



Universitat Autònoma de Barcelona

Facultat de Ciències Econòmiques i Empresariales

Departament d'Economia de l'Empresa

TESIS DOCTORAL

**REGULACIÓN Y EFICIENCIA EN EL
SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL: 1988-2004**

MARIA LETICIA BLÁZQUEZ GÓMEZ

FEBRERO, 2008

DIRECTOR: EMILI GRIFELL-TATJÉ

*What though the radiance
which was once so bright
Be now for ever taken from my sight,
Though nothing can bring back the hour
Of splendour in the grass
of glory in the flower,
We will grieve not, rather find
Strength in what remains behind;
In the primal sympathy
Which having been must ever be;
In the soothing thoughts that spring
Out of human suffering;
In the faith that looks through death,
In years that bring the philosophic mind.*

William Wordsworth (1807) "Ode, Intimations of Immortality" de *Reflections of Early Childhood*

A mis padres, *in memoriam*[†]

INDICE

AGRADECIMIENTOS.....	vii
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN: PLANTEAMIENTO, OBJETIVOS Y METODOLOGÍA.....	1
CAPITULO II. REVISIÓN DE LA REGULACIÓN DEL SECTOR ELECTRICO ESPAÑOL.....	26
II.1. EL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL DESDE LA POSGUERRA HASTA EL MARCO LEGAL Y ESTABLE.....	28
II.1.1. LA POSGUERRA Y EL NACIMIENTO DE UNESA.....	28
II.1.2. LA CRISIS DEL SISTEMA DE AUTORREGULACIÓN.....	30
II.1.3. LA LEY DE EXPLOTACIÓN UNIFICADA Y EL PEN-83	35
II.2. EL MARCO LEGAL ESTABLE.....	39
II.2.1. OBJETIVOS.....	39
II.2.2. LA TARIFA.....	40
II.2.3. LOS COSTES ESTÁNDARES.....	43
II.2.3.1. Costes Estándar de Generación.....	43
II.2.3.2. Costes Estándar de Transporte.....	47
II.2.3.3. Costes Estándar de Distribución.....	47
II.2.3.4. El Coste de Capital Circulante, los Costes Contingentes y las Externalidades.....	48
II.2.3.5. El Régimen Retributivo de Endesa.....	48
II.2.3.6. La Recuperación de las Inversiones en los Activos Fijos	50
II.2.4. EL SISTEMA DE COMPENSACIONES.....	54
II.2.5. EVALUACIÓN DEL MARCO LEGAL ESTABLE.....	58
II.3. LA LOSEN. EL CAMINO HACIA LA LIBERALIZACIÓN.....	66
II.3.1. PRINCIPIOS DE LA LOSEN.....	66
II.3.2. EL SISTEMA INTEGRADO Y EL SISTEMA INDEPENDIENTE.....	68
II.3.3. LA COMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.....	70
II.4. LA NUEVA LEY DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	71
II.4.1. PRINCIPIOS Y OBJETIVOS DE LA LEY.....	71
II.4.2. EL MERCADO DE LA ELECTRICIDAD BAJO LA LEY DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	73
II.4.2.1. Consumidores y Tarifas.....	74
II.4.2.2. El Mercado Mayorista de Generación.....	80
II.4.3. LAS ACTIVIDADES REGULADAS: TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN.....	85
II.4.4. LA LIQUIDACIÓN DE TARIFAS.....	86
II.4.5. LOS COSTES DE TRANSICIÓN A LA COMPETENCIA Y EL DÉFICIT TARIFARIO.....	89
II.4.6. LA PLANIFICACIÓN BAJO LA LEY DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	92

II.4.7. LA COMISIÓN NACIONAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y LA COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGIA.....	93
II.4.8. ESTRUCTURA DEL SECTOR.....	96
II.4.8.1. El Proceso de Concentración del Sector Eléctrico.....	96
II.4.8.2. La Privatización del Sector Eléctrico Público.....	104
II.4.9. EVALUACIÓN DE LA LEY DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	108
II.4.9.1. Evolución de las Tarifas e Irrelevancia del Mercado de Generación.....	108
II.4.9.2. Poder de Mercado.....	111
II.4.9.3. Los Efectos de los CTC sobre los Precios del Mercado Mayorista.....	113
II.4.9.4. Integración Vertical.....	114
II.4.9.5. Barreras a la Entrada de Generación.....	116
II.4.9.6. Incertidumbre Regulatoria.....	119

CAPÍTULO III. RETRIBUCIÓN MULTIPRODUCTO DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA ESPAÑOLA DURANTE EL MARCO LEGAL ESTABLE.. 120

III.1. INTRODUCCIÓN.....	122
III.2. EL RÉGIMEN ECONÓMICO DE LA DISTRIBUCIÓN DURANTE EL MARCO LEGAL ESTABLE.....	126
III.2.1. LOS COSTES ESTÁNDARES EN LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.....	127
III.2.1.1 La Regulación de la Alta Tensión.....	128
III.2.1.2 La Regulación de la Media y Baja Tensión.....	130
III.2.1.3. La Regulación de la Gestión Comercial y los Costes de Estructura.....	132
III.2.2. LA FUNCIÓN DE BENEFICIOS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS EN EL MARCO LEGAL ESTABLE.....	133
III.2.3. ¿CÓMO SE PUEDE CLASIFICAR AL MARCO LEGAL ESTABLE?.....	135
III.3. EL MODELO TEÓRICO	137
III.3.1. EL INDICADOR BENNET.....	137
III.3.2. DESCOMPOSICIÓN DEL INDICADOR DE CANTIDAD BENNET DE INGRESOS.....	140
III.4. IMPLEMENTACIÓN DE LA DESCOMPOSICIÓN DEL INDICADOR BENNET DE INGRESOS.....	144
III.5. DEFINICIÓN DE DATOS Y VARIABLES.....	146
III.6. RESULTADOS.....	152
III.6.1. EL INDICADOR BENNET DE RETRIBUCIONES.....	154
III.6.2. EL INDICADOR BENNET DE CANTIDAD.....	156
III.7. CONCLUSIONES.....	161

CAPÍTULO IV. EVALUANDO AL REGULADOR. GANADORES Y PERDEDORES DE LA REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA ESPAÑOLA.....	164
IV.1. INTRODUCCIÓN.....	166
IV.2. LA REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA ENTRE 1988 Y 2002.....	168
IV.3. MODELO DE INCENTIVOS PARA LA DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD	175
IV.3.1. REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.....	175
III.3.1.1. El Modelo de Regulación.....	175
III.3.1.2. La Retribución de la Distribución Eléctrica.....	178
IV.3.2. DECISIONES DEL REGULADOR SOBRE EL PARÁMETRO ρ	182
III.3.2.1. Sobre la Fijación de ρ	182
III.3.2.2. Clasificación del Comportamiento del Regulador.....	183
IV.4. IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO DE INCENTIVOS.....	186
IV.4.1. DEFINICIÓN DE LOS AÑOS BASE.....	186
IV.4.2. LOS COSTES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN EL MODELO DE REGULACIÓN.....	187
IV.4.3. RENTAS DE RENEGOCIACIÓN.....	190
IV.4.4. CÁLCULO DE $c^{DEA-i}(y_i, w_i)$	191
IV.5. DEFINICIÓN DE LOS DATOS Y VARIABLES.....	191
IV.6. RESULTADOS.....	197
III.6.1. NIVELES DE EFICIENCIA Y VALORES DE ρ	198
III.6.2. EXCESO DE RETRIBUCIÓN Y RENTAS DE RENEGOCIACIÓN.....	202
IV.7. CONCLUSIONES.....	205
CAPÍTULO V. LA LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO Y SUS CONSECUENCIAS. PRODUCTIVIDAD, PRECIOS Y BENEFICIOS EMPRESARIALES.....	208
V.1. INTRODUCCIÓN.....	210
V.2. LA LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL....	212
V.3. METODOLOGÍA.....	214
V.3.1. LA DESCOMPOSICIÓN DE LA VARIACIÓN DE LOS BENEFICIOS.....	214
V.3.2. DESCOMPOSICIÓN DEL EFECTO CANTIDAD.....	216
V.3.3. IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO DE BENEFICIOS.....	220
V.4. DEFINICIÓN DE DATOS Y VARIABLES.....	222
V.5. RESULTADOS.....	235
V.5.1. EL EFECTO PRECIO Y EL EFECTO CANTIDAD.....	235
V.5.2. LA DESCOMPOSICIÓN DEL EFECTO CANTIDAD: EL MARGEN Y LA PRODUCTIVIDAD.....	241
V.5.3. LA IDENTIFICACIÓN DE LAS FUENTES DEL CRECIMIENTO PRODUCTIVO.....	245
V.5.4. LOS RECEPTORES DE LOS BENEFICIOS POTENCIALES.....	247

V.6. CONCLUSIONES.....	252
CAPÍTULO VI. CONCLUSIONES.....	254
REFERENCIAS.....	262

GRÁFICOS Y FIGURAS

Figura II.1.	Composición de la tarifa eléctrica.....	41
Gráfico II.1.	Anualidad contable y estándar.....	52
Gráfico II.2.	Estructura de la capacidad de generación	61
Gráfico II.3.	Índice del Sector Eléctrico e Índice General de la Bolsa de Madrid (1988-1997).....	64
Figura II.2.	Esquema del Sistema Eléctrico Español.....	73
Gráfico II.4.	Retribución del sector eléctrico vía tarifa (2006).....	77
Figura II.3.	El mercado liberalizado.....	78
Figura II.4.	El mercado mayorista de electricidad.....	82
Gráfico II.5.	Componentes del precio final de la electricidad.....	85
Figura II.5.	La concentración empresarial en el sector eléctrico desde 1980...	97
Gráfico II.6.	Evolución de la tarifa media, del IPC y del precio medio del <i>pool</i>	109
Figura III.1.	Descomposición del Indicador Bennet de Cantidad (I).....	141
Figura III.2.	Descomposición del Indicador Bennet de Cantidad (II).....	141
Gráfico III.1.	Evolución de la calidad del suministro. 1987-1997.....	160
Figura IV.1.	Tecnología y función de costes.....	180
Figura IV.2.	Estimación de los costes de distribución de electricidad.....	189
Gráfico IV.1.	La calidad del Servicio. 1988-2002.....	195
Gráfico IV.2.	Remuneración total de la calidad.....	196
Figura V.1.	Descomposición del Efecto Productividad (I).....	217
Figura V.2.	Descomposición del Efecto Productividad (II).....	218
Gráfico V.1.	Evolución de los beneficios económicos.....	233
Gráfico V.2.	Evolución del margen promedio.....	243
Gráfico V.3.	Contribución acumulada del Efecto Productividad al cambio en los beneficios. Promedio.....	245
Gráfico V.4.	Distribución de beneficios potenciales. Acumulado.....	250

TABLAS

Tabla II.1.	Variación de la tarifa eléctrica y del IPC.....	59
Tabla II.2.	Evolución financiera del sector eléctrico en el MLE.....	62
Tabla II.3.	El proceso de elegibilidad en el mercado eléctrico español.....	80
Tabla II.4.	Potencia instalada por empresas en Régimen Ordinario.....	102
Tabla II.5.	Producción por en empresas en Régimen Ordinario.....	102
Tabla II.6.	Cuotas de las principales empresas suministradoras a clientes finales.....	103
Tabla III.1.	Resumen del MLE para la actividad de distribución eléctrica.....	126
Tabla III.2.	Estadística de datos promedio para las empresas españolas de distribución de electricidad: 1988-1997.....	151
Tabla III.3.	Descomposición del cambio en los ingresos de la empresa media por producto: Indicador Bennet de precios y Indicador Bennet de Cantidad.....	153
Tabla III.4.	Descomposición del Indicador Bennet de Cantidad de la empresa media.....	157
Tabla IV.1.	Taxonomía de las decisiones del regulador.....	184
Tabla IV.2.	Estadísticas por etapas regulatorias. 1988-2002. Datos promedio...	194
Tabla IV.3.	Resultados Promedio durante el MLE: 1988-1993.....	198
Tabla IV.4.	Resultados Promedio durante la LOSEN : 1994-1998.....	200
Tabla IV.5.	Resultados Promedio durante la LSE: 1999-2002.....	202
Tabla IV.6.	Remuneración Percibida – Remuneración Óptima ($\rho = 0.5$).....	203
Tabla IV.7.	Rentas de renegociación de los costes de distribución eléctrica.....	204
Tabla V.1.	Equivalencia en Termias por fuentes energéticas. Datos promedio 1988-2004.....	229
Tabla V.2.	Balance energético promedio para el periodo 1988-2004.....	229
Tabla V.3.	Definición de variables y fuentes de información.....	232
Tabla V.4.	Estadísticas del Sector. Valores medios y coeficiente de variación..	234
Tabla V.5.	Descomposición del Cambio en los Beneficios Económicos. Datos promedio y coeficiente de variación.....	236
Tabla V.6.	Descomposición Primal del Indicador Bennet de Cantidad. Datos promedio y coeficiente de variación.....	238
Tabla V.7.	Descomposición económica del Indicador Bennet de Cantidad. Datos promedio y coeficiente de variación.....	242
Tabla V.8.	Descomposición Dual del Indicador Bennet de Cantidad. Datos promedio y coeficiente de variación.....	249

AGRADECIMIENTOS.

La elaboración de una tesis es un trabajo arduo y solitario en el que uno se siente a menudo como Bill Murray en la película “Groundhog Day”: cada mañana suena el despertador con la misma música del día anterior (I’ve got you babe) y vuelve ser de nuevo 2 de febrero, el día de la marmota. Y como si de Sísifo se tratara, uno empuja perpetuamente esa “piedra gigante” montaña arriba hasta la cima, sólo para ver que al día siguiente ha rodado de nuevo hasta el valle y hay que volver a empujarla. Afortunadamente, cuando se logra terminarla, es como si los dioses nos hubieran liberado del castigo y hubiéramos conseguido acabar con ese bucle infinito.

A permitir que haya conseguido llegar a esta pequeña cima y lograr que mi “piedra” haya podido ir al otro lado del valle han contribuido muchas personas, que me han regalado su aliento, su ayuda, sus conocimientos y su tiempo. La primera ellas es, sin duda, mi director, mi mentor, Emili Grifell-Tatjé. Él me ha prestado su sabiduría, sus consejos, su minuciosidad, su apoyo incondicional y una gran dedicación. Todo lo bueno que pueda haber en este trabajo se debe sobre todo a él. También han contribuido a la elaboración de esta investigación Luís Maqueda y Antonio Candela, de la Comisión Nacional de la Energía, quienes han hecho posible el acceso privilegiado a datos muy relevantes para el análisis y han aportado comentarios verdaderamente enriquecedores al mismo. Asimismo, quiero agradecer a Inés Macho, Francesc Trillas y Pablo Arozena las horas dedicadas a esta tesis y sus inestimables aportaciones. Del mismo modo, no puedo dejar de expresar mi gratitud a Rosario Gandoy, catedrática del Área de Economía Española e Internacional de la Universidad de Castilla-La Mancha, por la confianza depositada en mí en estos últimos años y de quien aprendo cada día; y a mis compañeras Carmen Díaz y Belén González por su lealtad y comprensión.

Otras de las personas que han hecho posible la redacción de esta tesis han sido mi compañero, Jesús, que me ha acompañado estoicamente en esta aventura, desde el principio, recogióndome en cada caída y no permitiéndome en ningún momento dejarme llevar por el desánimo o el pesimismo, lo cual es toda una heroicidad; y mi hijo, Miguel, simplemente mi bendición. En esta labor de apoyo ha participado también toda mi familia, especialmente mis padres y mis hermanos, y mis amigos de siempre, Prados y

Joaquín. De mis padres he aprendido todas las cosas importantes que sé, sobre todo que el esfuerzo y la perseverancia son la base de todos los éxitos, de los grandes y de los pequeños. En mis hermanos y amigos he encontrado, como siempre, respaldo y seguridad.

Este trabajo me ha permitido, además, encontrar a personas de gran valía personal e intelectual, que pasaron de ser compañeros a ser amigos, y con las que he crecido humana y profesionalmente. Entre ellas quiero destacar a Laura Zapata, José Luís Pineda, Claudio Thiéme, Antonio Hurtado, Belén Usero, M^a José Casasola, Eva Vicente, Sonia Brajín, Israel Muñoz y Patxi Erasun.

Por último, no querría cerrar este apartado sin hacer un agradecimiento expreso a todos mis maestros y profesores, a menudo olvidados y vilipendiados, y sin cuya labor ninguno de nosotros hubiéramos podido ser lo que somos.

ABREVIATURAS Y SIGLAS

ASELECTRICA: Asociación de Empresas Eléctricas para la Explotación del Sistema Eléctrico.

AT: Alta tensión.

BT: Baja Tensión.

CNE: Comisión Nacional de Energía.

CNSE: Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.

CSEN: Comisión del Sistema Eléctrico Nacional.

CTC: Costes de Transición a la Competencia.

DEA: Data Envelopment Análisis (Análisis Envolvente de Datos)

EdF: Electricité de France.

Endesa : Empresa Nacional de Electricidad.

Enher : Empresa Nacional Hidroeléctrica del Ribargozana.

Erz : Eléctricas Reunidas de Zaragoza S.A.

Fecsa : Fuerzas Eléctricas de Cataluña S.A.

FER: Factor Especial de Retribución.

Hidrola: Hidroeléctrica Española, S.A.

Hecea: Hidroeléctrica de Cataluña S.A.

Hidrocantábrico (HC): Hidroeléctrica del Cantábrico S.A.

IB: Iberdrola, S.A.

IBE: Iberduero, S.A.

INI: Instituto Nacional de Industria de España.

IPC: Índice de Precios al Consumo.

IPI: Índice de Precios Industriales.

Kw/h: Kilovatio por hora

LOSEN: Ley 40/1994 de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional.

LSE: Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico.

MLE: Marco Legal Estable.

MT: Media tensión.

MW: Megavatio.

OFICO: Oficina de Compensaciones de la Energía Eléctrica.

OFILE: Oficina Liquidadora de Energía.

OMEL: compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A.

PEN: Plan Energético Nacional.

RECA: Repartidor Central de Cargas.

REDESA/REE: Red Eléctrica de España, S.A.

SEPI: Sociedad Estatal de Participaciones Industriales.

Sevillana (CSE): Compañía Sevillana de Electricidad.

SIFE: Sistema Integrado de Facturación de Energía Eléctrica.

TIEPI: Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada.

UE: Unión Europea.

UNESA: Unidad Eléctrica, S.A.

Unión Fenosa (UEF): Unión Eléctrica Fenosa.

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN: PLANTEAMIENTO, OBJETIVOS Y METODOLOGÍA

Desde principio de los años ochenta, la introducción de competencia en mercados que tradicionalmente se reservaban a empresas monopolísticas, como las telecomunicaciones, el transporte o la electricidad, ha sido un proceso generalizado en todo el mundo. Particularmente en la industria eléctrica, circunstancias como el surgimiento de innovaciones tecnológicas en la generación de energía o la existencia de un escenario financiero internacional propicio con bajas tasas de interés han permitido cambiar la percepción de esta industria como un monopolio natural en su totalidad y considerarla como una serie de actividades complementarias, de las cuales algunas serán monopolio natural y otras no.

En este contexto, numerosos países desarrollados y en vías de desarrollo iniciaron en los años noventa un proceso de reestructuración del sector eléctrico con el objetivo de mejorar su funcionamiento. Las reformas han incluido, entre otras medidas, la privatización de empresas públicas; la separación vertical entre los segmentos competitivos (generación y comercialización) y los considerados como monopolios naturales (transporte y distribución); la creación de mercados mayoristas de electricidad competitivos; y la creación de agencias reguladoras independientes.

En Europa, las reformas han sido impulsadas institucionalmente por las autoridades de la Unión Europea (UE) a través, por una parte, de la emisión de diversas Directivas que han impelido a los países miembros a dar unos mínimos pasos hacia la liberalización de sus mercados nacionales en unos plazos concretos y, por otra, de la mejora en las normas de comercio y la subvención a la construcción de líneas de interconexión. Estas medidas van encaminadas al fin último de construir un Mercado Único de la Energía. De hecho, en estos momentos, la liberalización del mercado eléctrico europeo representa el proceso de transformación más extenso del sector en el ámbito mundial, implicando la integración de mercados ubicados en distintos Estados (Jasmab y Pollit, 2005).

Paralelamente, a medida que las reformas en los segmentos competitivos han ido progresando, se han hecho cada vez más necesarios cambios en la regulación de las actividades no sometidas a la competencia: el transporte y la distribución. El propósito fundamental de estas modificaciones es dotar a las empresas de incentivos para que mejoren su eficiencia, así como asegurar que los consumidores se beneficien de estas ganancias. Con esta finalidad se han abandonado los modelos de regulación

fundamentados en los costes del servicio, adoptándose en su lugar una amplia variedad de modelos basados en incentivos.

España es uno de los países que ha seguido este esquema de cambios y, de hecho, se la puede considerar pionero en su instauración. En efecto, en la literatura se ha considerado que este proceso de liberalización y reformas tiene su origen en la reestructuración y privatización del sistema eléctrico británico acontecidas a principio de los ochenta, que supuso además un cambio radical en la manera de enfocar la retribución de las empresas eléctricas al implantar un régimen regulador por precios máximos como alternativa al método tradicional del coste del servicio. Menos conocido, sin embargo, es el caso español, donde, de forma simultánea a Gran Bretaña, se iniciaba un periodo de profundas transformaciones en el sector eléctrico, al que se vio abocado como consecuencia de las graves dificultades por las que atravesaba. Este proceso de cambios culminó en 1987 con la aprobación del sistema de regulación conocido como Marco Legal Estable, que supuso un punto de inflexión con respecto a anteriores marcos reguladores al proponer, de forma análoga al caso británico, un sistema de retribución por incentivos.

Actualmente, el sector eléctrico español, quinto de la UE por potencia instalada y producción, y con dos de sus empresas entre las mayores de Europa, está en pleno desarrollo de la Ley del Sector Eléctrico, en vigor desde 1998 y que ha significado la liberalización del sector. Previamente a la promulgación de esta Ley, tuvo lugar un proceso de concentración y privatización de una parte importante de la industria eléctrica que permanecía aún en manos del Estado. El desarrollo de estas reformas ha suscitado un intenso debate acerca del funcionamiento del modelo instaurado y de la consecución de los objetivos de competencia recogidos en la Ley.

La puesta en entredicho del correcto desarrollo del proceso liberalizador español no es un caso aislado. La experiencia internacional parece confirmar que cuando las reformas se diseñan e implementan de forma adecuada, el desempeño del sector eléctrico mejora significativamente (Joskow, 2003). Así ha ocurrido en países como Inglaterra y Gales, Chile, Brasil, Perú, Australia o Nueva Zelanda, donde la privatización y la aplicación de mecanismos reguladores potentes han conducido a mejoras en la productividad y en la calidad del servicio. No obstante, acontecimientos

como la crisis de California de 2000-2001 y los sucesivos apagones producidos en lugares como Nueva York, Italia, la frontera entre Estados Unidos y Canadá o España, todos ellos ocurridos en sistemas liberalizados, han puesto de manifiesto las dificultades prácticas del funcionamiento de los mercados eléctricos, provocando incluso una pérdida del entusiasmo inicial por la liberalización que ha derivado en una cierta ralentización de las reformas en varios países (Ariño, 2004 y Jasmab y Pollit, 2005).

Con este telón de fondo, el objetivo general de esta tesis es estudiar el comportamiento de las empresas eléctricas españolas como respuesta a las reformas regulativas implementadas en el sector entre 1987 y 2004. Específicamente, se pretende relacionar las medidas legislativas adoptadas a lo largo de este periodo de tiempo con el desempeño de las empresas reguladas desde el punto de vista de su eficiencia.

Como se verá a lo largo de la investigación, la regulación es un proceso permanentemente en tránsito, sin conclusión, que se va adaptando a las alteraciones de índole económica, política o estructural que afectan a la actividad regulada, en este caso la industria eléctrica. De este modo, las medidas propuestas inicialmente para atajar o mejorar determinadas carencias acaban acarreado, transcurrido cierto tiempo, efectos no deseados y son sustituidas por nuevas disposiciones. En el caso del sector eléctrico español, existe la tradición de que las modificaciones en el marco regulativo sean consensuadas entre el regulador, es decir, el Gobierno, y las empresas eléctricas. Por lo tanto, las posiciones de partida de unos y otros en los procesos de negociación y las consecuencias que para cada uno tenga el ulterior desarrollo de la legislación resultante adquieren suma relevancia en la dinámica del proceso. Precisamente esa dinámica será el objeto de este estudio.

ESTRUCTURA DE LA TESIS

La tesis se articula en seis capítulos: este primer capítulo introductorio, cuatro capítulos de análisis y un capítulo final de conclusiones.

En el Capítulo II se realizará una sucinta revisión de la evolución de la industria eléctrica española desde la posguerra hasta el momento actual. Este repaso será efectuado desde la perspectiva de la regulación aplicada a la misma, prestando especial atención a la del periodo 1988-2004, en el cual se va a centrar la investigación posterior.

El objetivo del capítulo es situar al lector en los diferentes contextos regulativos en los que se ha ido desarrollando el sector y analizar los cambios políticos, económicos, tecnológicos o estructurales que le han ido impulsando a transitar por cada uno de ellos. Con este propósito se ofrece una compilación de la legislación aplicada en cada una de las etapas, recogiendo, asimismo, las ideas vertidas en la literatura acerca del desarrollo económico y regulativo del sector.

Los Capítulos III, IV y V constituyen el núcleo de la tesis. Mientras los Capítulos III y IV se centran en la actividad de distribución eléctrica, el Capítulo V considera a las empresas eléctricas en su totalidad. En todos ellos se ha adoptado una estructura de artículo, lo que implica que cada uno es “self-contained”, en el sentido de que la motivación, metodología, implementación y resultados de cada uno están recogidos de forma independiente.

El objetivo principal del Capítulo III es estudiar el comportamiento de las empresas eléctricas durante el periodo 1988-1997, de vigencia del Marco Legal Estable, a través del análisis de la evolución de los ingresos que el regulador les ha abonado como retribución de su actividad de distribución. El estudio de la distribución eléctrica en España es relevante fundamentalmente por dos motivos. En primer lugar, la mayor parte de los trabajos que han analizado el sector eléctrico español se han centrado en la actividad de generación o han considerado a la empresa verticalmente integrada, pero, salvo raras excepciones¹, no se han ocupado en profundidad de la actividad de distribución de forma aislada. Esta tendencia contrasta fuertemente con la literatura internacional sobre el sector eléctrico, muy prolífica en estudios sobre distribución eléctrica. Por lo tanto, este capítulo viene a llenar un vacío en la literatura. Y en segundo lugar, aunque la actividad de distribución, junto al transporte, continúa siendo considerada en la Nueva Ley del Sector Eléctrico como regulada, la reforma regulativa de su retribución sigue aún pendiente, manteniéndose aún vigentes numerosos aspectos del Marco Legal Estable. Por consiguiente, resulta relevante estudiar el único sistema de regulación claramente definido que ha tenido la actividad hasta este momento en España, el del Marco Legal Estable, ya que las conclusiones obtenidas del análisis pueden ser provechosas para futuros diseños regulativos.

¹ De hecho, el único trabajo existente hasta el momento sobre distribución eléctrica en España es Grifell-Tatjé y Lovell (2003), que analiza algunos aspectos novedosos de la regulación actual para esta actividad. Para la etapa del Marco Legal Estable no existe, sin embargo, ningún estudio publicado.

Como se ha señalado, el análisis se llevará a cabo desde el punto de vista de los ingresos obtenidos por las empresas como retribución de su actividad de distribución. Este enfoque es ciertamente novedoso en la literatura. Los trabajos existentes hasta el momento han abordado el estudio de la actividad, bien desde la perspectiva de los rendimientos de escala y la eficiencia de las empresas distribuidoras; bien desde las diferencias entre el desempeño de las empresas de distribución públicas y privadas; o bien desde el análisis de las consecuencias para la actividad de diversas propuestas de regulación. En este capítulo, sin embargo, la valoración se realiza a través del análisis del sistema de incentivos dados por el regulador a las empresas, una vez éste se ha puesto en marcha. En este sentido, el enfoque de ingresos es el apropiado, al definir el Marco Legal Estable una regulación en la que los ingresos de las empresas procedían de la retribución otorgada por la Administración, resultando sus beneficios de la diferencia entre estas retribuciones y sus costes reales. Dado que en la distribución los costes son cuasi-fijos, cualquier decisión estratégica de las empresas dirigida al incremento de sus beneficios se tomaría teniendo en cuenta el efecto de la regulación sobre sus ingresos. Considerando, además, que en el caso español el regulador es el propio Gobierno, y a la luz de la tradición negociadora entre éste y las empresas eléctricas en lo que a la regulación del sector se refiere, parece factible que las empresas aprovecharan cualquier laguna dejada por la legislación para renegociar dichos ingresos.

Por último, mencionar que este análisis ha sido posible gracias al privilegiado acceso que se ha tenido a los datos del sistema de retribuciones del Marco Legal Estable, considerados confidenciales cuando se realizó la investigación y puestos a disposición de toda la comunidad científica recientemente.

En el Capítulo IV, el énfasis se traslada desde las empresas al regulador, en tanto que su propósito es evaluar la actuación del regulador español en lo que a la distribución eléctrica se refiere durante el periodo 1988-2002. Se consideran así dos periodos regulativos distintos: el del Marco Legal Estable y el de la Nueva Ley del Sector Eléctrico. Este análisis se realizará desde una triple vertiente, estudiándose: (i) Si los cambios legislativos que fueron introduciéndose en estos años condujeron a las empresas, en su actividad de distribución, a mayores niveles de eficiencia; (ii) Si la retribución que recibieron estuvo ligada o no a los niveles de eficiencia alcanzados; y (iii) Si la regulación ha permitido que tanto consumidores como empresas perciban los

beneficios derivados de la aplicación de los distintos marcos reguladores. En la literatura sobre el sector energético existen trabajos que estudian estos tres aspectos por separado. Sin embargo, en este capítulo se van a abordar por primera vez de un modo conjunto.

Finalmente, en el Capítulo V, se considerará a las empresas eléctricas verticalmente integradas, poniéndose el acento sobre las repercusiones que el proceso de liberalización iniciado en 1998 está teniendo sobre ellas y sobre el sector en su conjunto. El amplio debate existente en distintos foros acerca del correcto funcionamiento del sector y los recelos que están surgiendo sobre el éxito de las reformas tras diez años de liberalización eléctrica en España hacen especialmente relevante arrojar alguna luz sobre las repercusiones de este proceso sobre las empresas eléctricas españolas, en particular sobre su productividad y sus resultados.

El análisis se enfocará desde una doble perspectiva. Por una parte, se examinará desde un punto de vista financiero y económico el funcionamiento del sector tras la entrada en vigor de la Ley del Sector Eléctrico, comparándose con el mostrado durante la etapa del Marco Legal Estable. En este sentido, se incidirá en los cambios que la liberalización ha podido introducir en sus resultados, contrastando si las premisas de eficiencia que se presumen a estos procesos se están cumpliendo. 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, qué proporción ha sido destinada a los trabajadores en forma de mayores salarios, cuánto han percibido 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.

ASPECTOS METODOLÓGICOS

Para medir el desempeño de una empresa o sector se pueden utilizar múltiples indicadores. Los indicadores más convencionales incluirían aspectos como la tasa de retorno o los precios. Sin embargo, actividades como el suministro eléctrico operan con frecuencia en mercados en los que los precios y los costes no son determinados en condiciones competitivas. Así era en el sector eléctrico español antes de las reformas de

1997 y así es todavía para importantes partes de la industria, como la distribución y el transporte. En estos casos, los indicadores del mercado habituales no son adecuados para analizar el funcionamiento de la industria, siendo más apropiadas medidas que muestren el nivel y el cambio en la productividad y eficiencia de la misma.

Sobre la base de esta idea, en los Capítulos III y V de la investigación que aquí se presenta, la metodología aplicada combina dos disciplinas: la teoría de los números índices y la moderna teoría neoclásica de la producción, en el contexto metodológico propuesto inicialmente por Grifell-Tatjé y Lovell (1999). Específicamente, se utiliza un indicador de precios y un indicador de cantidad del tipo Bennet (1920), redescubiertos recientemente por Diewert (2005). Grifell-Tatjé y Lovell (2000) han mostrado cómo puede descomponerse un indicador de cantidad Bennet de costes y, recientemente, estos mismos autores (Grifell-Tatjé y Lovell, 2008) han formulado una nueva metodología basada en un indicador Bennet de beneficios. Esta investigación supone una extensión de ambos trabajos. Así, en el Capítulo III se propone una descomposición económica del indicador de cantidad Bennet de ingresos; y en el capítulo V se generaliza la metodología planteada en Grifell-Tatjé y Lovell (2008) a una situación multiproducto, aplicándola por primera vez al sector eléctrico. Cabe subrayar, además, que esta metodología permite explotar la información de los modelos para cada una de las variables consideradas.

Por su parte, el análisis propuesto en el Capítulo IV se abordará mediante la simulación para el caso español del modelo teórico de regulación por incentivos para la actividad de distribución propuesto inicialmente por Bogetoft (1997) y que está basado en la idea del “yardstick competition” (ver más adelante). En este modelo se adopta un enfoque principal-agente que vincula la retribución obtenida por las empresas con su eficiencia productiva, incentivando su mejora y minimizando las rentas obtenidas como consecuencia de las asimetrías informativas existentes entre el regulador y las empresas. Asimismo, el modelo supera alguno de los problemas vinculados con la aplicación de los sistemas de precios máximos y permite estudiar cómo las ganancias de eficiencia obtenidas por las empresas se reparten entre éstas y los consumidores. Es importante resaltar que la investigación que se presenta en este capítulo es uno de los primeros trabajos en los que se aplica esta metodología de análisis.

En la implementación de la descomposición de los indicadores de cantidad Bennet de ingresos y de beneficios de los Capítulos III y V se aplicarán las técnicas de programación matemática conocidas por el nombre de *Data Envelopment Analysis* (DEA), inicialmente propuestas por Charnes, Cooper y Rhodes (1978). De igual modo, se utilizará esta herramienta para estimar la frontera de costes incluida en el modelo de regulación por incentivos del Capítulo IV.

El DEA es una técnica no paramétrica para estimar fronteras de producción (y de costes, ingresos o beneficios) que permite medir la eficiencia de las empresas de una industria². Utiliza la programación lineal para construir una superficie (o frontera) compuesta de diferentes segmentos que envuelven o delimitan los datos de la muestra. De este modo, el conjunto de posibilidades de producción está superiormente acotado por una envolvente construida por la unión lineal de las observaciones que definen la mejor práctica observada. El modelo inicial propuesto por Charnes, Cooper y Rhodes tenía una orientación a los factores y asumía rendimientos constantes a escala. Otros trabajos posteriores, como Färe, Grosskopf y Logan (1983) o Banker, Charnes y Cooper (1984), han modificado el modelo asumiendo rendimientos variables de escala.

Esta técnica no es el único método para estimar funciones frontera, pero, junto con el análisis de fronteras estocástico, que implica técnicas econométricas, ha sido el procedimiento más utilizado en las últimas décadas. Las ventajas y desventajas de utilizar DEA en el análisis frontera para medir la eficiencia están ampliamente recogidas en la literatura³. En esta investigación es particularmente aconsejable para realizar las estimaciones de eficiencia por diversas razones. En primer lugar, es una técnica de frontera, es decir, permite comportamientos ineficientes en las empresas evaluadas en lugar de centrarse en una tendencia central o sesgada como en las medidas estocásticas. Segundo, no es necesario imponer ninguna forma funcional a priori en lo que se refiere a la tecnología, como por ejemplo cuadrática o translogarítmica. Tercero, es particularmente útil cuando está disponible un número limitado de observaciones,

² Hasta hace pocas décadas, el método más común para determinar los niveles de productividad y eficiencia eran los números índices; sin embargo, estos índices no permiten la descomposición de la productividad en sus diversos componentes y asumen implícitamente que todas las empresas son eficientes. El DEA relaja esta asunción y mide la eficiencia de las empresas con relación a las fronteras estimadas.

³ Ver por ejemplo Pollit (1995), Coelli *et al.* (1998), Byrnes *et al.* (1986), Sengupta (1987), Seiford y Thrall (1990) y Cubbin y Tzanidakis (1998).

situación típica de los sectores energéticos, y se dispone de paneles de datos no equilibrados, como ocurre en esta investigación. Y cuarto, permite el uso de variables de control no directamente incluidas en la función de producción pero que tienen efectos sobre la relación entre factores y productos.

Existen, sin embargo, posibles inconvenientes en la aplicación de la metodología que son abordados a lo largo de la investigación. En primer lugar, no se puede calcular un rango completo de elasticidades y relaciones entre los diferentes productos. En segundo lugar, el DEA es un enfoque no estocástico, lo que implica que los resultados son sensibles a errores en los datos, la inclusión y exclusión de observaciones y variables, la presencia de *outliers* y la especificación del modelo. Por último, la relación entre el número de unidades medidas y el número de variables utilizadas influye en los resultados de eficiencia.

Desde los trabajos seminales de Färe *et al.* (1983, 1985), el DEA ha sido usado extensamente para comparar el desempeño relativo de las compañías eléctricas, tanto desde el punto de vista de la gestión como desde una perspectiva reguladora (Pollit, 1995; Bagdadioglu *et al.*, 1996; Arocena y Waddams-Price, 2002; Grifell-Tatjé y Lovell, 2003; Jasmab y Pollit, 2004; Pombo y Taborda, 2006; Vaninsky, 2006, entre otros muchos).

Antes de entrar de lleno en el desarrollo de la investigación, y en aras de una mejor comprensión de los capítulos siguientes, conviene hacer una breve exposición de las principales características técnicas del sector eléctrico, así como de los principales modelos regulativos aplicados al mismo.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

La industria eléctrica está organizada fundamentalmente en tres segmentos de actividad: generación, transmisión y distribución⁴. En la etapa de generación se transforma en energía eléctrica algún tipo de combustible primario: carbón, fuel, gas natural, fisión nuclear, energía hidráulica u otros recursos renovables (el sol, la biomasa

⁴ Esta explicación está basada en Khün y Regibeau (1998) y Rodríguez Romero y Castro González (1994).

o las fuentes termales). La transmisión se refiere al transporte de energía eléctrica por una red de cables de alto voltaje desde las unidades generadoras a los grandes consumidores finales o a los puntos de entrada de los sistemas de distribución. Por último, la distribución implica la entrega de energía eléctrica a los consumidores finales por una red de cables de menor voltaje.

Generación

La electricidad es generada aplicando energía mecánica a un generador. Este generador y el equipo directamente asociado constituyen lo que se denomina unidad de generación. Pero la entidad económica relevante para regulación, contabilidad y gestión es la planta, compuesta por varias unidades de diferentes escalas y épocas. Las diversas técnicas usadas para producir la energía mecánica dan origen a las distintas tecnologías de producción de energía eléctrica. Las principales características económicas que distinguen a estas tecnologías son las siguientes:

- 1) *Eficiencia de la energía y del combustible.* Se distinguen dos grandes clases de tecnologías de generación. En las tecnologías de “ciclo sencillo” el combustible es quemado para producir vapor para la turbina o para impulsarla directamente. Las tecnologías de “ciclo combinado” añaden una segunda etapa al proceso, en la cual parte de la energía residual de la primera etapa de combustión es usada para producir más energía eléctrica. Aún teniendo en cuenta las últimas mejoras, la eficiencia térmica⁵ de las tecnologías de un solo ciclo solamente puede llegar hasta, aproximadamente, el 34%. Recientemente, las tecnologías de ciclo combinado han hecho aumentar este porcentaje de manera significativa, permitiendo la generación con una tasa de eficiencia de hasta el 53%. Estos cambios implican que las unidades basadas en el gas pueden ahora equipararse a la eficiencia de la mejor planta basada en el carbón.
- 2) *Las economías de escala.* La escala mínima eficiente de una unidad de generación ha evolucionado sustancialmente a lo largo del tiempo. Durante los años sesenta, setenta y la mayor parte de los ochenta, hubo una fuerte tendencia hacia una

⁵ La eficiencia térmica hace referencia a la fracción del calor absorbido por un dispositivo que se obtiene como trabajo producido.

escala mayor, que se produjo como resultado de la introducción de plantas de energía nucleares y del paso a nuevas tecnologías basadas en el carbón. Actualmente, esta tendencia no solamente se ha detenido, sino que ha empezado a invertirse. Las razones son esencialmente dos: las plantas de fisión nuclear ya no se consideran una opción prioritaria; y las tecnologías de turbina de gas de ciclo combinado emergentes ofrecen una alternativa de pequeña escala, con costes unitarios que parecen ser menores, a casi cualquier escala, que los de cualquier otra tecnología basada en un combustible fósil.

- 3) *Costes fijos versus costes variables.* Una planta con una alta ratio de costes fijos respecto a costes variables tiene un mejor uso funcionando a plena capacidad; por lo tanto, probablemente, se le asigne cubrir la demanda “base” del sistema. Tal es el caso de las plantas de energía nuclear y, en un menor grado, las de carbón. En cambio, las turbinas tradicionales de fuel/gas tienen bajos costes fijos con respecto a los variables y son usadas en su mayoría para cubrir las demandas de pico.
- 4) *Capacidad de interrupción.* Las unidades que pueden encenderse y apagarse a costes relativamente bajos tenderán a usarse para hacer frente a las demandas de pico y suministrar al sistema reservas de emergencia. Las plantas nucleares son las que menos se pueden interrumpir, seguidas por las plantas de carbón y las turbinas de fuel/gas. Por su parte, la cantidad de energía generada por una unidad hidráulica puede variarse muy rápidamente y de forma barata, lo que la hace ser una candidata natural para hacer frente a la demanda marginal del mercado y proveer reservas. Además, la energía hidráulica también tiene una baja ratio de costes variables respecto a fijos, haciéndola igualmente atractiva como fuente de energía base. La nueva tecnología de gas de ciclo combinado tiene bajos costes de interrupción y, puesto que sus costes fijos y operativos son poco elevados, es, con gran diferencia, la más versátil de todas las tecnologías disponibles actualmente.
- 5) *Modularidad.* Una tecnología se considera altamente modular si el coste de construir y hacer operar una planta de modo fragmentado no es significativamente superior al coste de construir y hacer operar una gran planta de una sola vez. Por lo tanto, una tecnología de energía modular permite al inversor adaptar su nueva planta a las condiciones económicas del momento sin tener que depender de

pronósticos muy inciertos acerca de la demanda y los costes de combustible. Las tecnologías más modulares son las turbinas de viento y los paneles solares, seguidas de las turbinas de gas de ciclo combinado y las tecnologías basadas en el carbón. Las unidades de energía nuclear e hidráulica son las alternativas menos modulares.

- 6) *Fiabilidad.* Un sistema de energía eléctrica debe poder acceder siempre a una capacidad de generación suficiente. El hecho de no poder contar con la cantidad esperada de energía podría resultar en daños extensos y costosos en diversas partes del sistema. En tal contexto, la ruptura repentina de una unidad generadora importante puede tener consecuencias graves. La tecnología más fiable es la energía hidráulica, seguida por las turbinas de fuel/gas. Las menos fiables son las plantas de energía nuclear.

- 7) *Costes de salida.* El coste de desmontar una planta de energía debe entrar en cualquier comparación razonable de la eficiencia de tecnologías de generación alternativas, sobre todo porque pueden actuar como una barrera importante a la entrada. Los costes de salida parecen ser particularmente grandes en las unidades nucleares y en las de energía hidráulica.

Transmisión

La función de la fase de transmisión es enlazar los centros de producción con los centros de consumo de mercado o con los puntos de entrada de los sistemas de distribución. Está constituida, en general, por líneas de muy alta tensión, de forma que se alcance una mayor seguridad y estabilidad en el transporte, lo que proporciona una mayor calidad de servicio a la vez que disminuyen las pérdidas.

El sistema de transporte de una determinada empresa está generalmente interconectado con los de otras empresas y con los de los países limítrofes, con objeto de posibilitar intercambios de energía que puedan mejorar económicamente la explotación del sistema, así como la garantía de suministro. Esta fase constituye verdaderamente un sistema de transmisión más que un simple sistema de transporte, puesto que, además de transportar energía, la existencia de una red de alta tensión

permite aprovechar las economías de un sistema eléctrico al permitir cubrir la demanda de un mercado con la energía de instalaciones propias y con la intercambiada con otras instalaciones o sistemas.

Los sistemas de transmisión tienen, debido a su carácter de red, algunas “economías de densidad”; es decir, que el coste unitario de abastecer a los consumidores en un área geográfica determinada decrece cuando el número de consumidores servidos se incrementa. Pero es más importante aún la presencia de grandes economías de escala en el uso de las líneas de alto voltaje. Estas dos fuerzas ya caracterizan a la transmisión claramente como un monopolio natural.

Distribución

Es la última fase del proceso, y tiene como función transportar energía eléctrica a una tensión más baja desde la línea de transporte de alta tensión a los consumidores geográficamente dispersos. Tradicionalmente, la legislación española considera distribución el transporte de energía a tensiones inferiores a 36 kV, definiendo como media tensión el transporte de energía a tensiones superiores a 1 kV y baja tensión al transporte en tensiones inferiores. Dentro del sistema de distribución, es frecuente separar la mera función de transporte de energía eléctrica de la de suministro o abastecimiento, que comprende todas las actividades relacionadas con la venta y facturación de electricidad a los usuarios finales (contratación, lectura, asesoramiento al cliente, facturación y cobro).

La distribución de energía eléctrica se caracteriza por importantes “economías de densidad”. En consecuencia, desde el punto de vista de la eficiencia técnica, es conveniente dar a los distribuidores derechos exclusivos sobre algún territorio, ya que el solapamiento de áreas de mercado llevará a costes mayores. Lo que no está claro es cuál debería ser el tamaño de estos territorios exclusivos, pues parece que las economías de escala asociadas con el diseño de grandes redes se agotan bastante rápidamente. Por lo tanto, se podría esperar que los costes totales de distribución se minimizarán con un modelo de numerosos monopolios locales operando en áreas de mercado cuyo tamaño estuviese inversamente relacionado con la densidad de los consumidores, otorgándose a

las compañías de distribución rurales una franquicia sobre un área más amplia que a las urbanas.

La Demanda

La demanda del sistema eléctrico presenta características distintivas con relación a otros bienes y servicios. Su evolución es muy compleja y fluctuante: en el plano mensual, presenta gran estacionalidad; a corto plazo, la demanda semanal presenta una evolución diferente en días festivos que en días laborables; y desde el punto de vista horario, la demanda sufre variaciones importantes a lo largo del día. Estas peculiaridades condicionarán en gran medida la configuración de todo el sistema, así como las relaciones y conexiones entre cada una de sus partes.

Interdependencia del Sistema Eléctrico

Los componentes del sistema eléctrico son altamente interdependientes: cambios en cualquier parte del sistema afectan, generalmente, a todas las demás. Si se tiene en cuenta que la electricidad no se puede almacenar y que el flujo eléctrico no puede ser dirigido por una línea predeterminada, el equilibrio del sistema eléctrico requiere que la suma de las energías demandadas sea igual a la energía ofertada de generación menos las pérdidas de transporte en todos los puntos de consumo. Esto exige el funcionamiento de una capacidad de generación mayor que la estrictamente necesaria, en previsión de un rápido y repentino aumento de la demanda, o una indisponibilidad fortuita de los generadores que conduzca a su desconexión. Cualquier desequilibrio de esta índole puede provocar daños trascendentales muy rápidamente.

Teniendo en cuenta estos elementos, la explotación del sistema eléctrico debe permitir coordinar la operación de sus distintos componentes. Como consecuencia de este requerimiento, se pueden obtener importantes ventajas económicas incrementando la dimensión del sistema eléctrico conjunto, lo que no significa que las empresas eléctricas deban ser más grandes, sino que deban estar eléctricamente interconectadas y que las distintas fases del proceso deban estar coordinadas. Esto implica que cualquier sistema eléctrico requiere un único operador cuyas decisiones tengan preferencia sobre las decisiones de los productores individuales. La materialización de esta coordinación

dependerá de la configuración elegida del sistema, pudiendo conseguirse a través de varios mecanismos: por decisiones jerárquicas dentro de una organización única, es decir, a través de un centro de control de sistemas integrados verticalmente; a través de la concertación de distintos grados de cooperación entre sistemas, lo que se logra mediante un *pool* de intercambio; y, finalmente, por la actuación del mercado.

PRINCIPALES MODELOS DE REGULACIÓN APLICADOS AL SECTOR ELÉCTRICO

En los próximos capítulos serán explicados y analizados los sistemas de regulación implementados en el sector eléctrico español en las últimas décadas. Estos sistemas se basan en algunos de los modelos regulativos teóricos surgidos en este tiempo y adoptados parcial o completamente por las industrias eléctricas de numerosos países. Con la finalidad de comprender mejor el alcance de las reformas reguladoras instauradas en el sector eléctrico español a partir de los años ochenta, en este apartado se describirán los elementos más destacados de dichos modelos teóricos, señalando sus principales ventajas e inconvenientes.

En términos generales, se puede definir la regulación como el conjunto de instrumentos legales y decisiones mediante los cuales los gobiernos establecen condiciones en la conducta de los ciudadanos, las empresas y el propio gobierno (OCDE, 1997:196). También se incluirían las normas publicadas por órganos no gubernamentales u organismos profesionales autónomos en los que los gobiernos han delegado facultades de regulación.

En el caso de los servicios públicos, la regulación trata de dar respuesta a situaciones en la que existe monopolio natural y a las pérdidas de bienestar que pudieran derivarse de su ejercicio. Históricamente, un mercado era considerado un monopolio natural si a lo largo del proceso de producción había alguna actividad que presentara tales características. Concretamente, el sector eléctrico en su conjunto ha sido tradicionalmente considerado un monopolio natural porque la red de transporte y distribución lo eran. Sin embargo, como se ha visto, este punto de vista ha cambiado radicalmente en las últimas décadas. Por lo tanto, el reto para la regulación se ha

tornado ahora en regular de forma efectiva las actividades que pueden actuar como cuellos de botella en la industria y diseñar una estructura del mercado en la que la competencia pueda limitar tan efectivamente como sea posible el poder monopolístico que proviene dichas actividades (Kühn y Regibeau, 1998).

La cuestión fundamental en la intervención reguladora de los monopolios naturales es determinar el precio regulado correcto. Hasta el comienzo de los años ochenta, la regulación de los servicios públicos en la mayoría de los países tenía como objetivo primordial conseguir que los precios regulados reflejaran los costes. Sin embargo, las reformas reguladoras británicas (y españolas) de los ochenta dan un giro a este enfoque, considerando que el principal germen de pérdida de bienestar de los monopolios es la falta de eficiencia productiva de las industrias reguladas, y poniendo, por tanto, el acento en la corrección de este aspecto. A continuación se hará un breve repaso de los sistemas arbitrados tradicionalmente para regular los servicios públicos, entre ellos el sector eléctrico, y, sobre todo, de las nuevas formas de regulación que se han impuesto extensivamente en los últimos tiempos.

Regulación por rentabilidad máxima permitida

La característica principal de esta regulación es que se basa en el coste del servicio, es decir, que fija los precios de tal modo que los ingresos totales obtenidos por las empresas cubran la totalidad de sus costes, incluyendo una tasa de rendimiento “adecuada” sobre el capital. La premisa que respalda su aplicación es la necesidad de atraer capital hacia las empresas a la vez que se evita un ejercicio excesivo del poder de mercado por parte de los monopolios.

Este método pretende que el monopolio regulado obtenga una tasa de rentabilidad normal, asegura un excedente del consumidor máximo y es consistente con la viabilidad de la empresa; por lo tanto, en teoría, consigue los objetivos de la regulación (Hay y Morris, 1991). Sin embargo, existen numerosos problemas derivados de su aplicación. De hecho, como se ha comentado anteriormente, es una regulación ya abandonada por la mayor parte de los países desarrollados.

Un primer problema es que cualquier incremento o decremento en los costes es trasladado automáticamente a los consumidores en forma de precios mayores o menores. Este mecanismo da pocos incentivos a las empresas para reducir costes o mejorar su calidad, puesto que no se les permite apropiarse del beneficio de sus inversiones ahorradoras (Kühn y Regibeau, 1998). En segundo lugar, introduce distorsiones en la elección de los factores productivos cuando la tasa de rentabilidad permitida es mayor que el coste de capital. Es el llamado efecto Averch-Johnson (1962), consistente en el incentivo a la sobreinversión y al endeudamiento excesivo que da esta regulación a las empresas (Liston, 1993). En tercer lugar, cuando la empresa regulada produce varios bienes o servicios y algunos de ellos están sujetos a competencia, resulta difícil detectar posibles precios "depredadores". La empresa tiene un incentivo para subvencionar sus productos competitivos a través de la localización de una mayor proporción de sus costes conjuntos en los mercados regulados (Crew y Crocker, 1991; Liston, 1993). En cuarto lugar, el establecimiento de la tasa de rentabilidad por parte de las agencias reguladoras se hace mediante el cálculo de un promedio de las vigentes en la economía, promedio que refleja la rentabilidad tanto de las empresas con beneficios extraordinarios como de las ineficientes (Hay y Morris, 1991). Finalmente, esta regulación es muy lenta e implica costes administrativos muy altos; requiere un considerable conocimiento sobre los costes de la empresa y sus demandas; y, desde el punto de vista teórico, carece por completo de un esquema normativo (Laffont, 1994).

Modelos de Incentivos

Además de los problemas relacionados con la eficiencia productiva asociados a las políticas reguladoras basadas en los costes de las empresas, como se ha señalado, estos métodos están sujetos a grandes requerimientos de información. Exigen, por ejemplo, que el regulador conozca la función de costes de producción de la empresa regulada tan bien como ella misma. Pero este supuesto es poco realista. Es mucho más creíble suponer que la empresa tiene más información que el regulador sobre su propia estructura de costes e intentará obtener rentas de esta ventaja.

Basándose en estas premisas, la nueva economía de la regulación, término acuñado por Laffont y Tirole (1993), sostiene que el problema de los monopolios naturales

sometidos a regulación puede plantearse como un problema del tipo principal-agente⁶, donde el principal es el Estado o la institución reguladora y los agentes son las empresas reguladas, y en el que las restricciones con las que se enfrenta el regulador para implementar su política son primordialmente de carácter informativo⁷. Las restricciones informativas se refieren a que los reguladores no pueden tener confianza en contratos de regulación que son contingentes a la información proporcionada únicamente por la empresa, es decir, en información que no se puede verificar fácilmente. En este sentido, la teoría contempla normalmente dos tipos de restricciones informativas: riesgos morales y selección adversa.

El *riesgo moral* se refiere a situaciones en las que el regulador (principal) no puede controlar el comportamiento del agente o en las que el agente recibe información privada una vez iniciada la relación. Cuando se dan estas situaciones, la empresa regulada (el agente) actúa de forma discrecional sobre aspectos que afectan a sus costes o a la calidad de sus productos.

La *selección adversa* surge cuando la empresa tiene más información que el regulador sobre algunas variables exógenas antes del inicio del contrato, ya sea sobre las posibilidades tecnológicas de la empresa, la dificultad de implementar ciertas tareas productivas, o sobre la curva de demanda. En general, la selección adversa permite a la empresa extraer una renta de su relación con el regulador aunque su poder de negociación no sea muy elevado, ya que un regulador que tiene que asegurar la provisión de estos bienes o servicios debe garantizar que la empresa desee participar en el proceso de producción incluso si incurre en costes altos. Es decir, la empresa debe beneficiarse de una renta no negativa incluso si es ineficiente.

Ante estas asimetrías de información, no basta con que el regulador le pida a la empresa la información que necesita para fijar el precio. Necesita establecer un sistema de regulación que minimice las rentas extraordinarias que la empresa obtiene como consecuencia de su situación monopolística y sus ventajas informativas. Es por esto que a lo largo de los últimos años los Estados han desarrollado diferentes modelos de

⁵ Una obra muy recomendable para comprender la problemática de las relaciones principal-agente es Macho Stadler y Pérez Castillo (1994).

⁷ Además de las restricciones informativas, Laffont y Tirole (1993) señalan otras dos: restricciones relacionadas con las transacciones y restricciones administrativas y políticas.

regulación en los que han tratado de minimizar las rentas informativas de las empresas reguladas e introducir incentivos a la eficiencia de las mismas, asegurándose, además, de que los consumidores se beneficien de estas ganancias. Para ello se han abandonado los modelos de regulación fundamentados en los costes del servicio, adoptándose en su lugar modelos basados en incentivos.

Los modelos de incentivos están considerados como un sustituto o un refinamiento de la regulación tradicional basada en el coste del servicio. Este tipo de regulación pretende crear "premios" o "castigos" en una estructura similar a la que ejercen las presiones de los mercados competitivos, ya que han sido diseñados para romper la vinculación entre los costes reales y los ingresos percibidos por las empresas reguladas: en la medida en que la dirección de la empresa sea capaz de controlar los costes durante el periodo en que el mecanismo está en vigor, se crearán incentivos para mejorar la eficiencia. Adicionalmente, en la aplicación de estos sistemas es necesario que tanto el regulador como las empresas complementen el esquema de incentivos con estructuras tarifarias que lleven a fijar unos precios adecuados.

La clasificación del tipo y diseño de sistemas de regulación por incentivos es una espinosa tarea que excede el objetivo de esta investigación⁸. Únicamente se hará hincapié aquí en la regulación por precios máximos y el modelo de competencia referencial, ya que son los que han caracterizado la regulación del sector eléctrico español a partir de las reformas introducidas en los años ochenta.

1) Regulación por precios máximos

Las reformas reguladoras británicas implantaron un régimen regulador por precios máximos como alternativa al método de la tasa de rendimiento. Esta regulación no hace un uso explícito de los datos contables, sino que el regulador fija unos precios "topes" para cada uno de los productos que ofrece la empresa o para una cesta de ellos (precio medio o ponderado), siendo ésta libre de elegir sus precios en ese tope o por debajo. Por lo tanto, bajo este sistema, los beneficios de cualquier esfuerzo para reducir el coste de

⁸ Algunos trabajos que han comparado los diferentes tipos de regulación son Pfeifenberger y Tye (1995), Lyon (1996), Sappington y Wisman (1996) y Mayer y Vickers (1996). Joskow y Schmalensee (1986), además de ofrecer una clasificación general, se detienen específicamente en el sector eléctrico.

la empresa regulada quedarán en manos de la propia empresa, en forma de un mayor margen entre precio y coste.

Aunque esta forma de regulación da incentivos muy potentes para la reducción de costes, crea un dilema para el regulador. Si verdaderamente se compromete a un precio máximo, a medida que la productividad de las empresas se incrementa, también se incrementarán los beneficios de las empresas; si éstos acaban siendo muy altos, quizás su compromiso sea difícil de sostener políticamente. Si, por otro lado, el regulador reajusta el precio máximo a la baja siempre que los beneficios de la empresa aumenten significativamente, ésta tiene pocos incentivos para invertir en la reducción de costes (Kühn y Regibeau, 1998). Los reguladores británicos trataron de resolver este dilema ajustando a lo largo del tiempo el precio máximo a una tasa preestablecida. Es la llamada regulación *IPC-X*, la cual establece que los precios pueden aumentar a tasas iguales al índice de precios al consumo (IPC) menos un factor de productividad (*X*), que se supone fijado para un periodo suficientemente largo. Bajo tal esquema, algunos de los beneficios del incremento de la productividad repercuten en los consumidores en forma de precios menores⁹.

