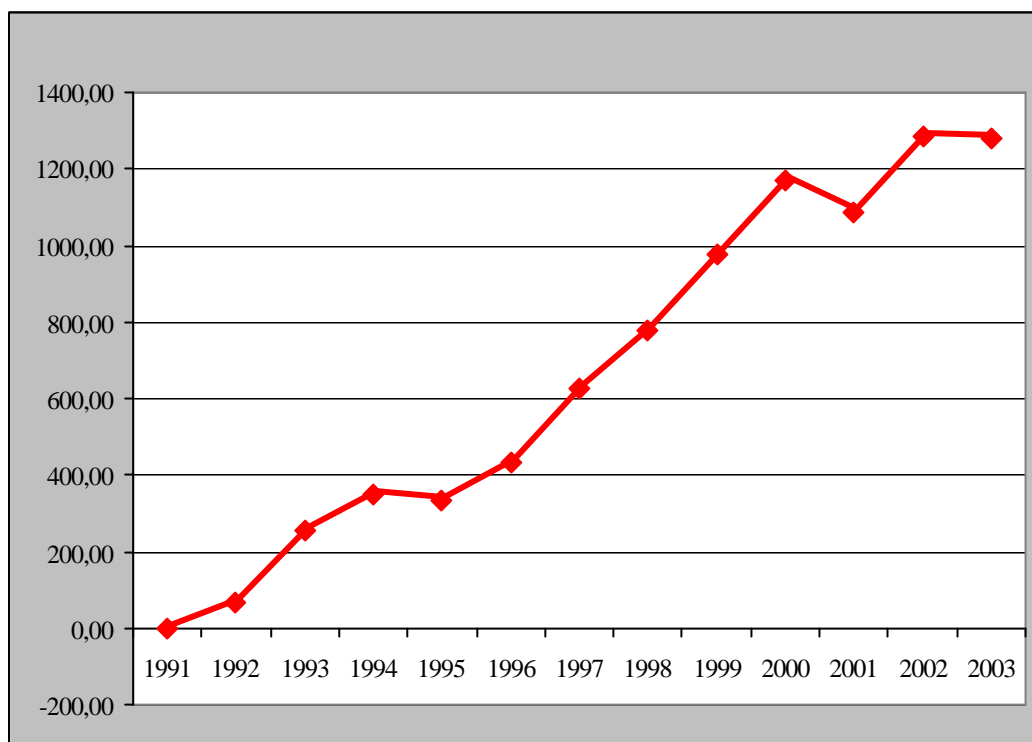


Gráfico 4. Contribución acumulada del Efecto Productividad al cambio en los beneficios. Promedio. (Millones de euros).



5.3 La identificación de las fuentes del crecimiento productivo

Las tres últimas columnas de la Tabla 5 muestran la descomposición (5). Para el conjunto del sector (y para todas las empresas), en el periodo comprendido entre 1991 y 1997, se observa, en primer lugar, una contribución negativa de la eficiencia en costes a la productividad, provocando un descenso en la misma del 14% anual, con un deterioro promedio de los beneficios por valor de 10 millones de euros anuales. Teniendo en cuenta que en esta etapa los precios de los factores, en conjunto, disminuyeron, éste empeoramiento se debería a una asignación ineficiente de los mismos. El efecto del cambio técnico y, en menor medida, de la escala son los responsables de las ganancias de productividad en este periodo, logrando un ahorro en costes de 53 y 28 millones de euros anuales, respectivamente. El cambio técnico cabe atribuirse, principalmente, al ajuste en el inmovilizado material del sector durante este periodo. De hecho, la tasa anual media acumulativa entre (x_{2E}/x_{1E}) , es decir, la ratio entre las cantidades óptimas del factor capital y el factor trabajo calculadas en $L^{t+1}(y^t)$ descendió en un 3%, mientras que la correspondiente a la ratio entre las cantidades óptimas de capital y combustible (x_{2E}/x_{3E}) , lo hizo en un 8%. En este sentido, los intercambios de activos de 1993-1994

parecen haber ido en la dirección correcta. Por lo que se refiere al efecto de la escala, se observa cómo la expansión de la actividad ha favorecido a la obtención de beneficios, implicando que el sector en su conjunto estaría actuando con rendimientos crecientes de escala.