Las ventajas más destacadas de este sistema de regulación son las siguientes: (i) La empresa tiene incentivos para minimizar costes y adoptar cantidades de factores eficientes desde el punto de vista de la asignación de recursos, ya que tiene fijados los precios; (ii) Desaparece la relación entre beneficios e inversiones, eliminándose así el efecto Averch-Johnson; (iii) Requiere menores costes administrativos que el método de la tasa de rentabilidad y es mucho más simple; y (iv) Debido a que los productos regulados y competitivos se encuentran en diferentes cestas, fijar unos topes en los precios de los servicios monopolísticos puede ayudar a evitar los precios "depredadores" de los servicios competitivos (Liston, 1993).

A pesar de sus ventajas, este método adolece de algunos problemas en su aplicación. En primer lugar, requiere que el regulador tenga un extenso conocimiento de las condiciones de demanda, los costes y la posición en la economía de la empresa, tanto

⁹ La empresa pionera en la utilización de esta forma de regulación fue *British Telecom* en 1984 (Vickers y Yarrow, 1988). Posteriormente, otras empresas han aplicado este régimen, por ejemplo *British Gas* y *AT&T* en Estados Unidos.

para la fijación de los precios como para la determinación del factor de productividad. Esta información procederá en su mayor parte de la propia empresa, por lo que existirá una gran asimetría de información (Crew y Crocker, 1991)¹⁰. En segundo lugar, la determinación de los precios máximos "correctos" es una decisión compleja: si se fijan los precios máximos demasiado altos, la empresa se convierte en un monopolista no regulado; pero si se fijan demasiado bajos, se podría poner en peligro la viabilidad de las empresas (Laffont y Tirole, 1993). Además, cuando hay una considerable incertidumbre sobre las fluctuaciones de los costes, el regulador debería fijar los máximos tan altos que las transferencias de los beneficios a los consumidores serían eliminadas (Schmalensee, 1989). A esto se une la dificultad de determinar el factor X sobre la base de estimaciones precisas de ganancias de productividad, las cuales permitan comprometerse a mantener este factor para un largo periodo de tiempo.

Pese a estos problemas, ejemplos como el del sector eléctrico de Gran Bretaña, en el que los incrementos de la productividad logrados bajo el régimen de precios máximos han sido muy sustanciales y las empresas han llegado a ser muy rentables, a pesar de descontárseles un factor de productividad, ponen de manifiesto las virtudes del sistema. Esto no ha sido óbice, sin embargo, para que los consumidores y el gobierno hayan ganado poco con su aplicación (Newbery y Pollitt, 1997).

2) "*Yardstick Competition*"

Es uno de los modelos de mayor aceptación en la actualidad, y su implantación es una de las más extendidas en este momento, especialmente en Europa, Latinoamérica y Australia. Sin embargo, hay que señalar que su aplicación no es estricta en casi ninguno de los países en los que está instaurado, ya que se aplica la filosofía del modelo pero relajando alguna de sus restricciones. Genéricamente, este tipo de regulación se conoce como "*benchmarking*"¹¹.

¹⁰ Cuando se fijan los precios máximos, la empresa tendrá incentivos para suministrar previsiones pesimistas sobre los costes; en el periodo inmediatamente posterior a la revisión de éstos precios, tendrá incentivos para la innovación con el fin de aumentar los beneficios; y después, le convendrá dejar crecer los costes para obtener un mayor precio en la siguiente revisión (Hay y Morris, 1991).

¹¹ Jamasb y Pollit (2001) ofrecen un extenso análisis de países que han implantado estos sistemas de referencia para el caso de la distribución de electricidad.

La teoría del “*yardstick competition*” fue desarrollada por Baiman y Demski (1980), Holmström (1982), y otros autores, pero su aplicación a la regulación fue establecida por Shleifer (1985). Su principal filosofía es que, debido a que las asimetrías de la información entre el regulador y la empresa reducen la eficacia de la regulación, el regulador debería utilizar toda la información disponible para reducir tales asimetrías. Una forma de aprender sobre la tecnología y los costes de la empresa regulada es comparar el resultado de ésta empresa con el de otras que se enfrentan a un entorno tecnológico similar. A partir de esta referencia, el regulador puede decidir cuáles deberían ser los costes de la empresa evaluada y fijar el precio basándose en ellos. La referencia debería ser una empresa pública que actúe en el mismo negocio o varias empresas reguladas similares. Shleifer desarrolla esta última alternativa por considerar que las empresas estatales son muy distintas a las privadas para poder servir de punto de referencia y porque no son necesariamente eficientes.

La eficacia de este mecanismo se basa en el hecho de que, relacionando el precio de una empresa con los costes de otras idénticas a ella, el regulador puede forzar a las empresas a abastecer los diferentes mercados de forma competitiva. Si una empresa es capaz de reducir sus costes cuando otras similares no lo hacen, obtendrá beneficios; si no logra reducir costes cuando otras empresas sí lo consiguen, incurrirá en pérdidas. Para utilizar este esquema, el regulador no necesita conocer qué tecnología deberían usar las empresas para reducir costes: los datos contables son suficientes para incentivar la eficiencia.

Uno de los supuestos más importantes de este modelo, relajado en la mayoría de los casos, es que se debería eliminar la dependencia del precio de la empresa de sus costes reales y utilizar los costes de las *demás* empresas para determinarlo. De este modo, no se permite que una elección ineficiente de costes por parte de una empresa influya en el precio y las retribuciones que recibe. Se demuestra que bajo este sistema regulador el único equilibrio que se alcanza es el óptimo que maximiza el bienestar social, con la restricción de equilibrio presupuestario para la empresa. Ésta no puede afectar su propio precio ni su retribución, y por lo tanto tiene un incentivo para atender la demanda al menor coste posible. Como todas las empresas cubren su demanda al menor coste posible y se enfrentan a la misma función de demanda y costes, los beneficios extraordinarios resultantes totales son cero. Así pues, el sistema incentiva a que las

empresas reduzcan sus costes y evita que ganen rentas derivadas de sus ventajas informativas.

Otra de las ventajas del sistema es que, al estar basado en la eficiencia relativa, los factores que afectan a todas las empresas por igual no merecen una atención excesiva. Los *shocks* agregados pueden así incorporarse fácilmente en el nivel de precios que se fije. Esto implica que el cambio técnico de la industria y los cambios en la demanda son automáticamente tenidos en cuenta. La principal desventaja es que el sistema podría imponer ganancias o pérdidas imprevistas en un primer momento sobre las cuales la dirección no tiene control.

Finalmente, Shleifer señala la posibilidad de colusión entre las empresas como un problema para el funcionamiento de este régimen; no obstante, lo considera poco relevante si el regulador puede probar la existencia de tal colusión y penalizar a las empresas implicadas, o si el número de empresas que intervienen en el esquema regulador es muy grande. Añade, además, que el sistema funciona porque no permite que una elección ineficiente de costes influya en los ingresos de la empresa. Esto implica que para que el mecanismo funcione el regulador debe imponer una amenaza creíble a las empresas, en el sentido de dejar que las empresas ineficientes soporten pérdidas e incluso lleguen a la bancarrota sin intervenir. Esta situación, sin embargo, no es muy probable que se produzca.

CAPÍTULO II.
REVISIÓN DE LA REGULACIÓN DEL SECTOR
ELÉCTRICO ESPAÑOL

II.1. EL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL DESDE LA POSGUERRA HASTA EL MARCO LEGAL Y ESTABLE

II.1.1. LA POSGUERRA Y EL NACIMIENTO DE UNESA

Después de la Guerra Civil Española y hasta 1959¹, la capacidad de producción eléctrica en España fue inferior a la demanda, caracterizándose esta época por fuertes restricciones eléctricas y frecuentes cortes en el suministro. Las causas de esta situación se pueden encontrar tanto en el lado de la oferta como en el de la demanda. Desde el lado de la oferta, durante la guerra se destruye parte del parque de generación, y en los años posteriores la construcción de nuevas centrales fue muy lenta debido, por una parte, a la falta de incentivos para la inversión que suponía una política de congelación de tarifas en un contexto de elevada inflación y, por otra, al bloqueo internacional, que impedía la importación de equipos tanto para la construcción de nuevas centrales como para el mantenimiento de las que ya estaban funcionando. Por el lado de la demanda, aunque en los primeros años cuarenta se ralentizó, posteriormente su crecimiento superaba con creces al de la oferta. Baste decir que entre 1945 y 1950 creció un 50%.

La situación extremadamente delicada del abastecimiento eléctrico impulsó la intervención directa del Estado en la producción. Así, la constitución en los años cuarenta de una serie de empresas eléctricas de carácter público a través del Instituto Nacional de Industria de España (INI)², como la Empresa Nacional de Electricidad, Endesa en 1944 o la Empresa Nacional Hidroeléctrica del Ribargozana, Enher, en 1949, vino a sumarse al esfuerzo hasta entonces realizado en exclusiva por empresas eléctricas privadas, dándose un fuerte impulso al desarrollo eléctrico.

En este contexto, fueron las propias empresas eléctricas las que vieron la necesidad de encontrar soluciones a los problemas con los que se enfrentaban, coordinando los medios de producción existentes e intentando aprovechar los recursos disponibles. Con este fin, las diecisiete empresas eléctricas más importantes del país deciden agruparse,

¹ Este epígrafe está basado en Ariño y López de Castro (1998).

² El INI se creó a través de una Ley del 25 de septiembre de 1941, con el objetivo de promover la creación de nuevas empresas industriales, y se planteó como un método seguro y activo de promover el desarrollo de la nación dentro de una visión autárquica de la economía.

naciendo en agosto de 1944 Unidad Eléctrica, S.A. (UNESA). El objetivo de esta agrupación era la creación de un sistema único de producción, transporte y distribución de energía, sin perjuicio de la existencia de una pluralidad de empresas encargadas de su gestión. Para hacer efectivo el cumplimiento de estos objetivos en todo el territorio peninsular, UNESA crea en 1953 el Repartidor Central de Cargas (RECA). Con ello, la exigencia de explotación unitaria que en otros países dio lugar a la nacionalización del sector se articula en España de una manera singular: a través de la coordinación empresarial, siendo la iniciativa privada la impulsora del proceso.

Este sistema de explotación unificada se vio respaldado por el decreto de 12 de enero de 1951, que dio cuerpo legal a la Red General Peninsular y estableció el sistema tarifario denominado de "Tarifas Topes Unificadas", el cual unificó los precios para todo el territorio nacional, fijando dichas tarifas como precios máximos con un ajuste periódico en función de los precios generales. Este sistema incentivó la construcción de nuevas centrales, lo que trajo consigo una progresiva y rápida disminución del déficit de capacidad de producción, haciendo desaparecer las restricciones eléctricas en el año 1958.

El establecimiento de esta tarifa única implicó el diseño de un sistema de compensaciones entre productores³. Tanto las tarifas como los criterios y cánones de compensación eran fijados por la propia Administración, delegando ésta la recaudación destinada a las compensaciones en la Oficina Liquidadora de Energía (OFILE). El objetivo final de este sistema era que las empresas lograran cubrir sus costes fijos y variables⁴ pese a tener diferentes estructuras de producción y de mercado.

El problema con este procedimiento de tarifas era que la cuantía de las compensaciones se hacía cada vez mayor, resultando el recargo destinado a cubrir las insuficiente y derivando en el endeudamiento de OFILE. Por esta razón, en 1972⁵ se replantea el sistema de compensaciones, introduciéndose un nuevo sistema tarifario

³ La estructura de esta tarifa venía integrada por un término (A), que era completamente atribuido a la empresa, y un recargo (factor "r"), consistente en un porcentaje sobre aquél, que era destinado a cubrir las compensaciones.

⁴ En 1971 se estableció el sistema de tarifas binomias, vigente actualmente, y según el cual el componente A se desglosaba en dos términos: 1) un término de potencia, que compensaba los costes fijos y 2) un término de energía, para compensar los costes variables de producción.

⁵ Real Decreto 356/1972 de 21 de diciembre.

denominado Sistema Integrado de Facturación de Energía Eléctrica (SIFE) que redujo en gran medida los mecanismos de primas y compensaciones⁶. Estas compensaciones se transfieren ahora a la Oficina de Compensaciones de la Energía Eléctrica (OFICO), sustituta de OFILE.

II.1.2. LA CRISIS DEL SISTEMA DE AUTORREGULACIÓN

El Plan de Estabilización de 1959, la aparición del turismo, la apertura al exterior, entre otros factores, dieron pie desde los primeros años sesenta a una fase de consolidación y crecimiento de la economía española a ritmos muy elevados que conllevó importantes crecimientos relativos de la demanda eléctrica.

Durante esta década se produjo un considerable aumento de la potencia instalada, que pasó de 6.567 MW a finales de 1960 a 17.924 MW en 1970. La producción eléctrica se triplicó alcanzándose los 56.500 GWh al final de la década. Además, la estructura de generación se modificó sustancialmente: la producción hidroeléctrica pasó de suponer un 84% de la total en 1960 a un 50% en 1970, a pesar de que durante este periodo tuvo lugar un gran desarrollo del equipo hidroeléctrico. Por su parte, en un contexto de bajos precios del petróleo, el equipo y la producción con fuel se incrementaron sustancialmente, pasando su participación en la producción de electricidad del 3,2% en 1960 al 32,9% en 1973. Adicionalmente, en el año 1968 se incorporó la primera central nuclear al parque generador, la Central José Cabrera en Zorita de los Canes (Guadalajara).

La década de los setenta comenzó con una aparente continuidad respecto a la etapa anterior: el sistema de "autorregulación" funcionaba razonablemente bien y por ello el Gobierno no intervenía en el control de la explotación del sector. Sin embargo, cuando se producen las crisis energéticas y empiezan a vislumbrarse los cambios políticos en España, empiezan a ponerse en evidencia algunas de las debilidades de este sistema: la desequilibrada estructura financiera de las empresas, las imperfecciones del mercado y la frecuente toma de decisiones de inversión según intereses empresariales particulares. Estas debilidades propician que en esta década se inicie un proceso de cambio en el sector basado en la convicción de que es conveniente intensificar el control público

⁶ En el nuevo sistema se unificaron el término A y el factor "r" de las tarifas.

sobre el mismo. A continuación se exponen algunos de los factores que impulsaron este cambio.

Los Cambios Políticos

La transición política fue uno de los factores que provocaron la transformación del sector eléctrico español. Con el fin de la dictadura y la promulgación de la Constitución en 1978, no era jurídica ni políticamente posible mantener la autorregulación de un sector que constituía un servicio público: según el artículo 128 de la Constitución esta autorregulación sería inconstitucional⁷. Por otro lado, aunque las relaciones entre los primeros gobiernos democráticos y UNESA eran más que estrechas, eran vigiladas de cerca por la oposición, que abogaba por la nacionalización del sector (Ariño y López de Castro, 1998). Sin embargo, el factor desencadenante de las reformas fue, sin duda, la situación económica del país en los años setenta.

Las Crisis Energéticas y los Problemas Financieros del Sector

El proceso de industrialización llevado a cabo en España a lo largo de los sesenta se basó en sectores altamente consumidores de energía⁸ y en la utilización de una tecnología intensiva en el factor energético. Como se ha comentado, una parte sustancial del parque térmico puesto en servicio en los años anteriores utilizaba derivados del petróleo como combustible, sustituyéndose el carbón nacional por el petróleo importado con el consiguiente aumento de la dependencia exterior en un sector de enorme importancia estratégica.

Con este balance energético, en 1973, como consecuencia de la guerra de Yom Kippur, se produce un aumento sin precedentes en los precios de referencia del petróleo, poniéndose de manifiesto la gran vulnerabilidad del sector energético español y la necesidad de su ajuste estructural al nuevo escenario. La situación se vio agravada porque la mayor parte de los grupos de generación que entraron en servicio en el

⁷ La Constitución de 1978, en el marco de una economía de mercado, establece que la propiedad esté subordinada a los intereses generales, y sobretodo, confirma en el art. 128 la idea del servicio público como actividad reservada por ley en su titularidad al Estado.

⁸ Una descripción más detallada de la situación del sector energético español antes de la crisis puede encontrarse en Iranzo Martín (1985). Aquí se recogen los aspectos más relevantes.

período 1973-76 eran grupos de fuel, ya que respondían a proyectos contratados con anterioridad a la crisis. Además, el precio del carbón, única materia prima que aumenta su participación en el balance energético en estos años, siguió una evolución paralela a la del petróleo, con un crecimiento en los costes superior a diez veces entre 1973-1983 (San Pedro, 1986). Por ambos motivos, el aumento de los costes de generación en esta década fue espectacular.

A pesar de esta situación, las circunstancias políticas del momento no permitieron en España la implantación de las medidas necesarias para hacer frente a la crisis de forma inmediata. La tarifa eléctrica evolucionaba en esos años con el IPC mientras el índice medio de costes del sector crecía de una forma notablemente superior⁹, derivando en el incumplimiento el equilibrio económico-financiero esperado en el sector.

Ante este panorama y en un intento de equilibrar el balance energético, se puso en marcha, a través del Plan Energético Nacional (PEN) de 1975, un ambicioso proyecto de inversiones destinado a la construcción de centrales nucleares. El Plan estaba basado en las pautas de demanda hasta entonces vigentes. Pero cuando estaba lanzado (años 1976-78) se comenzaron a sentir en España los efectos negativos del largo período de recesión económica: la demanda cayó en picado a partir de 1975-76 provocando una bajada de los ingresos con relación a los previstos.

Como consecuencia de su esfuerzo inversor, el sector atravesó un período de descapitalización, en un momento de clara atonía de los mercados de capitales españoles, que desembocó, entre otros resultados, en un dominio claro de los recursos ajenos en la estructura financiera de las empresas más intensamente inversoras¹⁰. Varios fueron los factores que propiciaron este efecto¹¹. En primer lugar, la reducida capacidad de autofinanciación del sector eléctrico, debida a dos circunstancias: (i) La política restrictiva en materia de tarifas adoptada por las sucesivas administraciones en su lucha contra la inflación, que hizo que las dotaciones a la amortización resultaran

⁹ Esta carencia ocasionó que los consumos de energía por unidad de PIB continuaran aumentando hasta 1979, tendencia que contrasta fuertemente con la seguida por la media de los países de nuestro entorno.

¹⁰ Los recursos ajenos llegaron a suponer un 70% del pasivo. Del conjunto de la financiación permanente, el 60% eran recursos ajenos concertados a medio y largo plazo, mientras que la cuenta de capital representaba sólo el 28%, y apenas el 10% del pasivo total del sector; cantidad claramente insuficiente si se tiene en cuenta el largo período de maduración de las inversiones (Ontiveros, 1986).

¹¹ Las reflexiones sobre las consecuencias financieras de las inversiones del sector eléctrico a raíz de la crisis del petróleo están basadas en Ontiveros (1986) y San Pedro (1986).

insuficientes, y (ii) La política de dividendos aplicada, que en algunos casos supuso desembolsos superiores a las entradas de capital por aportaciones de los accionistas. En segundo lugar, el escaso volumen de las ampliaciones de capital realizadas, debido fundamentalmente a la crisis bursátil surgida como consecuencia del fuerte proceso inflacionista del periodo y los altos tipos de interés¹². Por último, el mercado financiero nacional no estaba preparado para responder a la demanda que el sector exigía y éste hubo de recurrir a los mercados internacionales¹³. Pero salir a los mercados internacionales con una tasa de inflación del 20% supuso asumir un riesgo que generó un incremento del endeudamiento de cerca del medio billón de pesetas (3.000 millones de euros). El comportamiento apreciador del dólar hasta 1985 y la evolución de los tipos de interés internacionales no hicieron sino agravar más aún la ya complicada situación financiera de las empresas eléctricas.

El desenlace de todo este proceso fue una situación financiera sectorial en progresivo deterioro, tanto en sus niveles de endeudamiento¹⁴ como en la estructura de sus capitales y en la calidad de sus beneficios.

Las Insuficiencias del Sistema y el PEN-79

Las circunstancias anteriores ponen de manifiesto que la "autorregulación" del sector, además de su inconstitucionalidad, no era deseable desde el punto de vista económico. Las insuficiencias de este modelo se manifiestan en tres frentes: la planificación, la explotación y la retribución (Ariño y López de Castro, 1998).

En esta época la planificación era elaborada por UNESA, y resultaba de la suma de los planes individuales de cada empresa. A posteriori, la Administración aprobaba dichas decisiones de inversión mediante su reconocimiento en tarifa, pero no obligaba a su realización. La crisis desveló la necesidad de que el Gobierno desarrollara una verdadera política energética teniendo en cuenta la relación entre los sectores

¹² Esto hizo que los capitales se decantaran por la renta fija, lo que desembocó en la caída de las cotizaciones: prácticamente todo el sector eléctrico perdió su cotización a la par en 1977 y no la recuperó hasta 1985.

¹³ El recurso del sector a los mercados exteriores fue muy intensivo: en 1984, seis empresas del sector captaban la mitad de los recursos externos que entraban en la economía española por este concepto.

¹⁴ Todavía en 1988, último año del período inversor, el endeudamiento equivalía a tres veces la cifra de negocios, y los gastos financieros representaban el 35% de los ingresos.

energéticos y cuyos objetivos últimos fueran la garantía y diversificación del suministro.

En cuanto a la explotación, los intercambios de energía eran de escasa importancia y desde ámbitos empresariales se advertía de la falta de adecuación del sistema a las nuevas circunstancias económicas.

Por lo que se refiere a la retribución de las empresas, en 1975 se estableció un nuevo sistema de compensaciones en el que destacaba la creación de una compensación entre empresas de UNESA por la diferente repercusión de la subida del precio de los combustibles en las distintas entidades. Dos años más tarde se sustituyó este sistema, apostándose por una fórmula que permitía practicar las compensaciones en forma de cantidades fijas y periódicas establecidas a priori en función del programa de explotación. El problema de estas compensaciones radicaba en que las inversiones eran reconocidas en tarifa pero su recaudación podía corresponder a empresas que no las habían realizado, lo que generaba grandes tensiones entre ellas. Con el agravamiento de los desequilibrios financieros entre 1980-1984 se hacía imprescindible reformar este sistema y garantizar que la recaudación tarifaria obtenida por el reconocimiento de inversiones se destinara a las empresas inversoras.

Esta incipiente concienciación de la necesidad de introducir cambios en el sistema llevó al primer Gobierno de la democracia a la aprobación del PEN de 1979. Sus principales objetivos eran: (i) Moderación del consumo de energía; (ii) Máxima utilización de las energías de origen nacional; (iii) Aprovechamiento de nuevas fuentes; (iv) Diversificación del suministro de todas las fuentes de energía disponibles, incluida la nuclear; y (v) Establecimiento de prioridades por parte del Gobierno. Pero una de las principales novedades del PEN-79 fue la inclusión, por primera vez, de políticas de fijación de precios energéticos reales y de conservación de la energía, cuya finalidad era la reducción de la demanda en un 10%.

Adicionalmente, este PEN propició la creación de la Asociación de Empresas Eléctricas para la Explotación del Sistema Eléctrico (ASELECTRICA), integrada por las grandes empresas y cuyo principal objetivo era la utilización óptima de los recursos. La entidad asumirá, además, las funciones anteriormente encomendadas al RECA a

través del Centro de Control Eléctrico. Este PEN acabó su andadura en 1981, debido, sobre todo, a que las previsiones de demanda en las que se basaba se mostraron excesivas.

II.1.3. LA LEY DE EXPLOTACIÓN UNIFICADA Y EL PEN-83

En 1983, tras la victoria electoral del Partido Socialista Obrero Español, se inicia una etapa caracterizada por la intensificación de la presencia del Estado en el Sector Eléctrico que se materializa en la firma de un Protocolo de acuerdo entre las empresas principales del sector y el Gobierno, según el cual acuerdan tomar dos medidas: (i) La gestión pública del sistema eléctrico en su unidad: red y explotación conjunta; y (ii) La determinación de que la propiedad y gestión del resto de actividades del servicio público han de ser privadas, comprometiéndose el Gobierno a practicar "una política tarifaria que permita una rentabilidad suficiente a las empresas, garantice la remuneración de los capitales y asegure la adecuada dotación a amortizaciones".

Para conseguir estos objetivos, el Congreso resuelve una serie de medidas que cristalizan en la Ley 49/84 de 26 de diciembre, de Explotación Unificada del Sistema Eléctrico Nacional y su normativa de desarrollo, y en el PEN-83.

El objetivo central de la Ley 49/84 es superar los criterios individuales de las empresas en la explotación del sistema eléctrico y sustituirlos por criterios de optimización global. El articulado de esta Ley comienza con la declaración de la explotación unificada del sistema eléctrico nacional a través de las redes de alta tensión como "servicio público de titularidad estatal". La gestión de dicho servicio se encomienda a Redesa, sociedad anónima de mayoría pública que en contraprestación a sus servicios percibirá un precio¹⁵. Es importante hacer notar que con este sistema deja de existir la integración vertical de las funciones necesarias para el suministro, al pasar el transporte a una empresa que no realiza el resto de actividades.

¹⁵ El Real Decreto de 23 de enero de 1985 constituyó la sociedad estatal "Red Eléctrica de España" (Redesa). El capital inicial de esta sociedad se adjudica al INI y a las empresas nacionales Endesa y Enher, que aportarán bienes comprendidos en la red de alta tensión. Las empresas privadas también pueden realizar aportaciones, pero, en todo caso, el sector público participará en la sociedad con una cuantía superior al 50%.

El cambio de propiedad de la red de alta tensión permite a Redesa ejercer una influencia total sobre el sistema. Esta empresa¹⁶, tras un proceso de minimización conjunta de todas las unidades de generación, establece las centrales que entran en producción. Esto se hace por "orden de mérito", es decir, las primeras son las que menor coste marginal tengan y, conforme aumenta la demanda, entran las siguientes unidades por orden creciente de costes marginales. La idea era que la optimización de la explotación del sistema eléctrico equivalía a la minimización de los costes variables. Para asegurar que en cada subsistema la oferta y la demanda estuvieran equilibradas, el proceso exigía la realización de intercambios de energía, los cuales se realizaban mediante un *pool* de energía en el que las empresas excedentarias vertían su energía y las deficitarias la compraban.

Por su parte, la aprobación del PEN-83 (1984-1992) significó abandonar la planificación conjunta coordinada por las empresas y dar paso a una planificación energética estatal elaborada por la Administración de forma centralizada y con carácter vinculante. Esta planificación afecta a las inversiones a largo plazo y engloba a todas las actividades eléctricas: generación, transporte y distribución. El sector es considerado así como un sistema integrado en lo que a toma de decisiones estructurales se refiere.

En virtud de esta planificación: (i) Se establece la previsión de la demanda de energía a lo largo del periodo de vigencia del Plan; (ii) Se determina la potencia que debe ser instalada para cubrir esta demanda prevista, repartiéndose entre los distintos tipos de centrales; y (iv) En función de las previsiones anteriores, se deciden las centrales que deben ser construidas, y, conforme a ellas, se estiman las instalaciones de transporte y distribución necesarias. De este modo, no caben ahora otras inversiones que las contempladas en el Plan y todas las previstas deben ser acometidas. El carácter vinculante de la planificación tiene como contrapartida para las empresas la garantía del Gobierno de la recuperación de sus inversiones y del saneamiento financiero del sector.

Desde el punto de vista técnico, en el PEN-83 se toman serias medidas para contener la dependencia del petróleo y dar preferencia al gas natural y al carbón. Así, en la primera mitad de los ochenta entraron en servicio las centrales de carbón nacional y diversos grupos de carbón importado y casi se finalizó el aprovechamiento del potencial

¹⁶ Beato (1985) hace una extensa descripción del nuevo sistema de explotación unificada.

hidroeléctrico técnica y económicamente viable con la incorporación durante la década de algo más de 3.000 MW hidroeléctricos. Simultáneamente, aunque el PEN ordenó la paralización temporal de la construcción de determinadas centrales nucleares¹⁷, fue desarrollándose gran parte del programa nuclear. Esta política de diversificación implicó una reducción de la utilización de las centrales de fuel hasta desempeñar un papel de reserva. Pero todas estas medidas e inversiones se producían en un contexto de crecimientos moderados de la demanda, lo que condujo a una situación de sobre-equipamiento y una elevada capacidad excedentaria.

Además de estas directrices técnicas, se definieron otras tres líneas de actuación: (i) Un nuevo régimen retributivo; (ii) La imposición a las empresas de límites estrictos a los dividendos y programas de ampliación del capital propio; y (iii) La negociación de un programa de intercambios de activos mediante el cual las empresas más endeudadas pudiesen mejorar su situación.

En cuanto al nuevo régimen retributivo, se modifica el sistema de tarifas y se establece un nuevo sistema de compensaciones¹⁸, con el objetivo de que los ingresos del sector sufraguen los "costes del servicio", incluyendo el beneficio necesario para atraer capitales. Posteriormente¹⁹, se sentaron las bases de un nuevo sistema de compensaciones entre las empresas eléctricas basado en las diferencias, para los distintos conceptos, entre los costes unitarios de cada una de ellas y los costes medios del sector. El nuevo sistema debía de compensar las diferencias en costes de generación o de adquisición de energía eléctrica necesarios para el abastecimiento del sistema, así como las diferencias de ingresos debidas a las dispares estructuras de los mercados de las empresas eléctricas.

Por lo que se refiere a los intercambios de activos, éstos fueron llevados a cabo en 1985 y con ellos se perseguían dos resultados: (i) Conseguir el equilibrio económico-financiero a corto plazo de las empresas, en el sentido de equilibrar su solvencia; y

¹⁷ De las catorce centrales que contaban con autorización previa, seis fueron desestimadas (Lemóniz II, Valdecaballeros II, Trillo II, Vandellòs III, Sayago y Regodola), dos fueron dejadas en moratoria con muy pocas posibilidades de completarse (Lemóniz I y Valdecaballeros I) y seis, que se encontraban en avanzado estado de construcción, fueron autorizadas a conectarse a la red (Almaraz II, Ascó I y II, Cofrentes, Trillo I y Vandellòs II). La potencia nuclear instalada quedaría definitivamente limitada a 7.800 MW en lugar de los más de 15.000 MW que tenían autorización previa.

¹⁸ Real Decreto 2660/1983 de 13 de octubre.

¹⁹ Real Decreto 774/85 de 14 de abril.

(ii) Modificar su estructura industrial para equilibrar la producción y el tamaño del mercado de cada una de ellas.

El acuerdo versaba tanto sobre el intercambio de activos de generación como de zonas de mercado, de tal manera que las empresas deficitarias en medios de generación debían adquirir instalaciones de producción a las excedentarias, mientras que las empresas muy endeudadas debían vender activos, manteniendo siempre el equilibrio entre producción y mercado. Las consecuencias de esta operación fueron las siguientes:

- (i) Se incrementó la concentración empresarial, produciéndose un crecimiento continuo de la participación empresarial pública en el sector.
- (ii) La operación supuso un trasvase de fondos²⁰ de las empresas compradoras (Endesa, Iberduero, Hidroeléctrica Española, Compañía Sevillana de Electricidad e Hidrocantánbrico) a las vendedoras (Enher, Unión Fenosa, Fecsa e Hecea). Estas últimas empresas utilizaron los capitales para renegociar su deuda en mejores condiciones y para prepagar aquellas que tenían unas condiciones más onerosas.

En resumen, los graves problemas financieros del sector eléctrico español a principios de los ochenta, ocasionados por las insuficiencias de un sistema de regulación incapaz de responder adecuadamente a las crisis financieras de los años setenta, condujeron a la Administración a plantearse la implantación de reformas urgentes y de gran calado en el sector, basadas en el abandono del sistema de "aurorregulación" anterior; y la intensificación del control público sobre el mismo. Estas medidas culminarán en 1987 con la promulgación del Real Decreto 1538/1987 de 11 de diciembre, que recoge los principales compromisos que el Gobierno y las empresas habían firmado en el Protocolo de 1983. Este nuevo marco regulador se conoce como Marco Legal Estable (MLE).

²⁰ El trasvase fue de aproximadamente 600.000 millones de pesetas (3.606 millones de euros).

II.2. EL MARCO LEGAL ESTABLE

II.2.1. OBJETIVOS

El Real Decreto 1538/1987 de 11 de diciembre plantea la necesidad de un marco de referencia estable que regule el sistema de ingresos de las empresas que suministran energía eléctrica. Sus dos objetivos fundamentales quedan recogidos en el preámbulo:

- 1) El mantenimiento del equilibrio económico-financiero de las empresas que componen el sector.
- 2) Proporcionar un marco de referencia estable al sistema de ingresos de las empresas y, especialmente, de un componente básico del mismo: la tarifa eléctrica, determinada en condiciones de mínimo coste. Relacionado con este objetivo, se establecen algunos principios básicos que inspiran la nueva regulación tarifaria: (i) Reducción de la incertidumbre tanto en la gestión como en la financiación del sector; (ii) Introducción de un sistema de incentivos capaz de inducir a las empresas a llevar una gestión eficiente; (iii) Determinación anual de la tarifa de modo que permita la planificación correcta del suministro eléctrico; (iv) Cálculo de la tarifa estableciendo un sistema de cómputo de costes basado en costes estándar u objetivos; y (v) Adecuación de la distribución de los ingresos que resulten de la aplicación de la tarifa eléctrica entre los diferentes subsistemas que integran el sistema eléctrico a la prestación del servicio que éstos realicen; y (vi) Recuperación de las inversiones en activos fijos a lo largo de su vida útil.

Por lo tanto, los objetivos del MLE son, por una parte, crear un sistema que solucione los problemas financieros del sector, es decir, restablezca el equilibrio económico-financiero de las empresas y, por otra, lograr que este sistema sea compatible con la introducción de incentivos a la eficiencia en la gestión. El régimen económico de la actividad eléctrica propuesto en el MLE se enmarca dentro de la filosofía de política energética definida en el PEN de 1983, manteniéndose después en el de 1991²¹. En esta primera declaración de intenciones aparecen ya los dos conceptos

²¹ La principal novedad del PEN de 1991 es que se vinculan explícitamente la planificación de la generación y la reserva común de capacidad del Sistema, con el objetivo de minimizar los costes a largo

fundamentales de la norma: la tarifa calculada en función de costes estándares y un sistema de compensaciones que reparta lo ingresado por medio de la tarifa entre las empresas del sector.

Ahora bien, para comprender el sistema de regulación económica del MLE es necesario partir de la estructura del Sistema Eléctrico Nacional que establece dicha normativa a efectos de regular el régimen retributivo. Éste se configura en diez "subsistemas" eléctricos peninsulares, considerándose como tal "una agrupación de empresas gestoras del servicio cuyas instalaciones de producción y distribución constituyen un ciclo completo"; una empresa productora no incluida en ningún subsistema eléctrico (es decir, Endesa)²²; y tres sistemas extrapeninsulares: Gesa (Baleares), Unelco (Canarias) y Endesa (Ceuta y Melilla).

II.2.2. LA TARIFA.

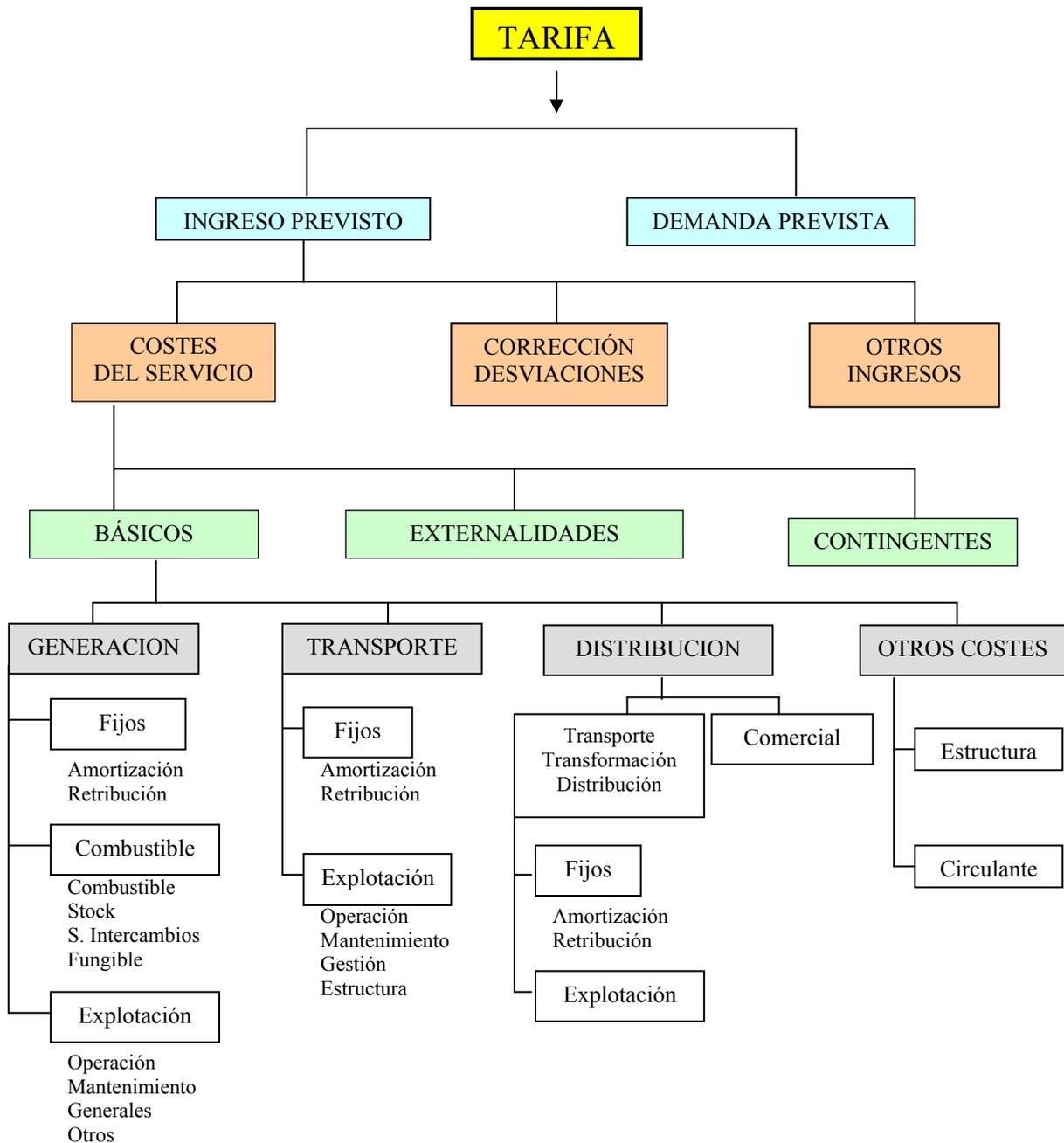
La tarifa media se define como la retribución global y conjunta que se establece por la prestación del servicio eléctrico²³. La premisa fundamental para la determinación de este precio medio es que cubra exactamente el coste del servicio. De este modo, la tarifa recoge el coste total del sistema, obtenido mediante la agregación de todos los costes reconocidos para todos los elementos y todas las empresas que lo componen, y calculados de forma estándar, es decir, de forma común para todas las empresas. Su cálculo se realiza en términos medios, sin distinguir el precio particular de los distintos tipos de suministro, por el simple cociente entre los costes totales estándar del sistema —más recargos y externalidades— y el número previsto de kWh demandados cada año. Rige, además, el principio de la tarifa uniforme en todo el territorio nacional, sin diferencias en precios por diferentes costes en las empresas. La Figura II.1 muestra de forma esquemática los costes estándares considerados en el cálculo.

plazo. Además, se considera necesaria la planificación conjunta de todos los sectores energéticos para lograr la garantía de suministro, la diversificación energética y la minimización del impacto ambiental.

²² El MLE excluye de esta consideración a los autoprodutores, cuyo régimen retributivo estaba establecido en una normativa específica. Los autoprodutores son titulares de instalaciones industriales cuyo fin primordial no es la producción de energía eléctrica, aunque pueden obtener ésta por sus propios medios a partir de residuos o subproductos energéticos excedentarios.

²³ Capítulo primero del RD 1538/1987 de 11 de diciembre.

Tras hallar el precio medio necesario para sufragar todos los costes computados, la tarifa media se descompone en distintos precios según el tipo de suministro que el abonado final demande. La estructura de la tarifa para la fijación de precios sigue siendo binomia.



Fuente: Maestre Miranda, F. (1991) "Sistema Tarifario y Diagnóstico Económico-Financiero del Sector" en *El Sector Eléctrico Español en la Europa de 1993*, Economistas Libros.

Figura II.1. Composición de la tarifa eléctrica

Asimismo, se establece un sistema de corrección de desviaciones que, por su carácter relevante, puedan incidir en los ingresos de las empresas como consecuencia del carácter provisional de los parámetros y valores que han servido para el cálculo de la tarifa²⁴, corrigiéndose únicamente las diferencias que superen el 0,5% y aplicando las correcciones "en el ejercicio inmediatamente posterior, a no ser que, por las características de estas desviaciones, sea conveniente su consideración en el ejercicio que se produzcan". Sin embargo, en la normativa de desarrollo del MLE se establece que la corrección de desviaciones superiores al 5% deberá realizarse en más de un ejercicio. Mención aparte merece la hidraulicidad que, según la regulación, era un factor que se compensaba a lo largo del tiempo y por ello no necesitaba ser corregida. Se estableció que el balance de energía en la tarifa de cada año incluyera una producción hidráulica prevista igual a la del año hidráulico medio, considerándose que los ciclos pluviómetros se irían compensando. La corrección de hidraulicidad se realizaba, entonces, descontando de los desvíos de cada año la diferencia entre la producción hidroeléctrica media y la producción hidroeléctrica real, y valorando ésta al precio medio del Kwh producido con carbón²⁵.

Tras esta esquemática descripción, puede decirse que el MLE introduce un sistema de regulación por incentivos en el que las empresas no van a ser compensadas por los costes en los que realmente incurren, sino por unos costes valorados de acuerdo con un estándar que objetive los gastos necesarios para el adecuado suministro y evite la compensación de costes superfluos. Estas cantidades serán los ingresos que perciban las empresas del sector independientemente de sus costes reales²⁶.

²⁴ La Orden de 19 de diciembre de 1988 define la corrección de desvíos de un año como la diferencia entre los ingresos necesarios previstos para ese año y los ingresos revisados, siempre y cuando estas diferencias obedecieran al comportamiento de parámetros que no tuvieran carácter de estándar. Estos parámetros son: 1) volumen de la demanda global y precio medio del kWh; 2) cobertura de la demanda exceptuada la hidraulicidad; 3) precios unitarios de los combustibles (incluido el del combustible nuclear); 4) stock de combustible; 5) fechas de entrada y de baja en explotación de las instalaciones; 6) fecha de puesta en servicio de las inversiones extraordinarias; 7) cambios en los parámetros que sirven de base a las actualizaciones (índices de precios); y 8) tasa de retribución monetaria.

²⁵ Durante el periodo del MLE el nivel medio de hidraulicidad establecido cada año resultó muy superior al real, lo que resultó en una acumulación, sin compensación, durante todo el periodo de continuos déficits de hidraulicidad, cuya repercusión sobre el precio del kWh generó una importante deuda.

²⁶ Adicionalmente, hay que considerar los derechos por acometida, verificación y enganche que cubren los costes de primer establecimiento del abonado.

II.2.3. LOS COSTES ESTÁNDARES

A continuación se ofrecerá una descripción de los costes estándares que conformaban la tarifa eléctrica²⁷ en consonancia con el esquema descrito en la Figura II.1. Asimismo, se dedicará un apartado a describir el régimen aplicado a la empresa Endesa por las singularidades de ésta dentro del sistema eléctrico como empresa productora no integrada en ningún subsistema; y otro al mecanismo empleado por el MLE para recuperar las inversiones en activos fijos materiales por su importancia en la consecución de la estabilidad de las tarifas.

II.2.3.1. Costes Estándar de Generación

Los costes estándar de generación son la partida que más peso tiene en la estructura de la tarifa, aunque durante el periodo del MLE se observa un descenso en el peso de los costes ligados a esta actividad —del 72,1% del total pasan al 60,6%— a favor de los costes de distribución —que pasan del 15,5% al 22,5%—²⁸.

Como paso previo al cálculo de los costes estándar anuales de inversión, el Ministerio de Industria y Energía reconocía a cada uno de los grupos de generación una inversión estándar a su fecha de entrada en explotación en función de unos parámetros que variaban según la tecnología utilizada. A partir de ellos se obtenía un valor bruto estándar a la fecha de puesta en funcionamiento que recogía el valor acumulado de la inversión material actualizada y de los intereses intercalarios estándar generados durante el periodo de construcción²⁹.

Entre 1988 y 1993, la tasa empleada para la actualización del valor de las instalaciones de generación que entraron en explotación con anterioridad al 1 de enero

²⁷ Una amplia descripción de la metodología de cálculos de los costes estándares en el MLE puede consultarse en REE (2006).

²⁸ No obstante, las mayores variaciones se produjeron en 1997, como consecuencia de la firma del Protocolo Eléctrico de 1996 (ver más adelante), que supuso una reducción de 113.299 millones de pesetas (681 millones de euros) en generación y un incremento de 35.000 millones de pesetas (210 millones de euros) en distribución.

²⁹ La Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1987 fijó los valores brutos estándar de inversión de las centrales en explotación a 31 de diciembre de 1987. A partir de esta fecha, el Ministerio de Industria y Energía publicó anualmente los valores correspondientes a las instalaciones dadas de alta y de baja, e instalaciones en servicio.

de 1984 era: $IPH=0,75(IPC+IPI/2)$, siendo el IPI el índice de precios industriales.; mientras que para las que entraron en explotación con posterioridad a esa fecha se utilizaba el IPC³⁰. En la revisión de la tarifa de 1993 y en las tarifas de los años 1994 y 1995, con el objetivo de dar un tratamiento homogéneo a todos los activos y en particular a los de generación, se aplica una única tasa calculada como la media del IPC e IPI³¹.

Adicionalmente, el MLE contempla modificaciones en el valor bruto estándar de inversión a lo largo de la vida de la instalación, no solo como consecuencia de la actualización anual, sino también por el reconocimiento de inversiones extraordinarias y adicionales. Mientras que las primeras tenían un carácter excepcional y exigían de una autorización expresa por parte del Ministerio de Industria y Energía, las segundas eran automáticas y tenían un tratamiento diferenciado en función de la tecnología empleada.

El coste estándar de generación propiamente dicho incluye costes fijos por amortización y retribución del capital, así como costes variables por combustible y explotación.

Costes de generación fijos

Dentro de los costes estándar fijos se encuentran los correspondientes a las inversiones realizadas en instalaciones de generación y los necesarios para mantener operativas dichas instalaciones (costes fijos de operación y mantenimiento).

En cuanto a la recuperación de las inversiones, se realiza a través de una anualidad que incluye la amortización y retribución estándar durante un periodo de vida útil, también estándar, fijado en 25 años para las centrales térmicas y 65 para las hidráulicas. Asimismo, a partir del año 1989, se incorpora a este concepto la retribución de las inversiones extraordinarias aprobadas por la Dirección General de Energía (DGE). La corriente de flujos definida por la suma de la amortización y la retribución cumplía la condición de equivalencia financiera para un coste de oportunidad de los recursos igual a la tasa monetaria de retribución.

³⁰ Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1987.

³¹ Orden Ministerial 3 de diciembre de 1993.

Para aquellas instalaciones de generación operativas y para las que había finalizado su periodo de vida útil estándar, se reconoce a partir de 1989 un “coste de extensión de vida” cuyo cálculo variaba en función de la tecnología empleada. Además, en virtud de la Orden Ministerial de 3 de diciembre de 1993, se reconocía un “complemento de coste” o “factor especial de retribución” (FER) a las instalaciones intercambiadas en 1985, con el objetivo de conseguir una tasa interna de rentabilidad similar al resto de grupos de generación³².

Por lo que se refiere al cálculo del coste fijo de operación y mantenimiento estándar, se realizaba multiplicando un coste estándar unitario variable (fijado por el Ministerio) por una ponderación de la potencia instalada y disponible. Tanto el coeficiente de ponderación como el coste estándar unitario dependían del tipo de tecnología de la instalación, quedando este último afectado por una tasa anual de actualización, que para el periodo 1988-1995 era el IPC, optándose para los años 1996 y 1997 por un sistema del tipo IPC-X con un valor de X del 2%.

Costes de generación variables

Los costes variables de generación son aquellos directamente relacionados con la producción de energía, abarcando los costes derivados del consumo de combustible empleado en la generación y los correspondientes al mantenimiento de las instalaciones.

Para el cálculo del coste estándar de combustible neto se distinguía entre los diferentes tipos de tecnología, quedando como particularidad las centrales hidráulicas, a las que se les atribuyó un coste de combustible nulo³³.

³² Este complemento fue percibido inicialmente por Endesa, de acuerdo con la Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1987, y a partir de 1993 se hizo extensivo a Iberdrola, Compañía Sevillana de Electricidad e Hidrocantábrico, que junto con Endesa habían sido las empresas compradoras en el intercambio de activos de 1985 (ver más adelante).

³³ Otros costes de combustible reconocidos por el MLE eran los siguientes: (i) Costes asociados a la utilización de los combustibles incurridos en situaciones de carácter especial (descarga en puertos, transporte...); (ii) Costes del stock: costes financieros del almacenamiento del combustible en las centrales térmicas convencionales, que normativamente estaban obligadas a mantener las empresas eléctricas y cuyo valor era establecido anualmente por el Ministerio; y (iii) Cánones y contraprestaciones por el uso de bienes de dominio público hidráulico.

Los costes variables de operación y mantenimiento se generan durante la operación de las centrales y su estándar se determinaba a partir de un coste estándar unitario variable y de la potencia generada y disponible de la central, afectada esta última por un factor que incentivaba la reducción del mínimo técnico. Los parámetros utilizados para su cálculo también variaban en función de la tecnología utilizada. El coste unitario estándar (fijado por el Ministerio) se hacía variar anualmente con una tasa, que para el periodo 1988-1995 era el IPC mientras para el periodo 1996-1997 se adoptó, al igual que ocurría en los costes de operación y mantenimiento fijos, un sistema del tipo IPC-X, aunque en este caso el valor tomado por el parámetro X era un 3%.

Costes estándar de estructura

Hasta la publicación de la Orden Ministerial de 17 de diciembre de 1993 los costes de estructura se consideraban como un concepto más de los costes básicos incluidos en la tarifa (ver Figura II.1) pero sin distinguir qué parte de ellos correspondían a la generación y cual a la distribución. A partir de esta Orden se considerarán los costes estándares de estructura diferenciados para las dos actividades, definiéndose para cada una sus parámetros, su fórmula de cálculo y su actualización.

Los costes de estructura en la actividad de generación remuneraban el coste de la estructura empresarial ligada a esta actividad, y se calculaban en función de la potencia instalada y de la producción prevista, utilizándose unos costes unitarios estándar que se actualizaban cada año mediante el IPC.

Generación en régimen especial e intercambios internacionales

La Ley 82/1980 sobre Conservación de Energía establecía un marco jurídico para el fomento de la autogeneración, el uso de energías renovables y residuales. Además, se estableció la obligatoriedad para las empresas distribuidoras de adquirir la energía del régimen especial siempre que técnicamente fuera posible su absorción por la red. La energía entregada percibía un precio de venta que era establecido administrativamente. La entrada en vigor del MLE no supuso modificaciones en el tratamiento legal ofrecido a la producción en régimen especial, si bien el coste de adquisición de estas energías por

las empresas eléctricas quedó reconocido a efectos de su integración en el cálculo de la tarifa eléctrica y del sistema de compensaciones interempresas.

En cuanto a los intercambios internacionales, Redesa tenía encomendada su realización y podían producirse a corto o a largo plazo. En los intercambios internacionales a corto plazo, el coste o ingreso derivado de ellos quedaba integrado en el procedimiento de liquidación de energía del *pool*. En los de largo plazo, cabe destacar la firma del contrato de importación entre Red Eléctrica y Electricité de France (EdF) en julio de 1990³⁴. La energía y coste procedentes del mismo se integraron en el Sistema Eléctrico Nacional³⁵, asignándose la potencia y energía a cada empresa proporcionalmente a su demanda en barras de central.

II.2.3.2. Los Costes Estándar de Transporte

Como se ha comentado anteriormente, la Ley 49/1984 definía la red de transporte atendiendo a criterios de propiedad, estando constituida ésta por las instalaciones de Redesa. Por tanto, el resto de instalaciones de las empresas eléctricas, independientemente de su tensión, eran consideradas como distribución. En este sentido, Redesa, desde su creación en 1985, era retribuida a través de un precio global, integrándose éste como un componente diferenciado de las tarifas eléctricas³⁶. El importe de la retribución era aprobado administrativamente e incluía los costes incurridos tanto por la gestión del servicio de explotación unificada como por los costes fijos (amortización y retribución) derivados de la cesión a otras empresas de su red de transporte en alta tensión. Este procedimiento no se vio alterado por la entrada en vigor del MLE.

II.2.3.3. Los Costes Estándar de Distribución

Para la retribución de la actividad de distribución eléctrica, el MLE establece una regulación diferenciada para cada uno de los productos suministrados y una frontera

³⁴ Este contrato fue revisado en febrero de 1994, acordándose la prolongación de la duración del mismo a 16 años y un escalonamiento en la entrada de la potencia máxima garantizada. Volvió a renegociarse en 1997.

³⁵ Por Orden Ministerial de 3 de diciembre de 1993.

³⁶ Artículo Tercero, punto 3 de la Ley.

relativa al nivel de tensión, aplicando diferentes criterios según los costes sean incurridos en tensiones mayores a 36 kV o en tensiones inferiores. Asimismo, se aplica una regulación diferenciada para los costes fijos y los costes de explotación en cada una de las tensiones consideradas. En el Capítulo III, dedicado específicamente al estudio de la actividad de distribución durante el MLE, se hará una exposición más prolija del régimen económico de dicha actividad.

II.2.3.4. El Coste de Capital Circulante, los Costes Contingentes y las Externalidades

El coste estándar del capital circulante recoge los costes financieros ocasionados por el retraso en el cobro de energía ya suministrada. Por su parte, los costes contingentes son aquellos en los que las empresas no incurren necesariamente para la prestación del servicio aunque representan costes reales a soportar, recogiendo además los gastos financieros acreditados por los activos en moratoria nuclear. Finalmente, los costes por externalidades son los que, siendo necesarios para la prestación del servicio, o bien tienen lugar fuera del sector, o bien se consideran independientes del servicio. Su recaudación se destina a la cobertura y financiación de ciertos organismos y actividades externas al sector eléctrico. Estas tres categorías de costes se computan como un porcentaje de la tarifa al abonado final a modo de recargo sobre la facturación.

II.2.3.5. El Régimen Retributivo de Endesa

El análisis del régimen retributivo de Endesa, considerada por el MLE como “empresa productora no incluida en subsistemas”, debe partir de sus raíces históricas³⁷. Inicialmente, el objetivo de Endesa era potenciar la producción de energía termoeléctrica cuando la iniciativa privada resultaba insuficiente. La empresa estaba acogida al régimen de compensaciones de OFILE y vendía su producción a las empresas distribuidoras. De esta forma, su remuneración quedaba formada por dos conceptos: las transferencias de su energía a las empresas y las primas de OFILE.

³⁷ Ver Ariño y López de Castro (1998:245-266) para un análisis en profundidad de la regulación económica singular de Endesa. Aquí se recogen algunas de las ideas allí vertidas.

Con la supresión de OFILE en 1973, Endesa decidió llegar a acuerdos con las principales empresas eléctricas distribuidoras y seguir suministrando a éstas su energía para que la revendieran en sus respectivas zonas de distribución. Todo ello a través de un contrato estable que le garantizase a Endesa la venta de toda su producción a las empresas distribuidoras y a las empresas de ciclo completo la exclusiva de distribución de la energía. La venta de Endesa a las distribuidoras se realizaba en función de la cuota de mercado de cada una de ellas, independientemente de si la empresa era deficitaria o excedentaria de energía.

La Ley 49/84 de Explotación Unificada, por la que son imposibles los acuerdos libres de intercambio de energía entre empresas al margen del Plan de Optimización Global, y los intercambios de activos de 1985, en los que Endesa asumió un importante protagonismo, hicieron que el contrato de Endesa experimentara una profunda alteración. Concretamente, Endesa condicionó su participación en el intercambio a la continuidad y modificación del contrato en tres sentidos. En primer lugar, exigió que el precio contractual tuviera en cuenta la valoración y características de los nuevos activos comprados, lo que se tradujo en la fijación de un precio para Endesa superior al del *pool* de los subsistemas. Como no se modificó el criterio de reparto de la producción de Endesa en función de la cuota de mercado, el perjuicio se centraba sobre todo en las empresas excedentarias³⁸. En segundo lugar, Endesa exigió incorporar al contrato los nuevos activos que adquiriese. Por último, el plazo de vigencia del contrato se mantendría en tanto la posición de Endesa fuera la de empresa productora.

Con la entrada en vigor del MLE, en particular de la Orden Ministerial de 19 de febrero de 1988, la Administración establece la regulación del papel de Endesa en el conjunto del sistema, asignando su energía a las empresas distribuidoras y compensándoles por ella. Endesa, por su parte, recibe un precio por la energía entregada fijado en función de sus costes reconocidos. Posteriormente, a las distribuidoras que recaudan la tarifa se les reconoce como coste compensable el coste de la energía comprada a Endesa. De este modo, el precio de la energía ya no es contractual, sino que es un precio regulado en función de los costes estándares, es decir, usando los mismos

³⁸ La carga de Endesa para el sector consistía en la diferencia entre el precio contractual y el precio del *pool*, ya que se imponían unos intercambios de energía consecuencia de la explotación unificada y el coste de energía de Endesa no estaba incluido en el sistema de compensaciones.

principios aplicados al resto de empresas eléctricas. Además, la carga de Endesa ya no es soportada por las empresas excedentarias, sino que mediante su inclusión en el sistema de compensaciones es soportada por la tarifa.

Este régimen fijaba un sobreprecio³⁹ a la energía de Endesa (el FER comentado anteriormente) que actuaba como un coeficiente multiplicador de 1,39 sobre los costes asociados a sus valores estándares⁴⁰, ampliándose año a año a través de la fórmula de actualización⁴¹. Como ya se ha explicado, con el objetivo de incrementar la objetividad y transparencia del MLE, y en particular para homogeneizar la retribución de los activos intercambiados en 1985, la Orden Ministerial de 3 de diciembre de 1993 sustituye el sobreprecio singular de Endesa por un complemento de coste que se aplicará a todas las empresas que participaron como compradoras en el plan de intercambios.

II.2.3.6. La Recuperación de las Inversiones en los Activos Fijos

Uno de los objetivos del MLE era que la determinación de la tarifa eléctrica permitiera la recuperación de las inversiones en activos fijos, lo que se garantizaba a través de la imputación en la tarifa del componente de amortización anual a lo largo de la vida útil de las instalaciones y de la aplicación a los valores estándar netos de una tasa de retribución. Otro de los objetivos era la estabilidad de la tarifa. Ambos aspectos resultan difíciles de conciliar en un sector con unos volúmenes de inversión en activos extraordinariamente elevados que, al pasar de obra en curso a explotación, inciden de una forma importante en la cuenta de resultados de las empresas. Para conciliar ambas pretensiones, la regulación utiliza fundamentalmente dos mecanismos: la amortización por el “método estándar” y la tasa de retribución⁴².

³⁹ Anexo VI de la Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1987.

⁴⁰ Este sobreprecio se justifica en la Exposición de Motivos de la Orden cuando afirma que el objeto del precio unitario fijo “es la recuperación de las inversiones en generación y en distribución, que contempla la participación de esta empresa en el intercambio de activos de acuerdo con la Disposición Adicional 2ª del R.D. 1538/1987, de 11 de diciembre y su singularidad como empresa productora”.

⁴¹ La fórmula de actualización era :

$$P_{jt} = P_{jt-1} \frac{C_{ft} \cdot E_{t-1}}{C_{ft-1} \cdot E_t}$$

donde: P_{jt} es el precio fijo unitario del año t ; C_{ft} son los costes estándar fijos de amortización y retribución de instalaciones reconocidos para el año t a Endesa; y E_t es la producción prevista a suministrar a otras empresas.

⁴² Algunos trabajos que abordan estas cuestiones son Maestre Miranda (1991), Rojas (1994) o UNESA (1997).

Método contable vs. Método estándar

Al establecer el coste reconocido para las inversiones materiales, el MLE hace uso de un mecanismo cualitativamente distinto del proceso de imputación de costes que utilizan las empresas. Mientras la tarifa utiliza el denominado "método estándar", las compañías utilizan el "método contable".

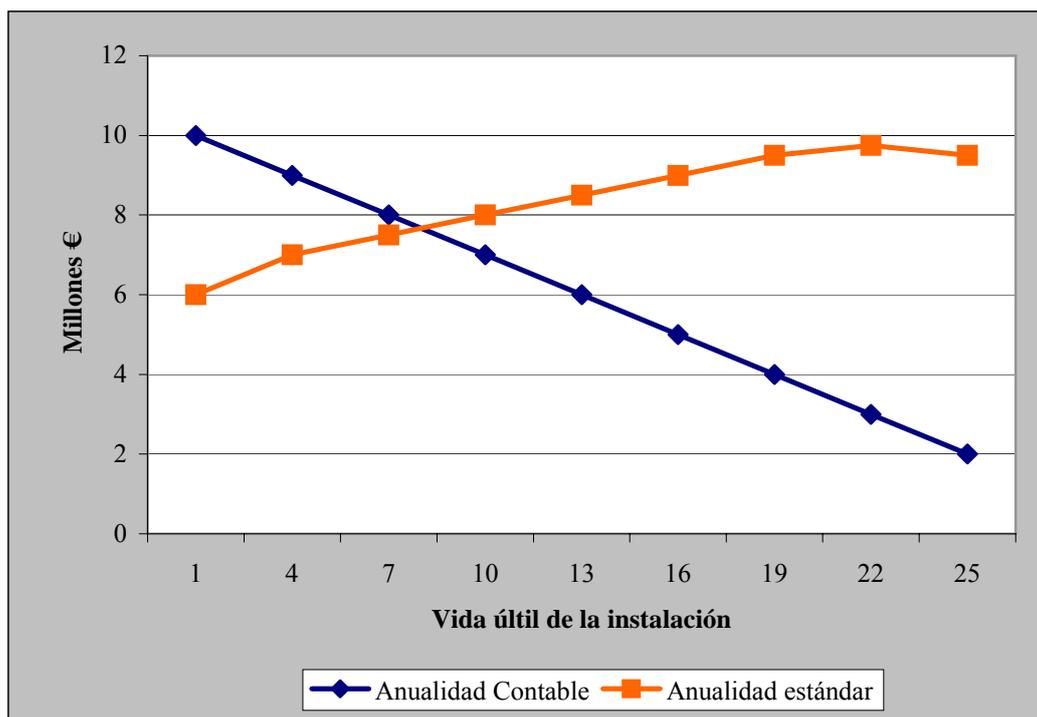
En la aplicación del "método contable" se siguen los principios generalmente aceptados de amortización lineal e intereses decrecientes al tipo de interés monetario. En consecuencia, la anualidad o coste total asociado a la inversión será la suma de la amortización y de la retribución asignada. Como muestra el Gráfico II.1, se produce un descenso temporal muy acusado en la anualidad contable cuando a las magnitudes constantes de amortización se añaden unos intereses que decrecen al disminuir la base del capital pendiente sobre la que se computan.

Para suavizar el impacto que en la tarifa tendría el paso a explotación de nuevas instalaciones, la Administración adopta un sistema distinto de imputación de costes. Con ello pretende evitar el perjuicio de adoptar en la tarifa el procedimiento contable, por el que aumentaría el precio de la electricidad de los consumidores presentes a favor de los consumidores futuros. Así, en la metodología del cálculo de tarifas, la dotación al fondo de amortización, función del valor actualizado bruto estándar, se efectúa mediante cuotas que resultan de actualizar con la inflación las cuotas lineales de amortización calculadas por el método contable o, lo que es equivalente, repartiendo el valor bruto actualizado de la inversión entre el número de años de vida útil. Por su parte, la retribución por la carga de intereses asociada a la inmovilización de fondos se calcula aplicando el tipo de interés real a la inversión neta actualizada al principio del período.

En el Gráfico II.1 puede observarse cómo el curso creciente de la amortización estándar y el decreciente de la retribución favorecen el alisamiento temporal del coste total por anualidad. Si se comparan ambos métodos, se observa que en los primeros años de explotación la carga de costes contables supera el importe de los ingresos percibidos por tarifas. El déficit de ingresos se estrecha progresivamente, pasa por un punto de inflexión y desemboca en una zona de superávit que se amplía con el paso del tiempo. Aunque a lo largo de la vida útil de los activos se recupera la totalidad del valor

invertido, el ritmo de obtención de los ingresos no concuerda con la generación de los gastos. Para corregir esta asonancia se crean unas cuentas especiales de periodificación para cada instalación. Al aplicar los diferimientos técnicos, suma de las diferencias absolutas de las dos corrientes y los intereses derivados de su financiación e inversión, se obtiene una secuencia contable idéntica a la del método estándar de la tarifa.

Gráfico II.1. Anualidad contable y estándar



El cálculo de la tasa de retribución

La tasa de retribución es uno de los elementos más controvertidos del MLE, al ser una herramienta utilizada por la Administración para suavizar las variaciones de las tarifas. Inicialmente, el Real Decreto 1538/1987 de 11 de diciembre menciona la tasa de retribución en los siguientes términos: "La tasa de retribución se calculará sobre la base de un tipo de interés monetario que sea un indicador adecuado a la previsión de los precios en los mercados de capitales en los que se desenvuelve el sector y del coste de oportunidad de los fondos invertidos en el sector eléctrico". Esta propuesta resulta muy poco operativa para la concreción práctica de dicha tasa.

Posteriormente, la Orden de 19 de diciembre de 1988 amplía en su punto octavo los factores de los que depende el cálculo del tipo de interés monetario sobre el que se basa la tasa de retribución. Pero no es hasta la publicación de la Orden Ministerial de 3 de diciembre de 1993 cuando se contemplan una serie de criterios objetivos con respecto a la tasa de retribución real:

1. La tasa de retribución (real) será el resultado de deflactar una tasa monetaria por un índice de actualización, calculado como la media del IPC y del IPI.
2. El tipo de interés monetario de referencia resultará de la mejor previsión del precio del dinero en los diferentes mercados de capitales en los que se desenvuelve el sector, bajo condiciones de una estructura financiera adecuada a la naturaleza de la actividad del sector eléctrico.
3. Los recursos propios del sector eléctrico deberán ser retribuidos teniendo en cuenta los costes de oportunidad de su inversión en alternativas de similar riesgo.
4. Para la determinación de los precios del dinero en los mercados nacionales se tomará la mejor previsión de los tipos de interés en el mercado interbancario, de los preferenciales de la Banca y Cajas de Ahorros y de las obligaciones y bonos del Estado relevantes en plazo y características, así como de otros tipos de interés significativos para la financiación del sector.
5. Para la determinación de los precios del dinero en los mercados de capitales internacionales en los que se desenvuelve el sector, se tendrán en cuenta los tipos de interés de las monedas representativas de la financiación exterior de España y los tipos de cambio.

Por primera vez, se consideran en la construcción de la tasa de retribución conceptos como “estructura financiera adecuada”, el coste de los recursos propios y la repercusión de los tipos de cambio. Sin embargo, los cinco criterios anteriores distan mucho de construir una metodología concreta sobre la misma. Puede decirse que se enumeran los ingredientes pero se omiten las proporciones (Rojas, 1994).

Finalmente, en la Resolución de 20 de enero de 1994 se analiza la estructura de la deuda del sector en cuanto a la proporción de moneda nacional y moneda extranjera.

II.2.4. EL SISTEMA DE COMPENSACIONES

Otro de los elementos fundamentales del MLE es el sistema de compensaciones. Este mecanismo, como se ha visto, no es nada novedoso, pues todas las regulaciones de tarifa única vienen acompañadas por un mecanismo de compensaciones entre las empresas. A continuación se exponen las peculiaridades que introdujo el MLE en este sentido.

Una de las premisas fundamentales del MLE es que el precio medio de la electricidad cubra exactamente el coste del servicio. Y otra es que cada empresa obtenga como retribución la cobertura de sus costes estándares, incluyendo la adecuada rentabilidad del capital. Sin embargo, al ser la tarifa única en todo el territorio, y dado que no todas las empresas tienen un equipo de generación semejante, ni tienen los mismos gastos de distribución debido a la diferente dispersión geográfica de su mercado, ni reciben los mismos ingresos por Kwh vendido como consecuencia de los diferentes tipos de clientes a los que abastecen, no se garantiza para todas las empresas o subsistemas la cobertura de los costes reconocidos con los ingresos derivados de la tarifa. Esto significa que existirán empresas cuyos ingresos no cubran sus costes y otras con ingresos superiores a los costes reconocidos (Rodríguez Romero y Castro González, 1994).

Con objeto de asegurar a cada una de las empresas la recuperación del coste estándar reconocido en la tarifa, se define un mecanismo de redistribución de ingresos y costes del tipo “suma-cero” que permite, una vez identificada la participación de cada subsistema en dichos costes y en los ingresos por venta de la energía a los abonados, su redistribución entre éstos con el propósito de conseguir un reparto equitativo de la tarifa eléctrica. De esta forma, bajo el MLE las empresas eléctricas se comportan como meras recaudadoras de la tarifa, al ser los ingresos percibidos por cada una de ellas parte integrante del ingreso total del sistema. Sus ingresos no le pertenecen en tanto no se repartan adecuadamente entre las empresas que contribuyen a la prestación del servicio. Asimismo, el sistema de compensaciones se rige por un segundo objetivo: la introducción de incentivos a la eficiencia de la gestión.

Cabe destacar, además, que, conforme a la estructura del Sistema Eléctrico definido por el MLE, en el sistema de compensaciones se distinguen dos regímenes:

- a) Subsistemas eléctricos de ciclo completo, con un sistema de compensaciones interempresas.
- b) Régimen de empresa productora no incluida en ningún subsistema (Endesa) que recibe un precio por la energía que entrega a los subsistemas. Los costes acreditados por esta empresa (incluidos los no asociados directamente a la actividad de generación) en la tarifa, al no disponer de mercado propio, eran liquidados íntegramente por los subsistemas, quedando reconocidos automáticamente como parte de los costes compensables de generación de dichos subsistemas.

El sistema de compensaciones, en línea con los vigentes hasta 1987, reafirma la existencia de dos tipos de compensaciones: de generación y de mercado⁴³.

Compensaciones de generación

Las compensaciones de generación permitían igualar el coste unitario de generación de cada empresa (pts/kWh) con la media del sistema. Estas compensaciones (z_g^i) para un determinado periodo se calculaban por aplicación de la siguiente fórmula:

$$z_g^i = \left[CF_g^i + \frac{CV_g^i}{1 + \mu} \right] - \sum_{i=1}^n \left[CF_g^i + CV_g^i \right] \frac{D_i^g}{\sum_{i=1}^n D_i^g} + \beta_i \mu \frac{\sum_{i=1}^n CV_g^i}{1 + \mu}$$

con $\sum_i z_g^i = 0$ cuando $\sum_i \beta^i = 1$ y donde: CF_g^i : coste estándar fijo del inmovilizado en generación de la empresa i ⁴⁴; CV_g^i : coste estándar variable de generación de la empresa

⁴³ La metodología de cálculo se estableció mediante la Resolución de la DGE de fecha 5 de abril de 1988, con la introducción de leves cambios en la Orden Ministerial de 17 de diciembre de 1993.

⁴⁴ Calculado por la agregación de: 1) coste estándar fijo del inmovilizado en generación; 2) costes fijos de operación y mantenimiento; 3) costes fijos de la energía procedente del contrato Redesa-Edf; 4) costes fijos de la energía adquirida a Endesa; 5) Costes fijos de la energía adquirida a Elcogás; 6) costes de estructura de generación; y 7) costes fijos de las compras al régimen especial.

i^{45} ; D_g^i : demanda de la empresa i en barras de central; μ : margen de generación a los efectos de compensaciones; y β_i : coeficiente de reparto del margen de generación.

Por lo tanto, aunque el coste compensable de generación se obtiene por agregación de los costes estándar fijos y variables de cada una de las instalaciones, el MLE, al calcular la compensación por generación de la empresa i , no considera la totalidad de sus costes variables, sino únicamente una proporción de los mismos denotada por $(1/1+\mu)$. Sin embargo, aplicando esta proporción, el equilibrio $\sum_i z_g^i = 0$, se rompe. Para restaurar la neutralidad de las transferencias por generación, la parte no compensada de los costes variables de generación de cada empresa se pone en común en un fondo, creando lo que se llama "margen de generación", que es distribuido entre las empresas en proporción a β^i , un coeficiente de penalización o premio a la eficiencia estándar de los subsistemas que favorece a las empresas más grandes y productivas.

La compensación que resulta para cada subsistema se ve incrementada por su participación en el fondo. Cuando la aportación de un subsistema al fondo es superior a su participación en el reparto del mismo, se produce una penalización a este subsistema. En caso contrario, el subsistema ve premiado su eficiencia. Con este sistema de cálculo, los subsistemas con costes variables inferiores al coste medio variable del sistema reciben un incentivo, mientras que aquellos con coste variables mayores son penalizados. El valor de μ hasta el año 1993 fue del 8%⁴⁶, después⁴⁷ se redujo al 3% y desapareció en 1996, eliminándose así el incentivo.

Redesa es la entidad encargada de elaborar las liquidaciones de estas compensaciones entre empresas eléctricas y determina, por aplicación de la metodología, los costes estándar correspondientes a la explotación de cada uno de los subsistemas, de Endesa y del Sistema Nacional.

⁴⁵ Calculado como agregación de: 1) coste de combustible empleado en la generación de energía. Incluyendo el coste de financiación del stock mínimo de seguridad de las centrales térmicas.; 2) compras o ventas al *pool* de intercambios, incluido el coste de combustible y el coste variable de operación y mantenimiento; 3) coste variable de la energía procedente del contrato Redesa-EdF; 4) coste variable de la energía adquirida a Endesa; 5) coste variable de la energía adquirida a Elcogás; y 6) coste variable de las compras al régimen especial.

⁴⁶ Orden de 19 de febrero de 1988.

⁴⁷ Orden de 17 de diciembre de 1993.

Compensaciones de mercado

Las compensaciones de mercado son determinadas por OFICO y atienden a la redistribución entre los subsistemas de los ingresos obtenidos por facturación y otros conceptos, y de los costes estándar derivados de la distribución. Por lo tanto, en este caso, habrá una compensación por el lado de los ingresos y otra por el lado de los costes.

Las empresas recaudan sus ingresos de la facturación a los clientes y de los márgenes comerciales. Esta recaudación es función de la estructura de mercado de cada una ellas. Por eso, la compensación de ingresos tiene como objeto la corrección de las distorsiones que surgen por las diferentes estructuras de mercado, aportando las empresas con mayor porcentaje de consumo en tarifas de baja tensión parte de sus ingresos a aquellas con mayor distribución a los clientes de alta tensión. La compensación de ingresos sitúa a todas las empresas en un nivel de ingresos unitarios equivalente al ingreso medio nacional. Una vez conseguido el objetivo de ajustar los ingresos de las empresas, la compensación de costes será el mecanismo que ajustará los costes de distribución en función de quien los produzca. La compensación de costes restituye a cada empresa aquella parte de sus costes estándar que no ha recibido de la facturación a su mercado. En el Capítulo III volveremos con más detalle al análisis de esta compensación de mercado.

A los efectos de compensaciones entre subsistemas, los ingresos por venta y facturación de la energía entregada a los clientes se consideran estandarizados, llevándose esta estandarización a cabo a partir de la información de facturación real de los subsistemas. Los ingresos brutos declarados se convierten en ingresos netos por detracción de los recargos sobre la facturación vigentes en cada periodo tarifario⁴⁸. El ingreso neto compensable en cada tarifa se obtiene por ponderación al 50% de los ingresos netos, calculados según se ha explicado, con los que resultarían de aplicar a cada subsistema el precio medio del Sistema Nacional. Por lo tanto, en una determinada

⁴⁸ Los recargos aplicables eran: 1) cuota propia de OFICO (y más tarde de la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional); 2) stock básico de uranio; 3) segunda parte del ciclo de combustible nuclear; 3) fondo de investigación; 4) moratoria nuclear; 4) cuota de ayuda a carbón; y 5) cuota de Red Eléctrica. El ingreso neto en cada una de las tarifas se incrementa en las cantidades recibidas de OFICO por los conceptos de compensación de tarifas especiales.

tarifa, cuando el ingreso medio de un subsistema es superior al medio del Sistema, dicho subsistema obtiene un margen positivo equivalente a la mitad de la diferencia entre su ingreso unitario y el medio. En caso contrario, experimenta una pérdida de la misma cuantía.

La estandarización de la demanda utilizada para el cálculo de las compensaciones de mercado se hace del modo siguiente: la energía facturada declarada en tarifa se lleva a barras de central multiplicándola por un coeficiente estándar de pérdidas. Este coeficiente se determina de forma que para el conjunto del Sistema Nacional la demanda obtenida sea equivalente a la que se deduce del balance de energía de generación.

Por lo tanto, a nivel individual, el ingreso de los subsistemas eléctricos está compuesto por la recaudación al abonado final más el importe correspondiente a las compensaciones interempresas, de tal forma que la suma de ambas cantidades es equivalente a los costes estándares que se le reconocen a cada uno, sin perjuicio del sistema de incentivos. Por su parte, el ingreso o recaudación de las empresas productoras, a través del precio o coste de su producción imputado a cada subsistema, se corresponde ya con el reflejado en la tarifa. En suma, la retribución final de las empresas eléctricas gestoras comprenderá la recaudación al abonado final, corregida con las compensaciones interempresas y el precio, o coste imputado a los subsistemas, por la aportación de potencia y energía que les hacen las empresas productoras⁴⁹.

II.2.5. EVALUACIÓN DEL MARCO LEGAL ESTABLE

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. Sin embargo, existen algunas controversias sobre la posible desvirtuación de este sistema por alguno de los elementos que lo conforman. En este apartado se analizarán tanto las virtudes como los elementos más polémicos señalados en la literatura.

⁴⁹ Ver Pérez Pita (1988) para una reflexión más profunda de lo que implica el sistema de compensaciones como mecanismo de recuperación de los costes estándares reconocidos a las empresas.

Las Tarifas en el Marco Legal Estable

En lo que se refiere al comportamiento de las tarifas, existe unanimidad, tanto dentro como fuera del sector eléctrico, en considerar su evolución como uno de los aspectos más positivos que se derivaron de la aplicación del MLE. Los precios de la electricidad registraron en el período un descenso en términos reales del 17,6%, como puede apreciarse en la Tabla II.1.

Tabla II.1. Variación de la tarifa eléctrica y del IPC

Año	Variación de la tarifa (%)	Variación IPC (%)	Índice tarifa	Índice IPC	Índice tarifa deflactado
1988	5,5	5,8	100,0	100,0	100,0
1989	4,1	6,9	104,1	106,9	97,4
1990	5,5	6,5	109,8	113,8	96,5
1991	6,8	5,5	117,3	120,1	97,7
1992	3,2	5,3	121,0	126,5	95,7
1993	2,9	4,9	124,6	132,7	93,9
1994	2,1	4,3	127,2	138,4	91,9
1995	1,5	4,3	129,1	144,3	89,4
1996	0,0	3,2	129,1	148,9	86,7
1997	-3,0	2,0	125,2	151,9	82,4

Fuente: CNE.

Además, las variaciones de las tarifas registradas durante este período tuvieron una repercusión muy limitada en la posición de los precios eléctricos españoles en el contexto europeo⁵⁰: tanto en usos domésticos como industriales la posición de España se mantiene por debajo de los principales países europeos, sobre todo en consumos domésticos: en 1997 solo superaba a Portugal. Por último, cabe reseñar que este buen comportamiento relativo de las tarifas vino acompañado por la estabilidad de éstas durante el periodo considerado, a pesar de la entrada en explotación de varios grupos de generación.

Algunos autores han mostrado reservas acerca de la discrecionalidad con que se aplicaron ciertos elementos del sistema para lograr la estabilidad tarifaria y que podría haber derivado en la violación de algunos de los principios básicos de la tarificación

⁵⁰ Según los datos recogidos en el Anexo II de "Evolución Económica -Financiera del Sector Eléctrico 1988-1995", publicado por UNESA, y los datos publicados por la CNE.

como la suficiencia tarifaria. Entre estos elementos estarían la tasa de retribución y el mecanismo de periodificación de costes, así como la corrección de las desviaciones^{51,52}.

Evolución Económico-Financiera

Por lo que se refiere al saneamiento financiero del sector, éste era uno de los objetivos principales del MLE y el que quizás más claramente logró. Las empresas eléctricas incorporaron al parque de generación peninsular entre los años 1979 y 1987 un total de 13.737 MW. Este importante esfuerzo inversor previo a la entrada en vigor del MLE dio como resultado una estructura de la capacidad de generación más equilibrada en cuanto a fuentes energéticas y una modernización del parque, si bien llevó aparejado un sobredimensionamiento del mismo. En consecuencia, la incorporación de nuevo equipo generador durante el periodo 1988-1997 no fue relevante, siendo el incremento neto de potencia en el Sistema Eléctrico Peninsular entre los años 1988 y 1997 de 1.865 MW. La estructura inicial se mantuvo prácticamente inalterada, tal como muestra el Gráfico II.2.

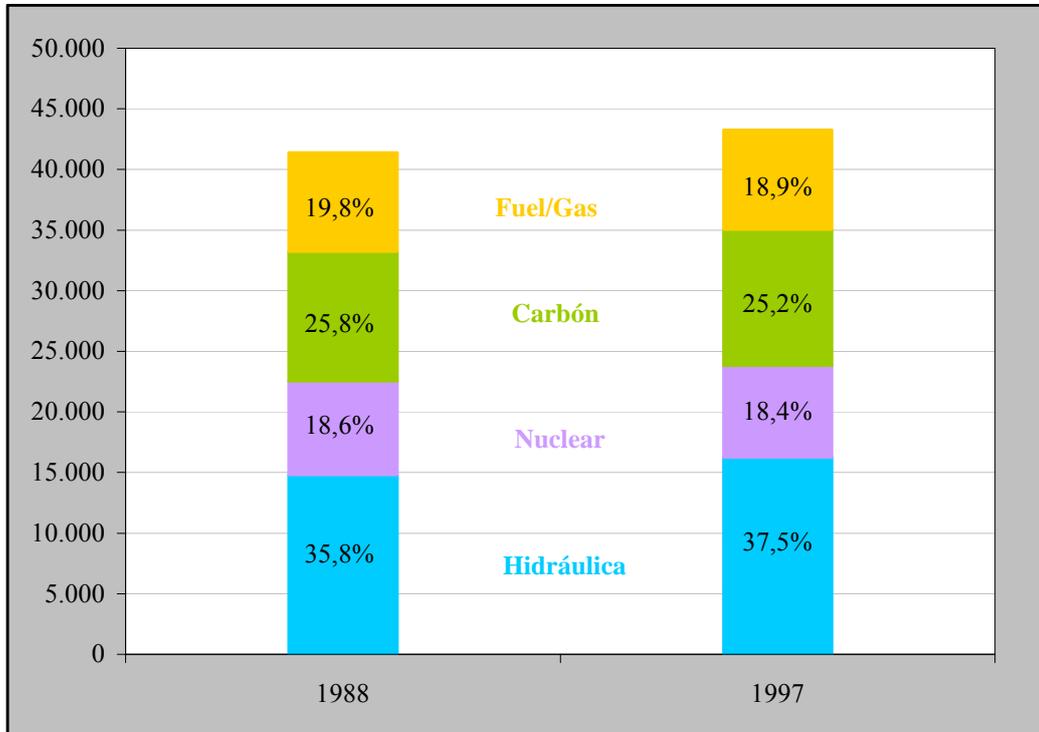
Por lo tanto, a partir de 1988, una vez completado el programa de construcción de centrales de generación, el sector entra en un período de inversiones mucho más moderadas. Entre los años 1989 y 1993 la inversión media anual cae prácticamente a la mitad de la del período anterior. En este sentido, es importante señalar que el sector dirigió su atención preferente hacia las inversiones en transporte y distribución. De hecho, según UNESA (1997), mientras el valor del Inmovilizado Material Neto a 31 de diciembre de 1995 había disminuido con relación al existente en 1988 en un 4,79%, el valor neto contable de las instalaciones de transporte y distribución se incrementó en ese

⁵¹ Ya se ha visto que la tasa de retribución era un dato discrecionalmente fijado por la Administración y que sus criterios no fueron explícitamente determinados hasta 1993. Fernández (1994) señala en este sentido que esta discrecionalidad se tradujo en una fijación de una tasa por debajo de las del mercado: referido sólo al coste de los recursos ajenos, frente a una tasa estimada manejada para fijar la tarifa del 10,5%, el coste medio financiero del sector durante este período se situó en el entorno del 12,5%.

⁵² Ariño y López de Castro (1998) señalan que el carácter limitativo de la lista de parámetros susceptibles de corrección, la corrección únicamente de las desviaciones que superaran el 0,5%, y el hecho de que las correcciones a las desviaciones superiores al 5% se realizaran en más de un ejercicio no son compatibles con el principio de suficiencia tarifaria. Además, consideran que en el tratamiento dado a la hidraulicidad las desviaciones se trasladan íntegramente a la cuenta de resultados del sector, desvirtuando la propia tarifa que no refleja adecuadamente los costes de suministro de la energía eléctrica.

mismo periodo en un 44%. Estas instalaciones, que en 1988 representaban un 22% del valor neto total de las instalaciones técnicas, alcanzaron en 1995 un 33,6%.

Gráfico II.2. Estructura de la capacidad de generación (MW)



Fuente: REE (2006) *El Marco Legal Estable. Economía del Sector Eléctrico Español, 1987-1997*.

Este proceso de moderación inversora se vio acompañado de un incremento importante de los recursos autogenerados, consecuencia de la incorporación a la tarifa eléctrica de los costes de amortización asociados a las centrales construidas en el período anterior.

Sin embargo, como puede apreciarse en la Tabla II.2., las circunstancias anteriores no se vieron reflejadas en el endeudamiento del sector en los primeros años del periodo. Solo a partir de 1994 la deuda experimenta un descenso realmente acusado: entre 1993 y 1997 disminuyó en un 39,6%, siendo la deuda del sector al final del MLE casi un 39% inferior que la del inicio.

Entre 1988 y 1993, la situación aparentemente paradójica en la que la moderación del ritmo inversor asociada a cifras crecientes de recursos autogenerados no se tradujo en reducciones significativas del endeudamiento del sector se debe a varios hechos

(Fernández,1994): (i) La baja hidraulicidad del quinquenio 1989-1993; (ii) La recuperación de los costes de capital de una forma diferida (iii) Una tasa de retribución que no recogía íntegramente el coste financiero real de los fondos empleados; (iv) El efecto de la fuerte depreciación de la peseta en los mercados de cambios desde 1992⁵³; y (v) El tratamiento de la moratoria nuclear, siendo el porcentaje en tarifas destinado a ese fin insuficiente para cubrir los gastos financieros de los activos en moratoria, lo que provocó un aumento sistemático de la inversión en este capítulo: desde los 545.000 millones de pesetas (3.275,5 millones de euros) a finales de 1986 hasta los más de 700.000 millones (4.207 millones de euros) de 1993⁵⁴.

Tabla II.2. Evolución financiera del sector eléctrico en el MLE

Años	Endeudamiento (Mill. Euros)	Deuda Financiera/ Cash-Flow (años)	Gastos Financieros/ Cifra de Negocios (%)	Recursos Ajenos/Recursos propios	Beneficios antes de Impuestos (Mill. Euros)
1988	24.425,1	11,8	37,7	1,6	1.015,7
1989	23.782,0	11,3	36,2	1,5	1.141,9
1990	23.108,9	10,4	32,4	1,5	1.364,3
1991	23.151,0	7,4	27,3	1,6	1.694,9
1992	23.169,0	7,3	25,6	1,6	1.712,9
1993	23.499,6	6	28	1,6	1.706,9
1994	21.696,5	5,4	20,5	1,4	1.755,0
1995	19.887,5	4,5	17,3	1,2	2.025,4
1996	15.416,0	...	13	0,7	2.512,2
1997	14.893,1	...	11	0,8	2.404,0

Fuente: UNESA (1997) *Evolución Económico-Financiera del Sector Eléctrico*. Monográfico; y UNESA (1996 y 1997) *Memorias*.

En la segunda parte del periodo, concretamente en 1996, se producen dos acontecimientos que permiten un descenso más acusado de la deuda: la titulización de los derechos de cobro asociados a la moratoria nuclear, que incrementó sustancialmente los ingresos de las empresas, los cuales fueron dedicados en su mayor parte a la amortización de la deuda; y la actualización de balances, que, a través del crecimiento

⁵³ Si hasta ese año el endeudamiento en divisas había permitido al sector operar con una menor tasa de coste financiero, la crisis del Sistema Monetario Europeo en septiembre del 92 invirtió drásticamente la situación, provocando un incremento del contravalor en pesetas de la deuda extranjera de más de 120.000 y 240.000 millones de pesetas (721,2 y 1.442,4 millones de euros) para los años 1992 y 1993, respectivamente. Además, es importante recordar en este punto que no se reguló nada en la tasa de retribución con respecto a esta depreciación.

⁵⁴ Los costes procedentes de la "moratoria nuclear" se concretaron en los ajustes necesarios para adaptar los valores resultantes de la contabilidad de las empresas al valor que la Administración había ido acreditando a los activos afectados. Estos ajustes se realizaron a través de la activación de las cargas financieras correspondientes a dichas instalaciones, cuyo valor contable terminó de ajustar al valor estándar en el ejercicio de 1996.

de la reserva de revalorización, incrementó los recursos propios de las compañías en casi un billón de pesetas (6.010 millones de euros). Todo ello acompañado de un descenso de los tipos de interés, que pasaron de un 10% en 1993 a un 7,5% en 1997.

Además del decrecimiento del endeudamiento del sector, durante todo el periodo del MLE se observó una mejora apreciable de su situación financiera, como lo prueba la evolución de la calidad de los beneficios, la proporción de ingresos destinados a atender los gastos financieros o la reducción del horizonte temporal necesario para rembolsar la deuda con los recursos generados.

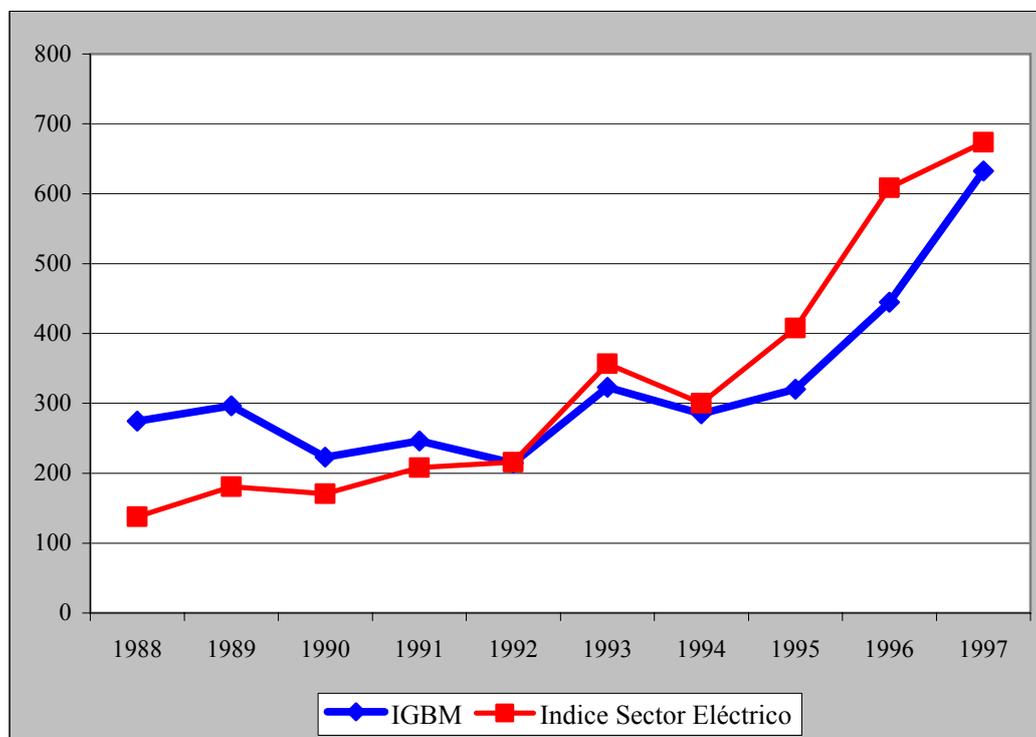
Junto a este saneamiento financiero, el sector recuperó su equilibrio patrimonial: los recursos ajenos eran 1,6 veces superiores a los recursos propios en 1988, reduciéndose esta proporción a lo largo del periodo hasta invertirse en 1996, llegando a ser el valor de la deuda financiera inferior al valor de la financiación permanente del sector en 1997, con una ratio de 0,8. A esto hay que añadir que la entrada en explotación de nuevos activos productivos, que permitió una mayor generación de ingresos, junto al descenso de cargas financieras, que trajo consigo la mejora en la estructura de financiación, permitieron al sector aumentar su rentabilidad financiera⁵⁵. Todos estos factores se reflejan en los estados financieros de las empresas y sobre todo en su valoración por el mercado.

La Bolsa valoró positivamente el MLE, ya que desde el 1 de enero de 1988 todas las empresas del sector se revalorizaron más que el índice general, invirtiéndose la tendencia mostrada con anterioridad a esa fecha. El Gráfico II.3 ofrece la comparación entre ambos índices. Además, la capitalización del sector eléctrico creció entre 1988 y 1997 a una tasa anual acumulativa del 23%, mientras la capitalización total de la Bolsa lo hizo a una tasa del 17,6%. A estos datos se añade el hecho de que a partir de 1992 la rentabilidad anual media del sector se situó por encima de la total. De todos estos

⁵⁵Según datos de UNESA (1997), la rentabilidad financiera presenta una diferencia de más de cuatro puntos entre 1988 y 1995 (del 6% pasa al 10,5%). Este incremento no puede explicarse por la mejora del rendimiento de los activos fijos del sector, ya que la rentabilidad económica (ROA) apenas había variado con respecto al ejercicio 1988 (del 10,2% pasó al 10,3%).

hechos podría deducirse uno de los grandes logros del MLE: garantizar la recuperación y retribución de los capitales invertidos⁵⁶.

Gráfico II.3. Índice del Sector Eléctrico e Índice General de la Bolsa de Madrid (1988-1997)



Fuente: Bolsa de Madrid.

Los Incentivos a la Eficiencia

Además de los objetivos principales de estabilidad de la tarifa y saneamiento financiero del sector, el MLE pretendía que su régimen de retribución de las empresas incentivara a éstas a ser más eficientes en su gestión.

La literatura empírica que ha analizado la eficiencia del sector durante este periodo se ha centrado en el estudio de la actividad de generación o de las empresas verticalmente integradas, concluyendo que el MLE, efectivamente, conllevó mejoras

⁵⁶ En contra de esta afirmación parecía estar UNESA, quien afirmaba que la evolución positiva registrada por los títulos eléctricos en la Bolsa era debida a que el mercado estuvo valorando el incremento del valor neto estándar de la inversión en un billón de pesetas (más de 6.000 millones de euros) durante todo el período, valor que sería la base de la retribución del sector en el futuro. Para UNESA la aplicación del MLE no garantizó la recuperación de la inversión estándar a tasas de mercado con su correspondiente prima de riesgo. Una explicación detallada de esta información se encuentra en UNESA (1997).

considerables en la eficiencia del sector. Por ejemplo, Arozena y Rodríguez (1998) estudian la eficiencia y la productividad de las plantas generadoras de electricidad termoeléctricas en un contexto teórico definido por los índices Malmquist (1953) [Färe *et al.* (1994)], mostrando cómo lograron aumentos significativos de productividad entre 1988-1995, explicados tanto por el incremento en la tasa de utilización de la capacidad instalada como por el progreso técnico. En un trabajo posterior, Arozena y Waddams-Price (2002) matizan los resultados anteriores, observando que fueron las empresas privadas del sector las que mayores ganancias de eficiencia experimentaron durante el MLE, poniéndose a la altura de las públicas, que eran más eficiente con el marco regulador anterior basado en el coste del servicio. Por su parte, Martínez-Budría *et al.* (2003) y Ramos Real y Martínez Budría (2004), utilizando una función de costes cuadrática y definiendo como unidad de análisis la empresa eléctrica verticalmente integrada, muestran importantes ganancias de productividad en las empresas eléctricas españolas entre 1985-1996, debidas principalmente al cambio técnico y a los efectos de escala. Adicionalmente, Arozena *et al.* (2002) revelan que, a pesar de estas ganancias de productividad, la política tarifaria del MLE fue muy favorable a las empresas al permitirles quedarse a lo largo del periodo con la totalidad de ellas, sin hacer partícipes a los consumidores a través de menores precios.

A pesar de estos positivos resultados, podrían haber surgido distorsiones que impidieran o dificultaran el correcto funcionamiento de los incentivos a la eficiencia introducidos por el MLE. Estas posibles trabas estarían relacionadas fundamentalmente con la discrecionalidad del sistema, la maximización de la función objetivo por cauces no deseados o la falta de objetividad en la fijación de los costes estándares. En el Capítulo III analizaremos el impacto que estos elementos podrían haber tenido sobre el éxito de la regulación en general, y de la actividad de distribución en particular, para la que, como se pondrá de manifiesto, éstas mejoras en la eficiencia no parecen confirmarse.

Como conclusión, se puede decir que este novedoso marco legal supuso un cambio sustancial con respecto a anteriores normativas: desarrolló un modelo de planificación centralizada y vinculante con una explotación unificada del sistema, implantó un diseño un sistema de retribución que introducía incentivos a la eficiencia y en el que el elemento principal era los costes estándares, y logró sanear económica y

financieramente el sector, manteniendo a su vez unas tarifas estables. Pero mientras el MLE estaba en funcionamiento, se empezó a gestar una nueva regulación que recogía los aires de liberalización que se estaban extendiendo por numerosos países del mundo.

II.3. LA LOSEN. EL CAMINO HACIA LA LIBERALIZACIÓN

En 1993 se inicia un proceso gradual de introducción de competencia en los segmentos del suministro que no presentan características de monopolio natural. Así, tras de casi tres años de estudios y no pocos meses de debate, se aprueba la Ley 40 de 1994 de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN), que inicia un proceso evolutivo hacia la competencia a partir del MLE. Sin embargo, el desarrollo reglamentario de la LOSEN nunca tuvo lugar, habiendo que esperar hasta 1997 para que este proceso se iniciara realmente. Por lo tanto, hasta 1997 el marco regulador vigente fue el MLE. Sin embargo, conviene recordar, aunque sea brevemente, cuáles fueron las intenciones de esta Ley, ya que pondría los pilares para la liberalización posterior del sector.

II.3.1. PRINCIPIOS DE LA LOSEN

La nueva regulación⁵⁷ mantiene el modelo previsto en el MLE al consagrar la remuneración de las empresas según los costes estándares reconocidos. Sin embargo, incorpora nuevos mecanismos tendentes a elevar el grado de competencia, transparencia y apertura de la industria, buscando una mayor eficiencia para la misma que ha de traducirse en precios y calidad del servicio eléctrico apropiados.

Tal y como expresa en su primer artículo, la LOSEN pretende proporcionar un marco completo e integrador de todos los aspectos regulatorios del sector eléctrico. Con este objetivo, contempla la totalidad de actividades que conforman el mismo, introduciendo algunas modificaciones sobre la regulación de aspectos concretos de estas actividades y compilando la dispersa legislación y normativa que las afecta. Adicionalmente, da una solución a la moratoria nuclear, solucionando así un problema

⁵⁷ Gran parte de este epígrafe se ha redactado sobre la base del trabajo de Rodríguez (1995). Para ver una exposición detallada de cómo se gestó la LOSEN y su desarrollo, véase Ariño y López de Castro (1998), especialmente las páginas 273-416.

pendiente con gran influencia sobre la estabilidad del sector durante todo el periodo precedente.

Los principios que conforman el contenido de la Ley se deducen de su preámbulo: 1) La protección de los consumidores y de su capacidad de elección; 2) La competencia y la liberalización; 3) La transparencia y la regulación eficiente; 4) La seguridad y estabilidad; 5) La gradualidad; y 6) La flexibilidad. De éstos principios se desprende la existencia de una estrategia gradualista en la reforma del sector, mezcla de continuismo respecto al esquema general de su regulación anterior, perfeccionamiento de algunos de sus componentes y una paulatina introducción de mayores grados de competencia entre sus agentes.

Los elementos básicos que se mantienen de la ordenación anterior son la existencia de garantía de suministro y, por tanto, la necesaria planificación por parte del sector público de las necesidades de capacidad del sistema a largo plazo para cumplir dicho objetivo; la existencia de una explotación unificada de todos los elementos de producción y transporte, estableciendo su retribución sobre la base de los costes estándares que les sean reconocidos; la existencia de una red de transporte independiente cuyo desarrollo corresponderá a la sociedad encargada de la explotación unificada⁵⁸; y la existencia de una tarifa única en todo el territorio nacional.

Entre el tipo de perfeccionamientos incluidos en la Ley destaca el tratamiento explícito, aunque breve, otorgado al tipo de competencias de las Comunidades Autónomas en el ámbito de sus estatutos y leyes orgánicas de transferencia. De igual forma, resulta de interés la detallada referencia a los aspectos ligados con la calidad del suministro en el título VIII de la Ley, aspecto de extraordinaria relevancia al que la regulación no había prestado atención alguna hasta el momento. Por último, aunque de forma marginal y no muy extensa, se menciona la necesidad de incorporar en las cuentas anuales de las empresas información relativa a sus actuaciones con incidencia sobre el medio ambiente, con objeto de integrar este aspecto dentro de la actuación reguladora.

⁵⁸ Artículo 34.

Sin embargo, lo que constituye sin lugar a dudas el principal rasgo diferenciador de la nueva Ley es la introducción de ciertos elementos que generaron un potencial germen de competencia en el sistema. En primer lugar, se contempla la autorización de nuevas unidades de producción mediante un sistema de concurso que no se restringe únicamente a las empresas que ya estaba operando en el sector, pretendiéndose así ampliar y diversificar los agentes implicados en el proceso de generación al aumentar la potencia instalada del sistema. En segundo lugar, se establece un sistema de funcionamiento de la industria eléctrica española sobre la base de la coexistencia de dos subsistemas: el ya existente, que la LOSEN denomina Sistema Integrado, y otro de nueva creación llamado Sistema Independiente.

II.3.2. EL SISTEMA INTEGRADO Y EL SISTEMA INDEPENDIENTE.

El Sistema Integrado mantiene su filosofía mediante la consolidación del MLE; sin embargo, mejora su funcionamiento y eficiencia al introducir el régimen de subasta como método específico para otorgar los aumentos de capacidad del sector, ya sea por adjudicación de nuevas centrales o por la compra de energía importada.

El Sistema Independiente, por su parte, implica la incorporación de generadores cuya producción no entra a formar parte del marco general de regulación previsto, es decir, del Sistema Integrado. La energía producida por las instalaciones de generación encuadradas en este Sistema podría ser intercambiada en condiciones libremente acordadas por las partes, asegurándose para ello el derecho de acceso de terceros a las redes de transporte y distribución. De esta forma se pretendía introducir un potencial desarrollo de competencia, aunque restringido al conjunto de consumidores considerados con capacidad de elección y, por tanto, susceptibles de firmar contratos con las empresas nuevas o ya existentes que dispusieran de centrales integradas en este sistema. Sin embargo, la Ley no era muy explícita respecto a las condiciones de entrada y actuación en el Sistema Independiente, a pesar del importante papel potencial del mismo como promotor de competencia en el mercado.

En cuanto a la demanda, se introduce el principio de separación y regulación diferenciada de las actividades eléctricas consideradas monopolios naturales (transporte y distribución) de las que pueden operar en competencia. De este modo, las compañías

que operaran en el Sistema Integrado no podrían unir las actividades de generación con las de distribución y suministro, aún cuando dichas actividades sí pudieran realizarse por empresas vinculadas. Además, una misma sociedad no podría realizar simultáneamente actividades comprendidas en el Sistema Integrado y en el Independiente. Finalmente, la separación de funciones permitiría que las empresas existentes pudieran seguir operando en las actividades del negocio eléctrico en las que ya estaban presentes, aunque deberían diferenciar en el futuro a las filiales para realizar sus actividades en el Sistema Integrado. La desintegración de los negocios comenzaría por la separación contable para, al final de un largo periodo transitorio, proceder a una separación jurídica de las mismas. En términos inmediatos, esta medida ayudaría a clarificar las transacciones de energía producidas en el interior del sistema, obligando a una asignación explícita de costes a cada una de las fases del mismo. En términos estratégicos, su incidencia sería nula, al no establecerse ningún tipo de competencia ni dentro de las zonas de distribución ni entre las distintas unidades de distribución.

Sin embargo, en el largo plazo, la competencia en la demanda podría completarse con la introducción de la figura del comercializador, contemplada como posibilidad en la disposición adicional 10 de la Ley. De este modo, se delimitarían claramente la dos fases diferenciadas en la demanda: la distribución y la intermediación entre los generadores y consumidores, desarrollada esta última por el comercializador. Ambas funciones podrían coincidir en una misma sociedad o bien ser realizadas por sociedades diferentes. Esta separación podría suponer un estímulo para reducir el margen entre la tarifa máxima autorizada y el precio resultante de la explotación unificada del sistema, pudiendo generar incentivos económicos para la introducción de políticas de gestión de la demanda por parte de las comercializadoras.

El intento de desarrollo de la LOSEN se encontró desde un principio con el difícil problema de compaginar la asimetría existente entre los consumidores declarados con capacidad para elegir y aquellos otros asignados a las compañías distribuidoras existentes en cada una de las zonas del mercado. Se creía que los primeros, al disponer de capacidad de elección, tendrían la posibilidad de beneficiarse de los últimos y más eficientes desarrollos tecnológicos en la generación a través del empleo de centrales de ciclo combinado de gas. Por el contrario, los clientes sin capacidad de elección debían ser atendidos por el equipo generador de la empresa a la que estaban asignados. Parecía

que, dada la competencia para suministrar a los clientes con capacidad de elección, las tecnologías con mayor coste quedarían para atender las necesidades de los consumidores a tarifa.

Así, el mercado quedaría dividido en dos segmentos. Por lado, el Sistema Integrado, en el que los productores recibirían su coste reconocido y los demandantes pagarían la tarifa regulada. Por otro lado, el Sistema Independiente, en el que, probablemente, tanto el demandante como el productor resultarían favorecidos al fijarse un precio inferior a la tarifa regulada pero superior a los costes reales del productor. Esta asimetría entre los dos mercados sería altamente inestable, existiendo una presión continua y ordenada por costes para el abandono del Sistema Integrado; abandono que la Ley, en principio, no permitía.

II.3.3. LA COMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Una de las aportaciones más significativas de la LOSEN fue la creación de un organismo regulador del sector independiente del Gobierno aunque adscrito al Ministerio de Industria y Energía: la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional (CSEN). Según el artículo 6 de la Ley, este organismo se crea como “ente regulador del Sistema Eléctrico con objeto de velar por la objetividad y transparencia de su funcionamiento”. Sin embargo, su independencia se ve velada por ciertos aspectos de su configuración, como el sometimiento de la eficacia de su actividad al control del Ministerio o la posibilidad de interponer recurso ordinario ante el mismo frente a sus decisiones.

Se estructura formalmente mediante la creación del Consejo de Administración y de un Consejo Consultivo. Las funciones de la CSEN quedan recogidas en el artículo ocho de la Ley, destacando entre ellas: (i) Ser un órgano consultivo de la Administración en materia eléctrica; (ii) Participar, mediante propuesta o informe, en el desarrollo normativo, en el proceso de planificación y en la elaboración de tarifas; (iii) Realizar la liquidación de la energía (con la colaboración de Redesa); (iv) Ejercer el control sobre la explotación unificada: aprobar la normativa de desarrollo de Reglamentos, dictar instrucciones y resolver reclamaciones; (v) Ser un órgano arbitral entre los agentes, en particular sobre el acceso a las redes; (vi) Ser un órgano de inspección; y (vii) Velar por la defensa de la competencia.

Se observa cómo en esta enumeración de funciones no aparecen competencias plenas sobre aspectos fundamentales como la fijación de precios y el otorgamiento de autorizaciones, funciones claves de todo ente regulador. En estos campos tan esenciales, su misión sigue siendo de colaboración, continuando la Administración como verdadero regulador.

II.4. LA NUEVA LEY DEL SECTOR ELÉCTRICO

La constatación de los problemas derivados del sistema implícito en la LOSEN junto al cambio de Gobierno producido en 1996 dieron lugar al desarrollo de una nueva estrategia respecto a la liberalización del sector, cuyos principios básicos se recogieron en el denominado *Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del sistema eléctrico nacional de 11 de diciembre de 1996*, negociado entre el Ministerio de Industria y Energía y las empresas eléctricas. Este Protocolo sería el antecedente de la Nueva Ley del Sector Eléctrico.

II.4.1. PRINCIPIOS Y OBJETIVOS DE LA LEY

El 1 de enero de 1998 entró en vigor la Nueva Ley 54/ 1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (LSE), que incorpora las previsiones contenidas en la Directiva 96/92/CE de 19 de diciembre. El propósito esencial de la misma es la liberalización del sector eléctrico, en el sentido de acotar de la forma más clara posible la actuación del Estado y segmentar verticalmente las actividades eléctricas, introduciéndose la competencia en aquellas actividades que no se consideran monopolio natural, es decir la generación y la comercialización, y continuando bajo regulación el transporte y la distribución. Se liberaliza, sin embargo, el acceso de terceros a las redes, de forma que ahora la propiedad de las redes no garantiza su uso exclusivo. La retribución del transporte y la distribución continuará siendo fijada administrativamente para evitar el abuso de las posiciones de dominio.

En su Exposición de Motivos, la Ley establece sus objetivos básicos: (i) Garantizar el suministro eléctrico; (ii) Garantizar la calidad; (iii) Garantizar que el suministro se realice al menor coste posible; y (iv) Proteger el medio ambiente. Además de estos

objetivos principales, la Ley pretende mejorar la eficiencia energética y reducir el consumo.

La diferencia fundamental de esta Ley con respecto a las anteriores es que se asienta en el convencimiento de que garantizar la consecución de esos objetivos no requiere de más intervención estatal que la que la propia regulación específica supone. No se considera necesario que el Estado se reserve para sí el ejercicio de ninguna de las actividades que integran el suministro eléctrico. Se abandona así la noción de servicio público, sustituyéndola por la expresa garantía del suministro a todos los consumidores. La explotación unificada del sistema eléctrico nacional deja de ser un servicio público desarrollado por una sociedad de mayoría pública y sus funciones son asumidas por dos sociedades mercantiles y privadas, responsables de la gestión económica y técnica del sistema, respectivamente. La filosofía de una optimización teórica da paso a una gestión económica basada en las decisiones de los agentes económicos en el marco de un mercado mayorista organizado de energía eléctrica, quedando la planificación estatal restringida a las instalaciones de transporte.

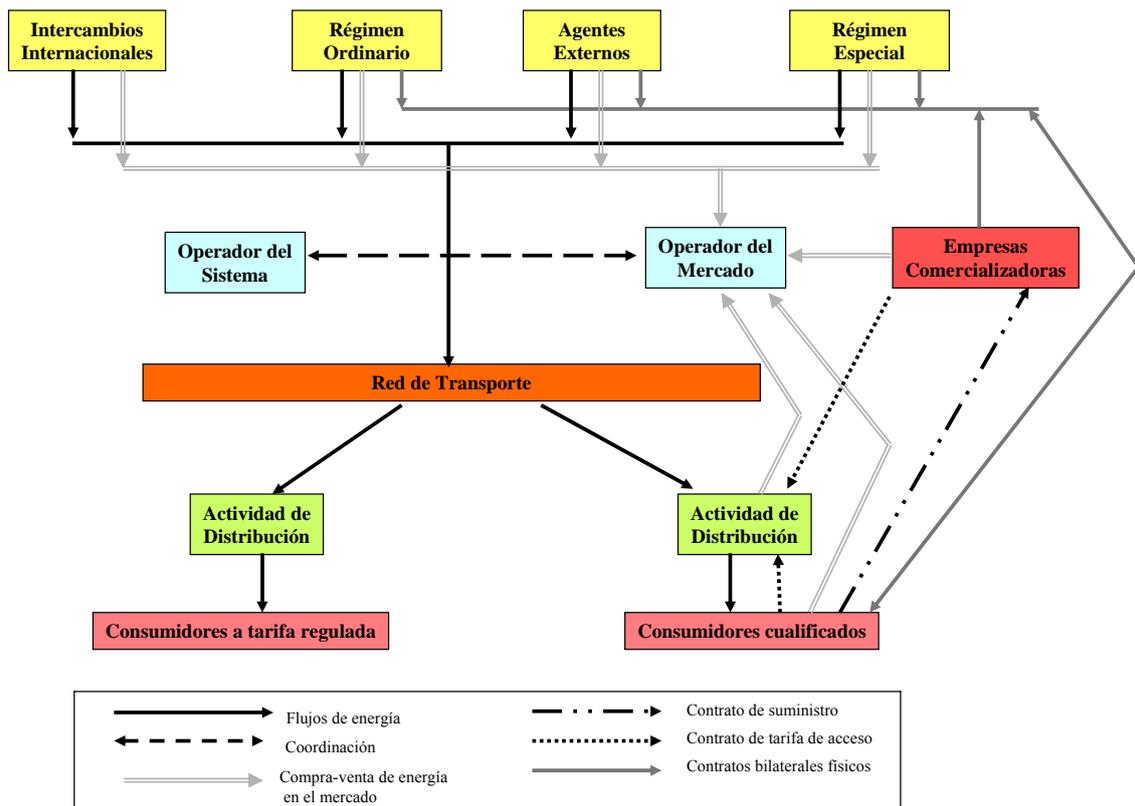
Asimismo, el artículo 14 de la LSE establece para las sociedades que desarrollen alguna actividad regulada la obligación de que su objeto social sea en exclusividad el desarrollo de las mismas, sin que puedan, por tanto, realizar actividades de producción o de comercialización. No obstante, en un grupo de sociedades podrán desarrollarse actividades incompatibles de acuerdo con la LSE, siempre que sean ejercitadas por sociedades diferentes. Además, se exige cierta separación contable obligatoria entre actividades reguladas. Incluso aquellas empresas que sólo actúen en segmentos no regulados de la industria deben separar las cuentas relacionadas con la comercialización, la generación y otras actividades distintas de la electricidad. Por lo tanto, se establece la separación jurídica y contable de las actividades, pero no la separación de su propiedad.

Todos estos cambios no se pusieron en marcha inmediatamente después de la promulgación de la LSE. Se planteó un proceso gradual de introducción a la competencia, con un periodo transitorio que permitiera adaptarse al nuevo marco regulatorio a las empresas eléctricas, a los consumidores, a los generadores en régimen especial, a los productores de carbón y al resto de instituciones, siendo los Costes de

Transición a la Competencia (CTC) uno de los principales mecanismos para conseguir esa gradualidad.

II.4.2. EL MERCADO DE LA ELECTRICIDAD BAJO LA LEY DEL SECTOR ELÉCTRICO

La LSE, en su artículo 9, especifica quiénes son los sujetos encargados de realizar las actividades destinadas al suministro eléctrico: (i) En generación, los productores de energía eléctrica, los autoprodutores y los importadores, (ii) En transporte, los transportistas; (iii) En distribución, los distribuidores; (iv) En venta a consumidores finales, los distribuidores y los comercializadores; y (v) En la gestión económica y técnica, el Operador del Mercado y el Operador del Sistema. Los elementos básicos del modelo eléctrico propuesto por la Ley quedan recogidos en la Figura II.2.



Fuente: CNE.

Figura II.2. Esquema del Sistema Eléctrico Español

A lo largo de este epígrafe se van a ir desgranando las características y funciones de cada uno de estos elementos, así como las relaciones entre ellos, con el propósito de formar al final del mismo una idea clara de cómo funciona este sistema y cuáles son los problemas que este modelo puede entrañar.

II.4.2.1. Consumidores y Tarifas

Una de las consecuencias más inmediatas de la implantación de la nueva LSE es que el mercado español de la electricidad queda dividido en dos tipos de consumidores: los que deciden seguir pagando la tarifa fijada por el Gobierno y los consumidores cualificados que ejercen su opción.

Mercados o consumidores a tarifa

Los consumidores a tarifa son aquellos consumidores que contratan la electricidad a la misma empresa que se la suministra físicamente, es decir, su distribuidora, a un precio fijado anualmente por el Gobierno, tal como se venía haciendo en el MLE. La tarifa eléctrica media o de referencia se sigue estableciendo como relación entre los costes previstos necesarios para retribuir las actividades destinadas a realizar el suministro de energía eléctrica y la previsión de la demanda. Estas tarifas seguirán siendo únicas en todo el territorio nacional y se aprobarán cada año por el Gobierno.

El Gobierno y las empresas eléctricas pactaron en el Protocolo de 1996 sucesivas reducciones de tarifas entre 1997 y 2001⁵⁹. Posteriormente, y hasta 2006, el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, regulaba la metodología de cálculo para fijar la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año, contemplando la determinación de la evolución de las tarifas, tanto de suministro como de acceso a las redes; incluyendo los costes correspondientes a cada una de ella; y estableciendo un límite claro: hasta el año 2010 la subida anual de la tarifa media nunca superaría el 1,4%, en consonancia con los objetivos macroeconómicos del Gobierno (artículo 8).

Además, en el cálculo de la tarifa, se fijarían unos criterios de revisión de las partidas de ingresos y costes que se vieran afectados en las previsiones de la tarifa de los

⁵⁹Concretamente del 3% en 1997, 2% en 1998 y 1% en 1999, 2000 y 2001.

dos años anteriores, derivadas de variaciones, dentro de unos márgenes, de aquellas variables que no dependieran de los operadores del sector. Estas variables serían: (i) La demanda; (ii) El tipo de interés; (iii) El coste del régimen especial; y (iv) El precio del gas natural. Las revisiones se realizarían anualmente, teniendo en cuenta que de las variaciones por revisiones no podría derivarse una variación adicional al alza de la tarifa media de más del 0,6%, o la que correspondiera a la baja⁶⁰.

Sin embargo, el Real Decreto 7/2006, de 23 de junio, determina que el Gobierno podrá fijar los límites máximos anuales al incremento a la tarifa así como los costes a considerar. Por tanto, se eliminan las restricciones impuestas anteriormente al crecimiento de la tarifa media, a la aplicación de los desvíos de años anteriores y al crecimiento individual de cada tarifa integral y de acceso⁶¹.