Entre 1998 y 2004, el único elemento que hace incrementarse la productividad del sector es el cambio técnico. Detrás de este efecto positivo está, sin duda, el recorte de personal experimentado en todas las empresas del sector, como indica la Tabla 3. La ratio (x_{1E}/x_{2E}) ha descendido a una tasa anual media acumulativa del 7%, mientras la correspondiente a la relación (x_{1E}/x_{3E}) lo ha hecho en un 6%. Estos datos indican un encarecimiento relativo del factor trabajo frente a los dos otros factores, motivando un efecto sustitución. Por su parte, el efecto de la escala ha tenido escasa repercusión en la productividad en esta etapa (con la única excepción de Iberdrola). El sector sigue operando con moderados rendimientos crecientes a escala, repercutiendo la expansión de la actividad en beneficios ligeramente positivos. Por último, señalar que el sector continúa mostrándose ineficiente desde el punto de vista de los costes, aunque en menor medida que durante el MLE, indicando una mayor respuesta a los cambios relativos en los precios de los factores.

Tras este análisis de la productividad, todo parece indicar que el sector eléctrico a lo largo de todo el periodo analizado, especialmente en la segunda etapa, ha sido capaz de acomodar la creciente demanda de electricidad con una reducción clara del factor trabajo y con un aumento del capital mucho menos que proporcional al incremento en los productos. Esto es fruto en gran medida del fuerte proceso inversor que tuvo lugar en España en los años ochenta, sobre todo en lo que se refiere a capacidad de generación, que durante mucho tiempo ha mantenido una significativa sobrecapacidad en el sector, permitiendo afrontar los incrementos de demanda con los factores ya existentes o incluso con una menor cantidad de ellos.

5.4 Los receptores de los beneficios potenciales

La Tabla 6 muestra los resultados de la expresión (3) y ofrece una descomposición alternativa del efecto cantidad, reflejando quiénes y en qué medida han sido los beneficiarios de los beneficios potenciales generados por el sector en el periodo analizado, y quiénes y en qué medida han sido los agentes sacrificados en este reparto.

Durante la etapa del MLE, a la contribución positiva en el cambio de los beneficios del efecto cantidad se sumaron la de la disminución del precio del capital y, de forma mucho más modesta, la de los combustibles. Los propietarios de estos factores de producción fueron por tanto los principales perjudicados en esta etapa, principalmente los de capital, afectados por la persistente caída de los tipos de interés acontecida en estos años. Entre ambos grupos transfirieron recursos a los demás agentes por valor de más de 54 millones de euros anuales. Estos beneficios potenciales, se repartieron entre los accionistas de las empresas, los consumidores y los trabajadores del sector, si bien este reparto fue desigual. Mientras los accionistas fueron los principales beneficiados, embolsándose un 56% de los beneficios potenciales (un promedio de 70 millones de euros anuales), los consumidores percibieron un 26% del total (33 millones de euros anuales) en forma de menores precios, obteniendo los trabajadores el 18% restante (23 millones de euros anuales), a través de una mayor remuneración del personal. Cabe señalar, además, que la reducción de precios lograda por los consumidores fue debida únicamente a la actividad de generación, especialmente en los últimos años del periodo, experimentando la distribución una subida continuada de precios a lo largo de este tiempo.

En todas las empresas del sector, salvo en Endesa que, recuérdese, en prácticamente todo este periodo es pública, los accionistas han sido los principales beneficiarios de los beneficios potenciales de la empresa. También en todas ellas los consumidores resultaron beneficiados a través de menores precios de la generación, compensando la subida de los de distribución. Lógicamente, Endesa ha sido la empresa que más ha contribuido en este sentido, con un 41% del total de sus beneficios potenciales otorgados a los consumidores, ya que su peso en la generación es mayor que el resto. Por su parte, los trabajadores de Hidrocarburo son los que han recibido una mayor proporción de los beneficios potenciales de su empresa, un 22% de los mismos. Los proveedores de combustible participaron marginalmente de estos beneficios en todas las empresas a través de mayores precios, excepto en Hidrocarburo, donde su remuneración disminuía de forma acusada. De forma análoga al conjunto del sector, en todas las empresas los claros perjudicados en este proceso de reparto han sido los propietarios de los recursos de capital, al conseguir todas las compañías este recurso con unos menores precios.

**Tabla 6. Descomposición Dual del Indicador Bennet de Cantidad. Datos promedio y coeficiente de variación.
(Millones de euros corrientes)**

Periodo	Empresa	Indicador Bennet de Cantidad	=	Cambio en los Beneficios	-	Precio de Generación	-	Precio de Distribución	+	Precio del Trabajo	+	Precio del Capital	+	Precio del Combustible
1991-1997 (MLE)	Iberdrola	161,4 186,9		134,3 249,5		-64,5 495,6		20,8 128,0		37,8 81,6		-55,5 568,5		1,1 5.913,5
	Unión Fenosa	40,6 190,7		53,9 110,2		-22,3 360,6		16,2 102,0		10,7 93,6		-31,1 271,4		1,0 4.856,7
	Hidrocantábrico	-4,6 897,1		13,6 129,4		-2,8 1.055,7		1,5 116,5		4,3 172,3		-12,9 169,7		-10,9 208,6
	Endesa	88,3 117,1		78,2 460,3		-108,2 172,7		26,5 157,9		38,1 107,8		-111,7 229,5		2,1 3.192,4
	Total Sector	71,4 89,8		70,0 132,8		-49,4 284,9		16,2 71,9		22,7 48,2		-52,8 185,6		-1,7 2.190,3
1998-2004 (LSE)	Iberdrola	194,8 151,8		49,9 500,6		51,4 511,4		-102,8 130,7		26,4 202,6		-57,9 275,4		125,0 107,9
	Unión Fenosa	75,8 101,7		48,9 267,6		-9,3 1.699,2		-23,2 242,6		8,8 119,4		-33,2 261,5		18,7 239,2
	Hidrocantábrico	41,1 86,5		15,3 238,6		-20,1 268,1		-2,9 440,8		-0,3 1.013,2		2,2 945,6		1,0 3.848,2
	Endesa	277,0 80,0		241,3 208,6		71,3 327,8		-32,3 150,9		42,3 130,7		-45,3 487,8		77,8 304,3
	Total Sector	147,2 91,9		88,9 193,4		23,3 706,9		-40,3 110,6		19,3 117,7		-33,6 302,9		55,6 167,3

La llegada de la liberalización y la total privatización del sector introdujeron algunos cambios en esta descomposición. En el sector en su conjunto, la expansión de la actividad eléctrica se vio en este periodo únicamente reforzada por la disminución de los precios del capital, si bien de forma más moderada que en el periodo anterior, al partirse de niveles de precios menores que los existentes al comienzo del MLE. Los combustibles en esta etapa mermaron los beneficios potenciales en 55,62 millones de euros anuales por las subidas de sus precios en la mayor parte de los años. Los accionistas persisten como principales beneficiarios de estos beneficios potenciales, llevándose casi la mitad de los mismos, con un valor de 89 millones de euros anuales. Les siguen los proveedores de combustible con un 30%. Los trabajadores, por su parte, continuaron obteniendo mejoras en su remuneración, aunque éstas fueron algo inferiores a las del periodo anterior, disminuyendo su participación en los beneficios potenciales hasta el 11%. Del mismo modo, los consumidores percibieron una parte de los mismos a través de menores precios, pero también de forma más moderada que durante el MLE, cayendo a la mitad en términos monetarios, y suponiendo solamente el 9,3% del total. Pero lo que resulta más llamativo en el análisis de los precios de los consumidores es que, contrariamente a lo que sucedía en el periodo del MLE, la disminución se debe ahora a la actividad de distribución, que sigue regulada, mientras que la generación, que se ha liberalizado, muestra, en promedio, un efecto precio positivo.