Los costes previstos para retribuir las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica a considerar en el cálculo de la tarifa eléctrica media o de referencia incluyen:

- 1) *Costes de producción.* Se calculan distinguiendo entre la electricidad aportada por las instalaciones del régimen ordinario y las del régimen especial⁶²:
 - a) El coste de la energía del régimen ordinario se obtiene multiplicando el precio medio previsto para el mercado de producción por la previsión de la cantidad de electricidad generada. El Real Decreto 1432/2002 divide estas instalaciones en dos grupos: las que se encontraban en funcionamiento antes del 31 de diciembre de 1997, pertenecientes a sociedades con derecho a cobro de CTC, y las que se han incorporado al sistema después de esa fecha. Para la energía generada por las primeras se fija un precio medio de de 3,6061 cent€/kWh mientras existan CTC pendientes de recuperar. Para las segundas se establece que el precio medio se estimará teniendo en cuenta las mejores previsiones del precio del gas.

⁶⁰ La variación de la tarifa eléctrica media o de referencia se distribuirían entre las diferentes tarifas, así como entre las tarifas de acceso. La variación de cada una de las tarifas no podría ser superior a la variación de la tarifa media o de referencia más un 0,6%.

⁶¹ Además, se desvinculan las primas y el precio de la energía de las instalaciones de generación en régimen especial de las revisiones de la tarifa media.

⁶² También se incluye el coste de la electricidad importada, el de la energía eléctrica producida en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares y el coste de las exportaciones, éste último con signo negativo.

- b) El coste de la energía del régimen especial se calcula separando la cantidad que se prevé va a ser colocada en el mercado mayorista de electricidad de la que se pronostica que se va a vender directamente a los distribuidores⁶³. La primera se valora añadiendo al precio medio previsto para dicho mercado (calculado como se ha descrito anteriormente) el importe de las primas que cobran los propietarios de las centrales. Para la segunda, se multiplica el precio medio al que los distribuidores compran a estos productores la energía durante los doce meses anteriores por la variación media de las tarifas.
- 2) *Coste de transporte, distribución y comercialización*, de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 2819/1998.
- 3) *Costes permanentes del sistema*, que incluyen: a) Los costes reconocidos a la Comisión Nacional de Energía; b) La retribución del Operador del Mercado y del Operador del Sistema; c) Compensaciones del sobrecoste extrapeninsular e insular y d) Costes de Transición a la Competencia⁶⁴.
- 4) *Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento*, que hacen referencia a los siguientes conceptos: a) moratoria nuclear; b) segunda parte del ciclo del combustible nuclear; c) compensaciones a distribuidores no sujetos al MLE; d) primas del régimen especial; e) stock estratégico de combustible nuclear; y f) coste de pequeños distribuidores por suministros a tarifa y por adquisiciones al régimen especial.

Los costes permanentes del sistema y de diversificación y seguridad de abastecimiento, excepto los CTC y las primas del régimen especial, son considerados como cuotas con destinos específicos. La cuantía de estas cuotas se establecerá en la disposición que apruebe la tarifa para el año correspondiente, distinguiendo entre cuotas aplicables a suministros a tarifas y a consumidores o comercializadores cualificados.

El Real Decreto 1432/2002 se aplicó por primera vez en 2003 y, además de las modificaciones descritas anteriormente, aprobó un procedimiento que permite el cobro de las cantidades aportadas para la financiación del llamado *déficit tarifario*, que no es

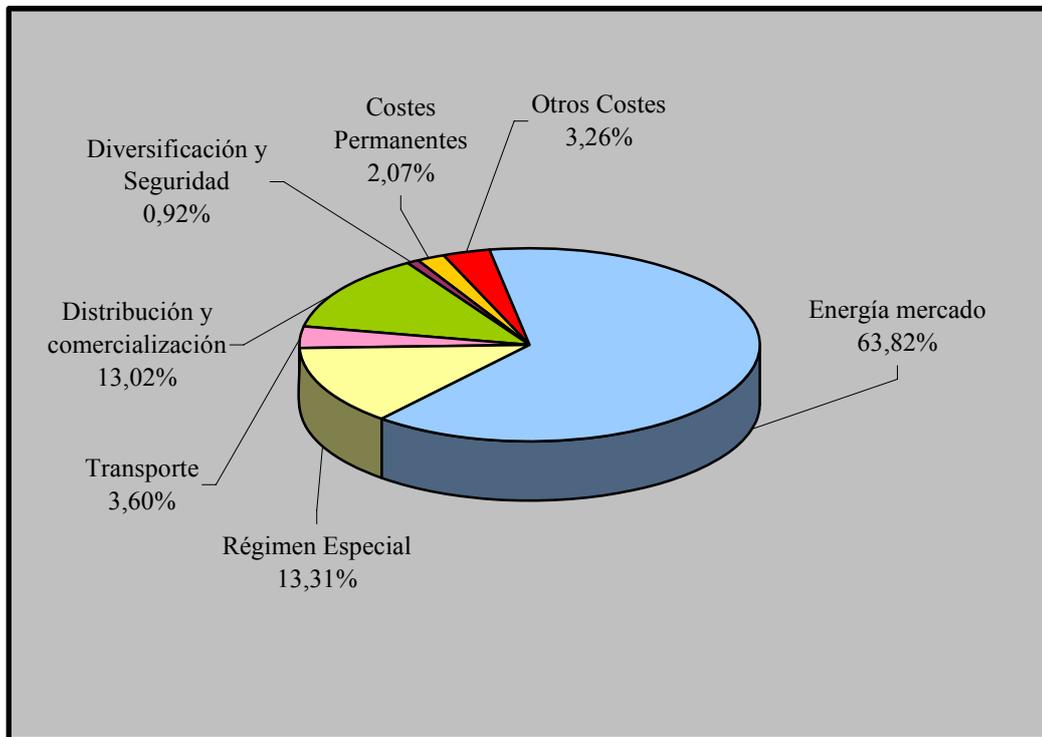
⁶³ Las centrales pertenecientes al régimen especial sólo están obligadas a participar en el mercado si su potencia instalada supera los 50 MW. Las demás pueden acudir a los distribuidores para que les compren toda su energía a una tarifa fijada anualmente por el gobierno. En 2002 se les autorizó a vender directamente su producción a los comercializadores y se diseñó un sistema de incentivos para inducirles a participar en el mercado mayorista.

⁶⁴ Hasta 2006, año en que desaparecen.

más que el desajuste entre los ingresos obtenidos mediante la tarifa y los costes reconocidos que deben ser sufragados por ella. Estas diferencias se han producido en los años 2000-2002, 2005, 2006 y, previsiblemente, en 2007 (ver más adelante); asimilándose, a efectos de su cobro, a un ingreso de las actividades reguladas⁶⁵.

En el Gráfico II.4 se recoge la liquidación de la tarifa correspondiente a 2006. En ella se observa que el mayor porcentaje de los ingresos va destinado a remunerar la energía adquirida en el mercado mayorista (64%). Los costes por la energía adquirida al régimen especial (13%) y los derivados de las actividades de distribución y comercialización (13%) son las otras dos partidas más significativas.

Gráfico II.4. Retribución del sector eléctrico vía tarifa (2006)



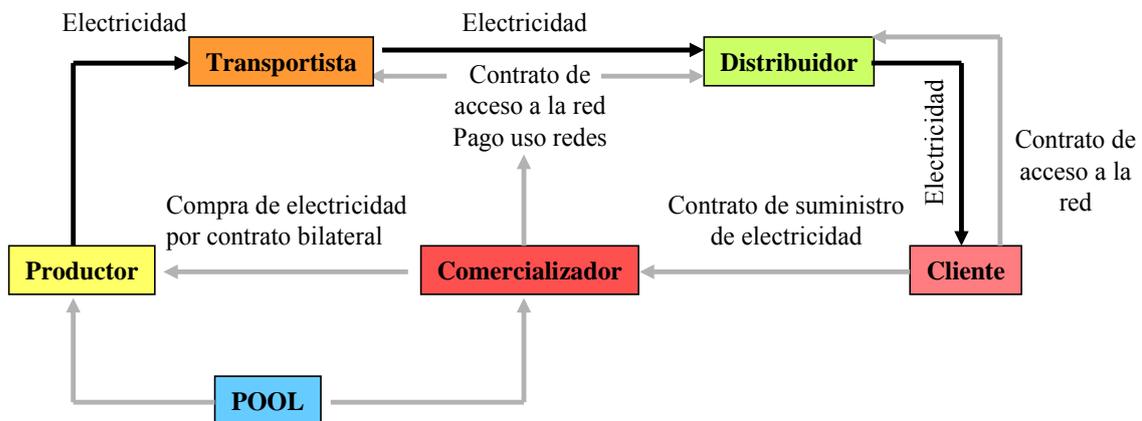
Fuente: CNE.

Mercados o consumidores cualificados

Los consumidores cualificados son aquellos consumidores que pueden contratar en el mercado de producción de energía eléctrica la totalidad de su suministro o aquella

⁶⁵ Asimismo, a partir del año 2003 se incluirán en la tarifa los costes correspondientes a las revisiones derivadas de los costes de generación extrapeninsular.

parte del mismo que no tuvieran cubierto por su contrato de suministro a tarifa. Estos contratos se pueden realizar directamente o a través de un comercializador. En el segundo caso, el consumidor cualificado paga a la empresa comercializadora por el suministro de electricidad un precio libremente pactado entre ambas partes. Por su parte, el comercializador pagará, por un lado, a los productores la energía adquirida en el mercado mayorista o mediante contrato bilateral, y por otro, a los distribuidores, a quienes deberá satisfacer la oportuna tarifa de acceso (precios regulados) por el uso de las redes⁶⁶, tal como muestra la Figura II.3.



Fuente: CNE.

Figura II.3. El mercado liberalizado

De este modo, la factura pagada por el consumidor en el mercado libre incluye dos tipos de precios: por una parte precios regulados, establecidos por el Gobierno, y, por otra, precios liberalizados.

Las tarifas de acceso son precios regulados por el Ministerio y que se aplicarán: (i) A los consumidores cualificados que ejerzan esta condición; (ii) A los comercializadores; (iii) A los distribuidores de la disposición transitoria undécima de la LSE por la energía que adquieran ejerciendo su condición de cualificados y destinada a la venta a sus clientes a tarifa, cuando sea necesario acceder a través de las redes de

⁶⁶ El consumidor también tiene la opción de contratar la energía consumida con la empresa comercializadora, a un precio libremente pactado, y contratar directamente el acceso a las redes con la empresa distribuidora. En este caso, el consumidor pagará la oportuna tarifa de acceso al distribuidor. En cualquier caso, lo gestione el comercializador o el propio consumidor, el consumidor siempre es el titular del contrato de acceso a las redes del distribuidor.

otros distribuidores; (iv) A los autoprodutores; y (v) A los agentes externos y a otros sujetos para las exportaciones de energía eléctrica que realicen⁶⁷.

El diseño de estas tarifas pretende cubrir los siguientes costes: 1) costes de transporte de energía eléctrica; 2) costes de distribución de energía eléctrica; 3) costes de gestión comercial reconocidos a los distribuidores por atender suministros de consumidores cualificados; y 4) costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y costes permanentes en la proporción que corresponda a cada agente cualificado. Los peajes incluirán además como costes otros ingresos o pagos resultantes de los transportes intracomunitarios o de las conexiones internacionales, incluidos los derivados del mecanismo de gestión de restricciones establecidas en la normativa vigente. Estas tarifas se diferencian por niveles de tensión en tarifas de baja y alta tensión, componiéndose de un término de facturación de potencia y un término de facturación de energía. La suma de ambos constituye un precio máximo.

La primera regulación de tarifas de acceso que recoge una estructura acorde con el nuevo sistema liberalizado es el Real Decreto 2820/1998, aplicable a todos los clientes de alta tensión⁶⁸, que mostraba precios diferenciados por niveles de tensión y periodo horario en que se produjera el consumo. Posteriormente, El Real Decreto 1164/2001⁶⁹, de 26 de octubre, establece ya las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución⁷⁰.

Proceso de Elegibilidad

Un hecho importante en la configuración de estos dos mercados, el de tarifa y el liberalizado, es la promulgación del Real Decreto Ley 6/2000, concretamente de su artículo 19, por el que se establece la completa liberalización del suministro de energía eléctrica a partir del 1 de enero de 2003. Es decir, que a partir de esa fecha todos los

⁶⁷No se aplicarán tarifas de acceso a los tránsitos internacionales de energía eléctrica que se realicen a través del sistema eléctrico nacional y que tengan su origen y destino en países miembros de la UE.

⁶⁸ Excepto para los acogidos a la tarifa de acceso D, para pequeños distribuidores.

⁶⁹ La única modificación introducida en la estructura de tarifas de acceso del Real Decreto 2820/1998 anterior a este Real Decreto 1164/2001 fue la correspondiente al artículo 22 del Real Decreto Ley 6/2000.

⁷⁰ Para la baja tensión establece dos tipos de tarifas: una con discriminación de dos periodos y otra con tres periodos horarios; para la media tensión una tarifa con tres periodos horarios; para la alta tensión, tres tarifas con seis periodos horarios; y una tarifa para conexiones internacionales.

consumidores son considerados como cualificados. Se completa así el proceso de elegibilidad iniciado en 1998, desarrollado de forma gradual, tal y como muestra la Tabla II.3. En ella se observa la evolución de los consumos exigidos para adquirir la condición de cliente cualificado durante este periodo y cómo la apertura del mercado se inició para los grandes consumidores, alcanzando finalmente a todos los consumidores peninsulares.

Tabla II.3. El proceso de elegibilidad en el mercado de eléctrico español

Marco jurídico	Fecha de efecto	Niveles de consumo	Apertura de Mercado
Ley 54/1997	01/01/1998	Superior a 15 GWh	26% 700 suministros
RD 2820/1998	01/01/1999	Superior a 5 GWh	33.4% 2.300 suministros
	01/04/1999	Superior a 3 GWh	37% 3.800 suministros
	01/07/1999	Superior a 2 GWh	39.6% 5.600 suministros
	01/10/1999	Superior a 1 GWh	43.4% 10.000 suministros
RD-L 6/1999	01/07/2000	Tensión se suministro superior a 1000 I	52.3% 65.000 suministros
RD-L 6/2000	01/01/2003	Todos los consumidores	100% 21.500.000 suministros

Fuente: CNE.

II.4.2.2. EL Mercado Mayorista de Generación

Agentes del mercado

La LSE, en su artículo 11, describe cómo se organizará el mercado de generación: “la producción de energía eléctrica se desarrolla en un régimen de libre competencia basado en un sistema de ofertas de energía eléctrica realizadas por los productores y un sistema de demandas formulado por los consumidores que ostentan la condición de cualificados, los distribuidores y los comercializadores que se determinen reglamentariamente”. A este sistema *pool* se le denomina “mercado mayorista

organizado”, y su funcionamiento está en la línea de los E&W Pool de Inglaterra y Gales, del NoordPool de los países nórdicos o del Californian Power Exchange.

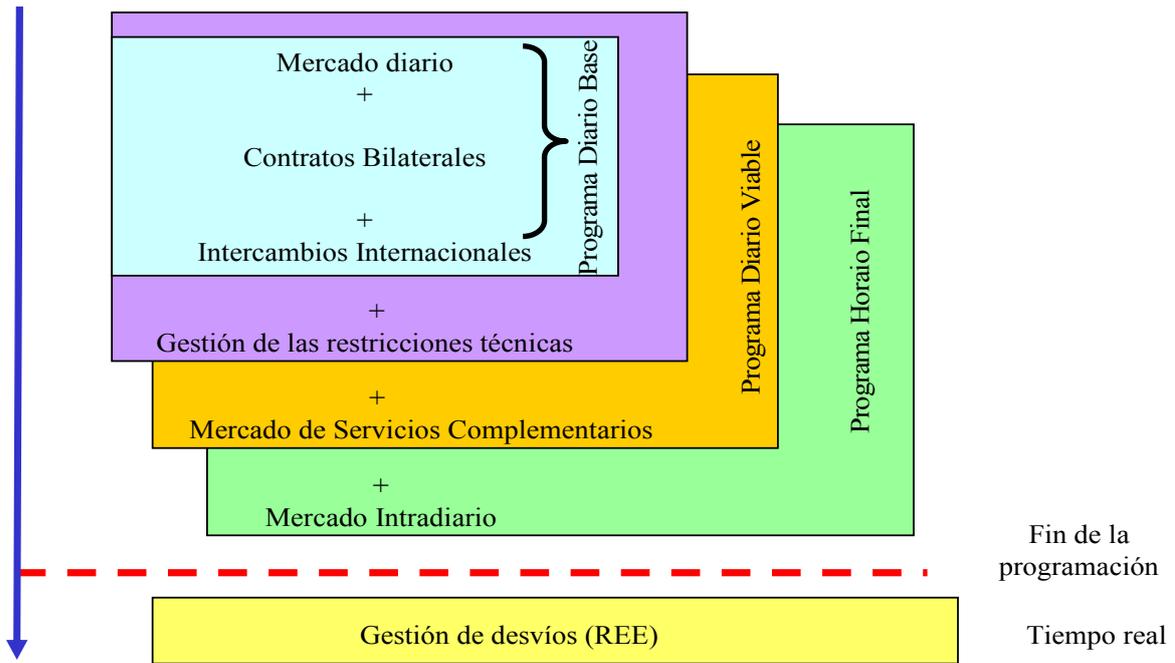
Además de los agentes anteriormente mencionados, en el mercado mayorista actúan otros dos sujetos: El Operador del Mercado y el Operador del Sistema, sociedades mercantiles que intervienen en las transacciones económicas del mercado pero ni compran ni venden electricidad. El Operador del Mercado es la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A. (OMEL), encargada de organizar el mercado mayorista, esto es, de realizar el ajuste entre la oferta y la demanda de energía eléctrica, ocupándose, por tanto, de la gestión económica del sistema. El Operador del Sistema es el encargado de la operación técnica del sistema, garantizando la continuidad y la seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte. Esta función es asumida por Red Eléctrica de España, S.A (REE).

Funcionamiento del mercado mayorista

El mercado mayorista se organiza en varias fases que se denominan mercado diario, solución de restricciones técnicas, servicios complementarios, mercado intradiario y procedimiento de gestión de desvíos (Figura II.4)⁷¹.

En el mercado diario, el día anterior al de generación, cada agente generador debe haber realizado sus ofertas de venta en precio y cantidad para cada periodo horario y unidad de generación. Las ofertas especifican el precio mínimo al cual los agentes están dispuestos a vender las cantidades ofertadas, pudiendo incluir, de forma creciente, hasta un total de 25 pares de precios y cantidades. La agregación y ordenación según precios marginales crecientes de todas las ofertas configura la curva de oferta agregada del sistema. A su vez, los demandantes de energía eléctrica presentan sus demandas de compra con expresión de un precio y una cantidad de energía. En este caso, las demandas, de forma decreciente, especifican el precio máximo al cual los agentes están dispuestos a adquirir las cantidades demandas. La agregación de estas demandas forma la curva de demanda agregada del sistema.

⁷¹ La exposición del funcionamiento del mercado está basada en la información suministrada por la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A. www.omel.es. Para una información más detallada se puede consultar el RD 2019/97 y las Órdenes de 29 de diciembre de 1997, de 14 de agosto de 1998 y de 17 de diciembre de 1998.



Fuente: Rodríguez Romero (2000) "Regulación, Estructura y Competencia en el Sector Eléctrico", *Economistas*, Enero, 121-156.

Figura II.4. El mercado mayorista de electricidad

Con esta información, OMEL, cada hora, realiza la casación de la oferta y la demanda. De esta casación se obtiene el precio en cada periodo horario, denominado precio marginal del sistema por ser igual al precio del último tramo de la oferta de la última unidad de producción necesaria para atender total o parcialmente la demanda total, es decir, de la central más cara programada para cubrir la demanda. Hasta marzo de 2006 todas las ofertas casadas han sido remuneradas al precio marginal del sistema, precio también pagado por las demandas casadas. Este tipo de subasta se denomina "subasta de precios uniformes" porque todas las unidades casadas reciben (del lado de la oferta) y pagan (del lado de la demanda) un precio uniforme, el que corresponde a la oferta marginal, independientemente de los precios que cada una de ellas haya ofertado.

A este mercado diario OMEL incorpora también la producción de las unidades en régimen especial que no hayan sido ofertadas en el mercado. Además, los productores y los consumidores cualificados pueden celebrar contratos bilaterales físicos, que se integran en el mercado de producción una vez finalizado el mercado diario. Todas estas transacciones, junto a los contratos internacionales suscritos por REE, dan lugar al llamado Programa Diario Base de Funcionamiento.

Una vez celebrada la sesión del mercado diario, REE realiza una evaluación de la viabilidad técnica del programa de funcionamiento de las unidades de producción para garantizar la seguridad y fiabilidad del suministro en la red de transporte. Solventadas las restricciones técnicas^{72,73}, el Operador del Sistema, mediante un sistema de subastas, pasa a asignar los servicios complementarios que las centrales pueden ofrecer en el mercado diario. Se obtiene así el denominado Programa Diario Viable.

Posteriormente, entra en funcionamiento el mercado intradiario, mercado de ajustes estructurado en seis sesiones con distintos horizontes de programación que permite a los agentes ajustar sus posiciones de compra o venta sobre el programa resultante de los mercados y procesos anteriores. Las normas que rigen el funcionamiento del mercado intradiario son similares a las del mercado diario. Después de cada sesión del intradiario se publica un Programa Horario Final.

Finalmente, se pasa a la gestión en tiempo real, realizada por REE: ante desvíos casi instantáneos de demanda o de generación, el Operador del Sistema hace los ajustes necesarios, corriendo éstos a cargo del sujeto que ha provocado los desvíos.

Al resultado de todas las anteriores transacciones se agrega, entre otros, el coste por garantía de potencia, prima fijada administrativamente para mantener una reserva de capacidad de generación siempre disponible e incentivar la inversión en activos de generación. Los pagos que realizan los consumidores por este concepto forman un fondo que se reparte entre las centrales en función de sus horas de disponibilidad (siempre que superen un valor mínimo). La cuantía de la garantía de potencia ha estado

⁷² Las restricciones técnicas hacen referencia a la falta de energía eléctrica generada en una zona para cubrir su demanda. En estos casos, para satisfacer la demanda de energía de una zona concreta, se ha de poner en producción una central de generación determinada, generalmente la más cercana a la zona afectada por el déficit energético, por lo que el precio de esa energía no se genera por el sistema establecido en el mercado mayorista.

⁷³ Hasta la entrada en vigor del Real Decreto 2351/2004, en mayo de 2005, si se detectaba alguna restricción técnica, un procedimiento conjunto del Operador del Sistema y del Operador del Mercado determinaba las unidades de producción y ofertas de compraventa existentes que debían agregarse o eliminarse del programa base, siguiendo un orden de preferencia económica basado en las ofertas del mercado diario. Esto provocaba distorsiones en el comportamiento de la oferta y generaba un tratamiento asimétrico en la resolución de las restricciones entre las unidades participantes del mercado diario y las sujetas a contratos bilaterales físicos. En la actualidad, tanto las unidades de producción que tienen que ser retiradas como las que pueden ser acopladas presentan nuevas ofertas que REE utiliza para solventar las restricciones al menor coste. El sobrecoste derivado del proceso de resolución de restricciones técnicas se reparte entre la energía medida a los consumidores peninsulares.

sujeta a un gran número de modificaciones⁷⁴, pero su filosofía no ha variado. De este modo, se obtiene el precio final de la electricidad.

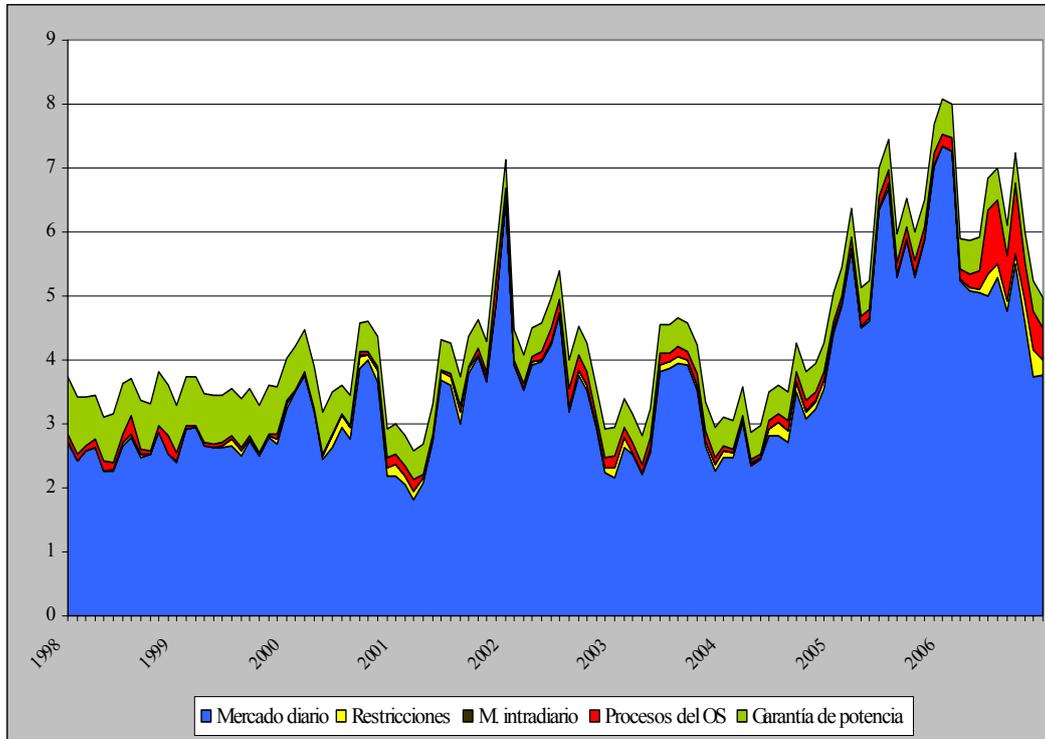
En el funcionamiento de este mercado mayorista hay que señalar que el Real Decreto 3/2006, de 24 de febrero, modifica el mecanismo de remuneración y pago de las ofertas casadas en el mercado diario y en los mercados intradiarios, aunque tiene carácter provisional hasta que se permita a las distribuidoras entablar contratos bilaterales físicos. Desde marzo de 2006, tras realizar la casación, el Operador del Mercado asimila a contratos bilaterales físicos la energía casada que sea producida y adquirida por sujetos del mismo grupo empresarial. En particular, esta medida sólo afecta a la generación de las instalaciones en régimen ordinario y a las compras de las empresas distribuidoras, quedando excluidas las ventas del régimen especial y las compras de los comercializadores. A efectos de la liquidación de las actividades reguladas, el precio provisional se ha fijado en 42,36 euros/MWh, de modo que el precio marginal del sistema únicamente determina la remuneración o pago de la diferencia entre la totalidad de las ofertas casadas y las asimiladas a contrato bilateral físico.

Durante los primeros años de funcionamiento del mercado, los precios del *pool* han oscilado entorno a los 3,6 c€/kWh, es decir, en torno al tope impuesto por el Gobierno para cobrar los CTC (Gráfico II.5.). A partir de 2000, los precios han sufrido oscilaciones más acusadas, llegando a superar los 7 c€/kWh en los últimos meses de 2001 y los primeros de 2002. Las causas de estos incrementos han sido diversas: la incertidumbre sobre los CTC y su posible prohibición por parte de la Comisión Europea (ver más adelante); los estrechos márgenes de capacidad debidos al vertiginoso crecimiento de la demanda y la falta de nuevas inversiones; o la consecución de inviernos muy fríos y secos. (Crampes y Fabra, 2005). Desde 2002 en adelante, las nuevas inversiones en capacidad contribuyeron a moderar los precios; sin embargo, a

⁷⁴ El volumen total de los pagos por este concepto ha pasado de un valor inicial en 1998 de 7,8 €/MWh de demanda anual en barras de central de los clientes finales nacionales, a 6,9 €/MWh después y a 4,8€/MWh a partir del año 2000. Finalmente, la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre sustituye el mecanismo de garantía de potencia por los “pagos por capacidad” definidos en el artículo 16 de la Ley 54/1997 (modificado por la Ley 17/2007, de 4 de julio). Para ello se establecen, de forma coordinada entre los dos sistemas ibéricos, las condiciones de prestación del servicio de capacidad de potencia a medio y largo plazo ofrecido por las instalaciones de generación, los requisitos para participar como proveedor del servicio, así como el régimen retributivo de pagos.

partir de 2004, la presión de la demanda y el incremento del precio de los combustibles han provocado un apreciable aumento de los precios (Vives, 2006).

Gráfico II.5. Componentes del precio final de la electricidad (c€/Kwh)



Fuente: OMEL y CNE.

II.4.3. LAS ACTIVIDADES REGULADAS: TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

El transporte tiene carácter de actividad regulada en la nueva Ley, llevándose a cabo por sociedades mercantiles que tengan como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas. Los transportistas tienen la función de transportar energía eléctrica, así como construir, mantener y maniobrar las instalaciones de transporte. La LSE considera a esta actividad como monopolio natural, aunque las instalaciones para su desarrollo no están sujetas a concesiones de ningún tipo, requiriendo únicamente autorización administrativa. No obstante, la red de transporte se opera mediante un “gestor de la red de transporte”, que en la actualidad es la empresa Red Eléctrica de España, siendo la encargada de su gestión técnica, así como de garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte⁷⁵.

⁷⁵ El Real Decreto 1555/2000 de 1 de diciembre regula y define la actividad de transporte, los elementos constitutivos de la red y la autorización y acceso de nuevas instalaciones, así como, y sobre todo, las

Los propietarios de las instalaciones de transporte están obligados a facilitar el uso de las mismas en condiciones no discriminatorias. El gestor de la red es el único que puede denegar el acceso, pudiendo hacerlo solo cuando justifique que no existe suficiente capacidad para atender las necesidades de los usuarios. Los peajes que han de pagar quienes utilizan la red de transporte son fijados anualmente por el Gobierno, que establece unas tarifas de acceso únicas para todo el país.

La retribución que perciben las compañías de transporte también la fija anualmente el Gobierno, y se establece, esencialmente, atendiendo a los costes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones. El Real Decreto 2819/1998 de 23 de diciembre describe las fórmulas de cálculo de la retribución anual reconocida a la actividad de transporte, distinguiendo los costes de las instalaciones que han entrado en servicio antes de 1998 de los de las instalaciones que lo han hecho posteriormente.

Por su parte, la base retributiva de la actividad de distribución se determinará teniendo en cuenta los siguientes elementos: (i) costes de inversión; (ii) costes de operación y mantenimiento de las instalaciones; (iii) energía circulada en los diferentes niveles de tensión; (iv) costes de gestión comercial; (v) incentivos para la calidad del suministro y reducción de pérdidas; y (vi) gestión de la demanda. En función de estos parámetros se establece la retribución global para el conjunto de distribuidores. Esta retribución se actualiza anualmente teniendo en cuenta las previsiones del IPC, descontado un requerimiento de mejora de productividad y de incremento de la demanda.

En el Capítulo V se efectuará un análisis más detallado del régimen económico de la distribución durante la etapa de la LSE, cuando sea estudiado el comportamiento del regulador a la hora de diseñar el régimen económico de esta actividad.

II.4.4. LA LIQUIDACIÓN DE TARIFAS.

La LSE establece las normas para el cobro y la liquidación de las tarifas y precios de acceso de la energía eléctrica: las tarifas eléctricas serán cobradas por las empresas

funciones de Red Eléctrica. Por su parte, la titularidad de Red Eléctrica de España está regulada en el artículo 34 de la LSE y por la Ley 53/2000.

distribuidoras a través de la venta de energía a los consumidores a tarifa y los consumidores cualificados deberán abonar, además de los costes derivados de las actividades necesarias para el suministro de energía eléctrica, los costes permanentes del sistema y los costes de la diversificación y seguridad de abastecimiento en la proporción que les corresponda. Asimismo, establece que las liquidaciones del sistema eléctrico serán realizadas por la Comisión Nacional de Energía y que el Gobierno establecerá reglamentariamente el procedimiento de reparto de los fondos ingresados por los distribuidores y comercializadores entre quienes realicen las actividades incluidas en el sistema. Posteriormente, esta norma fue desarrollada por el Real Decreto 2017/1997 de 26 de diciembre.

Se considerarán como costes e ingresos liquidables los siguientes:

- a) Los ingresos que se obtengan de aplicar las tarifas y peajes vigentes a los suministros y accesos a las redes de transporte o distribución.
- b) Los ingresos por acometidas, verificaciones, enganches y alquileres de contadores y otros equipos de medida.
- c) La retribución de la actividad de transporte.
- d) La retribución de la actividad de distribución. Esta retribución incluirá la retribución de la comercialización abonada por los consumidores a tarifa y los costes de gestión comercial reconocidos a los distribuidores por atender a suministros de consumidores cualificados que ejerzan su opción y estén conectados a sus redes⁷⁶.
- e) El coste que supone la adquisición en el mercado de la energía necesaria para atender los suministros a tarifa. Se considerará como coste reconocido a cada distribuidor el resultado de multiplicar el precio medio ponderado de la energía adquirida durante el periodo de liquidación por la energía distribuida por dicho distribuidor más las pérdidas estándar que se establezcan para ese año.
- f) El coste correspondiente a la potencia y energía adquirida a las instalaciones de producción que siguieran acogidas al régimen económico del Real Decreto 2366/1994, es decir, al régimen especial.

⁷⁶Modificación introducida por el RD 1432/2002 de 27 de diciembre.

- g) Otros ingresos o pagos resultantes de los transportes intracomunitarios o las conexiones internacionales, incluidos los derivados del mecanismo de gestión de restricciones establecidos en la normativa vigente⁷⁷.

Además de estos conceptos, se incluirán en el proceso de liquidación los costes definidos como cuotas con destinos específicos. El importe a liquidar a cada transportista o distribuidor i se calculará entonces como:

$$L_i = I_i - CP_i - CE_i - CRE_i$$

donde L_i es el importe a liquidar por la empresa i ; I_i son los ingresos liquidables⁷⁸; CP_i es el coste imputado a i por los pagos a cuenta de peajes; CE_i es el coste imputado a i por las adquisiciones de energía en el mercado de energía; CRE_i es el coste imputado a la empresa i por las adquisiciones de energía hechas al régimen especial⁷⁹. El importe a liquidar cumplirá la siguiente condición:

$$\Sigma L_i = \Sigma CTC_i + \Sigma Tr'_i + \Sigma D'_i$$

donde CTC_i es el importe a liquidar por la empresa i correspondiente a la retribución por transición a la competencia proveniente de los suministros a tarifa; Tr'_i es el importe a liquidar por la empresa i correspondiente a la actividad del transporte; y D'_i es el importe a liquidar por la empresa i correspondiente a la actividad de distribución⁸⁰.

⁷⁷ Introducido por el RD 1432/2002 de 27 de diciembre.

⁷⁸ El ingreso liquidable se obtendrá por la suma de los ingresos netos por venta de energía eléctrica suministrada a tarifa, los facturados por peajes o tarifa de acceso y los establecidos por acometidas, enganches, verificaciones y alquileres de contadores y otros equipos de medida. Estos ingresos netos resultan de deducir a la facturación bruta de energía eléctrica suministrada a tarifa los importes que resultan de la aplicación de las cuotas con destinos específicos. A efectos de liquidación se considerarán como ingresos procedentes de la facturación a los consumidores a tarifa aquellos que resulten de aplicar las tarifas máximas autorizadas por el Ministerio.

⁷⁹ Se incluyen además las primas que se establezcan por las cuantías satisfechas en el período para el que se determinan las liquidaciones.

⁸⁰ Con $Tr'_i = k_i \cdot \Sigma Tr_{it}$; $k_i = L_i / \Sigma L_i$; Tr_{it} : retribución del transporte de la empresa i para el periodo de liquidación t ; $D'_i = k_i \cdot \Sigma D_{it}$; $k_i = L_i / \Sigma L_i$; y D_{it} : retribución de la distribución de la empresa i para el periodo de liquidación t .

II.4.5. LOS COSTES DE TRANSICIÓN A LA COMPETENCIA Y EL DÉFICIT TARIFARIO

Costes de Transición a la Competencia

Hasta la aprobación del Real Decreto 7/2006, de 23 de junio, ha estado vigente el mecanismo de cobro de los denominados “Costes de Transición a la Competencia” (CTC), que la LSE justificaba por la posibilidad de que los ingresos de las empresas en el mercado de producción fueran inferiores a los ingresos garantizados bajo el marco regulador vigente hasta 1997, es decir, por el MLE. El valor de los CTC recibidos cada año por la industria se calculaba como la diferencia entre los ingresos declarados por el conjunto de los distribuidores por sus ventas a tarifa y los costes de las actividades reguladas, incluyendo, entre otros conceptos, los costes incurridos por los distribuidores en sus compras en el mercado mayorista de generación, tal como se ha mostrado en el apartado anterior⁸¹. Al final de cada año, el saldo pendiente de cobro de cada una de las empresas se minoraba por una cuantía igual al exceso de ingresos generado por percibir en el mercado mayorista un precio medio superior a 3,606 c€/kWh⁸².

Durante el año 1999 el sistema de cobro de los CTC fue modificado: un 20% se seguiría calculando por diferencias y un del 64% se garantizaba mediante un 4,5% de recargo en la tarifa. Al 16% restante renunciarían las empresas a cambio la concesión de autorización para ceder sus derechos de cobro a terceros. No obstante, la Comisión Europea prohibió esta medida, por lo que en 2001 el sistema de cálculo de los CTC volvió a su diseño inicial⁸³ aunque se mantuvo la “quita” del 16%. El reparto del monto entre las empresas eléctricas se realizaba de acuerdo a unos porcentajes que habían de ajustarse cada año por el dispar cambio en los saldos de CTC de las empresas: las diferencias en sus *mix* tecnológicos hacían que los precios medios percibidos en el mercado mayorista difirieran.

⁸¹ La cifra global de estos cobros no podría superar los 1.988.561 millones de pesetas (11.951 millones de euros), incluyéndose las ayudas necesarias para garantizar el consumo de carbón nacional, cuya utilización no sería eficiente de otro modo.

⁸² Disposición Transitoria Sexta de la Ley.

⁸³ Real Decreto 2/2001 de 2 de febrero y Ley 9/2001.

La supresión de los CTC ha sido justificada por la distorsión que generaban en las ofertas al mercado, la obsolescencia de las hipótesis de su cálculo y la recuperación de los costes hundidos de las instalaciones.

El déficit tarifario

A la hora de calcular las tarifas, la retribución de las actividades reguladas es fácilmente predecible, sin embargo el precio de las adquisiciones de energía (y los CTC asociados a él) pueden variar sustancialmente y son de difícil previsión. Hay que tener en cuenta, además, que el porcentaje sobre el importe de la tarifa que suponen estas compras de energía es muy sustancial, como se ha visto en el apartado II.2.1. Por lo tanto, los errores en las previsiones de este concepto repercuten significativamente en los ingresos recaudados.

En los años 2000-2002 la suma del coste de la energía adquirida por los distribuidores más los CTC resultó ser superior a la contemplada en el cálculo de las tarifas, produciéndose un déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas. Para el conjunto del trienio, este déficit ascendió a más de 1.500 millones de euros. En 2005 y en 2006 se volvió a incurrir en errores de previsión, resurgiendo de nuevo el déficit. Concretamente el de 2005 se cifra en 3.800 millones de euros y el de 2006 en 2.213 millones. Para 2007 se prevé llegar a un déficit de 694 millones de euros, barajándose la cifra de 4.750 millones para 2008⁸⁴.

El problema del déficit tarifario se ha venido resolviendo mediante dos mecanismos. En primer lugar, los consumidores, además de pagar la electricidad que consumen en cada momento, pagan y pagarán en las tarifas un suplemento correspondiente a los déficit pasados: por ejemplo, el déficit tarifario del trienio 2000-2002 terminará de pagarse en

⁸⁴ Las cifras de los déficit incurridos a partir de 2006 se han visto minoradas en virtud del Real Decreto 3/2006, que establece que la internalización del valor de los derechos de emisión de CO₂ en la formación de los precios del mercado mayorista hace aconsejable la minoración del coste de producción por su importe equivalente, ofreciendo la posibilidad de descontar los derechos de emisión al determinar la cuantía del déficit de 2006. Posteriores órdenes han ampliado esta medida para los años siguientes. Asimismo, el Real Decreto 117/2007 de 7 de diciembre establece la minoración de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica como consecuencia del mayor ingreso obtenido por la incorporación a los precios del valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente a esta actividad por la aplicación del Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero 2008-2012.

2010⁸⁵; el de 2005 en 2020⁸⁶; y así sucesivamente. En segundo lugar, a través de los CTC. Hay que tener en cuenta que el déficit proviene de la actividad de generación, aunque sean los distribuidores quienes lo soporten al comprar la energía y venderla en el mercado. Las distribuidoras eléctricas han recibido desde el primer momento el déficit tarifario, al estar las generadoras obligadas a financiarlas. El déficit financiado por cada empresa generadora se sumaba al saldo pendiente de CTC, haciéndose éstas cargo del déficit con los ingresos del mercado que superaran los 3,606 c€/Kwh o con CTC ya cobrados⁸⁷. A partir de octubre de 2003⁸⁸, las compañías han titulizado el importe del déficit, de modo que las entidades bancarias han financiado a las generadoras, adelantándoles los numerosos pagos aplazados de los consumidores. Con esta operación, las eléctricas han transformado en títulos un activo que mantienen en su balance, colocándolo en las entidades financieras como inversión para éstas y como forma de reducción de la deuda para ellas.

Con la aprobación del Real Decreto 3/2006, de 24 de febrero, por el que se asimilan a contratos bilaterales físicos las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente por sujetos pertenecientes al mismo grupo, el mercado deja de ser la referencia para fijar el precio de esa energía adquirida para los consumidores. Además, el Real Decreto 7/2006 ponía fin a los CTC, por lo que desaparecía la cantidad con que financiar el déficit. El Gobierno, entonces, arbitró un nuevo mecanismo de reconocimiento y financiación del déficit tarifario. A partir del Real Decreto de tarifas de 2007 se reconoce ex ante la existencia del déficit⁸⁹, estableciéndose que a partir de julio de ese año el Gobierno revisará las tarifas con carácter trimestral al objeto de ajustarlas mejor a los costes reales incurridos. El mecanismo de financiación del déficit reconocido ex ante se instrumenta a través de la venta, mediante subasta, del derecho a

⁸⁵ Real Decreto 1432/2002.

⁸⁶ Real Decreto 809/2006 de 30 de junio.

⁸⁷ Orden ministerial de 21 de noviembre del 2000 por la que se establece para el año 2000 y siguientes la precedencia en la repercusión del déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas, vigente hasta la publicación de la Orden ECO/1588/2002 de 12 de junio.

⁸⁸ El 3 de octubre de 2003 se publica la Orden ECO/2714/2003 de 25 de septiembre por la que se desarrolla el Real Decreto 1432/2000, en lo referente a la cesión y/o titulación del coste correspondiente al desajuste de ingresos de las actividades reguladas anterior a 2003 y del coste correspondiente a las revisiones derivadas de los costes extrapeninsulares.

⁸⁹ Real Decreto 1634/2006 de 29 de diciembre.

percibir un determinado porcentaje de la facturación mensual de las tarifas integrales y de acceso. Esas subastas serán gestionadas por la CNE⁹⁰.

II.4.6. LA PLANIFICACIÓN BAJO LA LEY DEL SECTOR ELÉCTRICO

La promulgación de la LSE supuso un cambio sustancial en materia de planificación. Concretamente, en su Exposición de Motivos se dice: “La planificación estatal queda restringida a las instalaciones de transporte, buscando su imbricación en la planificación urbanística y en la ordenación del territorio. Se abandona la idea de una planificación determinante de las decisiones de inversión de las empresas eléctricas, que es sustituida por una *planificación indicativa* de los parámetros bajo los que cabe esperar que se desenvuelva el sector eléctrico en un futuro próximo, lo que puede facilitar decisiones de inversión de los diferentes agentes económicos”, en orden a configurar “...un sistema eléctrico que funcionará bajo los principios de objetividad, transparencia y libre competencia, en el que la libre iniciativa empresarial adquirirá el protagonismo que le corresponde. Todo ello sin perjuicio de la necesaria regulación propia de las características de este sector, entre las que destacan la necesidad de coordinación económica y técnica de su funcionamiento”. En el artículo 4.1 se dispone, además, que esta planificación será realizada por el Estado con la participación de las Comunidades Autónomas y se elevará al Congreso de los Diputados.

Concretamente, la planificación deberá referirse a los siguientes aspectos: (a) Previsión de la demanda de energía eléctrica a lo largo del periodo contemplado; (b) Estimación de la potencia mínima instalada necesaria para cubrir la demanda prevista; (c) Previsiones relativas a las instalaciones de transporte y distribución; (d) Establecimiento de las líneas de actuación en materia de calidad del servicio; (e) Gestión de la demanda; (f) Garantía de suministro; y (g) Protección medioambiental.

Por lo tanto, se consideran las estructuras de redes —consecuencia del monopolio natural— como instalaciones sujetas a planificación vinculante de carácter obligatorio y

⁹⁰ La Orden PRE/2017/2007 de 6 de julio regula el derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit y su procedimiento de subasta. Hay que decir que la CNE trató de colocar en noviembre de 2007 la cantidad de 1.500 millones de euros de déficit entre las entidades bancarias, pero tuvo que declarar desierta la subasta porque solo dos entidades se presentaron y las condiciones financieras ofertadas no fueron aceptadas.

bajo regulación. Por el contrario, en el resto de las actividades, al pretender la liberalización de los sectores, el legislador sustituye la planificación central vinculante anterior por una planificación orientativa, trasladando la asunción del riesgo a las empresas. Ello se traduce en el carácter *reglado* no discrecional de las autorizaciones para la construcción de instalaciones de producción. Lo que subyace en la nueva planificación es la idea de que lo básico es la garantía de suministro.

II.4.7. LA COMISIÓN NACIONAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y LA COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA

A lo largo de la exposición anterior se ha puesto de manifiesto cómo en el desarrollo de LSE, una vez más, la autoridad competente en materia de regulación del sector eléctrico sigue siendo la Administración Pública, ya sea a través del Estado o en su caso de las Comunidades Autónomas. Sin embargo, siguiendo la senda iniciada por la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional, durante este periodo ha seguido operando un órgano regulador independiente que asume un número de funciones concernientes principalmente a la "supervisión" del sector sin otorgársele prácticamente ningún poder de decisión.

A partir de la entrada en vigor de la LSE, la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional (CSEN) pasa a denominarse Comisión Nacional del Sistema Eléctrico (CNSE)⁹¹. Las funciones atribuidas a la CNSE eran en su mayor parte las mismas que las de su antecesora CSEN, aunque se amplían sus facultades en materia de solicitud de información y resolución de conflictos. Posteriormente, entra en vigor la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de Hidrocarburos (LHC), que crea la Comisión Nacional de Energía (CNE) y regula sus funciones.

El campo de actuación de la CNE⁹² se centra en el mercado eléctrico y en los mercados de hidrocarburos, erigiéndose como único regulador para los mercados energéticos⁹³. La CNE se configura como un organismo público con personalidad

⁹¹ Disposición Transitoria Tercera de la LSE.

⁹² Se puede ver una exposición más detallada de las actuaciones de la CNE en Serrano (2006), de donde se ha tomado la información para elaborar este epígrafe, y en la página web www.cne.es donde se recogen todas las actuaciones de la Comisión.

⁹³ Según la Exposición de Motivos de la LHC, la creación de un único regulador para los mercados energéticos resultaba necesaria "dada la vinculación e interdependencia de los sectores energéticos, la

jurídica y patrimonio propio, así como plena capacidad de obrar. Inicialmente estuvo adscrita al Ministerio de Economía y en la actualidad al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Adopta una estructura interna colegiada. El Consejo de Administración es su órgano de gobierno y se compone de un Presidente, ocho Consejeros y un Secretario que actúa con voz pero sin voto. El nombramiento de los vocales del Consejo de Administración de la CNE corresponde al Gobierno, con la participación de las Cortes Generales; la duración de su mandato es por un periodo de seis años, prorrogable una sola vez por otros seis; y sus miembros están sujetos al régimen de incompatibilidades de altos cargos.

Además, se crean como órganos de asesoramiento dos Consejos Consultivos, uno para el sector eléctrico y otro para el de hidrocarburos. Éstos están integrados por miembros que representan a la Administración General del Estado, las Comunidades Autónomas, las compañías de los distintos sectores energéticos, los consumidores y usuarios y otros agentes y organizaciones. Estos órganos pueden informar sobre las actuaciones de la CNE en el ejercicio de sus funciones, siendo este informe preceptivo sobre las actuaciones relacionadas con la elaboración de disposiciones generales en materia energética, en los procesos de planificación y elaboración de proyectos sobre la fijación de tarifas, peajes y retribución de las actividades energéticas, así como en la emisión de los informes que sean solicitados por las Comunidades Autónomas. Ambos Consejos Consultivos se renuevan cada dos años siendo posible la reelección de sus miembros⁹⁴; y están presididos por el Presidente de la CNE.

La financiación de la CNE proviene de la recaudación de tasas aplicables a la prestación de servicios y realización de actividades en los distintos sectores energéticos⁹⁵. Como se ha visto, en el caso del sector eléctrico (y también en el del gas) esta tasa se integra en el sistema de tarifas eléctricas y peajes como un coste permanente del sistema.

similar problemática de algunos de ellos, especialmente, del gas natural y de la electricidad, y la progresiva interrelación empresarial en este ámbito económico”.

⁹⁴ Este límite no es aplicable a los representantes de las administraciones públicas, que continuarán siendo miembros de los Consejos en tanto no cesen en sus funciones.

⁹⁵ Ley 24/2001, de 27 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y de orden social.

En cuanto a las funciones concretas de la CNE, pueden ser normativas, consultivas, ejecutivas, de defensa de la competencia, de resolución de conflictos y de inspección. Sus decisiones son recurribles ante el Ministerio, a excepción de las resoluciones en los conflictos de gestión económica y técnica del sistema y del transporte eléctrico, así como de las circulares de solicitud de información.

Las funciones normativas se traducen en el dictamen de circulares de desarrollo y ejecución de los Reales Decretos y Órdenes del Ministerio, siempre y cuando tales disposiciones le habiliten de modo expreso para ello. Actúa como órgano consultivo en los expedientes de autorización de instalaciones energéticas cuando son competencia del Estado; en los requerimientos de informes por parte de las Comunidades Autónomas; en las operaciones de concentración de empresas o toma de control de una o varias empresas energéticas por otra que realice actividades en el mismo sector, cuando las mismas hayan de ser sometidas al Gobierno para su decisión⁹⁶; y en los expedientes sancionadores iniciados por las distintas administraciones públicas.

Su labor ejecutiva en el sector eléctrico se materializa en el proceso de liquidación de tarifas; en la determinación de los sujetos a cuya actuación sean imputables deficiencias en el suministro, proponiendo medidas a adoptar; en los acuerdos para la iniciación de los expedientes sancionadores y en la instrucción de los mismos, cuando sea competencia de la Administración General del Estado; en la autorización de las participaciones tomadas por sociedades que realicen actividades reguladas en sociedades que lleven a cabo actividades de naturaleza mercantil⁹⁷; y en los acuerdos sobre su personal, organización y funcionamiento interno. En materia de defensa de la competencia, la CNE vela para que los sujetos que actúen en los mercados energéticos lleven a cabo su actividad respetando los principios de la libre competencia⁹⁸.

⁹⁶ Función decimoquinta.

⁹⁷ Función decimocuarta. Tras la entrada en vigor del Real Decreto 4/2006, de 24 de febrero, por el que se modifican las funciones de la CNE, se tiene que someter también a autorización la toma de participación realizada por cualquier sociedad “que esté sujeta a una intervención administrativa que implique una relación de sujeción especial” dentro del sector energético. Estas sociedades son las centrales nucleares, las que utilizan carbón nacional o las extrapeninsulares. También se regulan los supuestos de autorización desde el punto de vista de la sociedad que adquiere la participación. En este sentido, se necesitará autorización de la CNE cuando se pretenda adquirir un participación superior del 10% del capital social de una empresa dedicada a actividades reguladas o sujetas a una intervención administrativa que implique una relación de sujeción especial.

⁹⁸ Función duodécima. Cuando la CNE detecte la existencia de indicios de prácticas restrictivas de la competencia debe ponerlo en conocimiento del Servicio de la Competencia a través de la elaboración de dictámenes no vinculantes.

Además, la CNE tiene encomendada la función de resolver los conflictos que le sean planteados respecto de los contratos relativos al acceso a las redes de transporte y distribución, así como los relacionados con la gestión económica y técnica del sistema y del transporte. Actúa, asimismo, como órgano arbitral en los conflictos que se suscitan entre los sujetos que realicen actividades en el sector eléctrico y en los surgidos entre los consumidores cualificados y dichos sujetos.

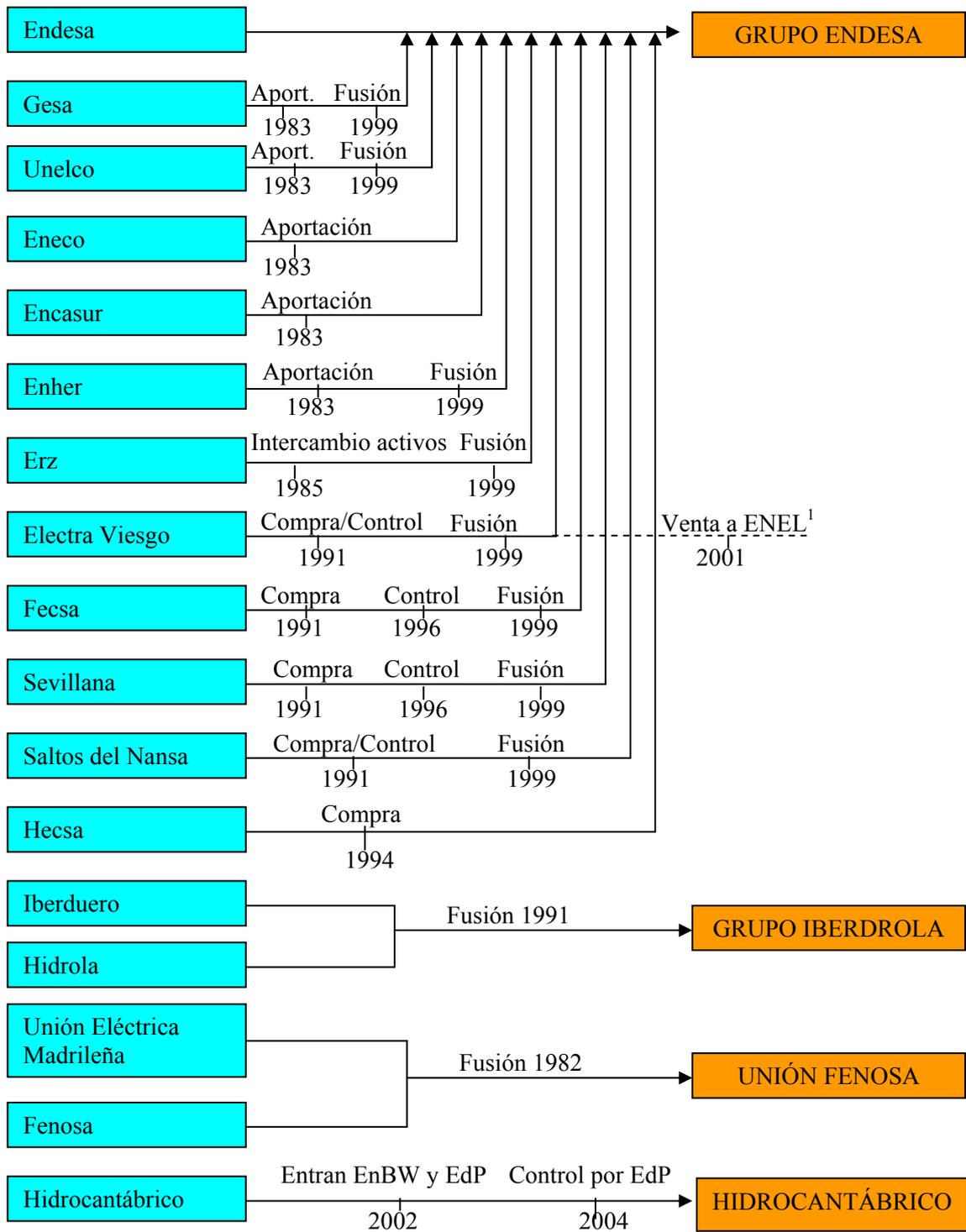
Por último, y respecto de las funciones inspectoras encomendadas, la CNE inspecciona: (i) Las condiciones técnicas de las instalaciones; (ii) El cumplimiento de los requisitos establecidos en las autorizaciones; y (iii) Las condiciones económicas y actuaciones de los sujetos que puedan afectar a la aplicación de las tarifas y criterios de remuneración de las actividades energéticas, así como la efectiva separación de estas actividades cuando sea exigida.

II.4.8. ESTRUCTURA DEL SECTOR

El proceso de liberalización del sector eléctrico español no solo se ha basado en el desarrollo de la Nueva Ley del Sector Eléctrico analizada en los epígrafes anteriores, sino que ha venido acompañado de una profunda transformación de la estructura del sector. Estos cambios han sido impulsados desde el Gobierno, fundamentalmente a través de dos vertientes estrechamente relacionadas entre sí: la apuesta por una mayor concentración del sector y la privatización de las empresas eléctricas con una amplia o total participación en su propiedad del Estado.

II.4.8.1. El Proceso de Concentración del Sector Eléctrico

La estructura empresarial del sistema eléctrico español ha experimentado desde los años ochenta hasta la actualidad un proceso de concentración que ha desembocado en la existencia de los cuatro grandes grupos empresariales existentes en este momento: Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa e Hidrocantábrico, tal y como muestra la Figura II.5.



¹ ENEL será vendida a E.ON como consecuencia de la OPA de Enel y Acciona sobre Endesa.

Fuente: Eguidazu, S. (1999), *Creación de valor y gobierno de la empresa en España*. Gestión 2000, y elaboración propia.

Figura II.5. La concentración empresarial en el sector eléctrico desde 1980

Estos cuatro grupos son entidades verticalmente integradas que abarcan tres de las cuatro actividades del sector: generación, distribución y comercialización, además de estar presentes en el sector del gas y tener importantes vínculos con empresas proveedoras de materias primas necesarias para la generación de electricidad. Endesa e Iberdrola son actualmente las dos mayores empresas del sector, seguidas por Unión Fenosa e Hidrocantábrico.

El proceso de consolidación del sector se remonta a 1982, con la creación de Unión Fenosa por la fusión entre Unión Eléctrica Madrileña y Fenosa. El año siguiente, la constitución del Grupo Endesa transformará radicalmente la configuración del sector. La creación del grupo se hace mediante la adquisición de la empresa pública generadora Endesa de las acciones propiedad del INI en Enher, Gesa, Unelco, Encasur y Eneco. Posteriormente, en el intercambio de activos de 1985, se incorpora ERZ al Grupo. En 1988 se produce una Oferta Pública de Venta de Endesa en la que el INI reduce su participación al 75,6% de las acciones⁹⁹.

El año 1991 es otro año destacado en este proceso de concentración: Endesa adquiere el 87,6% de Electra Viesgo, así como el 32,9% de Compañía Sevillana de Electricidad y el 24,9% de Saltos del Nansa. Además, se produce la fusión entre las dos empresas de ciclo completo más grandes en ese momento: Hidroeléctrica Española e Iberduero, dando lugar a Iberdrola. Un año después, Endesa aumenta hasta un 44,9% su participación en Fecsa y hasta un 33,5% en Sevillana.