El análisis por empresa muestra cómo en Endesa y Unión Fenosa, sus accionistas siguen siendo los principales receptores de los beneficios potenciales de la empresa. En cuanto a Endesa, es curioso observar cómo, una vez se ha privatizado totalmente la empresa, sus accionistas reciben una proporción mucho mayor que en el periodo anterior, cuando era pública, siendo ésta ahora del 64% frente al 39% anterior.

Otro aspecto a resaltar tiene que ver con la parte correspondiente a los consumidores: en Unión Fenosa e Hidrocantábrico, las dos empresas más pequeñas, que en el mercado mayorista de generación se comportan como precio aceptantes, han visto cómo sus precios de generación y distribución disminuían, lo que ha beneficiado a los consumidores, especialmente, como se ha visto, en el caso de Hidrocantábrico. Sin embargo, para las empresas más grandes, las que determinan el precio del *pool*, la actividad de distribución ha visto disminuidos sus precios, pero la de generación los ha visto incrementarse. De esta forma, que los consumidores aún reciben un 20% de los beneficios potenciales de Iberdrola, pero Endesa, en cambio, ha incrementado sus

beneficios potenciales a costa de ellos, ya que la subida en generación no ha sido compensada por la caída en distribución. Los proveedores de combustible han percibido en esta etapa, aparte de la mitad de los beneficios potenciales de Iberdrola, el 22% de los de Endesa, el 17% de Unión Fenosa y el 2% de Hidrocantábrico. Por último, decir que los trabajadores han percibido menores proporciones de beneficios potenciales que durante el MLE en todas las empresas.

6. Conclusiones.

En este capítulo se ha analizado el desempeño de las empresas eléctricas a lo largo de dos etapas regulatorias: la primera, que abarca desde 1991 hasta 1997, en la que estaba en vigor el MLE; y la segunda, que va desde 1998 hasta 2004, de vigencia de la LSE, con el objetivo de contrastar si los efectos de eficiencia que se presumen en los procesos de liberalización se han cumplido en el caso del sector eléctrico español.

Mediante la aplicación de técnicas de análisis frontera no paramétrico del tipo DEA se ha realizado una descomposición detallada para cada año de la variación de los beneficios económicos registrada por las principales eléctricas españolas (Endesa, Iberdrola, Hidrocantábrico y Unión Fenosa). A través de esta descomposición ha sido posible relacionar los cambios en la productividad y los precios con la trayectoria de los beneficios empresariales, así como identificar los principales receptores de los mismos.

Se ha constatado en este estudio que, lejos de disminuir, los beneficios extraordinarios de las empresas eléctricas muestran un persistente aumento tras la liberalización e introducción de competencia en el sector. Este crecimiento ha sido especialmente significativo en el caso de Endesa, empresa privatizada y consolidada paralelamente a la entrada en vigor del proceso liberalizador. Los incrementos en los beneficios vienen sustentados por las sucesivas mejoras en la productividad (superiores a las obtenidas durante la etapa de vigencia del MLE) y los aumentos de los márgenes, especialmente de generación. Ambos efectos han sido conjuntamente muy superiores a los beneficios que finalmente se han trasladado a los consumidores a través de menores precios. Asimismo, a la rebaja de los precios finales ha contribuido la importante reducción de los costes de capital a lo largo de todo el periodo, si bien los costes de los combustibles han operado en sentido contrario. En definitiva, han sido los accionistas de la empresa (en especial los de Endesa), y no tanto los consumidores, los grandes beneficiados tras la liberalización y privatización llevadas a cabo en 1997.