Entre 1993-1994 se produce el segundo intercambio de activos en el sector eléctrico español. Este intercambio se materializa en una serie de acuerdos entre Endesa e Iberdrola, por un lado, y entre Unión Fenosa e Hidrocantábrico, por otro. El pacto Endesa-Iberdrola consistió en la venta de determinados activos de Iberdrola a Endesa con el objeto de buscar un mayor equilibrio en las estructuras de producción de ambos grupos y una mejor distribución de los mercados. Endesa mejora su *mix* de producción al aumentar el peso de las centrales hidroeléctricas y alcanza una cobertura total de los mercados catalán y aragonés. Este proceso se hizo del siguiente modo. La empresa

⁹⁹ En 1992, el INI transfirió su participación en Endesa al Grupo Teneo, siendo éste ahora el accionista mayoritario de la sociedad. El Grupo Teneo se constituye en el mismo año 1992, y el INI le transfirió aquellas sociedades públicas, rentables y saneadas económica y financieramente, que no tenían vinculación con los Presupuestos Generales del Estado.

Hecea estaba participada en un 96% por Iberdrola. En marzo de 1994 se crea HECSA-I a la que se pasaron los activos y pasivos propios de la actividad de distribución de HECSA. HECSA-I se integra posteriormente en Enher y pasa así a formar parte del grupo Endesa, mientras que la otra parte de la empresa se fusiona con Iberdrola. De este modo Enher (Endesa) se queda con el 55% de Hecea e Iberdrola con el 45%. Iberdrola fortalece así su estructura financiera con los recursos de las enajenaciones, la redefinición de estándares (revisión del MLE) y la resolución de la moratoria nuclear.

Por su parte, Hidrocarburo compró activos de generación hidráulicos y nucleares a Unión Fenosa, concretamente un 8,5% adicional de la central nuclear Trillo I y las centrales hidráulicas de la Baza y la Florida. Mientras, Unión Fenosa vendió otro 2,5% de Trillo a Nuclenor (2%) e Iberdrola (1,5%), vendiendo a Enher (Endesa) la central hidráulica de Ribadelago.

El año 1994 es también un año a destacar porque Teneo saca al mercado el 8,7% del capital de Endesa, repartiéndose entre inversores particulares de España y otros mercados institucionales. Con esta operación los accionistas privados suponen ya el 33,1% del capital de la sociedad. En 1996, Fecsa y Sevillana pasan a estar bajo el control de Endesa, abarcando el grupo el ciclo completo de las actividades del sector. Al año siguiente, la SEPI¹⁰⁰ saca al mercado un 25,7% del capital de Endesa, quedando reducida la participación del Estado en la compañía al 41,19%, adquiriendo formalmente la condición de empresa privada. Finalmente, en 1998, se pone a la venta otro 33% del capital de Endesa, quedándose el Estado únicamente con el 8,19% restante. La operación supone la privatización total de la empresa. Ese mismo año, se inicia un proceso de fusión por absorción de sus empresas participadas que culmina el 19 de julio de 1999. Endesa adquiere en bloque por sucesión universal los patrimonios de Sevillana, Fecsa, Enher, Erz, Gesa, Unelco, Electra Viesgo y Saltos del Nansa, que se extinguen sin liquidación. La operación se efectuó a través de una ampliación de capital.

¹⁰⁰ La Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (SEPI) se creó en 1995 como una entidad de titularidad pública adscrita al Ministerio de Economía y Hacienda, y sustituyó al INI (Real Decreto de Ley 5/1995). Teneo se mantiene, pero ahora dentro de SEPII.

Durante los últimos diez años, el mercado español se ha visto salpicado por intentos continuos de operaciones de compras dentro del sector, habiendo fructificado algunas y fracasado la mayoría. Así, en 2000, Unión Fenosa lanza una OPA a Hidrocantábrico que el Gobierno no autoriza y que superaba la oferta que un mes antes le había hecho TXU. Posteriormente, también Electrabel, Ferroatlántica, EnBW, EdP y RWE harían ofertas de compra a Hidrocantábrico. Por fin, en 2001, se inicia en esta sociedad, propiedad hasta ese momento de CajAstur y Cáser, una reestructuración accionarial, al adquirir EdP el 40% de su capital y EnBW otro 35%. El proceso culmina en 2002 con la salida de la cotización en Bolsa de las acciones de la Sociedad. En el año 2004, EdP tomaba el control de la compañía al quedarse con el 95% de su capital social.

También en el año 2000 se produce el intento de fusión amistosa entre Endesa e Iberdrola, que acaba abortándose al exigir el Gobierno a las empresas implicadas condiciones de desinversión que éstas consideraron demasiado restrictivas. En 2001 Viesgo fue vendida por Endesa a Enel. En 2003 Gas natural lanzó una OPA hostil a Iberdrola que fue vetada por la CNE. En este mismo año, la empresa ACS lanzó una OPA parcial sobre el capital de Unión Fenosa, permitiendo aumentar su capital en la compañía hasta el 34%.

El 5 de septiembre de 2005 Gas Natural protagoniza una nueva operación de intento de adquisición, cuyo objetivo es ahora Endesa, acordándose además con Iberdrola la compraventa de determinados activos. La OPA es sobre la totalidad del capital de Endesa a 21,30 euros por acción. Al día siguiente, Endesa rechaza la oferta lanzada por Gas Natural y anuncia acciones legales para defender sus intereses. Con esta operación se abría una batalla por la adquisición de la eléctrica española que ha durado dos años y en la que han intervenido diversas empresas, gobiernos e instituciones reguladoras y judiciales nacionales e internacionales.

En febrero de 2006, el grupo energético alemán E.ON irrumpe en el proceso y ofrece 27,5 euros por acción de Endesa¹⁰¹, abandonando Gas Natural la pugna al no ver

¹⁰¹ Ver Resolución de la Comisión Nacional de Energía sobre la solicitud de E.ON ZWÖLFTE VERWALTUNGS GMBH, de fecha 23 de marzo de 2006, consistente en la toma de participación en el Capital Social de ENDESA que resulte de la liquidación de la oferta pública de adquisición de acciones presentada ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores y el Informe sobre la solicitud de

factible igualar la oferta de la empresa alemana. Mientras Gas Natural y E.ON se debatían por Endesa, dos de sus accionistas, la eléctrica italiana Enel y la constructora española Acciona, incrementaban su participación en la eléctrica española ofreciendo precios por encima de los ofertados por E.ON. De este modo, en marzo de 2007, con una participación del 24,9% y 21,3% cada una, lanzan de forma conjunta (aunque liderada por la empresa italiana) una tercera OPA sobre Endesa¹⁰². La lucha se resuelve finalmente en octubre de 2007 con un pacto a tres bandas: Enel y Acciona se quedan con Endesa, y E.ON retira su OPA, renunciando a formular otra hasta al menos dentro de cuatro años, a cambio de quedarse con activos de Endesa en Francia, Italia, Polonia y Turquía, y asumiendo en España el control de Viesgo, propiedad de Enel, así como de un conjunto de centrales térmicas de Endesa.

Tras todos estos movimientos¹⁰³, la concentración del sector eléctrico español puede calificarse de alta en lo que a generación se refiere, superando tras la constitución de Iberdrola y la inclusión de Viesgo en el Grupo Endesa el 2.000 en el índice de Herfindahl, tanto en lo que a la potencia como a la producción se refiere (ver Tablas II.4 y II.5). Esta concentración alcanzó su grado máximo tras las fusiones que dieron lugar al actual Grupo Endesa, superándose en 1999 el índice de 3.500. La venta de Viesgo en 2001 y la entrada de Gas Natural como generador en 2002 han hecho caer el índice de nuevo por debajo de 3.000. Aún así, se observa cómo la generación en España está prácticamente en manos de dos empresas. Las entradas que ha habido en el mercado desde la promulgación de la LSE se han producido a través de plantas de ciclo combinado, como es el caso de Gas Natural y otras, o a través de empresas eléctricas de otros países que han comprado empresas españolas, como EdP con Hidrocantábrico o Enel con Viesgo.

autorización de Acciona, S.A. y ENEL Energy Europe S.r.l. de fecha de 3 de mayo de 2007, para la adquisición de acciones en Endesa, S.A. que resulten de la liquidación de la OPA.

¹⁰² Enel afirmaba que el proyecto conjunto sólo tendría lugar si la oferta de la alemana E.ON no alcanzara el 50% del capital de la eléctrica española. La eléctrica italiana y la constructora española controlaban el 46% de Endesa (24,9% Enel y 21,3% Acciona), lo que hacía muy complicado que E.ON alcanzara la aceptación de más del 50% del capital.

¹⁰³ Al cierre de esta tesis empezaban a correr rumores acerca del interés de la empresa pública francesa EdF por Iberdrola.

Tabla II.4. Potencia instalada por empresas en Régimen Ordinario (MW)

1988		1993		1999		2004	
Empresas	Cuota	Empresas	Cuota	Empresas	Cuota	Empresas	Cuota
Grupo Endesa	20,2%	Iberdrola	37,80%	Grupo Endesa	44,8%	Grupo Endesa	39,3%
Iberduero	17,0%	Grupo Endesa	23,10%	Iberdrola	37,2%	Iberdrola	34,7%
Hidroel. Española	18,9%	Unión Fenosa	10,70%	Unión Fenosa	12,2%	Unión Fenosa	12,0%
Unión Fenosa	13,1%	Sevillana	9,70%	Hidrocantábrico	5,0%	Hidrocantábrico	4,7%
Sevillana	11,4%	Fecsa	2,10%	Elcogas	0,78%	Viesgo	4,3%
Fecsa	10,8%	Hidrocantábrico	3,70%			Gas Natural	3,0%
Hidrocantábrico	3,7%	Hecea	2,10%			Otros	1,9%
Viesgo	2,6%						
Hecea	2,4%						
IHH	1.498,7	IHH	2.355,5		3.564,4		2.948,9

Fuente: REE; Tribunal de la Competencia, *Expedientes de Concentración Económica C60/2000 Endesa-Iberdrola y C94/2005 Gas Natural-Endesa*; y elaboración propia.

Tabla II.5. Producción por empresas en Régimen Ordinario (Gwh)

1988		1993		1999		2004	
Empresas	Cuota	Empresas	Cuota	Empresas	Cuota	Empresas	Cuota
Grupo Endesa	25,3%	Iberdrola	27,70%	Grupo Endesa	50,3%	Grupo Endesa	42,0%
Iberduero	16,6%	Grupo Endesa	34,95%	Iberdrola	28,5%	Iberdrola	27,4%
Hidroel. Española	17,7%	Unión Fenosa	14,09%	Unión Fenosa	13,5%	Unión Fenosa	11,4%
Unión Fenosa	12,3%	Sevillana	9,50%	Hidrocantábrico	6,9%	Hidrocantábrico	7,4%
Sevillana	9,0%	Fecsa	7,38%	Elcogas	0,75%	Viesgo	2,6%
Fecsa	9,7%	Hidrocantábrico	5,08%			Gas Natural	2,4%
Hidrocantábrico	4,7%	Hecea	1,30%			Otros	6,8%
Viesgo	2,6%						
Hecea	2,2%						
IHH	1.586,6	IHH	2.359,3		3.571,6		2.762,9

Fuente: REE; Tribunal de la Competencia, *Expedientes de Concentración Económica C60/2000 Endesa-Iberdrola y C94/2005 Gas Natural-Endesa*; y elaboración propia.

Por lo que se refiere a la distribución, de toda la energía suministrada en España en 2006, el 73% es adquirida por los consumidores finales a tarifa, mientras el 26% restante se adquiere en el mercado regulado. Por número de clientes, se ha producido un sostenido aumento de los que han pasado de la tarifa al mercado liberalizado, siendo especialmente relevante el cambio entre los consumidores de alta tensión. En este sentido, hay que decir que en el año 2006 se ha invertido la tendencia de los años anteriores, con un retroceso del número de clientes y energía vendida a precio libre, debido sobre todo al repunte de los precios en el mercado de generación. Pues bien, los cinco principales grupos activos en el mercado de generación (Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa, Hidrocantábrico y Viesgo) se reparten el 95% de la energía distribuida a tarifa, y esos mismos cinco grupos más Gas Natural se reparten la práctica totalidad de la energía comercializada (Tabla II.6). Aunque el mercado de suministro a clientes finales

se caracteriza por su creciente atomización, contabilizándose en 2005, según datos de Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 259 comercializadoras activas en el mercado español, este alto número no impide la existencia de un elevado grado de concentración en torno a los principales grupos eléctricos verticalmente integrados¹⁰⁴ y con cuotas de mercado muy similares en generación eléctrica y suministro.

Tabla II.6. Cuotas de las principales empresas suministradoras a clientes finales

		Iberdrola	Endesa	Unión Fenosa	Hidrocant.	Viesgo	Gas Natural
2006	Liberalizado	29,4%	50,0%	11,0%	2,3%	2,3%	5,0%
	Tarifa	45,8%	30,4%	16,4%	4,9%	2,4%	0,0%
	Total	41,4%	35,7%	14,9%	4,2%	2,4%	1,3%
2004	Liberalizado	45,6%	40,4%	11,9%	1,9%	1,7%	5,9%
	Tarifa	37,6%	38,2%	16,2%	5,4%	2,6%	0,0%
	Total	37,7%	37,1%	13,6%	5,2%	1,8%	1,9%
2000	Liberalizado	42,6%	40,9%	12,6%	1,6%	2,3%	0%
	Tarifa	38,6%	37,8%	15,7%	5,2%	2,6%	0%
	Total	39,6%	38,6%	14,9%	4,35	2,5%	0%

Fuente: Elaboración propia con datos de la CNE.

Se observa cómo en España, en contraste con los procesos de desregulación en Reino Unido y California, que impusieron la separación vertical entre generación y comercialización, se mantuvo la integración vertical de las empresas. Asimismo, se produce una situación realmente paradójica: el cambio de regulación que ha introducido la liberalización del sector y permite la introducción de competencia en el sector se ha llevado a cabo después de un intenso proceso de concentración. De este modo, parece que existe una incoherencia entre la estructura sectorial de que se dispone y la regulación que se propone. Numerosos analistas coinciden en señalar que el proceso de privatización del sector público español fue una oportunidad perdida para asegurar unas condiciones estructurales apropiadas para la introducción de la competencia. Al análisis de este proceso se dedicará el próximo epígrafe.

¹⁰⁴ Con la excepción de Gas Natural.

II.4.8.2. La Privatización del Sector Eléctrico Público

Para analizar el proceso de privatización del sector eléctrico público español cabe preguntarse en primer lugar ¿Por qué privatizar? Los objetivos generales que se persiguen con las privatizaciones son los siguientes:

1. *Liberalizar determinados sectores con el fin de introducir o incrementar la competencia.* En este sentido, el principal beneficio de la privatización no proviene de que las compañías privadas sean más eficientes que las públicas, sino de que el proceso puede ser un vehículo para afectar la estructura de mercado y la credibilidad del proceso regulador. Si el Estado es el accionista clave de empresas importantes, puede diseñar la venta de su participación con vistas a modificar el grado de concentración horizontal en actividades específicas o para cambiar el grado de integración vertical del sector (Khün y Regibeau, 1998).
2. *Reducir las distorsiones económicas provocadas por las interferencias políticas en el sector público empresarial.* De este modo se aminora el problema del posible oportunismo del regulador, al contar éste con una menor información sobre las empresas.
3. *Reducir la deuda pública.* En este punto conviene señalar que la Comisión Europea mantiene la postura de que ningún ingreso obtenido por las privatizaciones debe ser computable para disminuir el déficit público¹⁰⁵.

El problema que se les plantea a los Gobiernos a la hora de privatizar las empresas públicas es que con frecuencia estos objetivos entran en conflicto. Por un lado, preservar e incluso incrementar el poder de mercado de la empresa pública que va a ser privatizada incrementará los ingresos obtenidos por la venta de la misma. Pero por otro lado, si se adopta esta estrategia se renuncia a la posibilidad de reestructurar la industria y así lograr una mayor competencia. En este sentido, el Gobierno debe decidir cuáles son las prioridades del proceso.

¹⁰⁵Otros dos objetivos a menudo mencionados son el desarrollo de los mercados de capitales nacionales y el incremento del porcentaje de población propietaria de acciones.

En España, la privatización del sector eléctrico público, concretamente del Grupo Endesa, otorgó primacía a la maximización de los ingresos obtenidos en la venta de la empresa. La operación se enmarcó en una operación de política industrial más amplia, orientada a la privatización de prácticamente la totalidad del sector público empresarial. Para ello se tomó la decisión de crear un fondo patrimonial financiado básicamente con los ingresos de la privatización de Endesa, con el objetivo de reducir el endeudamiento o financiar el saneamiento de las empresas públicas no rentables, las cuales se pretendían vender posteriormente.

La privatización de Endesa podría haberse realizado manteniendo la identidad de cada una de las empresas públicas y, por tanto, vendiendo por separado las participaciones del Estado en las distintas eléctricas. Es lo que se había hecho en otros países: crear un tejido empresarial abundante para permitir el desarrollo de la competencia, y es lo que la CNSE estaba recomendando insistentemente en aquellos momentos: que se aprovechara el hecho de que el Estado tenía un importante paquete de acciones en unidades empresariales separadas para crear una estructura coherente con el marco regulador que se pretendía instaurar sin quebrantar los derechos de propiedad de los propietarios privados¹⁰⁶.

¿Por qué en España se tomó la opción de acumular las participaciones en una sola entidad y poner ésta en manos privadas? Estaba claro, como luego sucedió, que, en cuanto se produjera la privatización las empresas bajo el control de Endesa se iban a fusionar para ahorrar costes y controlar mejor sus opciones, con el riesgo que esta concentración representaría desde el punto de vista de la competencia efectiva al crearse un duopolio *de facto*. Tres fueron los argumentos principales que se dieron:

- 1) *Refuerzo patrimonial antes de la venta de Endesa*. A través del proceso de adquisición de sus filiales se consolidó la posición financiera de la compañía antes de su privatización, con el objetivo de revalorizar en el mercado su acción. Esta era

¹⁰⁶ Ver el Informe de la CNSE (1996). Las declaraciones del entonces presidente de la Comisión, Miguel Ángel Fernández Ordóñez, en contra de la operación fueron muy vehementes (Ver por ejemplo El País del 11 de diciembre de 1996). De hecho la Comisión mantuvo un pulso muy tenso con el Ministerio con relación a este proceso de concentración y forzó a las tres empresas implicadas en la operación a enviar a la Comisión Nacional del Mercado de Valores un documento en el que se comprometían a no actuar nunca colusivamente en contra del consumidor y a adoptar las decisiones corporativas y operativas en sus órganos de gobierno de forma independiente. Obviamente, la fusión de todo el grupo en 1999 supuso una clara violación de estos compromisos.

una manera conveniente de reducir la deuda, especialmente en un momento en que el gobierno estaba preocupado por alcanzar los parámetros de rigor presupuestario impuestos por Maastrich.

- 2) *Amortiguar la pérdida de peso inicial de Endesa en las nuevas reglas del marco regulatorio.* El proceso de concentración de Endesa se produjo en medio de las negociaciones entre las empresas y el Gobierno del Protocolo Eléctrico en el que fijaban las líneas maestras del nuevo marco regulador. Con la liberalización de la generación se suprimía el régimen específico anterior que favorecía a Endesa, estimándose que la compañía dejaría de ingresar 650.000 millones de pesetas (3.900 millones de euros) en los siguientes 10 años. Además, la liberalización hacía más rentable los activos hidráulicos por sus menores costes y perjudicaba a los nucleares, es decir, beneficiaba a Iberdrola y perjudicaba a Endesa. Asimismo, beneficiaba a las distribuidoras. Por lo tanto, se pensó que un modo de amortiguar la pérdida de peso inicial de Endesa en el sector y evitar que se pusiera en peligro el éxito de su privatización era consolidar en su balance las empresas en las que tenía una alta participación, haciéndola una compañía más compensada y revalorizada: Fecsa y Sevillana eran más distribuidoras que productoras¹⁰⁷.
- 3) *La política de los “campeones nacionales”.* Desde el Gobierno se apuntó que la integración de Fecsa y Sevillana en Endesa se enmarcaba dentro de una política de promoción de grupos de capital nacional capaces de competir en un mercado cada vez más amplio y exigente, lo que obligaba a una recomposición de las empresas eléctricas y su forma de actuar. Se trataba de reforzar la sociedad pública para protegerla —a la empresa y a sus futuros accionistas españoles— de las grandes compañías eléctricas europeas cuando éstas, con la liberalización del sector, pudieran irrumpir en el mercado nacional. Además, se dijo desde el Gobierno que con el proceso se pretendía introducir una mayor racionalidad y eficiencia en el funcionamiento del sector y asegurar que todas las compañías pudieran competir en el futuro en igualdad de condiciones¹⁰⁸.

¹⁰⁷ Ver El País de 17 de octubre de 1996 o El Mundo del 27 de octubre del mismo año.

¹⁰⁸ Ver El País del 19 de octubre de 1996.

En cuanto a los detractores del modo en que se hizo el proceso y que apostaron por que la venta de Endesa se hiciera vendiendo por un lado la sociedad matriz y por otro el resto de filiales en las que tenía participación mayoritaria, sus argumentos fueron los siguientes:

- 1) *Obstáculos a la competencia.* La opción de acumular las participaciones en una sola entidad y poner ésta en manos privadas retrasaría tanto el desarrollo de una competencia efectiva como los beneficios en términos de menores precios consustanciales a ella. La escasa capacidad de interconexión con otros países mantendría aisladas a las empresas eléctricas españolas de la competencia extranjera durante mucho tiempo, haciendo aún más importante la tarea de asegurar que se dieran las condiciones estructurales necesarias para que se desarrollara la competencia dentro del mercado español que, a estos efectos, es virtualmente una isla. Esta situación forzaría la introducción de una mayor dosis de regulación para intentar contrarrestar los problemas que crearía la posición dominante de algunas empresas eléctricas. Pese a lo anterior, y dada la limitada capacidad de la regulación para corregir el abuso de posición de dominio, se originarían conductas anticompetitivas e ineficientes. (CNSE, 1996).
- 2) *Ineficiencia.* Privatizar una empresa con poder de mercado significa que el gobierno y los compradores de las acciones compartirán las rentas del monopolio. Pero la teoría económica elemental muestra que estos ingresos son menores que las pérdidas resultantes de precios más altos en el consumo público (Khün y Regibeau, 1998).
- 3) *La necesidad de un tamaño grande para competir en los mercados de electricidad no se sostiene.* Por un lado, con la tecnología de ciclo combinado, la escala mínima eficiente ha caído drásticamente y el periodo necesario para la construcción de plantas generadoras ha disminuido en gran medida, haciendo caer paralelamente las necesidades de financiación. Luego, la operación a escala pequeña es factible. Además, la globalización de los mercados financieros ha reducido la necesidad de disponer de financiación interna para la inversión en generación. Finalmente, las compañías pueden crecer a través de inversiones en

otros países, aún cuando sus cuotas en el mercado doméstico sean pequeñas. (Khün y Regibeau, 1998).

- 4) *Protección contra las empresas extranjeras.* El riesgo de colonización de empresas foráneas es mayor si hay pocas empresas, porque se dota a las eléctricas españolas de un tamaño manejable para el capital español de control, más defendible de las posibles adquisiciones extranjeras. La mejor forma de defenderse de las invasiones es teniendo un sector desconcentrado (CNSE, 1996).

A la postre, se impusieron los argumentos a favor de la concentración del sector eléctrico público antes de su privatización, consolidando Endesa sus filiales antes de pasar completamente a manos privadas.

II.4.9. EVALUACIÓN DE LA LEY DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Diez años después de la entrada en vigor de la LSE existe ya una considerable cantidad de literatura que se ha ocupado de analizar el funcionamiento de este nuevo marco regulador. El objetivo de este epígrafe es recoger algunas de las conclusiones a las que se han llegado y sobre las que existe un amplio consenso.

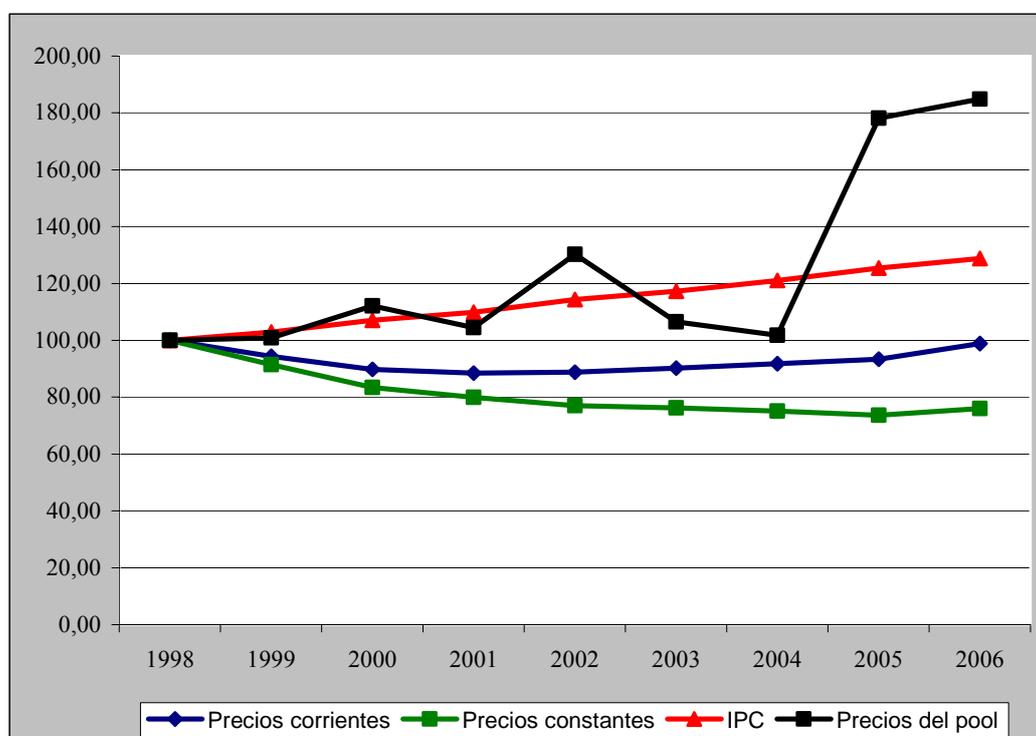
II.4.9.1. Evolución de las Tarifas e Irrelevancia del Mercado de Generación

Desde la entrada en vigor de la LSE, el precio medio de la electricidad en España ha disminuido un 4,76% en términos nominales, y casi un 28% en términos reales, deflactando las variaciones de la tarifa eléctrica por el IPC (Gráfico II.6). Actualmente, España está en la parte media de la clasificación de los países de la UE-15 en cuanto a los precios industriales, pero en la parte baja en cuanto a los precios domésticos¹⁰⁹. Como se ha visto, hasta 2001 el Gobierno aplicó las reducciones de tarifas aprobadas en el Protocolo de 1996. Posteriormente, la subida de los precios se vio limitada por las restricciones impuestas en el Real Decreto 1432/2002 y ya en 2006 se ha decidido suprimir esos límites y permitir que la tarifa suba cada año lo que el Gobierno considere oportuno.

¹⁰⁹ Según datos de Eurostat para 2007 (<http://epp.eurostat.ec.europa.eu>).

Autores como Crampes y Fabra (2005) y Atienza y De Quinto (2003) señalan que este descenso en los precios no cabe atribuirse al éxito de de las reformas liberalizadoras, ya que ha sido fruto de decisiones administrativas, completamente al margen del mercado. Esta reducción de precios ha sido posible por el acusado descenso de los tipos de interés durante el periodo¹¹⁰, que ha abaratado los costes financieros de una actividad altamente intensiva en capital; por un uso más intensivo de la capacidad y de las redes existentes, llegando incluso a operar con márgenes de reserva muy pequeños; por un fuerte descenso en los costes reconocidos a las actividades reguladas; así como por decisiones administrativas sin alineamiento alguno con los costes. Por su parte, Pérez Arriaga (2005) en el “Libro Blanco sobre la Reforma del marco regulatorio de la generación de electricidad en España”, sostiene que se ha podido determinar la tarifa con independencia de la retribución reconocida de las actividades necesarias para el suministro eléctrico porque el procedimiento de recuperación “por diferencias” adoptado para los CTC ha actuado como mecanismo de ajuste. Y cuando éste ha dejado de ser suficiente o simplemente ha desaparecido, se han ido desarrollando diversas reglas *ad hoc* que establecen cómo se deben compensar o repartir los desajustes.

Gráfico II.6. Evolución de la tarifa y del precio medio del *pool*



Fuente: OMEL y UNESA.

¹¹⁰ El MIBOR ha pasado del 5,37% en 1997 al 2,65% en 2006.

En todo caso, el Gobierno ha fijado una senda de crecimiento de la tarifa eléctrica con relativa independencia del precio de la energía en el mercado (Gráfico II.6) y el precio de la electricidad, que debiera ser una consecuencia de factores externos como el precio de los combustibles, la hidraulicidad o el crecimiento de la demanda; del funcionamiento del mercado; y de las reglas automáticas de las actividades reguladas, se convierte en el producto de una decisión administrativa (Pérez Arriaga, 2005).

Aunque todos los organismos reconocen el valor que para empresas y consumidores puede tener el disponer de una senda estable de tarifas por un periodo relativamente largo, no es menos cierto que esta estabilidad se ha conseguido a costa de ignorar algunos principios regulatorios básicos como el de suficiencia tarifaria. La incoherencia entre las decisiones sobre la variación de las tarifas, adoptadas por razones de carácter macroeconómico y político, su evolución al margen del precio del mercado de generación, unido a otros costes reconocidos a las empresas, ha desembocado, como se ha visto, en el déficit tarifario. En este sentido, el Libro Blanco aboga por una tarifa aditiva que incorpore todos los costes reconocidos, incluyendo el de adquisición de la energía en el mercado mayorista, siempre y cuando se mitigase el poder de mercado y se garantizase un margen suficiente de potencia disponible de generación sobre la demanda del sistema.

La irrelevancia del mercado de generación afecta a distintos agentes del mercado. Así, Atienza y De Quinto (2003) señalan que las empresas generadoras asumen tarifas “políticas” que no responden a costes de generación revelados por el mercado como mal menor, porque reducen su incertidumbre. Los potenciales entrantes en generación desconfían de un mercado manipulable, muy volátil, que no siempre refleja la evolución de los costes variables y provoca una gran zozobra sobre la rentabilidad de sus inversiones. Los consumidores prefieren mantenerse en una tarifa para muchos de ellos inferior a los precios liberalizados, mientras que otros la consideran como un refugio hasta que un mercado más competitivo les permita beneficiarse de la liberalización. Los comercializadores independientes, que no tienen generación propia, no encuentran espacio para su actividad, emparedados entre un precio de mercado muy poco predecible y fiable y una tarifa que no cubre costes para una parte relevante de los consumidores.

Pero ¿por qué el mercado de generación resulta tan poco fiable para la mayoría de los agentes del sistema y para la propia Administración? A continuación se apuntarán algunos de los problemas de que adolece este mercado y que ponen en entredicho su fiabilidad como mecanismo para revelar el precio de la energía eléctrica.

II.4.9.2. Poder de Mercado

La literatura empírica existente hasta el momento sobre las implicaciones que el proceso de liberalización ha tenido en España se ha centrado sobre todo en el análisis del poder de mercado en el sector. Todos los trabajos tratan de modelizar el comportamiento oligopolista de las empresas eléctricas en el mercado mayorista de electricidad y determinar si han abusado de su poder de mercado. No hay, sin embargo, unanimidad entre ellos en si el comportamiento que ha prevalecido entre las empresas ha sido el de rivalidad o el de abuso del poder de mercado.

El primer trabajo en esta línea de análisis es el de Ocaña y Romero (1998). Estos autores calibraron para el mercado eléctrico español un modelo de equilibrio que asumía un comportamiento de las empresas eléctricas *à la Cournot*, simulando varios escenarios con varios supuestos de elasticidades de demanda y número de agentes. Sus conclusiones principales fueron dos. En primer lugar, establecían una relación entre estructura horizontal y resultados: a mayor número de empresas mayor elasticidad de demanda residual y menores precios. La segunda conclusión se refería a las explotaciones hidráulicas: el agua se utilizaba en el mercado en los momentos en que la demanda era más rígida. En esos periodos, sin variar el precio, el agua llegaba a desplazar o a sustituir a tecnologías térmicas de coste menor que las que sustituía en los periodos con precios menores.

García-Díaz y Marín (2003) simulan el funcionamiento del *pool* de electricidad español a través de la generalización de un modelo de opciones con múltiples unidades para el caso de una demanda determinista, permitiendo cualquier *mix* de tecnologías y de elasticidades de demanda. Sus conclusiones son que los márgenes de precio-coste se incrementaron sustancialmente tras la fusión que llevó a cabo Endesa en 1996 para los competidores de esta empresa: Iberdrola, Unión Fenosa e Hidrocantábrico, lo que en términos de poder de mercado se tradujo prácticamente en la existencia de un duopolio simétrico.

Ciarreta y Espinosa (2004) comparan las ofertas de las grandes empresas con las de las pequeñas, para tecnologías y capacidades similares. Sus conclusiones son que las dos mayores empresas ofertan aproximadamente un 25% por encima de las ofertas similares de los agentes de menor tamaño, siendo Iberdrola principal responsable de estas diferencias. La explicación de este dispar comportamiento la encuentran en el mecanismo de los CTC.

Fabra y Toro (2005) estudian episodios de reducción de precios que, sin aparente relación con las condiciones de oferta o de costes, ocurrieron en el mercado eléctrico en 1998. Explican el comportamiento de los dos principales operadores mediante un modelo dinámico en el que estos operadores coluden o entran en episodios de rivalidad según asuman que el otro operador está dejando de comportarse cooperativamente o no. Encuentran evidencia de dos niveles de precio diferentes en 1998 y del impacto que, teniendo en cuenta los cobros por CTC, tienen las cuotas de mercado y los precios de cada periodo sobre las ofertas de los periodos inmediatamente posteriores. De esta manera, Fabra y Toro comentan que probablemente 1998 fue un año de aprendizaje y que visto el comportamiento de Iberdrola con los CTC en años posteriores la posición de rivalidad puede haber dominado a la de colusión.

Por otro lado, algunos episodios de abuso de posición de dominio protagonizados por las empresas eléctricas, que han requerido la actuación de las autoridades reguladoras y de Defensa de la Competencia, han puesto también en entredicho el correcto funcionamiento del mercado eléctrico español¹¹¹.

A este respecto, Lasheras (2005) afirma que las principales causas de las conductas observadas parecen estar más relacionadas con los incentivos de una regulación no orientada hacia la creación de rivalidad que con conductas colusivas para alterar los precios. Según este autor, bajo las condiciones actuales, la rivalidad existente

¹¹¹ Así, el Tribunal de Defensa de la Competencia impuso multas a Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa por abusar de su posición de dominio en los mercados de suministro eléctrico, en un contexto de restricciones técnicas, durante los días 19, 20 y 21 de noviembre de 2001. Esta conducta hizo que los precios medios del *pool* fueran un 60% más elevados. Asimismo, en agosto de 2004 la CNE abrió un expediente para investigar posibles irregularidades en la formación de precios en el mercado mayorista, tras recibir denuncias cruzadas de Iberdrola, Gas Natural y Endesa. Las dos primeras acusaban a Endesa de jugar con la oferta de sus instalaciones para contener los precios, que estaban siendo especialmente bajos dados los altos precios de los combustibles, y así cobrar más en concepto de CTC. Por su parte, Endesa instaba a la CNE a investigar las modificaciones en el precio y en el volumen de ofertas de las centrales hidroeléctricas, principal energía utilizada por Iberdrola.

actualmente entre las empresas eléctricas es mayor que la de 1998 debido, entre otras causas, al papel jugado por los CTC en las decisiones de las empresas, que ha roto la posible coalición entre los dos operadores principales, con posiciones estratégicas distintas, y a la asimetría de tecnologías en la generación, con claro dominio en la cartera de un operador de la térmica y del agua.

II.4.9.3. Los Efectos de los CTC Sobre los Precios del Mercado Mayorista

Parece que existe unanimidad entre académicos, agentes, órganos reguladores y consultores en que los efectos de los CTC sobre el comportamiento de la oferta del mercado eléctrico han sido muy significativos, teniendo un impacto fundamental en la formación de precios en el *pool*¹¹². En los primeros años, en los que la partida de CTC por diferencias se distribuían entre las empresas en función de unos coeficiente fijos que se correspondían con la proporción de la cantidad total inicial asignada a cada una, y en los que no se tenía certeza de la percepción completa de los CTC inicialmente calculados, algunas empresas ajustaron su cuota de generación a su porcentaje de asignación de CTC con la restricción de que el precio medio del sistema no superara los 3,606 c€/kWh. Las modificaciones introducidas en 1999 tenían la ventaja de que mitigaban muy considerablemente la influencia de los CTC en el mercado de generación, aunque como se ha apuntado, en 2001 se volvió al sistema por diferencias.

El hecho de que los ingresos de cada agente en concepto de CTC dependieran del precio del mercado lo convertía en un concepto adicional a tener en cuenta en la estrategia de oferta. Además, el modo en que se calculaban introducía incentivos asimétricos entre las empresas para la fijación de precios. Un aumento del precio medio de mercado tenía dos efectos sobre los ingresos percibidos por cada empresa. Por una parte, suponía un aumento en sus ingresos vía mercado, proporcional a su cuota de generación. Por otra parte, al reducir el valor de los CTC que percibía la industria en su conjunto, se producía un recorte de sus ingresos a través del pago por diferencias, proporcional a su cuota de CTC. Así, el efecto neto de la subida de precios era positivo para aquellas empresas, como Iberdrola, cuya cuota de mercado superase a la de CTC, y era negativo para empresas, como Endesa, con cuotas de mercado inferior a las de CTC.

¹¹² Numerosos trabajos se han ocupado de describir y analizar la problemática de los CTC y el déficit tarifario. Algunos de los que han servido de guía para la elaboración de este epígrafe han sido Crampes y Fabra (2005) Pérez Arriaga (2005), Albentosa (2006), Fabra (2006) y De la Quadra-Salcedo (2006).

Las asimetrías entre las empresas, presentes desde la puesta en marcha del mercado, se fueron acentuando; por tanto, no es sorprendente que haya existido un conflicto de intereses entre las dos mayores empresas en este sentido.

La aparición en el año 2000 del déficit tarifario y su repercusión en los cobros de los CTC, asociada a la asimetría en los ritmos de recuperación de los saldos pendientes de los diferentes agentes, agravaron aún más las interferencias de estos mecanismos en los precios del *pool* avivando la discrepancia entre los agentes a raíz de los efectos contrapuestos que provocaban en las estrategias óptimas de cada uno de ellos: los coeficientes de imputación del déficit incorporaban una nueva cuota a tener en cuenta.

El efecto del precio de referencia sobre la oferta dependía, no obstante, de diversos factores, como la preferencia temporal de las empresas por recibir los CTC vía mercado en vez de retrasar su percepción hasta el final del periodo transitorio o la incertidumbre en la percepción de todos los CTC pendientes. Además, a medida que el parque de generación había ido aumentando, el poder limitante del precio de referencia se redujo porque parte del aumento del precio, el percibido por las unidades sin derecho a cobro de CTC, era una ganancia neta para las empresas.

II.4.9.4. Integración Vertical

La separación de actividades impuesta en la LSE pretende evitar la existencia de subsidios cruzados, ya que para cada empresa se impide que el coste de una determinada actividad se financie con los ingresos derivados de la prestación de otra. Sin embargo, la posibilidad de que las empresas así constituidas puedan formar parte del mismo grupo empresarial hacen posible que las pérdidas de una empresa se cubran con los beneficios de otras pertenecientes al mismo grupo y que el propio grupo presente su balance consolidado¹¹³.

En este sentido, Khün y Machado (2004) analizan si la separación jurídica de la LSE es suficiente para determinar un comportamiento diferenciado en el mercado, concluyendo que la optimización se realiza conjuntamente. Estos autores modelizan la

¹¹³ Argumentación expuesta en el Expediente de Concentración Económica C54/00 Unión Eléctrica Fenosa-Hidroeléctrica del Cantábrico del Tribunal de Defensa de la Competencia.

función de oferta del mercado mayorista español teniendo en cuenta la integración vertical de las empresas y el papel de los CTC en los resultados del mercado. El objetivo es analizar el impacto del poder de mercado en los precios y en la eficiencia productiva. Sus conclusiones son que las ofertas realizadas por las unidades generadoras dependerán únicamente de la posición neta en el mercado mayorista de la empresa integrada. Así, las empresas que sean demandantes netos “sobre-producirán” mientras los vendedores netos “infra-producirán”¹¹⁴. Muestran, además, que, aunque el precio del *pool* podría no verse afectado en gran medida por la existencia de poder de mercado, las pérdidas de eficiencia debidas a una asignación errónea de los activos de generación son económicamente significativas en el mercado español, pudiendo considerarse la principal pérdida de eficiencia en dicho mercado.

Estos autores explican que, a pesar del importante poder de mercado en la industria eléctrica española, las consecuencias sobre los precios no han sido tan importantes como en el Reino Unido o en California. Esto se ha debido a que la integración vertical y el poder de mercado existentes tanto en el lado de la oferta como de la demanda han evitado que los precios se hayan desviado significativamente al alza o a la baja del precio de competitivo. Su análisis indica que situaciones de bancarrota como las de California pueden ser evitadas permitiendo la integración vertical entre generación y comercialización en los mercados de electricidad¹¹⁵, ya que en esta situación los incentivos a fijar precios no alineados con los costes disminuyen notablemente. De hecho, esta es la tendencia empresarial existente. Las comercializadoras que no están integradas verticalmente se enfrentan al riesgo de que una subida de los precios del *pool* anule su margen de comercialización y les haga incurrir en pérdidas, sin que este riesgo pueda tener cobertura alguna mediante las ganancias que una generadora asociada a ella habría obtenido al vender a esos precios altos la energía generada. Es más, los grupos empresariales que poseen tanto empresas de generación como de comercialización pueden, no sólo cubrir sus riesgos en el segmento de la comercialización, sino que hallar incentivos a incrementar los precios del *pool* hasta un nivel que expulse del

¹¹⁴ Por ejemplo, Endesa tiene una cuota de generación superior a la de suministro (distribución y comercialización), mientras que ocurre lo contrario para Iberdrola: el incentivo para Endesa es subir los precios en el *pool*, y lo contrario para Iberdrola (Vives 2006).

¹¹⁵ En California la separación accionarial y, sobre todo, la existencia de dos modelos regulatorios incompatibles en el mercado mayorista y minorista, en los que se obligaba a las distribuidoras a comprar en el mercado a precio libre y vender a tarifa congelada, fue una de las causas de la crisis energética. En el Reino Unido, tras la inicial separación accionarial, se ha producido una tendencia a la reintegración, una vez que el mercado ha madurado (Ariño, 2004).

mercado a las comercializadoras no generadoras. Pero la barrera que supone la actual integración vertical afecta también a los nuevos generadores que no tengan comercialización, al enfrentarse al riesgo de un precio de *pool* insuficiente para rentabilizar sus inversiones. En la medida que tengan a su vez comercialización, los mayores márgenes que se producirían en esta actividad como consecuencia de reducción inesperada en el precio del *pool* servirían para enjugar las pérdidas en generación.

Otra consecuencia de esta integración vertical son los problemas de información asimétrica a que se enfrentan los potenciales entrantes, esta vez debida la integración distribución/comercialización. Las distribuidoras existentes disponen, no sólo de información sobre las cantidades consumidas por cada uno de los clientes, sino que de las curvas de demanda de cada uno de ellos. Nada impide a las distribuidoras compartir esta información con las comercializadoras del grupo, otorgándose así una clara ventaja competitiva a la hora de diseñar a sus clientes un contrato a la medida¹¹⁶.

II.4.9.5. Barreras a la Entrada de Generación

Se ha puesto ya de manifiesto que la liberalización del mercado eléctrico no ha propiciado la entrada en el sector. Únicamente las plantas de ciclo combinado de Gas Natural y otras han aportado nueva potencia con procedencia distinta a las empresas ya instaladas. Parece haber consenso en que en un mercado imperfecto como es el eléctrico debe alentarse, además de la rivalidad entre las empresas ya existentes, la entrada de nuevos agentes, si quiere desarrollarse la competencia en este mercado lo máximo posible. A continuación, se analizarán cuáles son las posibles trabas y obstáculos que pueden estar frenando o impidiendo la entrada de nuevos generadores.

Escasa Interconexión Internacional

Como se ha apuntado en el epígrafe II.3.2, la energía importada compite en el *pool* de la misma manera que la energía generada por el sistema; por lo tanto, la competencia a los operadores ya existentes en el sistema español podría venir no sólo de los nuevos

¹¹⁶ Expediente de Concentración Económica C54/00 Unión Eléctrica Fenosa-Hidroeléctrica del Cantábrico del Tribunal de la Competencia.

generadores sino también de los importadores. Sin embargo, la realidad es que las escasas conexiones existentes entre el sistema español y otros sistemas es uno de los principales factores que limita las importaciones de electricidad en el mercado eléctrico español, problema que se viene a agudizar en el escenario de una mayor utilización de la capacidad de generación por el incremento de la demanda. En este sentido, la CNE afirma¹¹⁷ que la capacidad de interconexión, en su estado actual, debe observarse más desde su contribución cualitativa a la seguridad del sistema que desde su potencial para permitir una integración del mercado español en el mercado europeo.

Acceso a activos estratégicos

El informe realizado por London Economics en 1999¹¹⁸ para la CNE considera la existencia de una serie de “activos estratégicos” que, estando en manos de los operadores ya existentes en el mercado, se constituyen como barreras de entrada para los nuevos operadores interesados en actuar en el mercado español. Estos activos los cataloga en: (i) Acceso a emplazamientos de centrales de generación eléctrica, ya que las inversiones a realizar en nuevos emplazamientos requieren inversiones mayores al tener que crear acometidas a la red de alta tensión, carreteras de acceso o inversiones de restitución medioambientales, además de mayores dificultades o, cuando menos, mayores demoras en la obtención de permisos; (ii) Acceso a recursos hidroeléctricos, que suponen una ventaja marginal considerable sobre los costes, al ser el coste variable de producción prácticamente nulo; (iii) Acceso a combustibles en condiciones competitivas, concretamente al acceso al gas natural; (iv) Restricciones de transporte; y (v) Derechos contractuales heredados, que hacen que las empresas ya establecidas tengan un mecanismo de costes bajos que disuade a los nuevos entrantes.

Costes de instalación y diversificación del parque de generación

Las inversiones en centrales de generación requieren un considerable volumen de recursos financieros, sus periodos de construcción duran varios años, los periodos de maduración son largos y los precios de los combustibles están sujetos a las fluctuaciones de los mercados internacionales. En definitiva, se trata de inversiones

¹¹⁷ CNE (2000) “El Funcionamiento del Mercado Eléctrico en el año 1998”.

¹¹⁸ “El sector eléctrico español. Análisis de poder de mercado”. Febrero 1999.

sujetas a un alto nivel de incertidumbre y sometidas a un considerable riesgo. Esto hace que el grado de contestabilidad en el mercado de generación esté limitado en gran medida. En este sentido, es razonable pensar que los actuales operadores, poseedores de un parque diversificado desde el punto de vista tecnológico, que tienen amortizadas una parte importante de sus inversiones y garantizada la recuperación de sus inversiones pasadas, se enfrentan a un riesgo mucho menor que quien carece de esta situación de partida. Los nuevos operadores sólo pueden establecerse con centrales de ciclo combinado, puesto que el riesgo de acometer la construcción de nuevas centrales de carbón es en estos momentos muy superior. Estos nuevos entrantes necesitarán, para la amortización de sus centrales conseguir tenerlas en producción el mayor número posible de horas, renunciando a cualquier estrategia para fijar precios en el sistema de ofertas. Si dispusieran de un parque más diversificado podrían emplear otras tecnologías, como el carbón, para intentar fijar precio y obtener así la retribución para todo su parque al precio determinado por ellos en el *pool*, tal y como en estos momentos sucede con los operadores existentes

El excesivo grado de concentración

El grado de concentración que presenta el mercado eléctrico español de la generación, con su reflejo en el control de algunas energías primarias y tecnologías, en particular la energía hidroeléctrica regulable, condiciona de forma determinante la entrada de cualquier nuevo agente en la actividad. Este potencial entrante se convertiría en un agente precio-aceptante que no puede intentar fijar precio en el mercado mayorista sin sufrir el riesgo de no colocar su producción o incluso verse expulsado del mercado por las empresas dominantes si éstas fuerzan una reducción de los precios del *pool*. Su estrategia consistiría en ofertar toda su capacidad de generación a un precio tal que a la empresa dominante no le sea rentable fijar un precio inferior a éste. De esta manera tendría garantizada la maximización de su capacidad de generación obteniendo una remuneración fijada por el precio marcado por la empresa o empresas dominantes (Khün y Regibeau, 1998).

El retraso en las autorizaciones administrativas

Parece haber unanimidad entre los agentes del mercado español en que el proceso para construir una central (y también una línea de transporte) es largo y prolijo, y ocasiona importantes demoras y trabas en las inversiones. Tal y como recoge el Libro Blanco, este proceso administrativo se complica adicionalmente por la existencia de numerosas entidades, autoridades y administraciones involucradas. Todo esto hace que se retrase la entrada en servicio de nuevos generadores, que sea más difícil para un nuevo entrante acceder al sistema y, en definitiva, obstaculiza la inversión, lo que se puede traducir finalmente en un deterioro de la fiabilidad del sistema.

II.4.9.6. Incertidumbre regulatoria

La CNE en múltiples ocasiones, autores como Atienza y De Quinto (2003) y el propio Libro Blanco han señalado a la incertidumbre en la regulación como uno de los principales problemas del sistema. Mecanismos como el de garantía de potencia, con constantes y poco justificados cambios en la fijación de su cuantía que han dificultado su eficiencia como señal de inversión de largo plazo; el cobro de CTC, inicialmente condicionados al funcionamiento competitivo del mercado de generación, poco después convertidos en un derecho de las empresas a cobrar una cantidad fija de forma incondicional, de nuevo vuelta al pago por diferencias y al final su desaparición; o la falta de un diseño claro en el régimen retributivo de la distribución, son claros ejemplos de esta incertidumbre.

CAPÍTULO III.
RETRIBUCIÓN MULTIPRODUCTO DE LA
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA ESPAÑOLA DURANTE EL
MARCO LEGAL ESTABLE

III.1. INTRODUCCIÓN¹

En los capítulos anteriores se ha explicado cómo la industria eléctrica española, en consonancia con muchos de los países desarrollados, inició en los años ochenta un periodo de profundas transformaciones al que se vio abocado como consecuencia de las graves dificultades financieras por las que atravesaba. Este proceso de cambios culminó en 1987 con la aprobación del Marco Legal Estable, en vigor hasta 1997, y que supuso un punto de inflexión con respecto a anteriores marcos reguladores. Actualmente, el sector está en pleno desarrollo de la Ley del Sector Eléctrico, en vigor desde 1998 y que ha supuesto la liberalización del sector. Como se ha visto en el Capítulo II, este desarrollo está siendo acompañado por un intenso debate acerca del funcionamiento del modelo instaurado y de la consecución de los objetivos de competencia recogidos en la Ley.

La actividad de distribución, junto al transporte, sigue siendo considerada por la LSE como regulada². Sin embargo, el desarrollo normativo de su reglamentación no entró en vigor hasta diciembre de 2000, estando aún pendiente la reforma regulativa de su retribución³. Por lo tanto, se puede considerar que esta actividad atraviesa una confusa etapa de transición en la que muchos aspectos del MLE se mantienen aún vigentes⁴. Solamente en los últimos tiempos, a tenor del trabajo llevado a cabo por el Ministerio y la CNE, parece existir una clara voluntad de dar una solución al régimen económico de esta actividad en el marco de la Nueva Ley del Sector Eléctrico⁵.

¹ Este capítulo ha sido presentado en el 7th European Workshop on Efficiency and Productivity Analysis en Oviedo (25-29 de septiembre de 2001), en las XIX Jornadas de Economía Industrial en Castellón (18-19 de septiembre de 2003) y en las “Jornadas sobre Liberalización y Competencia: Resultados y Retos Pendientes” en Madrid (15 y 16 de abril de 2005).

² Grifell-Tatjé y Lovell (2003) estudian algunos de los aspectos novedosos introducidos por la nueva regulación en la actividad de distribución.

³ En el “Libro Blanco sobre el marco regulatorio de la generación eléctrica en España” de Pérez Arriaga (2005) reza: “(...) quiere aquí hacerse constar la ausencia de un procedimiento de remuneración de la actividad de distribución que responda a los más elementales principios regulatorios: tratamiento individualizado de las empresas y asociación de la remuneración al nivel exigido de calidad de servicio y a las inversiones realizadas y necesarias. El procedimiento de remuneración español de la actividad de distribución es claramente uno de los más deficientes en el contexto internacional”. (pág 67 nota 48). Asimismo, la CNE ha señalado en numerosas ocasiones que continúa siendo necesaria la justificación de la base retributiva reconocida a la actividad de distribución, que la normativa aplicable no ha resuelto. Ver, por ejemplo los Informes 16/2002 o 7/2004 de la CNE.

⁴ De hecho, para aquellos distribuidores que realizaban su actividad bajo el MLE, la LSE se ha tomado como base de su retribución la existente hasta 1997.

⁵ Ver, por ejemplo, el Informe 23/2007 sobre la propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de distribución de energía eléctrica, elaborado por la CNE.

En este contexto, parece relevante estudiar el único sistema de regulación claramente definido que ha tenido la actividad hasta este momento en España, el del MLE, analizando las consecuencias de la aplicación del mismo, en aras de la posible reproducción de sus virtudes en un nuevo marco regulador y de la superación de los defectos o dificultades implícitos en él.

Ya se ha expuesto cómo el MLE regulaba todas las actividades eléctricas, siendo uno de sus elementos fundamentales el concepto de *coste estándar*, es decir, la fijación por parte de la Administración de unos costes objetivos del sistema que eliminara gastos superfluos y sobre los que se basaría la retribución de las empresas. Autores como Laffont y Tirole (1993: 86) lo han considerado como un raro ejemplo de aplicación de "*yardstick competition*" o competencia referencial, mientras que otros, como Rodríguez Romero y Castro González (1994), sostienen que se trata más bien de un sistema de regulación por precios máximos. Como se verá, la regulación de la distribución de la electricidad se basó en un complejo sistema multiproducto de difícil clasificación.

El MLE ha sido objeto de atención en la literatura, aunque la gran mayoría de trabajos han abordado cuestiones relacionadas con la selección adversa, tratando de dirimir si la forma en que se diseñó la Ley, particularmente el mecanismo de fijación los costes estándares, fue adecuado o no. En este sentido, la mayor parte de las aportaciones sostienen que la fijación de estos costes adoleció de falta de objetividad y rigor (Fernández, 1994; Martínez López-Muñiz, 1991, Rojas, 1995; Ariño y López de Castro, 1998, entre otros). Esta investigación, en cambio, se centrará en aspectos relacionados con el riesgo moral, es decir en cómo fue el comportamiento de los agentes implicados una vez que el MLE estuvo en ejercicio, aportando evidencia empírica del funcionamiento del sistema. Ya se ha visto que dentro de esta perspectiva y para el periodo de vigencia del MLE existen algunos trabajos centrados en la generación o que consideran como unidad de análisis la empresa en su conjunto: Arozena y Rodríguez (1998); Arozena y Waddams-Price (2002) ; Martínez-Budría *et al.* (2003) o Ramos Real y Martínez Budría, (2004). Este capítulo complementa estos estudios al analizar por primera vez para este periodo, de forma aislada, la actividad de distribución de electricidad.

En la literatura sobre el MLE hay consenso en considerar que la función de beneficios de una empresa distribuidora queda definida por la diferencia entre los costes estándar reconocidos a la empresa y los costes efectivamente incurridos por ella. Siendo así, el MLE dejó abiertos ciertos aspectos regulatorios que fueron objeto de continua renegociación y diversas revisiones a lo largo de su vigencia. En este sentido, hay que recordar que el regulador de la actividad es el Gobierno y que en el sector existe la tradición de que éste consensúe los cambios en la regulación con las empresas. Con relación a este hecho, Rodríguez Romero y Castro González (1994:181) señalaron que el comportamiento de las empresas podía estar dirigido, no a la disminución de sus costes totales incurridos, lo que es socialmente deseable, sino al incremento de sus costes estándares reconocidos, es decir, los ingresos. Este posible comportamiento también fue señalado por Crampes y Laffont (1995:140). Adicionalmente, se debe tener en cuenta que la mayoría de los factores de una empresa de distribución eléctrica son cuasi-fijos. Así pues, cualquier comportamiento estratégico de la empresa dirigido a la consecución de unos mayores beneficios debería traducirse principalmente en la búsqueda de mayores ingresos.

El objetivo principal de este capítulo es estudiar el comportamiento de las empresas a través del análisis de la evolución de los ingresos obtenidos como retribución del regulador a su actividad de distribución. En este sentido, hay que señalar que la información que puede obtenerse de un enfoque basado en los ingresos es similar al de uno de costes; sin embargo, en el primer caso, la valoración se realiza a través del sistema de incentivos dados por el regulador, mientras que en el segundo se utilizan los precios de los factores⁶. Este estudio basado en la función de ingresos ha sido posible gracias al acceso a todo el sistema de compensaciones del MLE, que detalla cada aspecto de la actividad para cada empresa de distribución y para todo el periodo de vigencia del MLE. La información se dispone para cada uno de los productos, entendiéndose por tales la energía entregada en los distintos niveles de tensión y la actividad comercial. Estos productos eran regulados de forma diferenciada por el MLE.

La existencia de una regulación diferenciada para cada uno de los productos propiciaba un comportamiento estratégico “parcial” de la empresa, en el sentido de que

⁶ En el contexto de este trabajo no podemos asumir dualidad entre la función de producción y la de costes, ya que la dualidad se cumple bajo condiciones muy restrictivas (Grifell – Tatjé, 1990).

podía explotar las debilidades del sistema, identificando y presionando sus puntos más débiles, los cuales podían afectar únicamente a aspectos relacionados con uno o varios productos. Todo parece indicar que este comportamiento estratégico, dirigido a la obtención de mayores niveles de ingresos, tuvo lugar en las empresas eléctricas españolas en lo referente a la actividad de distribución, derivando en un significativo incremento en la calidad del servicio, especialmente en la etapa 1987-1993, cuando no había ningún incentivo económico para la mejora de este concepto, constituyendo así un raro caso de externalidad positiva.

Para llevar a cabo este análisis, se propone la utilización de una nueva metodología basada en un indicador de ingresos del tipo Bennet (1920) [Diewert (2005)], que permite obtener la información requerida discriminando por producto. Asimismo, se plantea una descomposición de este indicador siguiendo la teoría económica de la producción, que permite cuantificar las variaciones de productividad en términos de ingresos, así como abordar una serie de cuestiones centrales desde el punto de vista regulatorio. La descomposición será implementada utilizando técnicas de programación matemática basada en los modelos 'Data Envelopment Analysis' (DEA) (Charnes *et al.* 1978). La utilización de DEA en el análisis de regulación de la distribución de electricidad es muy común en la literatura. Recientes ejemplos son Kurhonen y Syrjänen (2003) o Agrell *et al.* (2005)⁷.

Asimismo, cabe destacar que el análisis de la evolución de los ingresos de las empresas abre un nuevo campo de estudio, puesto que los trabajos existentes hasta el momento sobre la distribución de electricidad se habían centrado principalmente en tres áreas: i) El análisis de los rendimientos de escala y la eficiencia de las empresas distribuidoras. Algunos trabajos en esta línea de investigación son los de Giles y Wyatt (1993), Salvanes y Tjotta (1994), Burns y Weyman-Jones (1996) y Yatchew (2000); ii) Las diferencias entre las empresas de distribución eléctricas públicas y privadas: Hjalmarsson y Veiderpass (1992,a, b), Pollit (1995), o Kumbhakar y Hjalmarsson (1998); y iii) El análisis de propuestas de regulación de la actividad: Weyman-Jones (1992), Norwegian Water Resources and Energy (1997), o OFGEM (2000).