Otro hallazgo especialmente significativo del análisis es que la actividad que sigue regulada, la distribución, se comporta como cabría esperar, con unos ingresos medios ligeramente superiores a su coste eficiente. Sin embargo, la actividad liberalizada, la generación, en teoría sometida a mayores presiones competitivas, aumenta su margen con respecto al periodo en el que estaba regulada. Esos resultados vienen a confirmar las dudas suscitadas en los últimos años acerca del correcto funcionamiento competitivo del sector eléctrico español.

Referencias

- Ariño G. (2004) *Privatizaciones y Liberalizaciones en España: Balance y Resultados (1996-2003). Tomo II. La Liberalización de la Energía (Gas, Electricidad, Petróleo)*. Granada: Comares.
- Ariño, G. y L. López de Castro (1998) *El Sistema Eléctrico Español: Regulación y Competencia*, Ediciones Montecorvo, Madrid.
- Arocena, P. (2008) “Cost and Quality Gains from Diversification and Vertical Integration in the Electricity Industry: A DEA Approach” *Energy Economics*, 30: 39-58.
- Arocena, P. y C. Waddams-Price (2002) “Generating Efficiency: Economic and Environmental Regulation of Public and Private Electricity Generators in Spain”, *Industrial Journal of Industrial Organization* 20, 41-69.
- Arocena, P. y L. Rodríguez (1998) “Incentivos en la Regulación del Sector Eléctrico Español, 1988-1995”, *Revista de Economía Aplicada*, 18(VI), 61-64.
- Arocena, P. Khün, K-U y Regibeau, P. (1999) “Regulatory reform in the Spanish electricity industry: a missed opportunity for competition”, *Energy Policy* 27, 387-399.
- Atienza, L. y J. de Quinto (2003) “Regulación para La Competencia en el Sector Eléctrico Español. Balance y Propuesta de Reforma”, *Documento de Trabajo 10/2003*. Fundación Alternativas.
- Banker, R.D., A. Charnes y W.W. Cooper (1984) “Some Models for Estimating Technical and Scale Inefficiencies in Data Envelopment Analysis”, *Management Science* 30, 1078 - 1092.
- Bennet, T.L. (1920) “The Theory of Measurement of Changes in Cost of Living”, *Journal of the Royal Statistical Society* 83, pp. 455-462.
- Blázquez, L. y E. Grifell-Tatjé (2004) “Regulación de la Distribución Eléctrica en España: Análisis Económico de una Década, 1987-1997”, *Documento de trabajo 04/01*, Departament de l’Empresa. Universidad Autònoma de Barcelona.
- Ciarreta, A. y M.P. Espinosa (2004) “Market Power in the Spanish Electricity Auction”, *DFAEII Working Papers*, Universidad del País Vasco.
- CNE (2006) *Energía: del monopolio al mercado*. Comisión Nacional de la Energía. Madrid: Thomson Civitas.
- Coelli, T., A. Estache, S. Perelman y L. Trujillo (2003) *A primer on efficiency measurement for utilities and transport regulators*. WBI Development Studies, The World Bank.
- Crampes, C. y J.J. Laffont (1995) “Transfers and Incentives in the Spanish Electricity Sector”, *Revista Española de Economía*, Monográfico sobre Regulación, 117-140.
- Crampes, C. y N. Fabra (2005), “The Spanish Electricity Industry: Plus ça change...”, *Energy Journal*, (26) Energy Liberalisation Special Issue, 127-154.
- Diewert, W.E. (2005) “Index Number Theory Using Differences Rather than Ratios”, *American Journal of Economics and Sociology* 64(1), 347-395.
- Fabra, N. y J. Toro (2005) “Price Wars and Collusion in the Spanish Electricity Market”, *International Journal of Industrial Organization* 23, (3-4), 155-181.