⁷ Otros trabajos que han utilizado DEA para analizar la distribución de electricidad son: Hjalmarsson y Veiderpass (1992 a,b) Pollit (1995), Bagdadioglu, Waddams-Price y Weyman-Jones (1996), Zhang y Bartels (1998), Försund y Kittelsen (1998).

III.2. EL RÉGIMEN ECONÓMICO DE LA DISTRIBUCIÓN DURANTE EL MARCO LEGAL ESTABLE

El MLE es un complejo sistema regulador desarrollado en varias fases, a través de diversos Reales Decretos y Órdenes Ministeriales. Para el caso de la distribución, la complejidad es aún mayor que para la generación, al definir y regular de forma diferenciada cuatro productos. La Tabla III.1 resume el MLE para esta actividad.

Tabla III.1. Resumen del MLE para la actividad de distribución eléctrica

Marco Jurídico	Producto afectado	Regulación introducida
Real Decreto 11 diciembre de 1987	Todos	Fijación de los términos en función de los cuales se estandarizarán los costes de distribución eléctrica.
Orden 19 de febrero de 1988	Todos	Establecimiento de los costes compensables entre sistemas y diseño del sistema de compensaciones.
Orden 19 de diciembre de 1988	Alta tensión	Ampliación de los factores de los que depende la tasa de retribución de la alta tensión.
Orden 22 de diciembre de 1988	Todos	Establecimiento de los parámetros para la corrección de desviaciones en la determinación de la tarifa.
Orden 22 de diciembre de 1988	Alta tensión	Fijación de los costes estándares de distribución para la alta tensión y el procedimiento de su actualización.
Órdenes de 3 y 17 de diciembre de 1993	Alta tensión, media tensión, baja tensión, gestión comercial, costes de estructura.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Cambio del índice de actualización de los valores estándares en alta tensión. ▪ Cambio en los criterios aplicados a la tasa de retribución de la alta tensión. ▪ Se consideran costes estándares de estructura diferenciados para las actividades de distribución y generación. ▪ Sustitución del coeficiente corrector de los costes fijos estándares para las instalaciones <36 kV por un complemento a las inversiones. ▪ Fijación de nuevos costes unitarios de gestión comercial y del índice de ponderación en 0,75. ▪ Se introduce un tímido incentivo económico a la calidad del servicio.
Resolución de 20 de enero de 1994	Alta tensión	Cambios en los criterios aplicados a la tasa de retribución en alta tensión.
Orden de 15 de diciembre de 1995	Alta tensión, media tensión, baja tensión, gestión comercial	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Cambios en los criterios aplicados a la tasa de retribución de la alta tensión. ▪ Revisión de los costes de gestión comercial. ▪ Revisión de los costes de estructura. ▪ Cambio en la tasa de actualización de los costes de explotación para todas las tensiones.
Orden de 29 de mayo de 1997	Gestión comercial	Programas para incentivar la demanda que se sumarán a los costes de gestión comercial.

En teoría, las modificaciones legislativas introducidas en el MLE a lo largo del tiempo deben de entenderse como un intento de subsanar los defectos detectados en el sistema de regulación. Como muestra la Tabla III.1, es a partir del año 1993 cuando se introducen importantes modificaciones, una vez acumulada suficiente evidencia empírica de su funcionamiento.

Según el MLE, la tarifa recoge el coste total del sistema, obtenido mediante la agregación de todos los costes reconocidos, para todos los elementos y todas las empresas que lo componen, los cuales se calculan de forma *estándar*, es decir de forma común para todas las empresas. De esta forma se calcula la tarifa media por el simple cociente entre los costes estándares del sistema y la demanda prevista. Además, rige el principio de la tarifa uniforme en todo el territorio nacional, por lo que se debe arbitrar un sistema de compensaciones entre las empresas. Se introduce, así, un sistema de regulación por incentivos en el que las empresas van a ser compensadas unas cantidades estándares, independientemente de sus costes reales.

III.2.1. LOS COSTES ESTÁNDARES EN LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

El coste estándar de distribución agrupa los costes incurridos en las fases de transporte (por líneas que no son propiedad de Redesa), transformación y distribución. Para la retribución de esta actividad, el MLE establece una regulación diferenciada para cada uno de los productos suministrados: i) la electricidad en alta tensión; ii) la electricidad en media tensión; iii) la electricidad en baja tensión; y iv) la gestión comercial de los abonados. A estos costes han de añadirse a partir de 1993 los costes denominados de *estructura*. En cuanto al suministro de electricidad propiamente dicho, se establece una frontera relativa al nivel de tensión, aplicando diferentes criterios para aquellos costes incurridos en tensiones mayores a 36 kV y para los incurridos en tensiones inferiores. Asimismo, se aplica una regulación diferenciada para los costes fijos y los de explotación en cada una de las tensiones consideradas.

III.2.1.1 La Regulación de la Alta Tensión

Costes fijos de distribución en alta tensión

A través de la Orden Ministerial de 22 de diciembre de 1988, la Administración publicó los valores actualizados estándar, brutos y netos, para cada una de las instalaciones de distribución en alta tensión (mayor de 36 kV) que estuvieran en servicio en ese momento y hubieran entrado en explotación con anterioridad al 1 de enero de 1988. Esta valoración se realizó a partir de la información enviada por los distintos subsistemas, haciendo referencia a las características técnicas de las instalaciones y a su fecha de puesta en servicio. Las instalaciones valoradas son: (i) el inmovilizado en líneas de transporte; (ii) el inmovilizado en subestaciones de transformación; y (iii) el inmovilizado en despachos de maniobra.

Asimismo, se estableció que los valores estándares brutos de las nuevas instalaciones de distribución en alta tensión que entraran en servicio a partir del 1 de enero de 1988 se determinarían en función de unos valores estándares unitarios fijados en las Órdenes correspondientes, del siguiente modo:

- (i) Subestaciones: para cada nivel de tensión de funcionamiento se fijan los costes de las posiciones (convencionales y blindadas). Adicionalmente, se determina el coste unitario de potencia (medido en millones de pesetas por MVA), que depende de la tensión desde la que se transforma y la resultante de la transformación.
- (ii) Líneas aéreas y subterráneas: se determina el coste estándar en función de dos variables: la tensión de funcionamiento y el número de circuitos que tenga la línea. Estos valores unitarios de inversión tendrán unos factores correctores, dependiendo de ciertas características técnicas, con una variación máxima sobre el valor base del 5%⁸.

⁸ También se determina en esta Orden la vida útil de cada instalación de distribución en alta tensión, que será de cuarenta años contados a partir del 31 de diciembre del año de su puesta en servicio. La vida útil de los centros de control de energía y despachos de maniobra será de catorce años a partir del 31 de diciembre del año de su puesta en servicio. Si una vez finalizada su vida útil, estas instalaciones continúan en servicio se podrá considerar anualmente una inversión estándar adicional.

Por lo tanto, la característica fundamental de los costes estándar de las instalaciones de distribución en alta tensión es que se retribuyen en función de unidades físicas (kilómetros de línea, número de celdas y potencia de transformación), independientemente del uso efectivo de las mismas, reconociéndose unos costes estándar diferenciados por tipo de instalación. Además, se establece que estos valores estándares unitarios de inversión podían ser modificados para tener en cuenta los posibles cambios tecnológicos acontecidos en la actividad.

El reconocimiento de estos costes debía permitir, por un lado, la recuperación del valor bruto de la inversión vía amortización, y, por otro, la retribución de los capitales vivos utilizados para su financiación. El coste financiero se determina mediante la aplicación de una tasa de retribución a los valores estándar netos de las instalaciones. Es importante destacar que las pautas a seguir para el cálculo de la tasa de retribución sufrieron constantes cambios a lo largo del periodo de vigencia del MLE, ya que fueron revisadas en 1993, 1994 y 1995, tal como se explicó en el Capítulo II.

En lo que se refiere al reconocimiento, a efectos de la determinación de la tarifa, de nuevas inversiones de distribución en alta tensión y, excepcionalmente, en media y baja, el MLE requería la presentación en la delegación de la DGE de la Comunidad Autónoma correspondiente de un plan de inversiones que debería ser aprobado por dicha Comunidad⁹. Cabe subrayar en este sentido que, aunque las competencias de aprobación de instalaciones habían sido traspasadas a las Comunidades Autónomas, éstas no eran los organismos encargados de retribuir a las empresas, sino que el pago correspondía al Ministerio de Industria y Energía. Se introduce así una disfunción en el proceso descentralizador del Estado, al ser el organismo que aprueba las nuevas inversiones y, en consecuencia, reconoce los nuevos costes, distinto al que posteriormente los retribuye.

Costes de explotación de distribución en alta tensión

Los costes de explotación recogen el conjunto de costes derivados de la operación y mantenimiento de las instalaciones de transporte, transformación, distribución y

⁹ En el caso que la instalación solo afectara a dicha Comunidad Autónoma. Ver el artículo 149 de la Constitución Española.

despachos de maniobra. Como en el caso de los costes fijos, los costes de explotación en alta tensión se estandarizan a partir de unos costes unitarios por unidades físicas: kilómetros de circuito para las líneas y número de posiciones para las subestaciones. En ambos casos, se establecen los costes estándar diferenciando tres tramos de tensión¹⁰. El número de unidades físicas se irá actualizando anualmente con las altas y bajas habidas en el sistema. Hasta 1995 la actualización de estos costes se hacía aplicando el IPC, y a partir de este año mediante una tasa de actualización del IPC menos dos puntos¹¹.

III.2.1.2 La Regulación de la Media y Baja Tensión

Por lo que se refiere a los costes correspondientes a las instalaciones de media y baja tensión (menor de 36 kV), se retribuyen básicamente en función de la energía circulada por dichas instalaciones y no a partir de unidades físicas como para la alta tensión¹². Se reconocen también dos tipos de costes estándar: fijos y de explotación.

Costes fijos de distribución en media y baja tensión

Para establecer el coste estándar anual en instalaciones con tensión de funcionamiento inferior a 36 kV se fijan unos valores estándar unitarios por kWh circulado en media y baja tensión¹³. Estos valores se actualizan cada año por un índice de precios construido mediante la ponderación, en igual proporción, del IPC y el IPI¹⁴.

Es curioso observar cómo ha pasado completamente desapercibido en la literatura el modo en que el MLE regula a los *costes fijos* de la media y la baja tensión: los valores estándar unitarios están ajustados por un importante factor de descuento (X) del 25%

¹⁰ Estos tres tramos son: (i) $36 \text{ kV} \leq \text{Tensión} < 72,5 \text{ kV}$; (ii) $72,5 \text{ kV} \leq \text{Tensión} < 145 \text{ kV}$; y (iii) $145 \text{ kV} \leq \text{Tensión}$.

¹¹ Orden de 15 de diciembre de 1995.

¹² La energía circulada en un nivel de tensión se define como la agregación de la energía distribuida a abonados finales en ese nivel de tensión y la distribuida en niveles inferiores de tensión, afectada por un factor de pérdidas.

¹³ Se considera media tensión aquella comprendida entre 1 kV y 36 kV y se considera baja tensión aquella menor a 1 kV.

¹⁴ $CBT_t = CBT_{(t-1)} \cdot [1 + (0,75 \cdot (0,5 \cdot \text{IPC} + 0,5 \cdot \text{IPI}))]$

$CMT_t = CMT_{(t-1)} \cdot [1 + (0,75 \cdot (0,5 \cdot \text{IPC} + 0,5 \cdot \text{IPI}))]$

donde: CBT_t son los costes estándares unitarios fijos en baja tensión para el periodo t ; $CBT_{(t-1)}$ son los costes estándares unitarios fijos en baja tensión para el periodo $t-1$; CMT_t son los costes estándares unitarios fijos en media tensión para el periodo t ; $CMT_{(t-1)}$ son los costes estándares unitarios fijos en media tensión para el periodo $t-1$.

sobre el índice de precios¹⁵. En consecuencia, la legislación de 1987 ya introducía, aunque de forma parcial, ya que no afectaba a los costes de explotación ni a todos los productos, las recomendaciones de Littlechild (1983) de ajustar la remuneración unitaria por una tasa de descuento. Cabe resaltar que dicha tasa es fija e independiente de los niveles de eficiencia alcanzados en la distribución. Este aspecto contradice la creencia generalizada de que los costes en el MLE se ajustaban únicamente al alza, al considerar únicamente los niveles de inflación.

Adicionalmente, los costes fijos ajustados podrán ser afectados por un coeficiente corrector, derivado de la dispersión geográfica del mercado, la subterrneidad de la red y otras peculiaridades de las áreas abastecidas, no pudiendo ser superior al 10% de los costes fijos. En 1993, este coeficiente es sustituido por un complemento que pretendía incentivar las inversiones en distribución menores a 36 kV y que no podía superar el 14% de los costes fijos. Para su cálculo se tendrían en cuenta, además de las peculiaridades de los mercados mencionadas anteriormente, las inversiones destinadas a la mejora de la calidad del servicio. Por primera vez, y tras seis años en vigor, el MLE hace una mención expresa a la calidad e introduce un leve incentivo a su mejora. Este incentivo estaría vigente hasta el año 1997 siendo suprimido en 1999 por la actual Ley del Sector Eléctrico. Esto da una idea de la poca importancia que el regulador ha otorgado a la calidad en el diseño del sistema de retribución del sector.

Costes de explotación de distribución en media y baja tensión

Para las instalaciones de baja tensión, se establece un coste en función de los kWh de energía circulada, diferenciando entre las instalaciones de baja y media tensión con los mismos criterios que para los costes fijos. Estos costes unitarios se actualizaron

¹⁵ $CBT_t = CBT_{(t-1)} \cdot [1 + (0,75 \cdot (0,5 \cdot IPC + 0,5 \cdot IPI))]$

donde $(0,5 \cdot IPC + 0,5 \cdot IPI)$ es un índice de precios ponderado, que será denominado IP.

$CBT_t = CBT_{(t-1)} \cdot [1 + 0,75 \cdot IP]$

Reordenando la expresión anterior:

$$\frac{CBT_t}{CBT_{t-1}} - 1 = [1 + 0,75IP - 1] = 0,75IP, \quad \frac{CBT_t - CBT_{t-1}}{CBT_{t-1}} = (1 - 0,25)IP = IP - 0,25IP, \quad \frac{CBT_t - CBT_{t-1}}{CBT_{t-1}} = IP - X$$

donde: $X = 0,25 \cdot (0,5 \cdot IPC + 0,5 \cdot IPI)$

De forma análoga se obtendría la expresión anterior para media tensión. Por lo tanto, la regulación de los costes fijos de baja y media tensión aplica los criterios de la regulación por precios máximos, e introduce un factor de descuento del 25%, aunque la legislación no lo especifique así de forma clara.

anualmente con el IPC hasta 1995. A partir de este año se les aplica también un factor de descuento: el IPC menos tres puntos¹⁶.

III.2.1.3. La Regulación de la Gestión Comercial y los Costes de Estructura

Otro de los conceptos a tener en cuenta son los costes de gestión comercial, que contemplan las actividades relacionadas con la atención y desarrollo del mercado de clientes, incluyendo la concertación, contratación, conexión, facturación, lectura y cobro; aplicándoseles también una regulación diferenciada. La estandarización de estos costes se realiza en función del número de pólizas de contrato y la potencia facturada en tensiones mayores a 1 kV¹⁷.

Los coeficientes de ponderación del número de pólizas y de la potencia facturada se establecen cada año por Resolución de la DGE, mientras que los costes se actualizan anualmente mediante la aplicación del IPC correspondiente. En 1993 se establecen unos nuevos costes unitarios de gestión comercial¹⁸, fijándose el índice de ponderación del número de pólizas en 0,75. En 1995 se produce una nueva revisión de estos costes¹⁹, y en 1997 se añade a los costes de gestión comercial un incentivo para la gestión de la demanda²⁰.

Por último, hay que considerar los costes de estructura. Como ya se ha comentado en el Capítulo II, los costes de estructura para la actividad de distribución se calculan a partir de 1993 de forma diferenciada a los de generación²¹. De este modo, para la distribución se establece un coste estándar unitario por kWh suministrado al abonado final, que se actualiza cada año por el IPC correspondiente. Solo dos años después de su fijación, en 1995, los costes unitarios de estructura sufren una modificación²².

¹⁶ Orden de 15 de diciembre de 1995.

¹⁷ $C_{gcd} = \psi \cdot N_a \cdot CN_a + (1 - \psi)P_c \cdot CP_c$

donde: C_{gcd} son los costes estándar de gestión comercial del sistema; ψ es un coeficiente unitario de ponderación del número de pólizas de abono; N_a es el número de pólizas de abono estándar del sistema; CN_a es el coste estándar en pesetas por póliza de abono; P_c es la potencia estándar facturada al abonado en niveles de tensión iguales o superiores a 1 kV, en kW; y CP_c es el coste estándar de la potencia facturada al abonado, en pesetas/kW

¹⁸ Orden Ministerial de 3 de diciembre.

¹⁹ Orden Ministerial de 15 de diciembre.

²⁰ Orden Ministerial de 29 de mayo.

²¹ Orden Ministerial de 17 de diciembre.

²² $S_d = D_{af} \cdot CSD_d$

III.2.2. LA FUNCIÓN DE BENEFICIOS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS EN EL MARCO LEGAL ESTABLE

La última etapa del MLE corresponde al denominado sistema de compensaciones²³, mecanismo que permite a cada empresa recuperar los costes estándares totales reconocidos por el sistema. Así, a cada empresa eléctrica se le reconocen unos costes estándar por la actividad de distribución que proceden de la suma de los costes estándar asociados a cada uno de los productos discutidos en la anterior sección. La empresa debe obtener como ingresos dichos costes estándar; sin embargo, la recaudación tarifaria obtenida como compensación por la energía entregada al consumidor final no necesariamente ha de coincidir con sus costes reconocidos. El objetivo del sistema de compensaciones es, entonces, asegurar que la recaudación final que obtiene la empresa, es decir, sus ingresos, sea igual al importe de los costes estándar reconocidos por el regulador. Para ello se ajusta la recaudación de cada empresa mediante el sistema de compensaciones.

Centrando el análisis únicamente en la actividad de distribución, sean CS_h los costes estándares que le han sido reconocidos a la empresa distribuidora h . Si se supone que hay n distribuidores, el total de costes estándares reconocidos en el sistema vendrán definidos por: $\sum_{i=1}^n CS_i$. Adicionalmente, si R_h expresa la recaudación efectuada por h a sus clientes, entonces $\sum_{i=1}^n R_i$ expresa la recaudación total asociada a la actividad de distribución. Una de las condiciones que deben de cumplirse es que la recaudación total del sistema (R) sea igual a los costes estándares totales reconocidos (CS), es decir: $R = CS$, o lo que es lo mismo: $\sum_{i=1}^n R_i = \sum_{i=1}^n CS_i$. La compensación asociada a la empresa h , expresada por z_h , es simplemente igual a:

$$z_h = CS_h - R_h, \tag{III.1.}$$

Cuando $z < 0$ la empresa entregará al resto de empresas ésta diferencia con los fondos procedentes de su recaudación; cuando $z > 0$ la empresa recibirá del resto de empresas dicha cantidad. Naturalmente, cuando $z = 0$ la recaudación es exactamente la

donde: D_{af} es la energía suministrada al abonado final; y CSD_d es coste unitario de estructura por kWh suministrado al abonado final.

²³ En la literatura sobre regulación se suele denominar a estos ajustes monetarios “transferencias”. Aquí utilizamos el término ‘compensaciones’ ya que es el utilizado por la legislación del MLE.

misma que los costes estándar reconocidos y no debe devolver ni recibir ningún importe monetario. Nótese que: $\sum_{i=1}^n z_i = 0$. De este modo, los beneficios de una empresa h vienen definidos por:

$$\pi_h = CS_h - \sum_{j=1}^N w_{jh} x_{jh} \quad (\text{III.2})$$

donde (x_1, \dots, x_N) nos expresa el vector de factores productivos utilizado en la distribución y (w_1, \dots, w_N) el vector de sus respectivos precios. Así pues, el sumatorio de la anterior expresión representa los costes totales de explotación de la empresa. La expresión (III.2) indica que los beneficios vienen dados por la diferencia entre los costes estándar y los costes totales de explotación incurridos en el suministro del servicio.

La igualdad $R = CS$ permite describir la expresión (III.1) como:

$$CS_h - R_h = [CS_h - \bar{p} y_h] + [\bar{r} y_h - R_h] = z_h^1 + z_h^2, \quad (\text{III.3})$$

donde y_h define la cantidad de energía entregada por la empresa h al usuario final y $\sum_{i=1}^n y_i = y$ la cantidad total de energía suministrada por el sistema, es decir, por el conjunto de empresas. La expresión (III.3) explica la diferencia entre los costes estándares y la recaudación de la empresa h . El primer sumando, z_h^1 , indica que los costes estándar reconocidos son distintos a los que provienen del producto de los costes estándares medios (retribución media) del sector ($\bar{p} = CS / y$) y la energía suministrada por h . El segundo, z_h^2 , pone de manifiesto que la recaudación obtenida no coincide con la que obtendría aplicando la tarifa media del sector ($\bar{r} = R / y$). Esta es una situación habitual ya que la recaudación de la empresa depende de su estructura de mercado que, fácilmente, puede diferir con respecto a la estructura media del sector. Finalmente, señalar que el MLE introduce una corrección sobre esta última expresión que implica que la empresa recibe o entrega únicamente *la mitad* de z_h^2 , es decir: $\frac{1}{2}(z_h^2)$, reescribiéndose la función de ingresos del distribuidor h como:

$$Ingresos_h = CS_h + \frac{1}{2}[R_h - \bar{r} y_h],$$

y, en consecuencia, la función de beneficios (III.2) como:

$$\pi_h = \left[CS_h + \frac{1}{2}(R_h - \bar{r}y_h) \right] - \sum_{j=1}^n w_{jh} x_{jh} \quad (III.4)$$

donde los ingresos totales de h vienen dados por los costes estándares más unos ingresos adicionales iguales a la mitad de la diferencia entre la recaudación efectuada y la calculada utilizando la tarifa media del sector. Los beneficios son iguales a la diferencia entre estos ingresos y los costes totales incurridos.

III.2.3. ¿CÓMO SE PUEDE CLASIFICAR AL MLE?

Del análisis de la metodología de MLE podría deducirse que sigue la filosofía de la regulación por precios máximos, ya que los costes estándares fijados son los precios que inicialmente van a cobrar las empresas por cada uno de sus productos. Adicionalmente, tal como se ha mostrado, para el caso de la media y la baja tensión, una parte de la remuneración estaba ajustada por un factor de descuento anual del 25% sobre la media ponderada del IPC y los precios industriales.

Sin embargo, Crampes y Laffont (1995) y Laffont y Tirole (1993) consideran al MLE como un regulación basada en el sistema *yardstick competition* o de competencia referencial (Shleifer, 1985). Como se explicó en el Capítulo I, en un sistema de *yardstick competition* la retribución de la empresa, o sus costes reconocidos, son calculados utilizando los costes medios del sector. En este contexto la *compensación* asociada a una empresa h vendría definida por:

$$z'_h = \frac{(\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^N w_{i,j} x_{i,j})}{\sum_{i=1}^n y'_i} y'_h - R_h \quad (III.5)$$

donde el primer término de la parte derecha de la igualdad define los costes que el regulador reconoce a la empresa, expresados de un modo simplificado por CR_h . La interpretación de la expresión (III.5) es exactamente la misma que la ya comentada para el caso de la (III.1). Los beneficios de la empresa h vienen dados ahora por:

$$\pi_h = CR_h - \sum_{j=1}^N w_{jh} x_{jh}, \quad (\text{III.6})$$

expresión ciertamente similar a la (III.2).

En ciertos contextos, el sistema *yardstick* también regula la recaudación de la empresa calculándola a través de la información de los ingresos medios del sector, de forma análoga que para los costes. Estos ingresos estimados sustituyen en (III.5) a los realmente obtenidos por la empresa (R_h). Introduciendo esta modificación, la expresión que obtienen Crampes y Laffont (1995: 130) es igual a la (III.4) pero sustituyendo CS_h por CR_h y sin el valor $\frac{1}{2}$. Aquí se vuelve a repetir la similitud ya observada entre las expresiones (III.2) y (III.6). Estas similitudes es lo que lleva a los anteriores autores a clasificar el MLE como un sistema de regulación *yardstick competition* o de competencia referencial.

No obstante, Crampes y Laffont (1995: 130), advierten: “*although CR_h is non manipulable by h (at least if there are a considerable number of firms in the sector), such is not the case for CS_h . The system should therefore have an extremely strict government managerial staff who avoids letting standard costs drift to a firm’s advantage.,.,. In essence, Yardstick Competition is anonymous, this is no longer the case for its Spanish adaptation which brings up the question of standard cost review and new investment evaluation*” (la notación es la del capítulo).

En este punto, se debe recordar que las empresas de distribución podían aumentar sus costes estándar reconocidos mediante la inversión y entrada en funcionamiento de nuevas instalaciones de alta tensión, con independencia de su utilización. Las peticiones de nuevas instalaciones difícilmente podían ser denegadas ya que, como se ha comentado, eran las Comunidades Autónomas las que aprobaban las instalaciones mientras que el Ministerio de Industria y Energía era el encargado de retribuir las. En consecuencia, parece que uno de los temores de Crampes y Laffont se materializa, aunque “parcialmente”, al afectar únicamente a uno de los productos regulados. Adicionalmente, la literatura ha sido especialmente crítica en el proceso que se siguió para la determinación de los costes estándar. Por ejemplo, Ariño y López de Castro (1998) ponen de manifiesto que éstos se fijaron utilizando el criterio de los costes históricos reales, cuyo elemento básico de información eran los valores contables de los

activos. Así, los valores estándar de partida reflejaban simplemente la media de los costes históricamente incurridos, valor que difícilmente puede coincidir con el valor ideal, objetivo, libre de ineficiencias, que el estándar pretendía constituir. La hipótesis que los costes estándar asociados a las instalaciones de alta tensión estuvieran sobrevalorados es bastante plausible, lo que provocaría un incentivo adicional a la entrada en funcionamiento de nuevas instalaciones.

Por último, señalar que en la literatura ha merecido muy poca atención el hecho que la empresa reciba la mitad de la diferencia entre su recaudación y la recaudación calculada sobre la media del sector, como muestra la expresión (III.4). La introducción de esta modificación incentiva un comportamiento de selección adversa de la empresa respecto al cliente, ya que la distribuidora buscará que se contraten términos de potencia altos, con una mayor tarifa, aunque el cliente no la necesite, con la finalidad de hacer mayor la diferencia. La compañía FECSA en un informe interno de 1996 sustenta estos argumentos. Adicionalmente, conviene subrayar que este sistema elimina cualquier incentivo al impulso de los programas de optimización horaria y de ahorro de energía por parte de las distribuidoras. No debe de extrañar, por tanto, el poco éxito que históricamente han tenido estos programas en España.

III.3. EL MODELO TEÓRICO

III.3.1. EL INDICADOR BENNET

La expresión (III.2), y de un modo más detallado la (III.4), ponen de manifiesto que la empresa puede incrementar sus beneficios mediante la consecución de mayores costes estándar o a través de la disminución de sus costes de explotación. En la literatura se ha prestado una especial atención al impacto que ha tenido la regulación sobre los costes totales de la empresa pero, hasta el momento, no se tiene conocimiento de ningún artículo que haya girado su atención hacia el modo en que la empresa consigue generar sus ingresos. Esta falta de atención puede deberse a que la mayoría de trabajos asumen, implícita o explícitamente, que el proceso de regulación está cerrado, correctamente diseñado, sin posibilidad de influencia sobre él por parte de la empresa. Sin embargo, ya se ha visto que muchos aspectos del MLE han sido objeto de rectificación a través del

tiempo. Este hecho, por sí mismo, ya es indicativo de que las anteriores hipótesis de partida pueden no cumplirse.

Se ha de tener en cuenta, además, que cualquier error en el diseño regulatorio o actividad de influencia por parte de las empresas debería reflejarse en la forma que éstas generan sus ingresos. Asimismo, dichos ingresos también están influenciados por variables exógenas a la empresa, como la demanda que están obligadas a satisfacer. A lo largo de esta sección se presentará un modelo económico que permitirá estudiar los ingresos obtenidos de las empresas, es decir, sus costes estándar, en una situación multiproducto. Para ello se combinarán dos disciplinas económicas: la teoría de los números índices y la moderna teoría neoclásica de la producción en el contexto metodológico inicialmente propuesto por Grifell-Tatjé y Lovell (1999).

Considérese una empresa distribuidora de electricidad h que produce M outputs representados por el vector de cantidades $y_h = (y_{1h}, \dots, y_{Mh}) \geq 0$. Esta empresa recibe una retribución procedente del regulador por sus productos expresados por el vector $p_h = (p_{1h}, \dots, p_{Mh}) > 0$. Por motivos de simplicidad se utilizará a lo largo de la exposición el término “retribución” para hacer referencia a estos importes monetarios unitarios basados en los costes estándar, de acuerdo con lo expuesto en las secciones anteriores. También se abandona la notación ‘ h ’ ya que toda la metodología que sigue se aplica a nivel de empresa. Los ingresos, es decir, los costes estándar obtenidos por la empresa en el período t vendrán dados por la siguiente expresión: $CS^t = p^{tT} y^t = \sum_{m=1}^M p_m^t y_m^t$, donde el superíndice “ T ” expresa la transpuesta de un vector.

El objetivo es identificar los determinantes de los cambios en los ingresos entre dos períodos de tiempo consecutivos, es decir, entre t y $t+1$. Para ello se comienza descomponiendo el cambio en los ingresos que resulta del movimiento desde (y^t, p^t) a (y^{t+1}, p^{t+1}) en dos componentes básicos: un *efecto retribución*, que refleja el impacto sobre los ingresos de los cambios en la retribución de la actividad de distribución eléctrica, manteniendo la cantidad de los productos constante; y un *efecto cantidad*, que recoge el impacto sobre los ingresos de los cambios en la demanda de energía, manteniendo las retribuciones constantes.

Una posible descomposición de los cambios en los ingresos entre un *efecto precios* y un *efecto cantidad* es:

$$CS^{t+1} - CS^t = y^{t+1T} (p^{t+1} - p^t) + p^{tT} (y^{t+1} - y^t) \quad (\text{III.7})$$

y otra posible es:

$$CS^{t+1} - CS^t = y^{tT} (p^{t+1} - p^t) + p^{t+1T} (y^{t+1} - y^t) \quad (\text{III.8}).$$

En (III.7) el *efecto retribución* se asemeja en su construcción a un índice de precios de tipo Paasche (fijando la producción en y^{t+1}) y el *efecto cantidad* a un índice de cantidades del tipo Laspeyres (fijando el precio de los productos en p^t), pero expresados en diferencia en lugar de ratios. Lo contrario ocurre en (III.8), donde el *efecto retribución* es similar a un índice Laspeyres (fijando la cantidad de producto en y^t) y el *efecto cantidad* es similar a un índice Paasche (fijando los precios de los productos en p^{t+1}). A partir de las expresiones (III.7) y (III.8) puede construirse un indicador de precios y un indicador de cantidad del tipo Bennet (1920) definido por la media aritmética de las dos anteriores expresiones:

$$\begin{aligned} CS^{t+1} - CS^t = & 1/2 (y^{t+1} + y^t)^T (p^{t+1} - p^t) && \text{Bennet de retribución} \\ & + 1/2 (p^t + p^{t+1})^T (y^{t+1} - y^t). && \text{Bennet de cantidad} \quad (\text{III.9}). \end{aligned}$$

Se observa cómo el *efecto retribución* refleja la modificación en el sistema de pago de los productos, ponderándose ésta por una media aritmética de las cantidades, mientras que el *efecto cantidad* mide los cambios en las cantidades, ponderados por una media aritmética de las retribuciones. Tanto el *efecto retribución* como el *efecto cantidad* pueden calcularse directamente a partir de los datos observados. Es interesante advertir que la estructura de un indicador Bennet permite cuantificar el impacto de las variaciones de precios y cantidades sobre los cambios en el importe de los costes estándar para cada uno de los productos. Esta característica será especialmente útil en esta investigación ya que, tal como se ha visto, los productos han sido regulados de manera diferenciada por el MLE. Por lo tanto, a través de este indicador se podrán valorar en términos de ingresos, a lo largo del tiempo y para cada una de las empresas

eléctricas, los ajustes y modificaciones en el mecanismo de retribuciones, así como las variaciones en las cantidades demandadas de electricidad.

La propuesta de descomposición de Bennet realizada sobre beneficios fue redescubierta y estudiada por Diewert (2005), quien ha demostrado que satisface un conjunto de axiomas deseables con características similares al caso del número índice Fisher. De hecho, se observa que 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 (2000) han mostrado cómo puede descomponerse un indicador de cantidad Bennet de costes y estos mismos autores, en un artículo anterior de 1999, señalaron cómo podía descomponerse un indicador de cantidad de beneficios del tipo Laspeyres (expresión III.3). Recientemente Grifell-Tatjé y Lovell (2008) han aplicado una nueva metodología basada en un indicador Bennet de beneficios. En el siguiente apartado se van a extender estos trabajos proponiendo una nueva descomposición económica del indicador de cantidad Bennet de ingresos (III.9) ajustada a las necesidades de esta investigación. Finalmente, conviene resaltar que la expresión (III.9) no se basa en la asunción de ningún comportamiento restrictivo de la empresa evaluada, como es la maximización de ingresos.

III.3.2. DESCOMPOSICIÓN DEL INDICADOR DE CANTIDAD BENNET DE INGRESOS

En la Figura III.1, S^t y S^{t+1} definen conjuntos de posibilidades de producción factibles en los periodos de tiempo t y $t+1$. Por su parte, $P^t(x^t)$ y $P^{t+1}(x^{t+1})$ en la Figura III.2 definen los conjuntos de productos factibles que corresponden a S^t y S^{t+1} . La Figura III.1 expresa una situación general caracterizada por rendimientos variables a escala. Se asume que hay progreso técnico, por lo que $S^t \subset S^{t+1}$. Esta hipótesis hace que $P^t(x^t) \subset P^{t+1}(x^t)$ en la Figura III.2, donde se considera una situación general caracterizada por cambio técnico no neutral. Adicionalmente, $P^{t+1}(x^t) \subset P^{t+1}(x^{t+1})$, ya que se asume que $x^t < x^{t+1}$. Tanto en la Figura III.1 como en la III.2, en el periodo t una empresa utiliza el

vector de factores x^t para distribuir y^t , y en el periodo $t+1$ una empresa utiliza el vector de factores x^{t+1} para distribuir y^{t+1} .

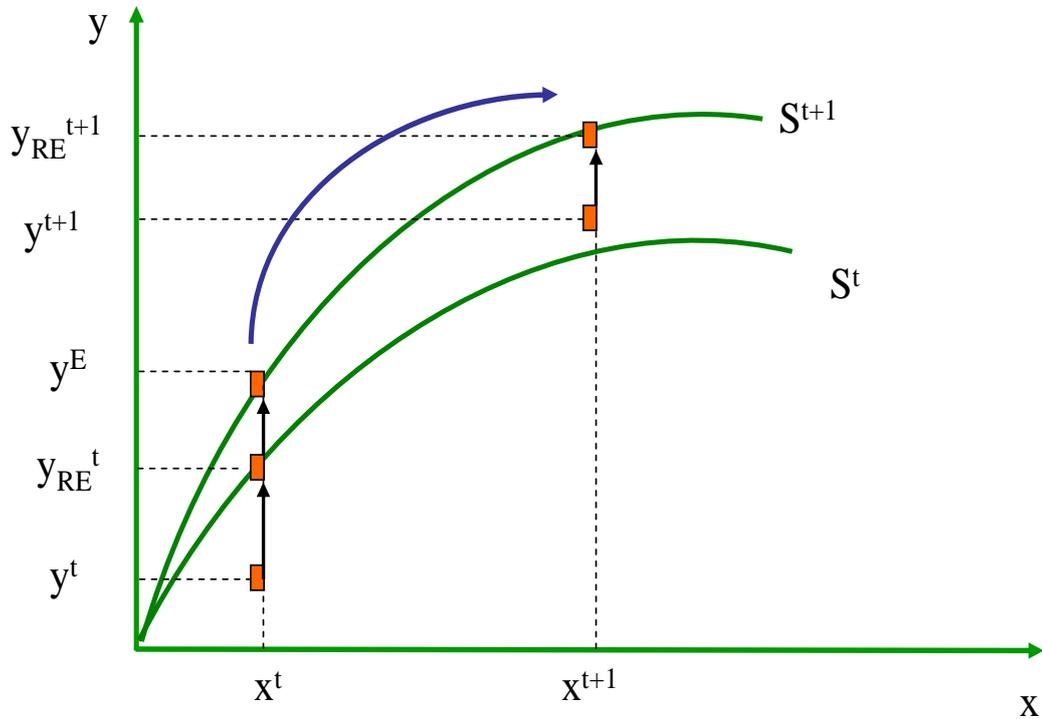


Figura III.1. Descomposición del Indicador Bennet de Cantidad (I)

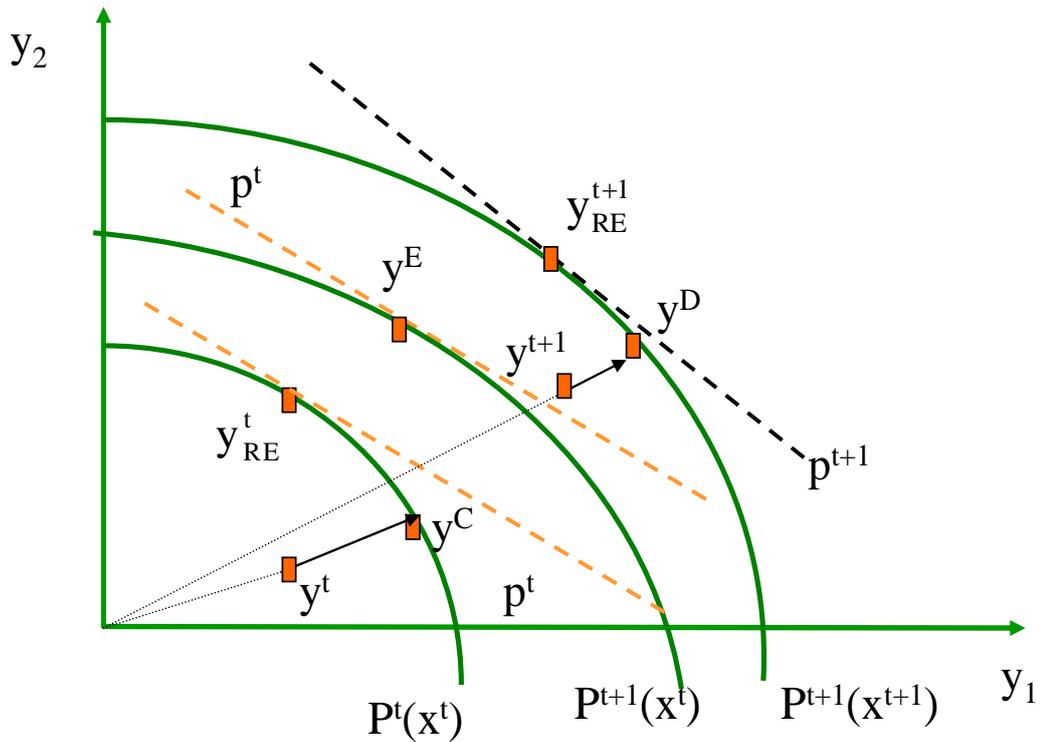


Figura III.2. Descomposición del Indicador Bennet de Cantidad (II)

En ambas figuras y_{RE}^t e y_{RE}^{t+1} expresan vectores de productos que generan ingresos óptimos para (x^t, p^t, S^t) y $(x^{t+1}, p^{t+1}, S^{t+1})$, respectivamente, y están netos de ineficiencia operativa y asignativa. Además, el progreso técnico expresado por y^E permite una mayor distribución de electricidad, siendo un vector de productos que genera máximos ingresos para (x^t, p^t, S^{t+1}) . Adicionalmente, y para el caso de la Figura III.2, y^C e y^D definen dos vectores de productos técnicamente eficientes en el sentido de Debreu (1951)-Farell (1957) para $P^t(x^t)$ y $P^{t+1}(x^{t+1})$, respectivamente. El objetivo es explicar el indicador Bennet de cantidad, para lo que se propone la siguiente descomposición:

$$\begin{aligned}
 & 1/2 (p^t + p^{t+1})^T (y^{t+1} - y^t) = \\
 & 1/2 (p^t + p^{t+1})^T (y_{RE}^{t+1} - y^E) \qquad \qquad \qquad \text{Efecto actividad} \\
 & + 1/2 (p^t + p^{t+1})^T [(y^{t+1} - y_{RE}^{t+1}) - (y^t - y^E)]. \qquad \text{Efecto productividad} \qquad (III.10).
 \end{aligned}$$

Los vectores de productos y_{RE}^{t+1} e y^E son los componentes principales del *efecto actividad*²⁴. Ambos vectores están definidos sobre la tecnología del periodo $t+1$, tal como muestra la Figura III.1. Se observa que los cambios en el conjunto de producción tienen como único origen las variaciones en las cantidades de factores. En consecuencia, se puede decir que el *efecto actividad* mide la expansión (contracción) de la energía eléctrica distribuida, neta de ineficiencias, que resulta de una mayor (menor) disponibilidad de factores productivos. En el contexto de este trabajo, estos cambios pueden asociarse principalmente a la entrada en funcionamiento de nuevas instalaciones eléctricas. La diferencia entre y_{RE}^{t+1} e y^E está valorada por la media aritmética de los precios de los productos. El *efecto actividad* contribuirá a un aumento (reducción) en los ingresos del período t al $t+1$ cuando $1/2(p^t + p^{t+1})(y_{RE}^{t+1} - y^E) > (<) 0$.

Por su parte, el *efecto productividad* compara las producciones observadas en cada uno de los periodos con sus respectivas cantidades óptimas, calculadas con la tecnología del periodo $t+1$. El *efecto productividad* tendrá un valor positivo (negativo) cuando la pérdida de ingresos obtenida al operar de un modo no óptimo en el período $t+1$ sea menor (mayor) que la pérdida de ingresos resultante de la diferencia entre la producción observada del periodo t y las producciones óptimas asociadas a (x^t, p^t, S^{t+1}) . Las

²⁴ La descomposición de la expresión (III.10) se basa en la tecnología del periodo $t+1$ tal como reflejan las Figuras III.1 y III.2. Es posible realizar una descomposición alternativa a la (III.10) utilizando la tecnología del periodo t . Esto abre la posibilidad de descomponer el *efecto actividad* utilizando la media aritmética de las dos descomposiciones

diferencias en los niveles de producción están agregadas, utilizando como ponderador la media aritmética de los precios de los productos. El *efecto productividad* contribuirá al aumento de los ingresos (o a la disminución) entre el período t y el $t+1$ siempre y cuando $[1/2(p^t + p^{t+1})^T(y^{t+1} - y_{RE}^{t+1})] > (<) [1/2(p^t + p^{t+1})^T(y^t - y^E)]$. A su vez, el *efecto productividad* puede descomponerse en tres elementos explicativos más: un efecto producido por la *eficiencia operativa*, un componente que mide la *eficiencia asignativa* y la contribución del *cambio técnico*:

$$\begin{aligned}
 & 1/2 (p^t + p^{t+1})^T [y^{t+1} - y_{RE}^{t+1}] - (y^t - y^E) = \\
 & + 1/2 (p^t + p^{t+1})^T [y^{t+1} - y^D] - (y^t - y^C) \quad \text{Efecto de la eficiencia operativa} \\
 & + 1/2 (p^t + p^{t+1})^T [(y^D - y_{RE}^{t+1}) - (y^C - y_{RE}^t)] \quad \text{Efecto eficiencia asignativa} \\
 & + 1/2 (p^t + p^{t+1})^T (y^E - y_{RE}^t). \quad \text{Efecto del cambio técnico}
 \end{aligned}
 \tag{III.11}.$$

Cabe recordar que y^C e y^D son vectores técnicamente eficientes en el sentido de Debreu-Farrel. Tal como muestra la Figura III.2, el *efecto de la eficiencia operativa* mide el impacto sobre los ingresos de cualquier alejamiento o acercamiento a la frontera de posibilidades de producción que se produzca en el período $t+1$ respecto al t ; mientras que la *eficiencia asignativa* mide el efecto de los cambios producidos entre el periodo t y $t+1$ en la distancia entre el punto radialmente proyectado a la frontera, operativamente eficiente, y el que correspondería a los máximos ingresos dados los precios de cada periodo. Como las empresas de distribución deben de suministrar la energía demandada y las retribuciones unitarias asociadas a los distintos productos son decididos por el regulador, se puede considerar que un buen mecanismo de regulación debería ser capaz de fijar un sistema de retribuciones relativas próximo a la situación de eficiencia operativa. Por consiguiente, cuanto mayor sea la discrepancia entre la eficiencia operativa y la asignativa, peor será el mecanismo de regulación. La suma de los dos efectos: eficiencia operativa y eficiencia asignativa, viene representada en las Figuras III.1 y III.2 por $[(y^{t+1} - y_{RE}^{t+1}) - (y^t - y_{RE}^t)]$, estando ambas diferencias ponderadas por la media aritmética de los precios de los productos.

En cuanto a cómo afecta el *cambio técnico* a los ingresos, se debe recordar que y_{RE}^t e y^E son vectores operativamente y asignativamente eficientes (ver Figura III.2). Nótese

que en ambas valoraciones el vector de precios utilizado es el mismo. Por lo tanto, el movimiento desde y_{RE}^t a y^E expresa el desplazamiento de la frontera de producción, es decir, del cambio técnico, que puede ser no neutral, como es el caso descrito en la Figura III.2. La diferencia entre los dos vectores de productos está valorada con la media aritmética de los precios de los mismos y mide la contribución del progreso tecnológico en términos de ingresos.

III.4. IMPLEMENTACIÓN DE LA DESCOMPOSICIÓN DEL INDICADOR BENNET DE INGRESOS

El cálculo de los indicadores Bennet propuestos en (III.9) requiere información sobre (y^t, x^t, p^t) y $(y^{t+1}, x^{t+1}, p^{t+1})$, siendo esos datos potencialmente observables. Sin embargo, la descomposición del indicador *Bennet de cantidad* presentada en las expresiones (III.10) y (III.11) requiere la utilización adicional de los vectores $(y_{RE}^t, y_{RE}^{t+1}, y^C, y^D, y^E)$, que no son observables y deben ser calculados. Para ello se utilizarán técnicas de programación matemática conocidas por *Data Envelopment Analysis* (DEA) inicialmente propuestas por Charnes, Cooper y Rhodes (1978). Como se explicó en el Capítulo I, esta técnica compara cada una de las empresas de distribución con la mejor práctica observada en la muestra.

Habitualmente, en el análisis DEA, la tecnología del periodo t se construye a partir de los datos sobre cantidades de productos y factores que describen las operaciones de todos los productores de ese periodo t . Desde este punto de vista, la información existente en periodos anteriores a t no es utilizada. En esta investigación se va a seguir un enfoque distinto, denominado *secuencial* por Tulkens y Vanden Eeckaut (1995). Las fronteras secuenciales permiten que la tecnología del periodo t sea construida a partir de los datos sobre cantidades de factores y productos de todas las empresas en todos los periodos anteriores, incluido el propio periodo t . En este tipo de análisis no es posible regresión tecnológica, es decir, hundimientos totales o parciales de la frontera de posibilidades de producción, situación que se ajusta plenamente a la distribución de electricidad. Con este planteamiento, se puede definir el conjunto de posibilidades de producción como:

$$T^t = \{(y, x): y \leq \sum_i \lambda_i y_i^s, x \geq \sum_i \lambda_i x_i^s, \lambda_i \geq 0, s=1, \dots, t\} \quad (\text{III.12})$$

donde (y, x) esta superiormente acotado por una envolvente construida por la unión lineal de las observaciones que definen la mejor practica observada para todos los años que van desde el 1 hasta el t , incluido este último año. La expresión (III.12) define una tecnología con rendimientos constantes a escala, ya que la suma de los λ s puede tomar cualquier valor. La adopción de esta hipótesis no debe considerarse restrictiva puesto que, como se explicó en el Capítulo I y la literatura señala, las economías de escala se agotan rápidamente en la actividad de distribución (ver, por ejemplo, Salvanes y Tjøtta, 1994).

El cálculo del efecto de la *eficiencia operativa* definido en (III.11) requiere la identificación de los vectores de cantidad y^C e y^D operativamente eficientes en el sentido Debreu–Farrel. Para calcular y^C se resuelve el siguiente programa de programación lineal para cada distribuidor de electricidad $i = 1, \dots, \circ, \dots, I_t$, en cada año, $t = 1, \dots, T$.

$$\begin{aligned} y^{oCt} / y^{ot} &= \max_{\theta} \theta \\ \text{s.a. } \theta y^{ot} &\leq \sum_i \lambda_i y_i^s, \quad x^{ot} \geq \sum_i \lambda_i x_i^s, \quad \lambda_i \geq 0. \end{aligned} \quad (\text{III.13}).$$

Análogamente, debido a que y^D es una expansión radial de y^{t+1} , $y^D = \theta y^{t+1}$ con $\theta \geq 1$. El escalar θ es determinado como solución a un problema de programación lineal idéntico a (III.13), reemplazando los datos $(y^s, x^s, y^{ot}, x^{ot})$, por los correspondientes $(y^{s+1}, x^{s+1}, y^{ot+1}, x^{ot+1})$.

El cálculo del efecto de la *eficiencia asignativa* de la expresión (III.12) requiere la identificación de los vectores de cantidad y_{RE}^t y el y_{RE}^{t+1} , donde y_{RE}^t maximiza los ingresos obtenidos con los factores x^t , cuando las retribuciones dadas por el regulador son p^t y con la tecnología secuencial hasta el periodo t . Para calcular y_{RE}^t se resuelve el siguiente programa de programación lineal para cada distribuidor de electricidad $i = 1, \dots, \circ, \dots, I_t$, en cada año, $t = 1, \dots, T$.²⁵

²⁵ Estos programas fueron desarrollados por Färe, Grosskopf y Lovell (1985).

$$\begin{aligned} & \max_y p^{ot} y \\ \text{s.a. } & y \leq \sum_i \lambda_i y_i^s, \quad x^{ot} \geq \sum_i \lambda_i x_i^s, \quad \lambda_i \geq 0, \end{aligned} \quad (\text{III.14}).$$

En el caso de y_{RE}^{t+1} , este vector de cantidad maximizaría los ingresos utilizando los factores x^{t+1} , con las retribuciones por producto dadas por p^{t+1} y con la tecnología secuencial hasta el periodo $t+1$. Por lo tanto, y_{RE}^{t+1} puede ser identificado como solución a un problema de programación lineal idéntico a (III.14), reemplazando los datos $(y^s, x^s, x^{ot}, p^{ot})$ con los datos $(y^{s+1}, x^{s+1}, x^{ot+1}, p^{ot+1})$.

Finalmente, se ha de identificar el vector y^E que, junto a y_{RE}^t e y_{RE}^{t+1} , permitirá determinar el *efecto actividad* descrito en (III.10) y el efecto del *cambio técnico* descrito en (III.11). Debido a que y^E maximiza el ingreso conseguido utilizando x^t , cuando las retribuciones sobre los productos regulados son p^t y se utiliza la tecnología secuencial hasta el período $t+1$; y^E puede ser identificado como solución a un problema de programación lineal idéntico a (III.14), reemplazando los datos $(y^s, x^s, x^{ot}, p^{ot})$ por los datos mixtos $(y^{s+1}, x^{s+1}, x^{ot}, p^{ot})$.

Resolviendo cada uno de los cinco problemas de programación lineal definidos por (III.13) y (III.14) I veces, una vez para cada empresa distribuidora de la muestra, se genera toda la información requerida para identificar los cinco vectores de producto $(y_{RE}^t, y_{RE}^{t+1}, y^C, y^D, y^E)$. Cuando éstos se combinan con los vectores de productos observados (y^t, y^{t+1}) y con los vectores de retribuciones unitarias (p^t, p^{t+1}) , el cambio observado en el importe de los costes estándar $(CS^{t+1} - CS^t)$, para cada una de las empresas distribuidoras de electricidad puede ser descompuesto en los seis componentes mostrados en las expresiones (III.9), (III.10) y (III.11).

III.5. DEFINICIÓN DE DATOS Y VARIABLES

Los datos utilizados en esta investigación describen las operaciones de las empresas distribuidoras más importantes de España, las cuales eran reguladas por el MLE: Electra Viesgo S.A., Eléctricas Reunidas de Zaragozanas S.A., Fuerzas Eléctricas de Cataluña S.A., Hidroeléctrica Española S.A., Hidroeléctrica de Cataluña S.A., Hidroeléctrica del Cantábrico S.A., Hidroeléctrica Ribagorzana S.A., Iberduero, Iberdrola, Sevillana de

Electricidad S.A. y Unión Fenosa S.A., desde el año 1952 hasta 1997. Con estos datos se ha construido un panel no equilibrado que incluye 144 observaciones. Este amplio periodo ha sido dividido en dos partes: 1988-97, de vigencia del MLE y que es el objeto de estudio, y el anterior a éste: 1952 -87. Para este último periodo se cuenta con 61 observaciones, con las que se va a definir una tecnología de partida de la mejor práctica.

Como se ha comentado en el apartado anterior, para conformar el modelo de ingresos que se va a aplicar se han construido las fronteras de forma secuencial, acumulando información desde el año 1952 hasta el año 1987, y añadiendo posteriormente los datos de cada año hasta 1997. De este modo se tiene la seguridad de que existe suficiente información para construir adecuadamente cada una de las fronteras de posibilidades de producción del periodo 1988-97, lo que permitirá el cálculo de la descomposición del indicador Bennet de cantidad presentada en las expresiones (III.10) y (III.11). No es posible aplicar la metodología de los indicadores Bennet a la anterior etapa inicial de 1952-87 por disponerse para este intervalo de tiempo de información sobre cantidades físicas pero no sobre ingresos por producto.

Los datos han sido obtenidos de diversas fuentes. Las memorias e informes anuales de las empresas, así como los informes anuales del Ministerio de Industria y Energía, han aportado información sobre los productos suministrados por las empresas durante la etapa 1952-1987, y sobre los factores utilizados durante la totalidad del periodo considerado, 1952-1997. Los datos sobre productos para el periodo 1987-1997 y los importes pagados por el regulador en dicho periodo han sido obtenidos a partir de los informes anuales detallados elaborados por la ya extinta *Oficina de Compensaciones de la Energía Eléctrica* (OFICO). Esta última información ha sido recientemente publicada por Red Eléctrica de España (2006).

Definición de las cantidades de productos y factores

En cuanto a la elección de las variables a incluir en el modelo, dos aspectos condicionan. En primer lugar, el marco regulatorio: el objeto de estudio es el MLE que, tal como se ha visto, define unos productos sobre los cuales basa su sistema de retribución. Estos cuatro productos definen los utilizados en la aplicación, ya que los

ingresos de las empresas dependen exclusivamente de ellos, como quedó de manifiesto en la sección III.2.1. Sin embargo, existen ciertas restricciones informativas por corresponder parte de los datos al periodo 1952 - 87. La necesidad de disponer de información previa al periodo de vigencia del MLE ha obligado a la agregación de la alta y la media tensión. Esto es debido a que a lo largo de este dilatado periodo se han producido numerosos cambios en la estructura de las tarifas y en su nomenclatura, de tal modo que algunos conceptos eran considerados en un tiempo de alta tensión y en otro de media, impidiendo la uniformidad de la serie. Con estas restricciones, los productos y factores utilizados en la aplicación son los siguientes:

Productos:

- (i) Número de abonados a los que suministra cada distribuidora, expresado en millones.
- (ii) Electricidad distribuida en alta y media tensión, expresada en Gwh.
- (iii) Electricidad distribuida en baja tensión, expresada en Gwh.

Factores:

- (i) Líneas de distribución en alta tensión ($> 36\text{kV}$), expresadas en kilómetros de longitud.
- (ii) Líneas de media tensión (entre 1kV y 36kV), expresadas en kilómetros de longitud.
- (iii) Líneas de baja tensión ($< 1\text{kV}$), expresadas en kilómetros de longitud.
- (iv) Capacidad de transformación de las subestaciones de alta a alta tensión, de alta a media tensión y, adicionalmente, de los centros de transformación de media a baja tensión, expresada en MVA.

Hubiera sido interesante incluir el trabajo como factor de producción; sin embargo, la histórica integración vertical de las empresas eléctricas ha impedido la obtención de los datos específicos para la actividad de distribución²⁶. Adicionalmente, no se ha

²⁶ Otro elemento a tener en cuenta es que, debido al *outsourcing* por parte de las empresas eléctricas, hay una tendencia a no considerar el trabajo como un factor productivo aislado. Esto implica definir como factor los costes asociados al mantenimiento y al factor trabajo. Pero como consecuencia de la integración vertical, esta cantidad tendría de repartirse entre generación y distribución para cada una de las empresas

considerado indicado introducir como variable la calidad del servicio por dos razones. En primer lugar, como se ha indicado en el apartado III.2.1, las retribuciones que percibían las empresas no dependían de los niveles de calidad alcanzados. Y en segundo lugar, los datos disponibles sobre la calidad del servicio para el periodo 1988-97 presentan serias dudas sobre su construcción y comparabilidad entre empresas. Se retomarán estos aspectos en el próximo apartado de resultados.

Para comprobar la fiabilidad de los datos recopilados, antes de su aplicación, se ha realizado un análisis de detección de posibles *outliers*, siguiendo para ello el método propuesto por Fox *et al.* (2004). Este método permite detectar *outliers* que se deben tanto a la escala de la observación como a la combinación de los factores de producción empleados. En la base de datos utilizada no se han detectado observaciones que puedan considerarse como extremas en ninguno de los dos sentidos. Esto quiere decir que, aunque los modelos de programación matemática anteriormente definidos son deterministas, se tiene la certeza de que son aplicados sobre unos datos que tienen un comportamiento correcto.

Definición de la retribución de los productos

El MLE retribuye a las empresas por sus costes estándares; por lo tanto, las retribuciones por producto se derivan de dichos costes, que, a su vez, determinan sus ingresos²⁷. El modo de determinar las retribuciones para cada uno de los productos ha sido el siguiente: i) El precio del producto *abonados* ha sido calculado como el cociente entre los costes comerciales estándar que el regulador reconoció por este concepto y el número de abonados; ii) Se ha definido el precio correspondiente al producto *energía distribuida en alta y media tensión* tomando como referencia los costes totales estándar (fijos y de explotación) que el MLE asigna a estas actividades. La suma de estos costes dividida por el número de Gwh distribuidos en esas tensiones resulta en el precio del producto; y (iii) Análogamente, se ha determinado el precio para el producto “*energía distribuida en baja tensión*” como el cociente entre la suma de los costes fijos y de explotación estándar incurridos y el número de Gwh distribuidos en baja tensión.

eléctricas, asignación que resultaba arbitraria. Por otra parte, esto hubiera supuesto definir un factor en términos monetarios mientras que el resto de productos y factores vienen definidos por cantidades físicas.

²⁷ Los costes de estructura no han sido incluidos porque solo aparecen en la serie a partir de 1993.

Estadísticas de las variables

La Tabla III.2 ofrece la estadística de los datos promedio para las variables incluidas en el modelo durante el periodo analizado, 1988-97. Al observar estos datos cabe detenerse en varias consideraciones. En primer lugar, existe una gran dispersión en los tamaños de las empresas incluidas en la muestra. En segundo lugar, en 1991 se produce la fusión entre las dos empresas de mayor tamaño, Iberduero e Hidroeléctrica Española, dando origen a Iberdrola. Esta operación derivó en un incremento sustancial de la concentración del sector, lo que implica que el incremento que se observa en las estadísticas de la empresa media entre los años 1990 y 1991 se debe simplemente a que las cantidades se reparten entre menos empresas. En tercer lugar, tanto los productos como los factores crecen, en promedio, todos los años. En los factores, algunas de las variaciones más significativas observadas en la Tabla III.2 pueden reflejar los intercambios de activos entre las empresas del sector u operaciones de las empresas con Redesa, empresa pública de transporte²⁸. En los productos, cabe señalar que el número de abonados promedio se incrementa en todos los años excepto en 1994, siendo el decremento debido al intercambio de activos de ese año. Por último, la estadística de las retribuciones unitarias muestra importantes variaciones a lo largo del periodo para todos los productos, especialmente para la alta tensión, reflejando los cambios producidos en la legislación (ver Tabla III.1). Las consecuencias de estos cambios se analizarán con detalle en el próximo apartado.

²⁸ Aunque la información sobre la capacidad de transformación se utiliza de forma agregada, se sabe qué parte corresponde a la transformación de electricidad de alta a alta tensión y de alta a media tensión, y la que corresponde a la transformación de media a baja tensión. La primera de ellas, realizada en subestaciones, representa un porcentaje superior al 70% de la capacidad de transformación instalada, mientras que el 30% restante se atribuye a la transformación de media a baja tensión, realizada en los llamados centros de transformación (CTs).

Tabla III.2. Estadística de datos promedio para las empresas españolas de distribución de electricidad: 1988-1997

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
PRODUCTOS										
y₁ Abonados (millones)	1,98	2,03	2,07	2,48	2,51	2,55	2,51	2,55	2,59	2,64
y₂ Energía AT + MT (GWh)	7.498	8.041	7.807	9.683	9.692	9.451	9.368	9.971	9.937	10.566
y₃ Energía BT (GWh)	5.498	6.072	6.411	8.036	8.241	8.375	8.566	8.693	9.156	9.331
FACTORES										
x₁ Km AT	5.949	5.967	5.980	6.952	7.035	7.084	7.103	7.162	7.300	7.397
x₂ Km MT	18.038	18.522	19.398	23.373	23.935	24.288	25.070	25.664	27.075	27.530
x₃ Km BT	24.498	25.142	26.366	31.329	32.408	32.914	33.731	34.649	35.362	36.035
x₄ = Capacidad (MVA)	19.428	19.869	20.691	24.500	25.523	24.944	24.860	25.503	26.732	27.500
PRECIOS (€corrientes)										
p_{y1} Gestion Comercial	16,69	17,49	18,61	19,47	20,48	18,72	19,51	22,06	21,44	26,84
p_{y2} Energía AT+MT (c€)	1,61	1,69	1,88	1,95	2,12	2,19	2,19	2,28	2,31	2,24
p_{y3} Energía BT (c€)	0,86	0,90	0,94	0,98	1,02	1,05	1,09	1,14	1,15	1,15

III.6. RESULTADOS

Los resultados obtenidos tras la aplicación del modelo vienen recogidos en las Tablas III.3 y III.4. En su presentación se sigue el enfoque de Försund y Hjalmarsson (1979) que proponen estudiar un sector industrial a través de la definición de una empresa “media” que consideran representativa de la estructura del sector. En el contexto metodológico definido en este capítulo, caracterizado por un indicador Bennet, la “media” es la aritmética. Försund y Kittelsen (1998) utilizan este enfoque para el análisis del comportamiento de la distribución eléctrica noruega y Arozena y Waddams-Price (2002) para el caso de la generación de la electricidad en España. Así, los resultados presentados a continuación hacen referencia a la empresa media de distribución de electricidad. Cabe señalar en este sentido que los resultados calculados para la empresa media, expresión (III.9), multiplicados por el número de empresas equivalen a los del conjunto del sector. Por otra parte, Fox (2006: 80) demuestra que la utilización de la empresa media permite convertir a un indicador Bennet en transitivo, propiedad que posibilita las comparaciones multilaterales entre empresas.

Lo primero que se observa en la Tabla III.3 es que los costes estándar asociados a la actividad de distribución han crecido en todos los años desde 1988 hasta 1997, si bien este crecimiento no ha sido uniforme debido a los cambios acontecidos en la legislación y en la coyuntura económica del país a lo largo del periodo. En promedio, la tasa de crecimiento anual de los ingresos de la empresa media del sector ha sido algo superior al 6,5%, suponiendo, en términos absolutos, un incremento promedio de 17,84 millones de euros.

Una vez hecha esta primera aproximación, la descomposición de la diferencia de ingresos entre un indicador Bennet de retribuciones y uno de cantidad recogida en la expresión (III.9) será analizada. Se observa que en la mayoría de los años el indicador Bennet de retribuciones ha contribuido en mayor medida a la consecución de ingresos que el indicador de cantidad, con la excepción de los años 1988-89, 1995-96 y 1996-97. La proporción ha sido alrededor del 62% y 38%, respectivamente, para el promedio del periodo.

Tabla III.3. Descomposición del cambio en los ingresos de la empresa media por producto: Indicador Bennet de Precios y Indicador Bennet de Cantidad (Millones de euros corrientes)

	1989 - 88	1990 - 89	1991 - 90	1992 - 91	1993 - 92	1994 - 93	1995 - 94	1996 - 95	1997 - 96	1997 - 88
Diferencia de Ingresos	25,26	18,79	17,58	25,06	2,11	4,19	35,78	7,95	23,84	17,84
Bennet de Retribución	10,37	19,23	10,46	22,10	5,22	4,75	19,99	2,43	6,29	11,20
p_{Y1} Gestión Comercial	1,60	2,31	1,71	2,51	-4,45	2,00	6,44	-1,60	14,16	2,74
p_{Y2} Energía en AT+MT	6,45	14,39	6,73	16,42	7,04	-0,03	8,84	2,99	-0,01	6,04
p_{Y3} Energía en BT	2,31	2,80	2,03	3,17	2,63	2,79	4,71	1,04	0,31	2,42
Bennet de Cantidad	14,90	-0,43	7,12	2,96	-3,11	-0,57	15,79	5,52	17,55	6,64
y₁ Número Abonados	0,87	0,63	0,46	0,72	0,70	-0,78	0,87	0,99	1,21	0,63
y₂ Energía en AT+MT	8,99	-4,18	2,33	0,19	-5,20	-1,83	13,50	-0,78	14,32	3,04
Y₃ Energía en BT	5,05	3,12	4,34	2,05	1,39	2,04	1,42	5,30	2,02	2,97

III.6.1. EL INDICADOR BENNET DE RETRIBUCIONES

En un análisis por productos del indicador Bennet de precios, se observa que en la mayoría de los años el producto que más ha contribuido a la obtención de ingresos ha sido la energía en alta y media tensión, con un incremento promedio de más de la mitad de la variación observada en la retribución. Este hecho es especialmente remarcable antes del año 1993, fecha de la primera modificación del MLE (ver Tabla III.1). De hecho, esta primera revisión del MLE divide al periodo de estudio en dos subperiodos claramente diferenciados: el de 1988-92 y el de 1993-97.

De este producto agregado, alta más media tensión, se puede decir que la contribución del indicador Bennet de retribuciones de la alta tensión ha sido superior al de la media tensión, en una proporción aproximada del 70% al 30%. Esto parece lógico a la vista de la legislación, ya que la regulación en media tensión estaba prácticamente cerrada en todas sus facetas, tal como se ha expuesto en la sección III.2.1. En cambio, las modificaciones en las retribuciones de la alta tensión fueron numerosas, como consecuencia, principalmente, de dos motivos: la frecuente variación del criterio de cálculo de la tasa de retribución, reflejada en los resultados; y el aumento de los costes estándar reconocidos. Cabe recordarse que el cálculo de la retribución asociada a estas tensiones se ha realizado como el cociente entre los costes estándar pagados y la energía distribuida. El incremento del numerador, los costes estándar, tuvo lugar, fundamentalmente, por el reconocimiento de nuevas instalaciones de alta tensión, especialmente en subestaciones de transformación, al efectuarse el cálculo de los costes estándares para estas instalaciones en función de unidades físicas y no de la energía circulada. Para el conjunto del sistema se produce un incremento del 23,23% en la capacidad de transformación para el periodo 1988-92, suponiendo una tasa de crecimiento anual aproximada del 5,4%. Si se consideran los resultados por empresa, se puede decir que de las cuatro empresas con mayor crecimiento en subestaciones, tres de ellas registran las mayores proporciones de energía suministrada sobre el total del sistema. En contraste, el aumento en capacidad de transformación es solo del 4,56% para todo el periodo 1993- 97, lo que supone una tasa anual de crecimiento ligeramente superior al 1%. Este resultado sugiere que el incentivo al reconocimiento de nuevos costes estándares asociados a la alta tensión prácticamente desapareció con la revisión del MLE realizada en el año 1993.

A la vista de estos resultados, parece que el MLE introdujo incentivos a la anticipación en el tiempo de las inversiones, es decir, a poner en funcionamiento instalaciones, en concreto subestaciones, que por la evolución de la demanda esperada no serían necesarias hasta un futuro más bien lejano. Como se mostrará, este comportamiento afectó los niveles de eficiencia y productividad de las empresas de distribución, al ser utilizadas las inversiones puestas en marcha por debajo de los niveles considerados como óptimos. Este aspecto tuvo, sin embargo, un efecto secundario positivo: el incremento en la calidad del servicio, especialmente en la etapa 1988-94, cuando los incentivos económicos asociados a la mejora de este concepto eran inexistentes, tal como se ha visto en la sección III.2.1. Finalmente, este análisis del efecto retribución muestra que en el periodo 1988-92 los incrementos de las retribuciones de la alta y media tensión fueron superiores a las tasas de inflación.

El resultado anterior no corrobora las conclusiones teóricas acerca del MLE recogidas en Crampes y Laffont (1995). Estos autores modelizaron la regulación asumiendo que los productos asociados a la distribución estaban idénticamente regulados, llegando a la conclusión teórica de que el nivel de esfuerzo *ex-ante* asociado a la inversión sería menor al óptimo. En cambio, en este estudio se observa que las empresas tenían un incentivo a sobreinvertir durante el periodo 1988-92, al ser un medio de incrementar sus ingresos a través de unos mayores costes estándares reconocidos. Este aspecto será retomado en las conclusiones del capítulo. Cabe, por último, señalar, con respecto a la energía de alta y media tensión, que la fuerte contribución negativa del periodo 1996-97 se debe fundamentalmente a la caída de la inflación en España, que pasó del 3,6% en el año 1996 al 2% en 1997, haciendo que la retribución tanto de la alta como de la media tensión disminuyera al estar ambas ligadas a dicho índice. Para la media tensión en particular, al descontar al IPC un 3% en la actualización de los costes de explotación del año 1997, dicha actualización se hace negativa.

La contribución de la baja tensión al incremento de los costes estándar ha sido en promedio ligeramente superior al 20%, siendo la del número de abonados cercana al 25%. En cuanto al número de abonados, se aprecian en la Tabla III.3 las variaciones causadas por las revisiones legislativas contradictorias de los años 1993, 1995 y 1997 comentadas en la sección III.2.1. Esta Tabla muestra la fuerte disminución que

representó la revisión del año 1993, y los subsiguientes incrementos retributivos asociados a las modificaciones de 1995 y 1997, muy superiores a la tasa de inflación del periodo. Así pues, parece que el efecto retribución negativo de la alta y media tensión de estos años se ve compensado con el del número de abonados, a través la reforma por la que se añadía a los costes estándar de gestión comercial un incentivo para la gestión de la demanda.

III.6.2. EL INDICADOR BENNET DE CANTIDAD

Descomposición por variable

El análisis del efecto cantidad muestra en la Tabla III.3 que su evolución está ligada estrechamente a la coyuntura económica del país, concretamente a la actividad industrial. Uno de los productos más estables en la Tabla III.2 es el número de abonados, que aporta la menor contribución al efecto cantidad, representando, en promedio, el 9,5% del incremento de ingresos observado. También se muestra estable la energía en baja tensión, con una contribución al incremento total promedio del 45%. Su evolución refleja el incremento sostenido del consumo de baja tensión por parte de las economías domésticas. Por su parte, la contribución de la energía distribuida en alta y media tensión es ligeramente superior al de la baja tensión. Sin embargo, es el producto que más alteraciones sufre a lo largo del periodo, reflejando la mayor sensibilidad de la actividad industrial respecto a los vaivenes de la coyuntura económica. Así, las variaciones más sustanciales coinciden con los periodos de desaceleración de la economía española en los años 1989-90, 1992-93, 1993-94 y 1995-96. A continuación se analizará el indicador Bennet de cantidad a través de la descomposición ofrecida en la Tabla III.4 que recoge la metodología presentada en la sección III.3.2.

Descomposición Económica

La Tabla III.4 refleja que el factor que más ha contribuido al indicador Bennet de cantidad ha sido el *efecto actividad*, que mide el potencial de generación de nuevos ingresos derivado de la disposición de una mayor cantidad de factores productivos. El potencial de incremento medio de nuevos ingresos asociados a la mayor disposición de instalaciones es de 12,54 millones de euros.

Tabla III.4. Descomposición del Indicador Bennet de Cantidad de la empresa media (Millones de euros corrientes)

	1989 - 88	1990 - 89	1991 - 90	1992 - 91	1993 - 92	1994 - 93	1995 - 94	1996 - 95	1997 - 96	1997 - 88
Bennet de Cantidad	14,90	-0,43	7,12	2,96	-3,11	-0,57	15,79	5,52	17,55	6,64
Efecto Actividad	7,60	15,32	19,43	16,53	2,45	8,56	14,36	16,13	12,46	12,54
Productividad	7,30	-15,75	-12,31	-13,57	-5,56	-9,13	1,42	-10,61	5,08	-5,91
Cambio Técnico	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Eficiencia Operativa	3,20	-9,34	-9,27	-10,52	0,75	-10,21	-4,26	-5,39	3,32	-4,64
Eficiencia Asignativa	4,10	-6,41	-3,05	-3,05	-6,30	1,09	5,69	-5,22	1,76	-1,27

Este potencial se ha visto, sin embargo, fuertemente reducido por las continuas pérdidas de productividad que se observan en el periodo y que, como promedio, han representado una disminución de ingresos de 5,91 millones de euros. La suma de estos dos valores dispares hace que el valor medio del indicador Bennet de cantidad sea de 6,64 millones de euros. Del mismo modo, en la Tabla III.4 se observa que el descenso productivo está motivado fundamentalmente por una pérdida de eficiencia operativa, que ha ido deteriorándose de forma dramática en la mayoría de los años, especialmente durante el periodo 1988-94. Los resultados individuales de las empresas de distribución no describen un comportamiento distinto al de la empresa media.

Crampes y Laffont (1995) llegaron a la conclusión que el MLE daba incentivos *ex-post* para que las empresas operaran de un modo eficiente, es decir, maximizaran la relación producto-factores. No obstante, consideraron que este resultado podía distorsionarse por dos motivos: i) Si se producían fusiones o adquisiciones que llevaran a una concentración de la industria; y ii) Si el agente, en el momento de escoger su nivel de esfuerzo, conocía (o sospechaba) que los costes estándares serían ajustados a la baja para recoger la reducción de los costes reales asociados a la mayor eficiencia operativa. Para estos autores, debido a que el MLE no contemplaba ningún procedimiento preestablecido de revisión y no era creíble que los costes estándares no fueran revisados, el resultado teórico del análisis podría verse alterado.

Es posible que la mayor concentración del sector derivada de la fusión entre Iberduero e Hidroeléctrica Española ayude a explicar los resultados del persistente deterioro de la eficiencia operativa. Asimismo, parece acertada la idea de que el método de revisión debe de jugar un papel importante, siendo el MLE revisado casi anualmente a partir de 1993. Sin embargo, la principal causa explicativa de los niveles negativos de eficiencia operativa podría encontrarse en el comportamiento de las empresas dirigido a aumentar los costes estándar reconocidos a la alta tensión mediante la puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones^{29,30}. Ya se ha comentado que lo más probable es

²⁹ No es el caso de las instalaciones de media y baja tensión. Esta situación se intentó modificar con la reforma llevada a cabo en 1993 por la que se incentivaban las inversiones en media y baja tensión. Es difícil que en este tipo de instalaciones hubiera algún tipo de ineficiencia, ya que la legislación no daba incentivos para que existiera, al pagarlas por su uso efectivo y no por su mera existencia.

³⁰ El hecho que las empresas aprovechen las debilidades del sistema de regulación para aumentar sus ingresos a través de la sobre-inversión no es un resultado nuevo en la literatura. Como se vio en el Capítulo I, el modelo de Averch y Johnson (1962) predice este comportamiento. De hecho, cuando una

que las empresas adelantaran las inversiones en el tiempo; inversiones que, por la evolución de la demanda, tenían que haberse efectuado más tarde si querían utilizarse a una capacidad adecuada. El descenso en la eficiencia operativa, especialmente en el periodo 1988 - 94, refleja una caída en la relación *input-output*.

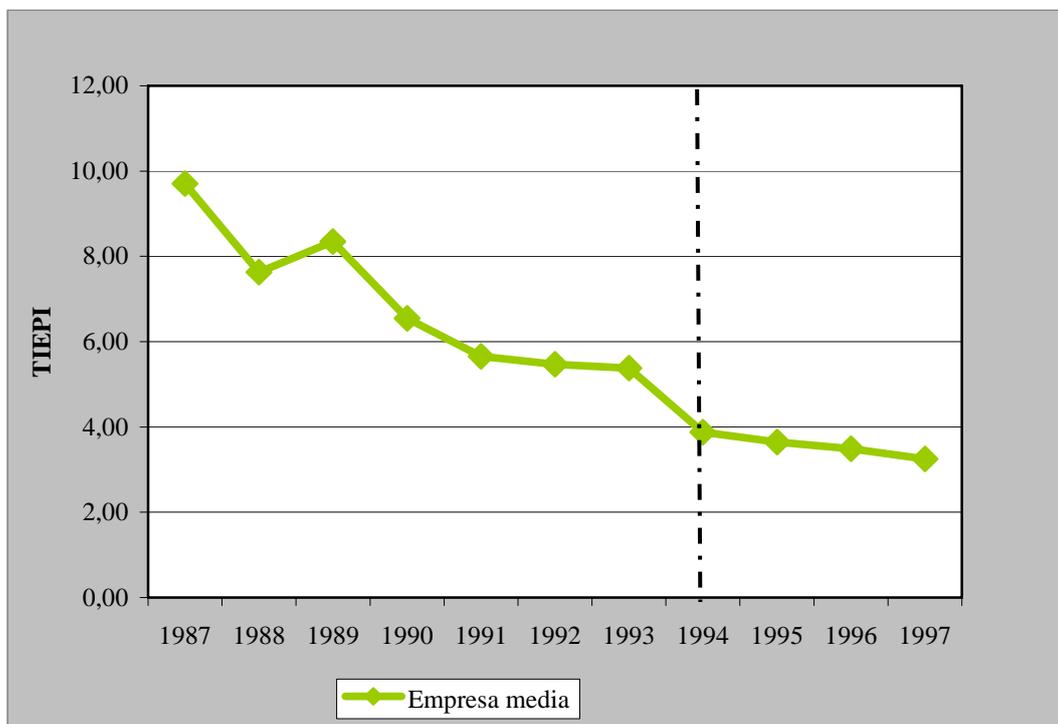
Por otro lado, tal como se puso de manifiesto en la sección III.2.1, la calidad del servicio nunca fue un objetivo del regulador. En el año 1994 se realizó por primera vez una tímida retribución a las inversiones destinadas a la mejora de la calidad del suministro de la media y baja tensión. Este incentivo fue posteriormente retirado en la revisión del sistema eléctrico del año 2000. Se ha calculado que los ingresos obtenidos por las empresas en concepto de mejora de la calidad representaron el 0,7% sobre el total en el año 1994, y del 1,1% anual en el periodo 1995-97. Sin embargo, todo parece indicar que a pesar de esta falta de incentivos a su mejora, la calidad mejoró de un modo notable durante el MLE, especialmente en la etapa 1988-94. La calidad del suministro ha estado medida históricamente en España por el “*Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada*” (TIEPI) definido por la ratio entre la electricidad distribuida en media y baja tensión, y la electricidad distribuida en media y baja tensión perdida por interrupciones no planificadas. Cuanto menor es el TIEPI mayor es la calidad del servicio. Esta ratio pasó del 9,70 en el año 1987 al 3,88 en el 1994 y, finalmente, al 3,25 en 1997 (Gráfico III.1). Así pues, aparece un raro caso de externalidad positiva: aunque el incentivo económico dirigido a la mejora de la calidad en el suministro era prácticamente inexistente, esta mejoró debido a la entrada en funcionamiento de nuevas instalaciones que tenían como principal finalidad el incremento de los ingresos, es decir, los costes estándar reconocidos por el regulador. UNESA (1997) también considera que el factor más influyente en el incremento observado de calidad ha sido la elevada inversión en instalaciones de transporte y distribución realizada por las empresas eléctricas a lo largo de éste periodo.

Los resultados del TIEPI deben de considerarse indicativos. López Milla (2006) señala que los datos a este respecto suministrados por las empresas nunca fueron auditados, no existiendo ninguna garantía de que fueran calculados utilizando un mismo

empresa está regulada a través del método de la tasa de retorno, sus ingresos dependen exclusivamente del nivel de inversión, con independencia de su utilización. Tal como hemos visto, esta era una de las características de la regulación en alta tensión para el caso del MLE.

procedimiento homogéneo en el tiempo y entre ellas. Bajo estas circunstancias, no existe ninguna certeza de que los resultados del TIEPI suministrados por las empresas no reflejen más sus intereses que la realidad del suministro. A pesar de ello, todo parece indicar que la calidad mejoró en el periodo del MLE.

Gráfico III.1. Evolución de la calidad de suministro. 1987-1997



Cabe destacar también que durante el periodo de vigencia del MLE no se produjo ningún desplazamiento de la frontera de producción de la mejor práctica, es decir, no se produjo cambio técnico. Tal como se ha explicado en los apartados III.3 y III.4, en esta investigación se ha utilizado una tecnología de tipo secuencial. En este tipo de tecnologías la información se acumula, nunca se pierde. Para que la frontera de posibilidades de producción se desplace se necesita que las nuevas observaciones tengan una relación producto-factor mejor que la precedente. Si esto no ocurre, no hay cambio técnico. Al poner las empresas en funcionamiento instalaciones que no eran inicialmente utilizadas a su nivel óptimo, esta relación empeoró durante el periodo 1988-97. Este es el motivo por el cual no se observa cambio técnico, pero sí ineficiencia operativa. Es de esperar que se produzcan desplazamientos en la frontera de producción, es decir, cambio técnico, cuando la evolución de la demanda haga que las nuevas

instalaciones puestas en funcionamiento, principalmente en la etapa 1988-94, sean utilizadas con mayor intensidad.

Por último, reseñar que a la pérdida de eficiencia operativa hay que añadir, en más de la mitad de los años, una pérdida de eficiencia asignativa en la actividad de distribución; aunque en promedio este efecto negativo es mucho menor que el de la ineficiencia operativa. Sin embargo, la eficiencia asignativa merece un interés especial por cuanto puede ser consecuencia directa del sistema de retribución instaurado por el MLE, en el sentido de que las empresas tienen una capacidad limitada de gestionar sus mercados. Es el regulador, por tanto, el responsable de dotar a las empresas de un mecanismo de precios que refleje la demanda relativa de electricidad. Tal como se ha visto a lo largo de este trabajo, el regulador cambió algunas de las compensaciones de un modo contradictorio. En consecuencia, a las debilidades y a los fallos regulatorios del MLE ya apuntados, se le debe añadir una incapacidad para crear un sistema de incentivos relativos próximo a la estructura de la demanda existente.

III.7.CONCLUSIONES

En este capítulo se ha abordado el análisis de la regulación del sistema eléctrico español vigente entre los años 1988 y 1997, conocido como Marco Legal Estable (MLE), para la actividad de distribución eléctrica. Este sistema de incentivos, desarrollado en un complicado entramado legal a lo largo de diez años de vigencia, combinaba varios métodos de regulación.

El análisis del MLE para la actividad de distribución eléctrica se ha llevado a cabo en un contexto dinámico y multiproducto, utilizando un nuevo modelo económico basado en un indicador Bennet de ingresos que ha permitido estudiar el comportamiento a lo largo del tiempo de cada uno de los productos regulados. Con este enfoque se introduce y analiza la idea de renegociación ‘parcial’, en el sentido de que los agentes, las empresas, no buscan una renegociación global del sistema de regulación, como muchos modelos teóricos asumen, sino que explotan las debilidades del mismo, identificando y presionando sobre sus puntos más débiles, que afectan únicamente a aspectos parciales y, aparentemente, poco importantes del sistema regulatorio. Tras el

análisis, parece que el talón de Aquiles del MLE fue la regulación de las instalaciones de alta tensión. Hasta la primera revisión del año 1993, las empresas eléctricas obtienen sustanciales y sostenidos incrementos de ingresos a través de la negociación de las tasas de retribución de la alta tensión y el reconocimiento de nuevas instalaciones, en concreto, subestaciones. La remuneración de estas instalaciones no estaba asociada a su utilización, sino a su mera existencia. Esta situación se vería favorecida por la circunstancia de que eran las Comunidades Autónomas las que aprobaban las nuevas instalaciones y el Ministerio de Industria y Energía el que las retribuía. La explotación de esta debilidad parcial del sistema regulatorio llevó a que las empresas tuvieran un comportamiento dirigido a la consecución de nuevos ingresos, es decir, al reconocimiento de nuevos costes estándar. Así, las empresas se vieron incentivadas a anticipar las inversiones en el tiempo, es decir, a poner en funcionamiento instalaciones que por la evolución de la demanda esperada no serían necesarias hasta un futuro más bien lejano. Esto lleva a una sistemática y sostenida pérdida de productividad en el sector debida, fundamentalmente, a una sobrecapacidad en algunos de los factores productivos. Sin embargo, con la primera reforma del MLE en el año 1993, los incentivos económicos a la inversión en instalaciones prácticamente desaparecieron, desacelerando el ritmo de inversión de las empresas. Esta desaceleración, unido al crecimiento ininterrumpido de la demanda, puede haber motivado que actualmente no se hable de sobrecapacidad del sector sino de falta de inversión en la distribución de electricidad.

Otro aspecto que merece destacarse es que la calidad del servicio mejoró ostensiblemente durante el MLE, especialmente en la etapa 1988-94. Este hecho debe de interpretarse como un efecto secundario positivo a la entrada en funcionamiento de las nuevas instalaciones. Esta mejora de calidad en el servicio, de hecho, constituye un raro caso de externalidad positiva, ya que el primer tímido incentivo económico a la mejora de la calidad fue introducido en el año 1994. La calidad siempre ha sido un objetivo secundario para el regulador español.

El regulador cambia los criterios de retribución de la alta tensión en el año 1993, pero, en los años posteriores, modifica la retribución sobre otros productos que habían tenido una contribución más modesta a los incrementos de ingresos de las empresas eléctricas. Es curioso observar el modo contradictorio en que el regulador cambia la

retribución del producto “gestión comercial”. La retribución por este concepto es ajustada a la baja en el año 1993, para tener unos fuertes incrementos en los años 1995 y 1997, de modo que éstos compensan en gran medida la pérdida de ingresos asociados a la revisión de la alta, media y baja tensión. El comportamiento descrito podría reflejar una efectiva actividad de influencia por parte de las empresas distribuidoras sobre el regulador, aunque este aspecto debe ser objeto de una posterior investigación.

Por otra parte, no se encuentra que durante el periodo de vigencia del MLE se produjera ningún desplazamiento de la frontera de producción de la mejor práctica, es decir, no se produjo cambio técnico. Este resultado es coherente con lo anteriormente expuesto, ya que para que haya cambio técnico se necesita que la relación producto-factor de las nuevas observaciones sea mejor que las precedentes, pudiendo no cumplirse esta condición cuando las nuevas instalaciones no son inicialmente utilizadas a su nivel óptimo. Además, los altos niveles de ineficiencia asignativa señalan una incapacidad del regulador para dotar a las empresas de un mecanismo de retribuciones que reflejara la demanda relativa de electricidad.

Finalmente, se quiere hacer notar que los resultados de esta investigación empírica encuentran pocas coincidencias con los resultados teóricos de Crampes y Laffont (1995). Estos autores modelizaron el MLE y consideraron que podía considerarse como un tipo de *yardstick competition* o competencia referencial, en el cual la retribución basada en los costes medios del sector era sustituida por los costes estándar. Sin embargo, advirtieron que este cambio introducido por el regulador español suponía abandonar el anonimato del sistema *yardstick* e introducía la posibilidad que los costes reconocidos y pagados por el regulador fueran manipulables por la empresa. Para evitar esta posibilidad señalaron la necesidad de un gobierno extremadamente estricto del sistema de regulación y unos procedimientos claramente establecidos en los sistemas de revisión y actualización. A lo largo de este trabajo se han aportado numerosas evidencias de que las recomendaciones de Crampes y Laffont no se cumplieron. Así pues, no debe de extrañar la poca coincidencia entre el comportamiento de los agentes teóricamente anticipado por estos autores y los resultados empíricos encontrados en este estudio.

CAPÍTULO IV.
EVALUANDO AL REGULADOR. GANADORES Y
PERDEDORES DE LA REGULACIÓN DE LA
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

IV.1. INTRODUCCIÓN¹

En las últimas décadas, los países de la Unión Europea han introducido importantes reformas en el sector eléctrico, promovidas en el marco de diferentes iniciativas europeas que persiguen la creación en Europa de un mercado energético común. Desde el punto de vista de la regulación, las reformas han supuesto introducir la competencia en las actividades de generación y servicios, mientras que el transporte y la distribución han seguido considerándose como monopolios naturales sujetos a regulación. En el caso de la distribución eléctrica, se han abandonando paulatinamente los modelos basados en el coste del servicio o en la rentabilidad máxima permitida, en los que los precios reflejaban los costes de las empresas, adoptándose en su lugar modelos basados en incentivos. España, donde a diferencia de otros países de la UE, la distribución eléctrica ha estado históricamente en manos del sector privado, ha sido uno de los primeros países en implantar estos modelos.

La principal ventaja de los modelos por incentivos es que motivan e inducen a las empresas a incrementar su eficiencia productiva, repercutiendo en unos menores costes de explotación. Para que estos modelos funcionen correctamente, lo óptimo es establecer una legislación clara que describa los parámetros que van a determinar la retribución de las empresas y establezca el periodo de tiempo para el cuál estos criterios se van a mantener inalterados. Sin embargo, su implementación práctica suele llevar aparejada un alto grado de complejidad. Habitualmente, el órgano regulador publica un cuerpo de leyes principales que fijan los objetivos y los mecanismos retributivos para las empresas. Pero transcurrido un tiempo, a veces realmente breve, el regulador, frecuentemente sometido a presiones de carácter político y empresarial, introduce modificaciones en estas leyes o, incluso, decide cambiar los mecanismos de incentivos previamente fijados. En este contexto no siempre resulta fácil evaluar lo acertado de la actuación del regulador.

Un segundo aspecto que se plantea es a quién debería beneficiar la regulación. La respuesta es bien conocida. La regulación se justifica cuando no es posible el correcto

¹ Este capítulo ha sido presentado en el “VIII Encuentro de Economía Aplicada” en Murcia (16-18 de junio de 2005) en el “II Congreso de la Asociación Española para la Económica Energética” en Oviedo (25-26 de enero de 2007) y en el “Tenth European Workshop on Efficiency and Productivity análisis” en Lille, (27-30 de junio de 2007). Asimismo, ha recibido financiación del Instituto de Estudios Fiscales.

funcionamiento del mercado. En el mercado, la competencia proporciona a las empresas la motivación necesaria para mejorar su eficiencia productiva y la presión para que las reducciones de costes se traduzcan en menores precios de venta. Por lo tanto, el consumidor es el gran beneficiado. La regulación, que sustituye al mercado, debería tener el mismo objetivo. Pero una amplia mayoría de asociaciones de consumidores consideran que el regulador, capturado por las empresas, legisla principalmente a favor de las éstas y de sus accionistas. Esto es debido al “vértigo” que experimenta ante el enorme coste político que representa un fallo en el sistema de distribución eléctrica. Hay ejemplos muy recientes tanto en la UE, incluida España, como en Estados Unidos del impacto económico y mediático de este tipo de situaciones.

El principal propósito de este capítulo es evaluar la actuación del regulador español en la actividad de distribución eléctrica durante el periodo 1988-2002. Para ello se considerarán tres cuestiones: i) Si los cambios legislativos introducidos por el regulador español llevaron a las empresas de distribución eléctrica a mayores niveles de eficiencia; ii) Si la retribución que recibieron estuvo ligada a los niveles de eficiencia alcanzados; y iii) Si la regulación ha permitido o no que tanto consumidores como empresas perciban los beneficios del nuevo modelo aplicado, o si, por el contrario, alguno de los grupos se ha visto favorecido en detrimento de los intereses del otro.

En la literatura sobre el sector energético existen trabajos que estudian estos tres aspectos por separado, por ejemplo Knittel (2002), en el caso de regulación por incentivos y eficiencia, o Doyle (1998), McKerron y Pearson (2000) y Arocena, Cotín y Huerta (2002), para el análisis del conflicto de intereses entre empresas y consumidores. Sin embargo, en este capítulo se van a abordar de un modo conjunto, utilizando para ello el modelo de regulación por incentivos inicialmente propuesto por Bogetoft (1997). Este modelo está basado en la idea de la *yardstick competition*, que consiste, como se explicó en el Capítulo I, en que una empresa no debe ser compensada de acuerdo a sus costes, sino en función de los costes de otras empresas que sean similares a ella. Permitiendo a las empresas recuperar únicamente los costes así estimados en lugar de los realmente incurridos, el regulador les da incentivos para minimizar sus costes, así como las asimetrías de información existentes entre él y dichas empresas.

La simulación de este modelo pondrá de manifiesto que el regulador español en el diseño de su esquema de retribución de la distribución eléctrica no ha ligado la eficiencia de las empresas con las retribuciones obtenidas por ellas, provocando que las empresas que al principio del periodo considerado eran ineficientes hayan continuado siéndolo a lo largo del mismo, sin lograr mejora alguna. Asimismo, se podrá observar cómo el regulador español durante todo el periodo, salvo algunas raras excepciones, se ha comportado de forma beneficiosa para las empresas y en detrimento de los intereses del consumidor, obteniendo las empresas retribuciones muy por encima de lo que un sistema de incentivos óptimo recomendaría. Es más, se detecta una transferencia de rentas a través de un sobrepago de los consumidores hacia las empresas.

IV.2. LA REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA ENTRE 1988 Y 2002

A lo largo del periodo de tiempo analizado en este trabajo, desde 1988 hasta 2002, se pueden distinguir dos etapas principales desde el punto de vista de la regulación de la actividad de distribución. La primera transcurre desde 1988 hasta 1998, periodo en que las empresas estaban sometidas a la regulación del Marco Legal Estable. La segunda abarca desde 1999 hasta 2002, de vigencia de la LSE. En este sentido, hay que subrayar que, aunque la LSE entró en vigor en 1998, hasta 1999 no se legisló la retribución de la actividad en el marco de la nueva LSE (ver más adelante).

Tal como se expuso en el capítulo anterior, para la actividad de distribución, el MLE define y regula de forma distinta a los cuatro productos que componen esta actividad: i) la electricidad suministrada en alta tensión; ii) la electricidad suministrada en media tensión; iii) la electricidad suministrada en baja tensión; y iv) la gestión comercial de los abonados. Asimismo, se aplica una regulación diferenciada para los costes fijos y los costes de explotación en cada una de las tensiones consideradas.

En la aplicación del MLE a la actividad de distribución se van distinguir a su vez dos periodos: desde 1988 hasta 1993 y desde 1994 a 1998. El motivo de esta distinción es doble. Por una parte, la publicación en el año 1993 de las Órdenes Ministeriales de 3 y de 17 de diciembre introduce importantes modificaciones en el sistema de retribución

de la distribución, como se ha explicado en el Capítulo III. Asimismo, a partir de 1993 se diferencian los costes de estructura para la actividad de distribución. Por otra parte, en 1993 se debate por primera vez la reforma de la regulación orientada al mercado, que se materializará legalmente en la Ley 40/1994 de 30 de diciembre de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN). Desde el punto de vista de la regulación de la distribución eléctrica, destacan dos aportaciones importantes de la LOSEN: (i) La creación de la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional (CSEN) como ente regulador del sistema, independiente del Ministerio de Industria y Energía; y (ii) La detallada referencia a los aspectos ligados con la calidad del suministro, referidos en el título III, cuestión a la que no se había otorgado la importancia que merecía como una de las dimensiones fundamentales del servicio y, por tanto, de su regulación (Rodríguez Romero, 2006). De hecho, solo a partir de 1994 se introduce la calidad como un elemento específico a retribuir².

En cuanto a la segunda etapa de análisis (1999-2002), ya se han explicado en el Capítulo II los rasgos básicos de la LSE: introduce la competencia en la actividad de generación y en la comercialización, mientras que el transporte y la distribución siguen considerándose actividades reguladas, aunque se liberalizan a través de la generalización del acceso de terceros a las redes. La entrada en vigor de la LSE ha supuesto la división del mercado de electricidad en dos tipos de consumidores: los que deciden seguir pagando la tarifa integral, fijada por el Gobierno; y los consumidores cualificados que ejercen su opción, de forma que acuden al mercado de producción, pagando un precio determinado en dicho mercado o acordado con su comercializador y, además, pagan un precio regulado por el uso de las redes de transporte y distribución. Por lo que se refiere al marco tarifario, según la LSE, la tarifa eléctrica media o de referencia se establecerá de nuevo simplemente como relación entre la suma de los costes previstos necesarios para retribuir las actividades destinadas a realizar el suministro de energía eléctrica, entre ellas la actividad de distribución, y la previsión de la demanda de los consumidores finales, determinada por el Gobierno.

Con relación a la actividad de distribución, bajo la LSE, los distribuidores son aquellas sociedades mercantiles que tienen la función de distribuir energía eléctrica, así

² Realmente, es a través de la Orden de 3 de diciembre de 1993 cuando se introduce el complemento a la calidad en la retribución de la distribución, pero hasta el año siguiente no se hace efectiva.

como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo y proceder a su venta a aquellos consumidores finales o a otros distribuidores que adquieran la energía eléctrica a tarifa. Posteriormente, el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, regula específicamente la actividad de distribución y los procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Por su parte, el régimen económico de la actividad de distribución viene recogido en la sección 2ª del Real Decreto 2819/1998 de 23 de diciembre. En este Real Decreto se establecen los criterios para la determinación de la retribución de la actividad, los cuales tienen por objeto incentivar la mejora de la eficiencia económica, técnica y de gestión, así como la calidad del suministro eléctrico. Adicionalmente, se fija la fórmula de actualización de la retribución global de la actividad, una vez descontados los llamados “otros ingresos”, que son aquellos derivados de los derechos de acometida, enganche, verificación, alquiler de aparatos de medida y otros.

Según esta norma, la retribución de la actividad de distribución se determinará tomando en consideración los siguientes elementos³:

1. *Costes de inversión*, teniéndose en cuenta: (i) Las instalaciones de distribución necesarias para atender el suministro de las zonas donde actúen los distribuidores según un modelo de red de referencia que caracteriza las zonas de distribución de todo el territorio nacional⁴; y (ii) Las redes de distribución que los distribuidores hayan construido, es decir, las inversiones reales.

³ El Real Decreto 2819/1998 señala, además, un régimen económico distinto para los distribuidores a los que se refiere la disposición transitoria undécima de la Ley 54/97, y que decidan acogerse al régimen retributivo del Real Decreto 2819/1998 en la totalidad de sus adquisiciones o en aquella parte que adquieran como sujetos cualificados. Estos distribuidores son los que operaban con anterioridad al 1 de enero de 1997, y a los que no se les aplicaba el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre.

⁴ Se entiende por red de referencia la red necesaria para enlazar la red de transporte con todos los clientes, tanto de alta, media y baja tensión. La red caracteriza las zonas de distribución de todo el territorio nacional. Se calcula siguiendo criterios de planificación, minimizando el binomio inversión - pérdidas, y para unas consignas de calidad de suministro representadas por la caída de tensión y el número de interrupciones por cliente. La red de referencia aplicable en España es un modelo propuesto por la empresa Hidrocantábrico, conocida con el nombre de BULNES. Otros países que han adoptado los modelos de red de referencia en la actividad de distribución eléctrica han sido Suecia (Larsson, 2003) y Chile (Rudnick y Rainieri, 1997).

2. *Costes de operación y mantenimiento* de las instalaciones, tanto de las derivadas de la red de referencia como de las instalaciones reales.

3. *Energía circulada* en los diferentes niveles de tensión. Este parámetro se utilizará para determinar los costes de operación y mantenimiento. El valor de la energía circulada será el correspondiente a los suministros efectuados por los distribuidores a tarifa, los suministros realizados por los comercializadores y los consumos directos de consumidores cualificados a través de las redes del distribuidor.

4. *Incentivos para la calidad del suministro y reducción de pérdidas*. La normativa señala que será el Ministerio el encargado de establecer un mecanismo para incentivar la mejora de la calidad de suministro. Así, tanto las tarifas eléctricas de 1998 como las de 1999 incorporaron una partida con objeto de mejorar la calidad del servicio y la electrificación rural. Estas partidas estaban incluidas en el coste reconocido a la actividad de distribución. Por el contrario, en los Reales Decretos de tarifas de los años 2000 a 2003, ambos inclusive, se excluyeron del coste reconocido a la actividad de distribución la partida destinada a los mencionados planes de mejora de la calidad del servicio. Las tarifas de 2004 incorporaron de nuevo una partida por este concepto. Por otro lado, el Real Decreto 1955/2000 vincula la calidad del servicio a la retribución de la distribución a través de un doble mecanismo: por una parte, por la bonificación en la facturación a los clientes en caso de incumplimiento de los mínimos de calidad individual; por otra, a través de la financiación, con cargo a las empresas distribuidoras, de planes de mejora en caso de incumplimiento de los mínimos de calidad zonal. Por tanto, si la calidad del servicio fuera menor que la estándar, debería disminuir la retribución, proporcionando a las empresas distribuidoras incentivos a mejorar la calidad.

5. *Gestión de la demanda*. En los Reales Decretos de tarifas de los años 1995, 1997 y 1998 se incluyeron unas dotaciones anuales correspondientes al 0,25% de los ingresos totales a tarifa, destinadas a programas de gestión de la demanda en los sectores residencial, de la administración pública y de las pequeñas y medianas empresas. Sin embargo, en los años posteriores no hubo continuidad en el establecimiento de las dotaciones. No ha sido hasta el Real Decreto de tarifas de

2004 cuando se ha fijado de nuevo una dotación para promover la eficiencia en el ahorro de energía.

En función de los parámetros anteriores, a los nuevos distribuidores constituidos con posterioridad a la entrada en vigor de la Ley 54/1997 se les remunera mediante una retribución global de la actividad calculada anualmente, teniendo en cuenta para su actualización las previsiones del IPC, a las que se aplica un factor de descuento por mejora de la productividad del 1%; y el incremento de la demanda, afectado éste por un parámetro corrector denominado "factor de eficiencia", que no podrá superar el valor de 0,4. En otras palabras, la retribución de la actividad de distribución no podrá crecer con la demanda más de un 0,4 del crecimiento de ésta.

En este sentido, tal como señalan Crampes y Fabra (2005), el esquema de remuneración tiene el incentivo de que un incremento en la demanda no provoca un incremento proporcional en los ingresos. Esto es porque un incremento en la demanda no crea la necesidad de incrementar los costes de distribución en la misma cantidad, al ser la mayor parte de los costes fijos. Por lo tanto, a una mayor demanda le corresponden unos menores costes unitarios. Sobre este razonamiento, el regulador pondera de forma arbitraria el incremento de la demanda, con el único límite de que esté por debajo del 40%. Estos autores sostienen, además, que el mecanismo retributivo no incentiva explícitamente la inversión, de tal manera que los distribuidores reciben estímulos para acomodar una mayor demanda sin desarrollar sus instalaciones. Este hecho supone un cambio muy significativo con respecto al MLE, en el cual las inversiones eran retribuidas en el momento en que eran reconocidas por el regulador. La nueva situación puede hacer que los distribuidores sean más eficientes en el corto plazo, cuando las instalaciones están sobredimensionadas, pero puede ser perjudicial en el largo plazo si deriva en una congestión estructural.

Conviene señalar, además, que la normativa no especifica el periodo a partir del cual se ha de revisar la base retributiva, la fórmula de actualización de la retribución o el parámetro corrector del IPC. Tampoco se conocen los criterios que justifican la determinación de este valor ni del factor de eficiencia correspondiente en cada año.

La Orden de 14 de junio de 1999 establece por primera vez la retribución de la distribución de energía eléctrica conforme a la nueva LSE. En ella se especifica que para los nuevos distribuidores constituidos a partir de la entrada en vigor de la LSE la retribución inicial se fijará por Orden Ministerial. Para aquellos distribuidores que realizaban su actividad bajo el MLE, se ha tomado como base la retribución existente hasta 1997, considerándose que ésta tiene en cuenta los costes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones, los asociados a la energía circulada y otros costes necesarios para el desarrollo de la actividad de distribución, a excepción de los costes de gestión comercial, que se retribuyen de igual modo que para los nuevos distribuidores.

Asimismo, figuran en el Anexo de la Orden los porcentajes de asignación específicos según el modelo de red de referencia aplicables al año 1998 y 1999, estableciéndose una metodología para calcular los correspondientes a los sucesivos ejercicios. Para los distribuidores que ejercían su actividad de acuerdo al MLE, el reparto entre las diferentes compañías del sistema se realizará inicialmente atendiendo a los porcentajes que sobre la retribución total del sistema le correspondía a cada sociedad de acuerdo con el anterior marco retributivo, tendiendo progresivamente (en 16 años y a razón de un 6,22% anual) a adaptar dichos porcentajes a los que se desprenden del modelo de red de referencia.

Por lo tanto, el modelo de red de referencia se ideó como el final de etapa del cálculo de la retribución al negocio de distribución y, más aún, del reparto de esta retribución entre los distintos distribuidores. Sin embargo, esta metodología sólo se llevó a cabo en los años 1998 y 1999. Posteriormente, se ha visto truncada prácticamente todos los años⁵, pasándose a determinar unos porcentajes de reparto que, a falta de saber en qué criterios se han basado, es generalmente asumido que han sido pactados entre las empresas y el Ministerio. Se observa que el procedimiento de reparto sigue unas reglas establecidas (no escritas), de tal manera que la parte que recibe cada distribuidor no varía sustancialmente de año en año.

⁵ En el apartado 2 del artículo 8 del Real Decreto 3490/2000 ya se estableció que durante el año 2001 se revisarían los criterios de retribución a la distribución establecidos en la OM de 14 de junio de 1999. En los Reales Decretos de tarifas entre 2001 y 2007 se pueden ver los nuevos porcentajes.

Además de los costes de distribución mencionados anteriormente, se deben tener en cuenta los *costes de gestión comercial* en los que incurren las empresas distribuidoras, los cuales tienen un tratamiento específico en la regulación. El Real Decreto 2819/1998 define los costes de gestión comercial como aquellos cuya finalidad es retribuir a la empresa distribuidora por los gastos en que incurra por la atención al público y el desarrollo del mercado a clientes, tales como la concertación, contratación, lectura de contadores y otros equipos de medida, facturación y cobro. En este Real Decreto no se considera un mecanismo de retribución distinto para los clientes acogidos tarifa integral y para los que pagan tarifa de acceso.

Sin embargo, la Orden Ministerial de 14 de junio de 1999 determina los costes unitarios de gestión comercial anuales aplicables en el año 1998 y 1999, considerándose de forma diferenciada, a efectos retributivos, los clientes a tarifa y cualificados. Los costes unitarios a considerar en el caso de los clientes a tarifa se refieren al coste anual por contrato de suministro, potencia contratada en alta tensión y recibo emitido; en el caso de los clientes cualificados, al coste anual por contrato de peaje y recibo emitido. Los costes unitarios son menores para los clientes a mercado que a tarifa, aunque la Orden no especifica los diferentes conceptos de costes que remuneran la gestión comercial en cada caso. No obstante, el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, establece que se unifican los costes de gestión comercial, independientemente de corresponder a costes por atención a consumidores que adquieren su energía a tarifa o a consumidores cualificados. Se considera, a efectos retributivos, la totalidad de los suministros como si fuesen a tarifa.

La retribución de la gestión comercial a los distribuidores se fijará en función de los costes unitarios que se establecerán mediante Orden Ministerial. Estos costes unitarios se establecerán en función de parámetros que tengan en cuenta: (i) el número de contratos de suministro a tarifa; (ii) el número de contratos de acceso a las redes; y (iii) las potencias contratadas superiores a 1 kV. El Real Decreto 2819/1998 explicita además que estos costes serán actualizados anualmente del mismo modo que la retribución global de la distribución.

Tras este análisis, puede decirse que la regulación de la distribución eléctrica española adolece durante todo el periodo analizado de un problema fundamental: la

incertidumbre, y el riesgo regulativo implícito en ella. El MLE introdujo numerosos cambios a lo largo de su vigencia, continuando esta tendencia con la actual LSE, incluso acrecentándose. En la actualidad, continúa siendo necesaria la justificación de la base retributiva reconocida a la actividad de distribución, como ha señalado la Comisión Nacional de Energía (CNE) en numerosas ocasiones⁶. Además, existe una gran opacidad en los procedimientos que se emplean para determinar los precios regulados, que no responden a una metodología de asignación de costes, sino que más bien son fijados *ad hoc*, de tal manera que se mantengan dentro de unos límites fijados por el Gobierno para mantener sus objetivos macroeconómicos de inflación.

IV.3. MODELO DE INCENTIVOS PARA LA DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD.

Como se ha señalado previamente, el regulador español, al establecer sus políticas de control de precios tiene, por una parte, que asegurar la viabilidad financiera de las empresas a la vez que se incentiva la eficiencia; y, por otra, que proteger los intereses del consumidor, evitando que las empresas ejerzan el poder de mercado que se deriva de su situación de monopolio. Bogetoft (1997, 2000) y Agrell, Bogetoft y Tind (2005) proponen un modelo de incentivos aplicable a empresas reguladas que busca este doble objetivo. Este modelo se basa en los fundamentos del *yardstick competition* (Shleifer, 1985), que consisten, esencialmente, en que el regulador puede utilizar la información sobre costes de otras empresas comparables para inferir los costes que pueden ser alcanzados por la empresa evaluada. Permitiendo a las empresas recuperar únicamente los costes estimados en lugar de los reales, el regulador da incentivos a las empresas para minimizar sus costes, así como las asimetrías de información existentes entre ellos (Holmstrom 1982, Shleifer 1985, Strasser y Kohler 1989). A lo largo de los próximos apartados será discutida la aplicación de este modelo al caso de las empresas eléctricas españolas.

IV.3.1. REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

IV.3.1.1. El Modelo de Regulación

⁶ Por ejemplo, en el Informe 16/2002 y en el Informe 7/2004 de la CNE.

El esquema propuesto parte de la existencia de importantes asimetrías de información entre el regulador y las empresas distribuidoras de electricidad en lo que a la tecnología utilizada por dichas empresas se refiere: se asume que ellas conocen esta tecnología y el regulador no. Las empresas tratarán de utilizar estas asimetrías en beneficio propio generando *rentas informativas*, sosteniendo, por ejemplo, que su actividad les supone unos costes mayores de los que realmente soportan. El regulador, por su parte, tratará de minimizar estas rentas informativas a la vez que asegura el suministro del servicio.

Así pues, se parte de un enfoque principal-agente, en el que un regulador (principal) delega a cada una de las I empresas distribuidoras de electricidad (agentes i), donde $i \in k=(1,2,\dots,I)$, la transformación de un vector de factores, $x = \{x_1, \dots, x_N\} \geq 0$, en un vector de productos, $y = \{y_1, \dots, y_M\} \geq 0$, siendo $w = \{w_1, \dots, w_N\} > 0$ el vector de precios de los factores. Se define S como el conjunto de cantidades de productos y factores que son posibles con la tecnología disponible

$$S = \{(x, y): x \text{ puede producir } y\} \quad (\text{IV.1}).$$

Se asume que S satisface los supuestos habituales de fuerte disponibilidad de factores y productos, así como de convexidad. La frontera de costes que nos define los mínimos costes incurridos en la producción de y cuando los precios de los factores son w vendrá dada por:

$$c(y, w) = \min_x \{w^T x \mid (x, y) \in S\} \quad (\text{IV.2})$$

siendo $x^* = \{x^*_1, \dots, x^*_N\}$ el vector de factores que minimiza (IV.2). El regulador no conoce el vector óptimo de factores x^* aunque puede especular sobre un conjunto finito de posibilidades y asignar una probabilidad subjetiva $p(\cdot)$ a cada una de ellas. La empresa puede tener un comportamiento estratégico en la elección del conjunto de factores, $x(x^*)$, de modo que el nivel de costes incurridos, $w^T x(x^*)$, sea superior al óptimo: $w^T x(x^*) \geq c(y, w)$. Adicionalmente, la función de utilidad de una empresa distribuidora de electricidad vendrá dada por:

$$U = (R - w^T x(x^*)) + \rho(w^T x(x^*) - c(y, w)) \quad \text{siendo } \rho \in [0, 1] \quad (\text{IV.3})$$

que indica que la utilidad de las empresas depende de los beneficios definidos por la diferencia entre los ingresos (R) y los costes incurridos ($w^T x$) y, además, que la empresa tratará de evitar los esfuerzos que implica ser eficiente, es decir, producir al mínimo coste, circunstancia recogida en el segundo sumando. Así pues, la utilidad de cada una de las empresas vendrá dada por la suma de los beneficios y una ponderación de la diferencia entre los costes en los que realmente ha incurrido y sus costes mínimos. El parámetro ρ es el peso que se le otorga a la diferencia: $w^T x(x^*) - c(y, w)$, con relación a los beneficios: $R - w^T x(x^*)$. Fijando el valor del parámetro ρ entre cero y uno se asume que la empresa valora más los beneficios que el ahorro de esfuerzo que consigue al ser ineficiente. Se considera que la utilidad de reserva de la empresa es cero.

Por su parte, los objetivos del regulador serán lograr que las empresas acepten participar en la actividad, satisfagan la demanda y minimicen sus costes. Se considera que estas demandas, y , así como los costes de las empresas, $w^T x(x^*)$, y los precios de los factores, w , pueden ser observados por el regulador *ex post*. En este punto, es importante destacar el hecho de que las empresas eléctricas españolas estaban integradas verticalmente. Esto introduce cierta dificultad en la observación directa por parte del regulador de los costes incurridos por las empresas específicamente en la actividad de distribución de electricidad. Este aspecto será discutido en el próximo apartado, donde se propondrá una metodología para estimar estos costes en un contexto de integración vertical. El regulador, para evaluar y retribuir a las empresas, tiene a su disposición los anteriores datos, de modo que puede establecer un plan de compensaciones, R , con el que retribuir a las empresas distribuidoras de electricidad por el ejercicio de su actividad. Los acontecimientos se desarrollan del siguiente modo: las empresas conocen sus estructuras de costes y las demandas; el regulador propone, entonces, un plan de retribuciones, y las empresas deciden si aceptan o rechazan el plan. Se asume que las empresas aceptan el esquema ofrecido, decidiendo cuáles son sus planes de producción. Finalmente, los costes observados y las demandas se hacen públicos, pagándose las retribuciones a las empresas.

El modelo de regulación se formula como un modelo principal - agente en el que, para una función de costes dada, $c(y,w)$, un vector de demanda a satisfacer, y , y unos precios de los factores dados, w , $w^T x(x^*)$ es el nivel de costes en que incurre la empresa, es decir la estrategia adoptada por la misma. Por lo tanto, el regulador fija su retribución en función de la decisión adoptada por la empresa respecto a su nivel de costes, que depende tanto de la demanda como de los precios de los factores. De hecho, el regulador ha de resolver el siguiente problema:

$$\begin{aligned}
 & \text{Min}_{R,x^*} \Sigma_{x^*} R[w^T x(x^*)] p(x^*) \\
 & \text{s.a. } (R[w^T x(x^*)] - w^T x(x^*)) + \rho(w^T x(x^*) - c(y,w)) \geq 0 \\
 & \quad (R[w^T x(x^*)] - w^T x(x^*)) + \rho(w^T x(x^*) - c(y,w)) \geq (R[w^T x'] - w^T x') \\
 & \quad + \rho(w^T x' - c(y,w)) \\
 & \quad \forall x': c(y,w) \leq w^T x' \leq R[w^T x'], \tag{IV. 4}
 \end{aligned}$$

donde $w^T x'$ describe cualquier estrategia de costes distinta a $w^T x$ que la empresa pudiera llevar a cabo. La primera restricción indica que la empresa únicamente participará en la actividad de distribución si tiene una utilidad de, al menos, cero. Sólo en este caso los agentes aceptarán los planes de compensación, teniendo en cuenta su superior información. La segunda restricción indica que la estrategia de costes elegida por la empresa es la mejor posible ya que genera una utilidad mayor que cualquier otra. El regulador tratará de minimizar las retribuciones pagadas a las empresas, sujeto a estas restricciones.

IV.3.1.2. La Retribución de la Distribución Eléctrica

Desde el punto de vista del regulador, la cuestión central es cómo hacer operativo el modelo de regulación anteriormente descrito. Si existiera información perfecta, ofrecería directamente a las empresas un sistema de compensación igual al coste mínimo correspondiente al nivel deseado del servicio. Sin embargo, dado que el regulador no conoce esta función de costes, debe aproximarla de algún modo. Una posibilidad viene dada por los modelos de programación matemática descritos en Färe, Grosskopf y Lovell (1985) basados en la utilización de tecnologías del tipo *Data Envelopment Analysis* (DEA) propuestas por Charnes, Cooper y Rhodes (1978), y definidas por:

$$T^t = \{(y, x): y \leq \sum_j \lambda_j y_j^s, x \geq \sum_j \lambda_j x_j^s, \lambda_j \geq 0, s=1, \dots, t\}. \quad (IV.5).$$

En esta tecnología (y, x) está superiormente acotado por una envolvente lineal formada por las mejores observaciones en todos los años que van desde el año 1 hasta el t , inclusive. Como puede observarse, la tecnología está definida de un modo *secuencial*. En este tipo de análisis, no es posible la regresión tecnológica, es decir, hundimientos totales o parciales de la frontera de posibilidades de producción. La regresión tecnológica sería difícil de explicar en una actividad como la distribución eléctrica, en la que la tecnología no sufre cambios significativos, al menos a corto y medio plazo. En el año t , el vector de cantidades de productos y no puede exceder la combinación convexa de los vectores de productos de todas las empresas distribuidoras de electricidad de todos los años anteriores a t , incluido el propio año t , expresado por: $y \leq \sum_j \lambda_j y_j^s$. Análogamente, en el año t , el vector de factores x no puede ser menor que la combinación convexa de los vectores de factores de las empresas distribuidoras de electricidad de todos los años anteriores a t , incluido en propio año t , expresado por: $x \geq \sum_j \lambda_j x_j^s$. Este vector tiene una dimensión I_1 en el año 1, I_1+I_2 en el año 2, y $\sum_{s=1}^T I_s$, en el año T , donde I_s es el número de empresas distribuidoras en el año s . El hecho de que únicamente sea considerada una restricción de no negatividad sobre λ implica definir una tecnología con rendimientos constantes a escala.