- Gilsdorf, K. (1994) “Vertical Integration Efficiencies and Electric Utilities: A Costs Complementary Perspective”, *The Quarterly Review of Economics and Finance*, 54(3), 261-282.
- Gilsdorf, K. (1995) “Testing for subadditivity of vertical integrated electric utilities”, *Southern Economic Journal* 62 (1), 126-138.
- Goto, M. y M. Tsutsui (1998) “Comparison of Productive and Cost Efficiencies Among Japanese and US Electricity Utilities”, *Omega* 26 (2), 177-194.
- Grifell-Tatjé, E. y C.A.K. Lovell (1999) “Profits and productivity”, *Management Science* 45(9), pp. 1177-1193.
- Grifell-Tatjé, E. y C.A.K. Lovell (2000) “Cost and productivity”, *Managerial and Decision Economics* 21, pp. 19-30.
- Grifell-Tatjé, E. y C.A.K. Lovell (2007) “Productivity at the Post: Its Drivers and Its Distribution”, *Journal of Regulatory Analysis*”, forthcoming.
- Jara-Díaz, S., F.J. Ramos-Real y E. Martínez-Budría (2004) “Economies of Integration in the Spanish Electricity Industry Using a Multistage Cost Function”, *Energy Economics*, 26(6), 995-1013.
- Jasmab, T. y M. Pollitt (2005) “Electricity Market Reform in the European Union: Review of Progress toward Liberalization & Integration”, *Energy Journal*, (26) Energy Liberalisation Special Issue, 11-41.
- Kühn, K. y M. Machado (2004) “Bilateral Market Power and Vertical Integration in the Spanish Electricity Market”, *Discussion Paper Series*, 4590, CEPR.
- Kwoka, J.E. (2002) “Vertical Economies in Electric Power: Evidence on Integration and Its Alternatives” *International Journal of Industrial Organization* 20(5), 653-671.
- Lasheras, M.A. (2005) “Rivalidad y Competencia en los Mercados de Energía en España”, *Documento de Trabajo* 76/2005. Fundación Alternativas.
- López Milla, J. (2003) “1998-2002: Avances y Obstáculos en la Expansión de la Competencia en el Mercado Eléctrico Español”, *Información Comercial Española. Revista de Economía*, 808, 13-24.
- 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*, 21, 210-222.
- Martínez-Budría, E., S. Jara-Díaz y F.J. Ramos-Real (2003) “Adapting Productivity Theory to the Quadratic Costs Function. An Application to the Spanish Electric Sector”, *Journal of Productivity Analysis*, 20, 213-229.
- MINER (1988-2004) *Estadística de la Industria de Energía Eléctrica*. Secretaría General Técnica. Subdirección General de Estudios. Madrid: Ministerio de Industria y Energía.
- Ocaña, C. y A. Romero (1998) A Simulation of the Spanish Electricity Pool, CNSE.
- Pérez Arriaga, J.I. (2005), *Libro Blanco sobre la Reforma del marco regulatorio de la generación de electricidad en España*, Instituto de Investigación Tecnológica (IIT). Universidad Pontificia de Comillas, Madrid.
- Ramos, F. y E. Martínez (2004) “Regulación y cambio técnico en la industria eléctrica española (1985-1996)”, *Hacienda Pública Española* 169, pp. 67-86.
- REE (2006) *El Marco Legal Estable. Economía del Sector Eléctrico Español*. Madrid: Red Eléctrica de España.
- Rodríguez, L. y F. Castro (1994), “Aspectos económicos de la configuración del sector eléctrico en España: ¿una falsa competencia referencial?”, *Cuadernos Económicos de Información Comercial Española* 57: 161 - 183.
- Rojas, A. (1995): “La regulación del sector eléctrico español”, en J. Velarde, J.L. Garcia Delgado y A. Pedreño (dir), *Regulación y Competencia en la Economía Española*, Ed. Civitas, Madrid, cap. 7.
- Vives, X. (2006) “El Reto de la Competencia en el Sector Eléctrico” en CNE, *Energía: Del Monopolio al Mercado. CNE, Diez Años en Perspectiva*. Thomson Civitas.