Se define $c^{\text{DEA}}(y^t, w^t)$ como la frontera de costes en t , de forma análoga que en la expresión (IV.2), pero estando la tecnología en este caso definida por la expresión (IV.5) en lugar de la (IV.1). Uno de los problemas a los que se enfrenta el regulador

cuando determina la retribución de las empresas en función de sus comportamientos pasados, es que induce a dichas empresas a tener un comportamiento estratégico, al temer éstas que sus mejoras de eficiencia se traduzcan en una penalización en los siguientes periodos. La empresa anticipará este hecho incrementando sus costes en los periodos anteriores a la fijación de la regulación para lograr una mayor retribución en el futuro. Es lo que se conoce como “*ratchet effect*”. Para corregir este efecto, la empresa evaluada debe ser excluida del análisis, de tal manera que su comportamiento no afecte a su propia retribución (Andersen y Petersen, 1993). Para ello la tecnología dada por la expresión (IV.5) se redefine como:

$$T^{it} = \{(y, x): y \leq \sum_{j \neq i} \lambda_j y_j^s, x \geq \sum_{j \neq i} \lambda_j x_j^s, \lambda_j \geq 0, s=1, \dots, t\}. \quad (IV.6).$$

De este modo, $c^{DEA-it}(y_i^t, w_i^t)$ se define como el mínimo coste en que incurre la empresa i para suministrar la cantidad y_i con el vector de precios de los factores w_i , en el periodo t , cuando la tecnología viene definida por T^{it} , es decir, cuando el distribuidor i no es incluido entre las observaciones que definen la frontera de la mejor practica. En este contexto, puede suceder que $w_i^T x_i < c^{DEA-i}(y_i, w_i)$, situación denominada de *supereficiencia* para i . Adicionalmente, se dan las siguientes relaciones, mostradas en la Figura IV.1:

$$c^{DEA-it}(y_i^t, w_i^t) \geq c^{DEA}(y_i^t, w_i^t) \geq c(y_i^t, w_i^t). \quad (IV.7).$$

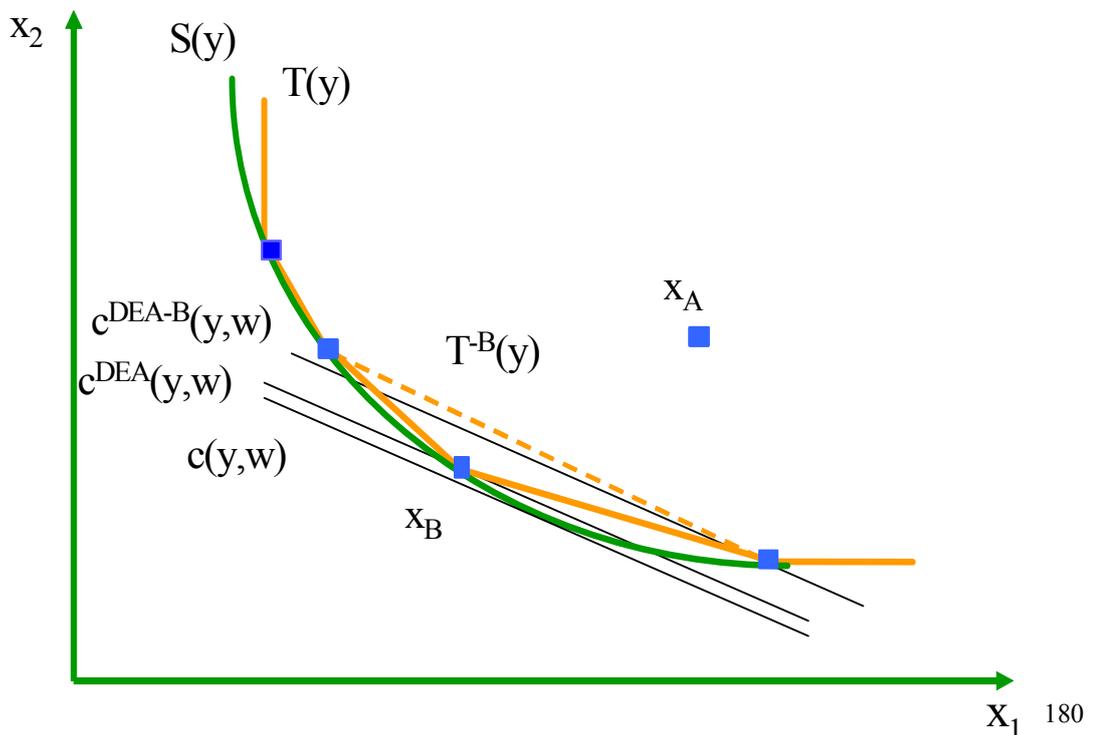


Figura IV.1. Tecnología y función de costes

Agrell, Bogetoft y Tind (2005:181) demuestran que una (aunque no la única)⁷ solución del problema de optimización (IV.4) para el caso del distribuidor i , en el periodo t , vendrá dada por:

$$R_i^t = w_i^{tT} x_i^t + \rho_i^t [c^{\text{DEA-}it}(y_i^t, w_i^t) - w_i^{tT} x_i^t], \quad t = 1, \dots, T \quad (\text{IV.8}).$$

La idea básica de la expresión (IV.8) es retribuir a la empresa i , en t , por sus costes más (o menos) un término de incentivos, que es una fracción de la diferencia entre los costes incurridos y los costes estimados con base en una tecnología secuencial DEA, excluyéndose la observación evaluada i . Si la empresa incurre en unos costes menores que los costes estimados, se queda con una fracción ρ de la diferencia. De igual modo, si la empresa incurre en unos costes mayores a los estimados, la fracción ρ de estos costes “extra” son asumidos por la empresa. En el primer caso, los beneficios de la empresa serían negativos, mientras en el segundo serían positivos. De este modo, el modelo introduce un incentivo a la reducción de costes. Ésta se puede conseguir, bien eliminando la ineficiencia, o bien desplazando la frontera de costes a través de ganancias de productividad, en el caso de que la empresa es eficiente. La expresión (IV.8) muestra que el modelo de retribución propuesto induce a la empresa a producir de modo eficiente, lo que implica que incurra en los costes mínimos. En este sentido, una unidad de costes reales por encima del óptimo supone socialmente una unidad más de ineficiencia; sin embargo, solo tiene un valor ρ para el agente. La ventaja más importante de este esquema es que muestra cómo vincular el comportamiento de la empresa con su plan de retribuciones y sus beneficios. Cabe señalar, en este sentido, que el poder del esquema de incentivos viene dado por el factor ρ .

⁷ Una desventaja del modelo propuesto es que existen equilibrios alternativos que son preferidos al equilibrio con los costes mínimos. Esto es debido a que con este esquema de retribución la empresa obtiene la misma utilidad, independiente de cuáles sean sus costes reales. Tal como indica Bogetoft (1997) este problema puede resolverse en el modelo propuesto prácticamente sin costes adicionales para el regulador. Simplemente debería modificar el esquema de tal manera que se transformara en: $R^* = w^T x + (\rho + \varepsilon) [c^{\text{DEA}}(y, w) - w^T x]$, donde $\varepsilon > 0$ supone una retribución adicional cuando se supera la frontera $c^{\text{DEA}}(y, w)$. De este modo el coste mínimo se convierte en la única respuesta óptima. Cuando $\varepsilon \rightarrow 0$ el coste para el regulador desaparece.

Otro de los logros del modelo es que minimiza las rentas de información de la empresa regulada. Esta empresa puede transmitir al regulador la idea que se encuentra en una situación de costes o de demanda poco favorable, aún cuando esto no sea cierto, con la intención de obtener una mayor compensación. El regulador tiene importantes asimetrías informativas, pero la información que tiene a priori, así como los resultados de otras empresas, de algún modo restringen los reclamos de la empresa. Si se considera el caso en que la empresa es eficiente en costes, en el sentido de que $w^T x = c^{\text{DEA}}(y, w)$, sustituyendo este valor en la expresión (IV.8), la retribución recibida será igual a los costes eficientes más una cantidad positiva $\rho[c^{\text{DEA-}i}(y, w) - c^{\text{DEA}}(y, w)]$. Cuando la empresa no es eficiente: $c^{\text{DEA-}i}(y, w) = c^{\text{DEA}}(y, w)$, ya que la observación no forma parte de la tecnología de la mejor practica: T^{it} en (IV.6). En este caso el regulador deducirá de los costes incurridos por el distribuidor la cantidad $\rho[c^{\text{DEA}}(y, w) - w^T x]$, que puede ser interpretada en términos de *rentas informativas*. Queda patente que con el esquema propuesto el impacto de las rentas informativas no desaparece pero se minimiza.

Asimismo, cabe destacar cómo el sistema de incentivos descrito ‘premia’ a las mejores empresas. Considérese el caso extremo en que $\rho = 1$. De acuerdo con la expresión (IV.8), la retribución recibida por la empresa sería igual a $c^{\text{DEA-}i}(y, w)$. Esta cantidad variará dependiendo de si la empresa es eficiente en costes o no, y del grado de eficiencia alcanzado. Si la empresa no es eficiente en costes, la retribución será igual a $c^{\text{DEA}}(y, w)$ que, tal como expresa (IV.7), puede ser menor a $c^{\text{DEA-}i}(y, w)$; de hecho, describe la mínima retribución DEA posible. En el caso de una empresa eficiente en costes, el montante de su retribución dependerá de su importancia relativa en la construcción de la frontera de la mejor práctica. Cabe esperar que cuanto mayor sea su importancia relativa, mayor será el desplazamiento hacia dentro de la frontera de producción cuando sea eliminada para formar $c^{\text{DEA-}i}(y, w)$ y, por ende, más elevada será su retribución al ser mayor la diferencia entre $c^{\text{DEA-}i}(y, w)$ y $c^{\text{DEA}}(y, w)$. El razonamiento presentado es válido para cualquier valor de $\rho \in [0, 1]$. La Figura IV.1 describe esta situación para el caso de la observación x_B .

IV.3.2. DECISIONES DEL REGULADOR SOBRE EL PARÁMETRO ρ

IV.3.2.1. Sobre la Fijación de ρ

El poder del esquema de incentivos del modelo de regulación anteriormente presentado viene determinado por el valor que se otorgue al parámetro ρ . El problema fundamental para el regulador será, pues, cómo se fija este parámetro. A priori, debería conocer las consecuencias que los distintos valores del parámetro van a tener sobre los incentivos que se transmitirán a las empresas para la reducción de sus costes. Las empresas intentarán “negociar” con el regulador el valor del parámetro, de modo que las más eficientes presionarán para que fije un valor alto, mientras las más ineficientes para que este valor sea bajo.

La retribución que reciben las empresas eléctricas por la actividad de distribución, aunque es decidida por el regulador, es pagada por el consumidor. En la legislación española, la tarifa se calcula como cociente entre los costes atribuidos a las diferentes actividades eléctricas y la demanda estimada. Por lo tanto, la retribución de la actividad de distribución es un componente más de la tarifa final que se cobra al consumidor. En este sentido, en un sistema de retribución de la distribución como el aquí presentado, el parámetro ρ determinaría el reparto de las ganancias (o pérdidas) de eficiencia que las empresas lograran entre los consumidores y dichas empresas. En este contexto, es importante señalar las anomalías que implica que los valores de ρ queden fuera del intervalo entre cero y uno. Si $\rho > 1$ y la empresa es eficiente en costes, de acuerdo con la expresión (IV.8), ésta obtendría como remuneración los costes incurridos más una cantidad superior a las ganancias de eficiencia que pudiera generar. El consumidor por su parte, no solo no se beneficiaría de los ahorros en costes de la empresa, sino que pagaría un sobreprecio. Del mismo modo, si la empresa no es eficiente en costes, recibiría una remuneración inferior a los costes mínimos DEA, lo que puede conducirla a dificultades financieras. El consumidor, en cambio, vería deducida de su tarifa en una cantidad superior a las ganancias de eficiencia en costes logradas por la empresa. Análogamente, si $\rho < 0$ y la empresa fuera eficiente en costes, la empresa sería penalizada por su buena gestión, recibiendo una retribución inferior a los costes mínimos DEA. En este caso, el consumidor pagaría una cantidad menor que estos costes eficientes. Por el contrario, si la empresa fuera ineficiente en costes, sería “recompensada” por su mala gestión, al recibir una retribución superior a los costes incurridos; mientras, el consumidor tendría que asumir, no solo la ineficiencia de la

empresa, sino una cantidad mayor. Cualquiera de estas situaciones resulta incompatible con un sistema de regulación por incentivos correctamente diseñado.

IV.3.2.2. Clasificación del Comportamiento del Regulador

Considerando únicamente valores $\rho \in [0,1]$, la Tabla IV.1 presenta una taxonomía de las decisiones que puede tomar el regulador ante distintas situaciones de eficiencia por parte de las empresas. De este modo, el regulador ha sido clasificado como "pro-empresa" en el caso en que sus decisiones sobre el parámetro ρ beneficien a las empresas en contra del consumidor, y como "pro-consumidor" en caso contrario. En esta clasificación se ha considerado que un parámetro $\rho = 0,5$ sería una situación neutral, en el sentido de que el regulador estaría repartiendo las ganancias (o pérdidas) de eficiencia en costes de forma equitativa entre empresas y consumidores.

Tabla IV.1. Taxonomía de las decisiones del regulador

		Decisiones del Regulador		
		$0 \leq \rho < 0,5$	$\rho = 0,5$	$0,5 < \rho \leq 1$
Casos	$c^{DEA-i} > w^T x$	Pro-consumidor	Neutral	Pro-empresa
	$c^{DEA-i} < w^T x$	Pro-empresa	Neutral	Pro-consumidor

Así pues, las alternativas del regulador serían las siguientes:

(i) Fijar $0 \leq \rho < 0,5$. Ante esta decisión, se pueden dar dos situaciones:

- a) $c^{DEA-i}(y,w) > w^T x$. En este caso la empresa está incurriendo en unos costes menores a los DEA, excluido i de la tecnología, (abreviadamente, c^{DEA-i}), situación descrita como de *supereficiencia*. En este escenario, el consumidor se apropia una cantidad superior a la mitad de este esfuerzo de eficiencia, a través de una menor retribución de la actividad, y, por lo tanto, de menores tarifas. La empresa, por tanto, recibe menos de la mitad del valor de su esfuerzo. En este caso el regulador está siendo "pro-consumidor." Si el factor $\rho = 0$, la empresa no se beneficiaría en absoluto del esfuerzo encaminado a la reducción de costes, ya

que recibiría como compensación exactamente los costes incurridos. Sería una retribución por coste del servicio, eliminándose, por tanto, cualquier incentivo dirigido a la reducción de costes.

- b) $c^{\text{DEA-}i}(y,w) < w^T x$. En este caso la empresa estaría siendo ineficiente en costes, ya que los costes soportados superan los $c^{\text{DEA-}i}$. El regulador le descuenta de su retribución menos de la mitad de esta ineficiencia, siendo el consumidor quien asume la mayor parte de la ineficiencia en costes de la empresa, a través de una mayor retribución de la actividad y mayores tarifas. El regulador está siendo "pro-empresa". Si $\rho = 0$, el consumidor asumiría la totalidad de la ineficiencia, ya que a la empresa se le retribuyen todos los costes en que ha incurrido. De nuevo, el incentivo a mejorar y ser eficiente en costes sería nulo.

(ii) Fijar $0,5 < \rho \leq 1$. Ante esta decisión, pueden aparecer dos contextos:

- a) $c^{\text{DEA-}i}(y,w) > w^T x$. Es el caso de *supereficiencia* anteriormente descrito. Al aplicar un parámetro ρ mayor que 0,5, la empresa se apropiaría de más de la mitad del valor de su esfuerzo en eficiencia. Si el factor $\rho = 1$, la empresa recibiría una retribución igual a $c^{\text{DEA-}i}$, con las consecuencias ya comentadas en la sección anterior; mientras el beneficio para el consumidor derivado de estas ganancias de eficiencia sería inexistente. Por lo tanto, el regulador es clasificado como "pro-empresa", ya que ésta recibe la mayor parte de la reducción conseguida en los costes.
- b) $c^{\text{DEA-}i}(y,w) < w^T x$. En este caso la empresa estaría incurriendo en unos costes mayores a los $c^{\text{DEA-}i}$, permitiendo el regulador que la empresa asuma más de la mitad de su ineficiencia y el consumidor, por tanto, menos de la mitad. En esta situación, el regulador estaría siendo "pro-consumidor". Como ya se ha comentado, si $\rho = 1$, la empresa asumiría toda su ineficiencia.

(iii) Fijar $\rho = 0,5$. En este caso, el regulador se muestra neutral entre empresa y consumidor. De nuevo, dos escenarios son posibles:

- a) $c^{\text{DEA-}i}(y,w) > w^T x$. En este caso el consumidor y la empresa comparten en igual proporción los beneficios de supereficiencia. La empresa se ve recompensada al ser retribuida con sus costes más la mitad del valor de su esfuerzo de eficiencia. El

consumidor también se ve beneficiado, ya que la otra mitad de los esfuerzos de eficiencia en costes de la empresa le son transferidos a través de una menor retribución, es decir, de menores tarifas.

- b) $c^{\text{DEA-}i}(y,w) < w^T x$. En este caso la empresa estaría siendo ineficiente en costes, compartiendo consumidor y empresa, en igual proporción, esta ineficiencia: la empresa es en parte penalizada mediante la obtención de una retribución inferior a los costes incurridos, ya que se le descuenta $0,5(c^{\text{DEA-}i} - w^T x)$; y el consumidor asume la otra mitad a través de unas mayores tarifas.

IV.4. IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO DE INCENTIVOS

IV.4.1. DEFINICIÓN DE LOS AÑOS BASE

Como se ha podido apreciar, la legislación española, como la mayoría, establece reformas regulativas que están vigentes a lo largo de una serie de periodos. Esta es una práctica habitual y tiene su lógica en la conveniencia de dotar a las empresas distribuidoras de un entorno de ingresos estable a medio o largo plazo. De otro modo, las inversiones necesarias para desarrollar la actividad de distribución difícilmente podrían llevarse a cabo. En la simulación del modelo propuesto para el caso de las empresas de distribución eléctrica españolas será aplicada esta práctica, considerándose que el regulador fija el modelo de incentivos descrito en la expresión (IV.8) en los periodos en los que cambia la legislación, manteniéndose éste hasta la siguiente reforma legislativa. Como se explicó en la sección IV.2, en el periodo 1988-2002 se pueden distinguir tres etapas regulativas: 1988-1993, 1994-1998 y 1999-2002. Estas tres etapas coinciden con los diferentes marcos reguladores aplicados a la actividad de distribución. Los momentos del tiempo en que se producen los cambios regulativos: 1988, 1994 y 1999, son definidos como periodos base.

Junto a los datos referidos al periodo de análisis, 1988–2002, se han utilizado datos históricos de las empresas de distribución eléctrica españolas correspondientes al periodo 1952–1987, utilizados en la definición de una tecnología de partida de la

mejor práctica. A estos datos se ha añadido, de un modo secuencial, tal como se ha descrito en el capítulo anterior, la información perteneciente al periodo 1988-2002. Así, para el análisis del periodo 1988–1993 se utilizan para definir la tecnología de partida todos los datos disponibles del periodo comprendido entre 1952 y 1987. Adicionalmente se añade de un modo secuencial la información del periodo 1988–1993 excluyendo en cada año (excepto en el año base de 1988), a la empresa sujeta a evaluación, de acuerdo con la expresión (IV.6). Análogamente, para el análisis del periodo 1994–1998 se utilizan para definir la tecnología base todos los datos correspondientes al periodo 1952–1993, añadiéndose, de modo secuencial, los correspondientes al periodo 1994-1998, excluyendo en cada año (excepto en el año base de 1994) a la empresa objeto de evaluación. Finalmente, para el análisis del periodo 1999–2002 se utilizan todos los datos del intervalo 1952-1998 para definir la tecnología de partida y se añaden secuencialmente los años correspondientes al periodo 1999-2002, excluyendo cada año a la empresa evaluada (excepto en el año base de 1999).

El cálculo del valor del parámetro ρ en la expresión (IV.8) que el regulador español ha aplicado requiere conocer tres variables: los costes incurridos por las empresas en la actividad de distribución: $w^T x$; los costes eficientes: $c^{\text{DEA-}i}(y,w)$; y la remuneración obtenida por cada una de las empresas en cada uno de los años analizados: R . Mientras la remuneración obtenida por las empresas puede ser observada directamente, este no es el caso de los costes incurridos en la actividad de distribución, ya que, como se ha comentado, las empresas eléctricas españolas estaban verticalmente integradas. Adicionalmente, han de ser estimados los costes $c^{\text{DEA-}i}(y,w)$. Estos aspectos serán comentados a continuación, introduciéndose además el concepto de *rentas de renegociación*.

IV.4.2. LOS COSTES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN EL MODELO DE REGULACIÓN.

Para la aplicación del modelo de retribución definido por (IV.8) se ha considerado que el regulador conocía los costes *ex post* de las empresas para la actividad de distribución eléctrica. Sin embargo, en el caso español, las empresas eléctricas españolas han estado verticalmente integradas hasta 1998, de modo que no existía una separación legal ni contable de las actividades de generación y distribución. Esto hacía

difícil que el regulador pudiera observar *ex post* los costes correspondientes exclusivamente a la actividad de distribución eléctrica. En los años posteriores a 1998, se establece la obligación de que las empresas presenten sus cuentas de forma separada para cada actividad que realizan, lo que en teoría permitiría observar los costes atribuibles a la actividad de distribución eléctrica por separado. Sin embargo, aún hoy, los datos contables de las empresas no están suficientemente homogeneizados, y su uso presenta serias reservas.

Para solventar estas dificultades, en este trabajo se propone una metodología que permite estimar los costes de distribución para cada uno de los años del periodo analizado, de modo que la aplicación del modelo de incentivos propuesto resulte factible. Para ello, se parte de los costes negociados entre las empresas y el regulador en los momentos de cambio de la regulación, es decir, en los periodos definidos como base: 1988, 1994 y 1999. No hay que olvidar que cualquier cambio en la legislación eléctrica española se ha realizado tras la aprobación de un Protocolo pactado entre las empresas y el regulador. Por lo tanto, ambos están de acuerdo en estos costes pactados. Sin embargo, no hay absoluta certeza en que los costes pactados sean los realmente incurridos por la empresa, debido a la existencia de asimetrías en la información durante el proceso de negociación. Se volverá sobre este punto en la próxima sección. Tampoco puede asumirse que estos costes pactados sean eficientes, es decir, que minimicen los costes DEA.

Los costes de distribución correspondientes a los años en que ha estado vigente una regulación (MLE, LOSEN y LSE) han sido estimados bajo la hipótesis de que las *proporciones* entre los distintos factores de producción, para cada una de las empresas, son eficientes y se han mantenido constantes en el periodo en que la regulación ha estado vigente, como muestra la Figura IV.2. Que las proporciones se mantengan constantes es una hipótesis muy razonable en actividades como la actividad de distribución eléctrica, para espacios de tiempo no muy dilatados. De hecho, se observa que este supuesto se cumple para las empresas españolas que integran la muestra.

Para estimar los costes de la distribución eléctrica durante los años intermedios, se introduce, en primer lugar, el concepto de función de distancia de Shephard (1953), que

mide la máxima contracción proporcional de todos los factores x que permite producir y , para el caso de la empresa i . Luego:

$$D^t(y_i^t, x_i^t) = \max\{\theta : (y_i^t, x_i^t/\theta) \in T^t\}, \quad t = 1, \dots, T \quad (IV.9)$$

donde $1/\theta$ es la medida habitual de eficiencia en el sentido de Debreu (1951)-Farrell (1957) orientada a los factores. Este valor define el nivel de eficiencia de la empresa evaluada y satisface que $\theta \geq 1$, con un valor de 1 indicando que la empresa es eficiente y definiendo un punto en la frontera de la mejor practica.

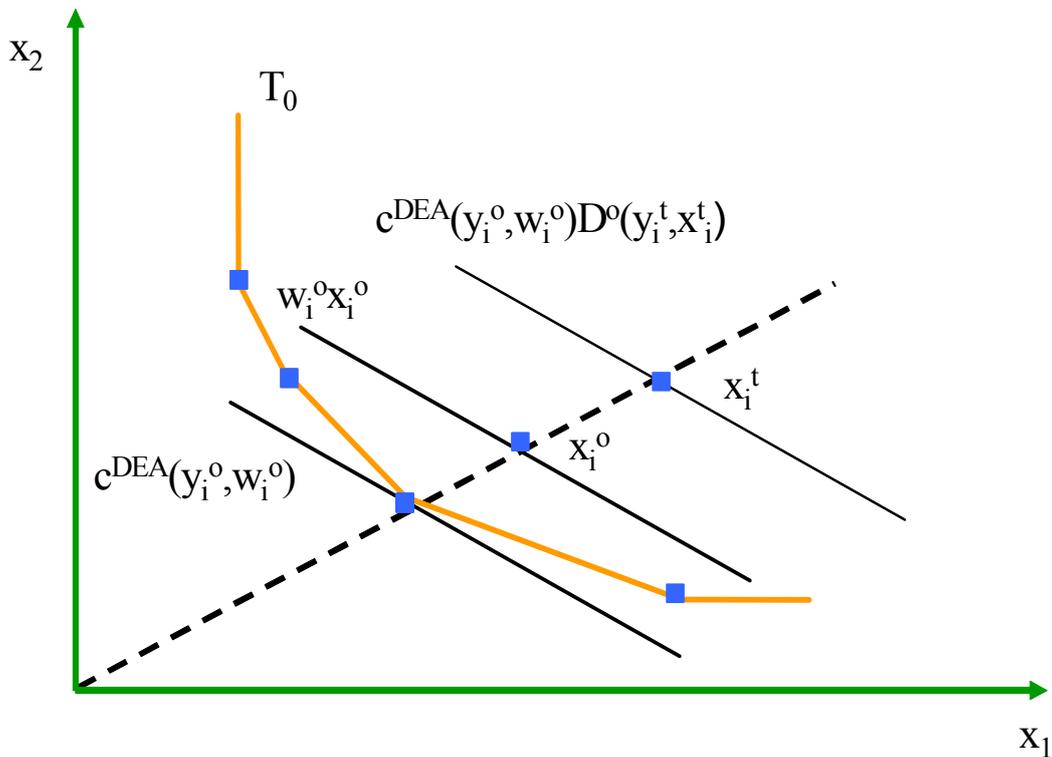


Figura IV.2. Estimación de los costes de distribución de electricidad

A partir de esta estimación, los costes óptimos en los periodos de cambios en la legislación pueden ser calculados. Estos vendrán dados por:

$$c^{DEA}(y_i^o, w_i^o) = w_i^{oT} (x_i^o / D^o(y_i^o, x_i^o)), \quad 'o' = 1988, 1994, 1999 \quad (IV.10)$$

donde $w_i^{oT} x_i^o$ son los costes reconocidos por el regulador de la empresa evaluada para cada uno de los periodos base 'o' en los que se producen los cambios de legislación. Para los años transcurridos hasta la siguiente reforma, se estiman los costes de distribución de la empresa i , en el periodo t , como:

donde $D^o(y_i^t, x_i^t)$ expresa la distancia radial desde la observación i , del periodo t , a la tecnología del periodo base. Su definición es la misma que la dada en (IV.9), pero utilizando la tecnología T^o en lugar de T^t . La Figura IV.2 muestra la situación de los costes de la empresa i en el periodo base 'o', sus costes DEA y los costes estimados en t mediante la expresión (IV.11).

Adicionalmente, estos costes $w^{tT} x^t$ han sido ajustados por la evolución de la inflación desde el momento de tiempo definido como base hasta el t , aplicando para ello el Índice de Precios al Consumo.

IV.4.3. RENTAS DE RENEGOCIACIÓN

Se ha visto que en los momentos de cambio en la regulación se produce un proceso de negociación entre el regulador y la empresa sobre los costes asociados a la distribución eléctrica. Como consecuencia de la superior información del agente con respecto al principal, en este proceso de negociación los costes pactados podrían no corresponderse con los realmente incurridos por la empresa. La diferencia entre los costes reales y los reconocidos por el regulador puede ser interpretada como rentas informativas o *rentas de renegociación*. Para estimar dichas rentas en el periodo analizado, se asume que en 1988 los costes de distribución de la empresa fueron revelados al regulador, renegociándose en 1994. Para 1994 se estiman los costes de distribución reales, comparándolos con los reconocidos por el regulador. La diferencia entre ambos serían las rentas de renegociación de esta reforma. Análogamente, para estimar las rentas del proceso de 1999, se asume que los costes de la empresa fueron revelados al regulador en 1994. La diferencia entre los costes reales estimados y los reconocidos en 1999 serían las rentas de renegociación estimadas derivadas de esta negociación. Por lo tanto:

$$Rentas\ renegociación_i^o = w_i^{oT} x_i^o - c^{DEA}(y_i^{88}, w_i^{88}) D^{88}(y_i^o, x_i^o). \quad 'o' = 1994$$

$$\text{Rentas renegociación}_i^o = w_i^{oT} x_i^o - c^{\text{DEA}}(y_i^{94}, w_i^{94}) D^{94}(y_i^o, x_i^o). \quad 'o' = 1999 \quad (\text{IV.12}).$$

La expresión (IV.12) permitirá ver si las empresas distribuidoras de electricidad han conseguido rentas derivadas de los procesos de negociación ocurridos en los momentos de cambio regulatorio, en un mercado eléctrico caracterizado por una progresiva concentración.

IV.4.4. CÁLCULO DE $c^{\text{DEA}-i}(y_i, w_i)$

Para aplicar el modelo de incentivos definido por la expresión (IV.8) es necesario estimar $c^{\text{DEA}-it}(y_i^t, w_i^t)$. Para ello, se introduce la función de distancia orientada a los factores $D^{-it}(y_i^t, x_i^t)$, definida de forma semejante a (IV.9) pero utilizando la tecnología T^{-it} , definida en (IV.6), en lugar de la T^t . La empresa evaluada en la definición de la tecnología de la mejor práctica es excluida (excepto en el año base) y, en este contexto, $D^{-it}(y_i^t, x_i^t)$ puede ser igual, mayor o menor que uno. Valores inferiores a uno de la función de distancia implican que la empresa evaluada consume menos cantidades de factores que cualquier otra combinación convexa del resto de observaciones que definen la frontera de la mejor practica. Esta situación ha sido clasificada como de supereficiencia. En consecuencia, se define $c^{\text{DEA}-it}(y_i^t, w_i^t)$ como:

$$c^{\text{DEA}-it}(y_i^t, w_i^t) = w_i^{tT} (x_i^t / D^{-it}(y_i^t, x_i^t)), \quad t = 1, \dots, T \quad (\text{IV.13})$$

donde $w^T x$ han sido previamente ajustados a la evolución de la inflación. Con esta estimación, están disponibles todos los elementos para poder calcular el valor de ρ y el valor óptimo de R en (IV.8) para cada una de las empresas de distribución eléctrica en cada uno de los años.

IV.5. DEFINICIÓN DE LOS DATOS Y VARIABLES

Tal como se ha visto, el intervalo de tiempo considerado para el análisis es 1952-2002, el cual ha sido dividido en dos sub-periodos: 1988-2002, objeto de estudio, y el anterior a éste: 1952-87. Para este último periodo se dispone de 61 observaciones,

utilizadas para construir la tecnología secuencial de partida del año 1988. El panel de datos construidos con estos datos no es equilibrado, al no disponerse de información sobre todas las empresas en todos los años. El número de observaciones se han ido reduciendo a lo largo del periodo 1988-2002 como consecuencia de las fusiones y absorciones acontecidas en el sector. En total, para el conjunto del periodo 1952-2002, se dispone de 170 observaciones. Las empresas de distribución eléctrica que integran el periodo de estudio, 1988-2002, son las siguientes: Unión Eléctrica Fenosa (UEF), Iberdrola (IB), Iberduero (IBE), Hidroeléctrica Española S.A. (Hidrolea), Hidroeléctrica del Cantábrico (HC), Hidroeléctrica de Cataluña (Hecsa), Fuerzas Eléctricas de Cataluña (Fecsa), Empresa Nacional Hidroeléctrica Ribagorzana (Enher) y Compañía Sevillana de Electricidad (CSE). A partir del año 1999 se une a estas empresas Endesa, considerada por la legislación como empresa distribuidora a partir de este año, tras su proceso de consolidación. Este conjunto de empresas cubre prácticamente la totalidad del mercado de distribución eléctrica en España.

Las fuentes consultadas para la obtención de los datos han sido diversas. Las Memorias de las empresas, los *Informes Anuales* del Ministerio de Industria y Energía y los *Informes de Compensaciones de Mercado* de la Oficina de Compensaciones de la Energía Eléctrica (OFICO) han suministrado los datos sobre los productos y factores de producción de las empresas para todo el periodo de análisis. La retribución cobrada por las empresas distribuidoras ha sido obtenida de los mencionados *Informes de Compensaciones de Mercado* de OFICO para los años 1988-1997; la retribución del año 1998 se ha calculado a partir de la información recogida en la Orden de 14 de junio de 1999; las correspondientes a los años 1999-2001 proceden de los *Informes sobre la liquidación anual y verificaciones practicadas* publicados por la Comisión Nacional de Energía; y, por último, la retribución del año 2002 ha sido estimada a partir *del Informe sobre la liquidación anual y verificaciones practicadas* de 2001 y del Real Decreto 1483/2001 de 27 de diciembre por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2002.

Definición de las variables

La selección de los productos está basada en la diferenciación que, desde el punto de vista de la retribución de la actividad, queda recogida en el MLE. Sin embargo, como

sucedía en el capítulo anterior, ciertas restricciones informativas derivadas de la necesidad de disponer de información previa al periodo de vigencia del MLE, han impuesto la agregación de la alta y la media tensión. Las distintas estructuras de tarifas y los cambios en su nomenclatura han hecho que algunos conceptos fueran considerados en unos años de alta tensión y en otros de media tensión, truncando la uniformidad de la serie. En cuanto a la selección de los factores, puede considerarse estándar, coincidiendo con la adoptada por Grifell-Tatjé y Lovell (2003), con la excepción de que no se introduce diferenciación en la capacidad de transformación. Así, los productos y los factores utilizados en la aplicación son los siguientes:

Productos

- (i) Número de abonados que suministra cada distribuidora, expresado en millones.
- (ii) Electricidad distribuida en alta y media tensión, expresada en Gw/h.
- (iii) Electricidad distribuida en baja tensión, expresada en Gw/h.

Factores

- (i) Líneas de distribución en alta tensión (mayores 36 kV), expresadas en kilómetros de longitud.
- (ii) Líneas de media tensión (entre 1 kV y 36 kV), expresadas en kilómetros de longitud.
- (iii) Líneas de baja tensión (< 1 kV), expresadas en kilómetros de longitud.
- (iv) Capacidad de transformación de las subestaciones de alta a alta tensión, de alta a media tensión y, adicionalmente, de los centros de transformación de media a baja tensión, expresada en MVA.

La Tabla IV.2 recoge algunas estadísticas de estas variables para cada una de las empresas en cada uno de los tres periodos legislativos contemplados. Se observa cómo el número de empresas se ha ido reduciendo a través del tiempo como consecuencia del proceso de fusiones y absorciones que ha caracterizado el periodo objeto de estudio.

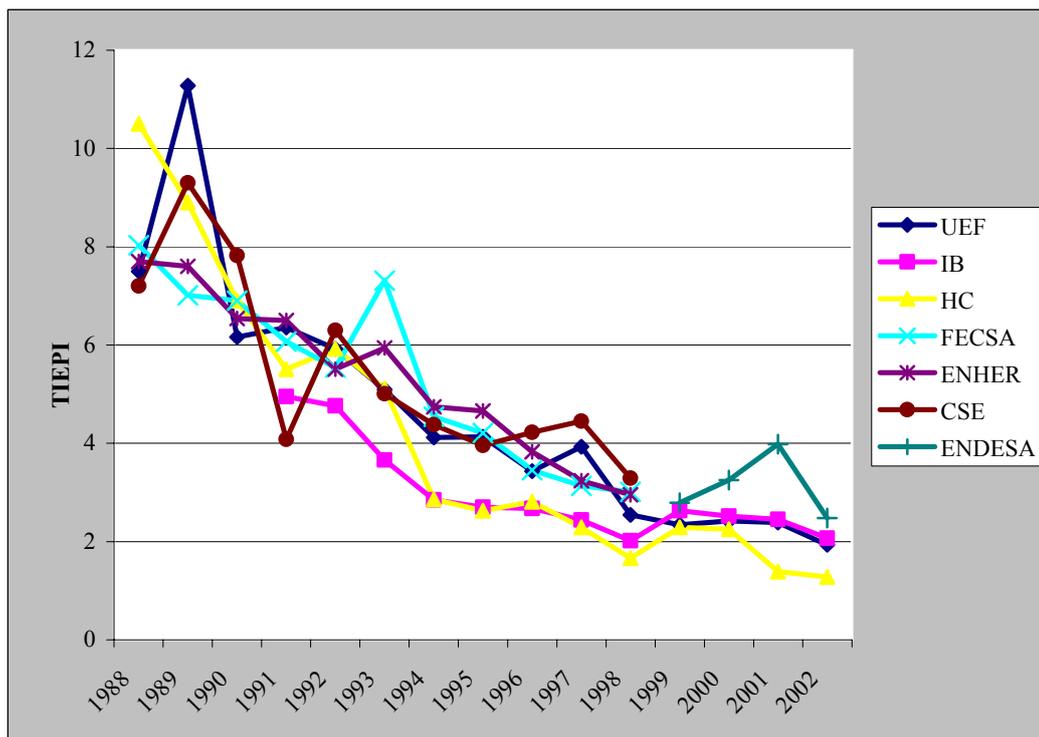
Tabla IV.2. Estadísticas por etapas regulatorias. 1988-2002. Datos Promedio

	Número de Clientes (Mill. €)	Energía en AT y MT (Gw/h)	Energía en BT (Gw/h)	Kms de líneas de AT	Kms de líneas de MT	Kms de líneas de BT	Capacidad de Transformación (MWA)	Remuneración (millones de €)
MLE								
UEF	2,525	11.670	7.862	8.213	28.972	45.719	21.483	288,5
IB	8,046	29.979	23.872	20.831	67.323	99.377	87.464	904,6
IBE	3,263	14.679	9.087	12.489	41.709	41.349	27.362	348,7
Hidrola	3,892	10.571	11.175	7.696	23.182	52.557	55.381	360,3
HC	0,448	4.556	1.121	976	4.129	8.944	4.375	46,1
Hecsa	0,518	1.151	2.396	1.153	3.626	4.528	4.991	74,4
Fecsa	1,786	6.251	7.023	3.641	18.019	24.041	13.809	225,0
Enher	0,873	4.783	4.160	2.752	7.144	10.301	11.937	151,1
CSE	3,144	8.734	8.450	11.201	30.142	23.926	25.749	317,4
LOSEN								
UEF	2,807	12.526	9.427	8.557	33.369	56.599	24.383	402,8
IB	8,034	29.899	26.045	21.863	73.731	103.744	90.448	1.056,9
HC	0,490	4.814	1.483	1.090	4.754	10.317	4.655	63,6
Hecsa	0,347	1.417	2.703	1.264	4.362	4.865	5.413	100,60
Fecsa	1,849	7.297	8.065	3.682	20.817	27.778	15.956	302,9
Enher	0,945	5.083	4.941	2.959	9.900	13.474	15.046	198,6
CSE	3,502	10.354	10.637	11.065	39.440	30.470	28.921	426,7
LSE								
UEF	3,064	14.357	11.755	9.159	35.657	60.715	27.081	467,6
IB	8,870	39.415	33.246	23.649	78.651	113.308	100.202	1075,8
HC	0,533	5.714	1.893	953	5.093	11.739	4.937	84,0
Endesa	9,839	40.505	40.847	26.329	100.982	152.569	94.459	1.362,5

La calidad del Servicio

La calidad del servicio merece una atención especial. En España ha estado medida por el “Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada” (TIEPI), definido por la ratio entre la electricidad distribuida de media y baja tensión y la electricidad distribuida de media y baja tensión perdida por interrupciones no planificadas. En consecuencia, cuanto menor es el TIEPI mayor es la calidad del servicio. El Gráfico IV.1 recoge la evolución del TIEPI para las principales empresas de la muestra en el periodo 1988-2002. Todas las empresas muestran una tendencia claramente decreciente, es decir un incremento de la calidad de su servicio. Los periodos de mayor mejora corresponden al MLE (etapa 1988–93) y a la LOSEN (etapa 1994–1998) seguidos, a distancia, por la LSE (1999–2002).

Gráfico IV.1. La calidad del Servicio. 1988-2002

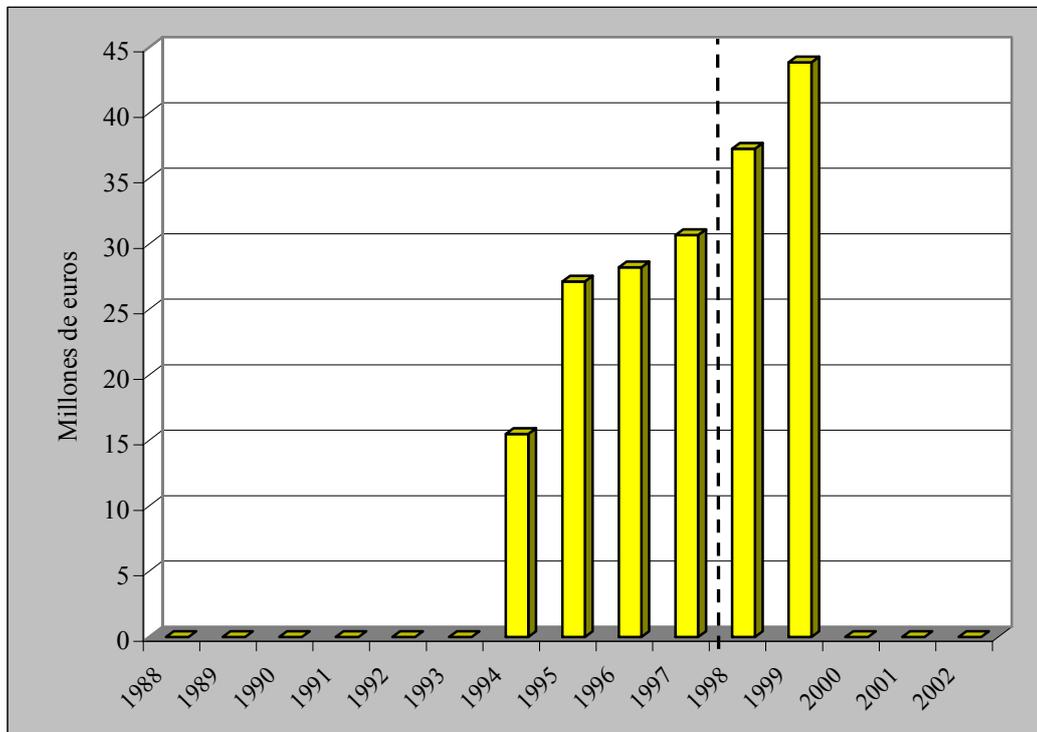


Fuente: Informes Anuales de las empresas.

Como muestra el Gráfico IV.2, y ya se había apuntado en la sección IV.2, solo en momentos puntuales la regulación ha contemplado a la calidad como un parámetro a ser retribuido: las empresas únicamente recibieron una retribución por este concepto en el periodo 1994–99. Para disponer de una cierta perspectiva, baste decir que la retribución

por este concepto, en el mejor de los años, 1999, únicamente llegó al 1,5% de la retribución total.

Gráfico IV.2. Remuneración total de la calidad



Fuente: CNE

Ya se ha comentado en el Capítulo III que la extraordinaria mejora en la calidad de servicio durante la etapa del MLE puede considerarse como un raro caso de externalidad positiva, al no existir en la regulación incentivo alguno por este concepto. Por su parte, Pérez Arriaga (2005:28) considera que el único incentivo en mejorar la calidad de las empresas distribuidoras es la presión de los medios de comunicación cuando hay incidentes graves y la amenaza de sanciones cuando se incumplen los límites mínimos de calidad fijados por consumidores individuales. Adicionalmente, como adecuadamente señala López Milla (2006:46), “(...) hasta la publicación del Real Decreto 1955/2000, desarrollado por la Orden ECO/797/2002, no ha existido un procedimiento de recogida y cálculo de datos sobre la continuidad del suministro establecido y supervisado por la Administración. Así pues, las cifras previas a 2003 (el primero para el que se dispone de datos elaborados conforme a dicha normativa) no han sido auditadas en modo alguno, y ni siquiera existe la garantía de que se hayan calculado de forma completamente homogénea.” Por lo tanto, no se sabe si los TIEPI

calculados por las empresas son comparables entre ellas, si éstas han utilizado la misma metodología a lo largo del tiempo, o si han adaptado, en determinadas circunstancias, los resultados a sus necesidades. Por esta razón, el Gráfico IV.1 debe de tomarse con cautela, aunque parece reflejar correctamente la tendencia de mejora en la calidad del servicio durante el periodo 1988-2002.

Los tres motivos señalados anteriormente: la falta de continuidad en los incentivos dados por la ley a la mejora de la calidad, el poco peso que representa su retribución sobre la total, y las dudas que presentan los datos del TIEPI motivados por la posible falta de homogeneidad en su construcción, han determinado la exclusión de la calidad como variables del modelo.

IV.6. RESULTADOS

Los resultados de la aplicación se ofrecen en las Tablas IV.3, IV.4, y IV.5, correspondientes, respectivamente, a cada una de las tres etapas de regulación contempladas: 1988-1993, 1994-1998 y 1999-2002. La primera columna de las Tablas ofrece los resultados promedio para cada uno de los periodos considerados, expresados como la inversa de la función de distancia, es decir, $\theta^i = 1/D^i(y_i, x_i)$. Se utiliza la inversa por ser la interpretación de los resultados intuitivamente más sencilla. Valores superiores a uno expresan una situación de *supereficiencia*; menores a uno, de *ineficiencia*; e iguales a uno, observaciones sobre la frontera de la mejor práctica; estando en los tres casos excluida la observación evaluada. En el caso de *supereficiencia*, los costes de la empresa son menores a los DEA, excluida la empresa evaluada ($c^{\text{DEA}-i}$), y mayores a los $c^{\text{DEA}-i}$ con *ineficiencia* (ver expresión IV.13). La segunda columna muestra el término ρ que habría aplicado el regulador español en promedio para cada uno de los periodos y cada una de las empresas, calculado de acuerdo con la expresión (IV.8)⁸. La tercera columna, en consonancia con los datos anteriores, determina el comportamiento del regulador español para cada empresa en cada uno de los periodos, expresados en la terminología anteriormente definida. La

⁸ Cuando $D^i(y_i, x_i) = 1$, por la expresión (IV.13), $c^{\text{DEA}-i}(y_i, w_i) = w^T x_i$, y no es posible calcular el valor de ρ utilizando la expresión (IV.8), ya que puede tomar cualquier valor. Hay seis situaciones en que los valores son muy próximos a uno. Estos son los casos de Sevillana en los años 1990, 1995; Hidrocantábrico en los años 1993, 1996; Hecea año 1989 y Enher en el año 1997. Se han excluido estos valores de los promedios de ρ calculados en las Tablas IV.4 y IV.5.

última columna expresa el porcentaje promedio que representó la diferencia entre la retribución percibida y la óptima, según el modelo de incentivos propuesto, respecto a la retribución percibida. Este porcentaje puede interpretarse como exceso (falta) de retribución. La retribución óptima está calculada con un valor de ρ igual a 0,5 definido como *neutral*.

IV.6.1. NIVELES DE EFICIENCIA Y VALORES DE ρ

En términos generales, puede decirse que en los tres periodos legislativos considerados, el regulador, salvo en muy raras excepciones, se ha comportado de forma beneficiosa para las empresas, la mayoría de las cuales han obtenido unas retribuciones por encima de las óptimas. En segundo lugar, cabe resaltar que, en los tres periodos, el regulador ha fijado un término ρ fuera del intervalo [0,1] para la mayor parte de las empresas, describiendo un conjunto de situaciones incompatibles con un sistema de incentivos correctamente diseñado.

En el primer periodo analizado, 1988–1993 destaca la fusión en el año 1991 de las dos mayores empresas distribuidoras de electricidad: Iberduero e Hidroeléctrica Española S.A. (Hidro), que dieron lugar a Iberdrola en el año 1991. La Tabla IV.3 muestra los resultados promedios correspondientes a este primer periodo legislativo.

Tabla IV.3. Resultados Promedio durante el MLE: 1988-1993

	$\theta^i=1/D^i(y,x)$	ρ	Comportamiento del Regulador	Exceso de Compensación (%)
Unión Fenosa	0,793	-0,581	Pro-empresa	19,87%
Iberdrola	0,850	-1,548	Pro-empresa	24,81%
Iberduero	0,880	-0,444	Pro-empresa	10,52%
Hidro	1,044	2,078	Pro-empresa	6,31%
Hidrocantábrico	1,034	3,342	Pro-empresa	7,48%
Hecea	1,146	0,052	Pro-consumidor	-7,22%
Fecsa	1,113	1,906	Pro-empresa	11,98%
Enher	1,117	0,586	Pro-empresa	0,83%
Sevillana	0,984	-2,373	Pro-empresa	7,93%

A la luz de los datos, parece que las empresas que se comportan de un modo ineficiente no reciben penalización alguna por parte del regulador. Tal es el caso de Unión Fenosa, Iberdrola, Iberduero y, en menor medida, Compañía Sevillana. Por el contrario, estas empresas, al aplicarles un parámetro ρ menor que cero, el regulador les otorga una retribución, no solo suficiente para cubrir los costes ineficientes en los que han incurrido, sino superior. Por tanto, puede decirse que se les ha “premiado” su ineficiencia. En este sentido, son especialmente flagrantes los casos de las empresas Unión Fenosa e Iberdrola, para quienes, en promedio, la retribución obtenida por encima de la óptima representa el 19,87% y el 24,81% de los ingresos percibidos, respectivamente. El consumidor, por su parte, es el damnificado de esta situación, asumiendo, no solo la totalidad los costes ineficientes de las empresas distribuidoras, sino una cantidad adicional dada como “prima” por parte del regulador. Este hecho supone una transferencia de rentas de los consumidores a las empresas mediante la fijación de un sobreprecio. Adicionalmente, como se ha explicado, al aplicar un $\rho < 0$, se elimina cualquier incentivo a la eficiencia para las empresas ineficientes. De hecho, tal y como se observa en las Tablas IV.6 y IV.7, las empresas ineficientes en el primer periodo no han mejorado o lo han hecho de forma poco significativa en los dos periodos posteriores.

Por su parte, la mayoría de empresas que tienen un término promedio de eficiencia mayor que la unidad, es decir, son supereficientes, con unos costes inferiores a c^{DEA-i} , son recompensadas por el regulador, quien adopta un comportamiento *pro-empresa*, si bien no en igual medida para todas ellas. Estas empresas son Hidoeléctrica Española, Hidrocantábrico, Fecsa y Enher. El caso más *neutral* corresponde al de la empresa pública Enher,⁹ con un $\rho = 0,59$, lo que supone un reparto de las ganancias de eficiencia con un moderado sesgo hacia la empresa. Para las demás, los valores de ρ son superiores a uno. En este caso, la empresa recibe una retribución superior a la suma de los costes incurridos más el ahorro de costes conseguido con las mejoras de eficiencia. Esta situación es la opuesta a la que sucedería en un mercado perfectamente competitivo, en el que las reducciones de costes se trasladan íntegramente al consumidor a través de unos menores precios de compra. Al igual que en los casos de

⁹ En 1988, la empresa Enher estaba participada por la empresa pública Endesa en un 91,5%, y formaba parte del grupo industrial estatal TENEO. Esta situación se prolongó hasta la privatización total de Endesa en 1997.

ineficiencia en los que se ha aplicado ρ negativos, este sobreprecio supone una transferencia de rentas del consumidor a las empresas o, lo que es lo mismo, a sus accionistas, ya que las empresas analizadas, a excepción de Enher, eran privadas. Así pues, las retribuciones, en promedio, son superiores a las óptimas. Destaca, en este sentido, el caso de Fecsa, para el que éstas llegan hasta el 12%.

El comportamiento claramente *pro-empresa* del regulador en el periodo de vigencia del MLE puede estar justificado por la difícil situación económica y financiera en que se encontraban las empresas eléctricas españolas en el año 1988. La única excepción a esta situación la constituye Hecsa, empresa supereficiente al que se le aplica un $\rho < 0.5$, repercutiendo en los consumidores la mayor parte de las reducciones de costes. Por este motivo la empresa tuvo una retribución promedia inferior en un 7,22% a la cantidad óptima.

En la Tabla IV.4 se observa que la situación descrita anteriormente se mantiene para el periodo 1994–1998, periodo de vigencia de la LOSEN. Debe destacarse que en el último año del periodo analizado, 1998, se produce la integración de las empresas Enher y Hecsa¹⁰ dentro de Fecsa¹¹.

Tabla IV.4. Resultados Promedio durante la LOSEN : 1994-1998

	$\theta^i=1/D^i(y,x)$	ρ	Comportamiento del Regulador	Exceso de Compensación (%)
Unión Fenosa	0,803	-0,320	Pro-empresa	14,32%
Iberdrola	0,793	-0,128	Pro-empresa	12,55%
Hidrocarbónico	1,091	3,727	Pro-empresa	10,43%
Hecsa	1,033	2,140	Pro-empresa	5,66%
Fecsa	1,037	2,231	Pro-empresa	4,62%
Enher	0,961	-4,821	Pro-empresa	13,84%
Sevillana	0,916	-0,066	Pro-empresa	3,93%

¹⁰ Cabe recordar que como parte del proceso de intercambio de activos, en 1994, Hecsa era absorbida por Iberdrola, quien poseía la práctica totalidad de su capital. Antes de su absorción, Hecsa había separado una parte de sus activos y creó Hecsa-I, de la que Enher adquirió el 55% en 1994 y el 45% restante en 1995. Esta es la empresa que se ha considerado como “Hecsa” en este periodo. En junio de 1998 Enher absorbió definitivamente a Hecsa. En ese mismo año ambas pasan a formar parte de Fecsa. (Ver Capítulo II).

¹¹ La Tabla IV.6 no recoge esta observación ya que es para un solo año que, además, coincide con el año de la fusión.

El regulador de nuevo, en todos los casos, beneficia a las empresas distribuidoras en detrimento de los consumidores. A las empresas ineficientes: Unión Fenosa, Iberdrola, Enher y Compañía Sevillana se les sigue aplicando unos ρ negativos, desapareciendo, de este modo, cualquier incentivo a la eficiencia, al recibir unas retribuciones superiores a las óptimas. En el caso de las empresas supereficientes: Hidrocantábrico, Hecea y Fecsa, el ρ es superior a uno, produciéndose una situación similar a la ya comentada para la etapa del MLE. Una vez más, destacar que las empresas Unión Fenosa e Iberdrola, a las que se les ha unido en esta etapa Enher, son las que reciben en promedio unas retribuciones superiores a las óptimas, si bien los porcentajes se han moderado con respecto al periodo previo. Es lógico que la situación no sea muy diferente al periodo del MLE, al ser la LOSEN una legislación transitoria en la que se mantuvo el modelo general de remuneración de la actividad de distribución, ajustándose algunos parámetros retributivos.

Por último, en el periodo 1999-2002, de vigencia de la LSE, destaca el proceso de concentración experimentado en el sector, que pasa a estar formado únicamente por cuatro empresas como consecuencia de la integración efectiva de Fecsa-Enher y Compañía Sevillana en la empresa pública Endesa. Esta empresa, históricamente dedicada a la generación eléctrica, había ido adquiriendo en los años previos a su privatización el control efectivo de las empresas que ahora absorbía, convirtiéndose en una empresa de ciclo completo. El principal objetivo del proceso, como se explicó en el Capítulo II, era incrementar el valor de su acción de cara a su privatización.¹²

En este tercer periodo, los valores de ρ están más próximos a cero, aunque algunos de ellos siguen siendo negativos. Las empresas Unión Fenosa e Iberdrola continúan la tendencia de los dos periodos anteriores, siendo ineficientes, tendencia que también muestra en esta etapa la otra gran empresa: Endesa. A Iberdrola y Endesa, que ahora controlan aproximadamente el 80% del mercado de distribución, se les aplica unos moderados ρ negativos, suponiendo, al igual que en los dos periodos anteriores, una transferencia de rentas del consumidor a la empresa. En el caso de Unión Fenosa, el regulador sigue comportándose *pro-empresa*, descontándole de su retribución, en promedio, únicamente el 17% del incremento de costes debidos a la ineficiencia.

¹² En junio de 1998 se produjo el traspaso total de Endesa a manos privadas. A comienzos de este año, el Estado todavía poseía el 41% de la compañía.

Hidrocantábrico, la menor empresa del mercado, con un porcentaje de alrededor del 4%, es la única supereficiente del periodo. Sin embargo, al aplicarle el regulador un $\rho < 0,5$, recibe, en promedio, una retribución que incluye una cantidad inferior a la mitad de su ahorro en costes, transfiriendo el resto de la mejora de eficiencia al consumidor. Se volverá a incidir en este resultado al analizar en los próximos apartados los costes de “renegociación”.

Tabla IV.5. Resultados Promedio durante la LSE: 1999-2002

	$\theta^i = 1/D^i(y,x)$	ρ	Comportamiento del Regulador	Exceso de Compensación (%)
Unión Fenosa	0,851	0,168	Pro-empresa	5,11%
Iberdrola	0,871	-0,239	Pro-empresa	8,95%
Hidrocantábrico	1,127	0,086	Pro-consumidor	-4,98%
Endesa	0,855	-0,049	Pro-empresa	7,60%

IV.6.2. EXCESO DE RETRIBUCIÓN Y RENTAS DE RENEGOCIACIÓN

La Tabla IV.6 muestra la diferencia entre la retribución percibida y la retribución óptima, expresada en millones de euros del año 2002, para cada uno de los años analizados, así como para el total del periodo. La última columna expresa el porcentaje promedio que representaron estos ingresos respecto a la retribución total percibida. Para el conjunto del periodo se ha estimado que se ha pagado una cantidad adicional de 4.401 millones de euros, representando un 9,6% de la retribución total. Sin embargo, si se analiza la evolución de los ingresos adicionales respecto a los óptimos para las tres etapas de regulación, se observa que éstos tienen una clara tendencia a decrecer, ya que van del 11,7% en la etapa del MLE, al 8,9% en la LOSEN y, finalmente, al 2,1% en la LSE. Una evolución similar se observa para las tres empresas representadas en los tres periodos: Unión Fenosa, Iberdrola y Hidrocantábrico. Cabe destacarse que el reparto de estas cantidades ha sido desigual, ya que aproximadamente la mitad de ellas fueron para Iberdrola, representando el 14,5% de su retribución total.

**Tabla IV.6. Remuneración Percibida – Remuneración Óptima ($\rho=0.5$).
Millones de € de 2002**

	MLE	LOSEN	LSE	Total	Porcentaje
	1988-1993	1994-1998	1999-2002		
Unión Fenosa	470,0	314,6	109,8	894,5	12,79%
Iberdrola	946,6	770,2	406,9	2.123,6	14,51%
Iberduero	146,8			146,8	8,39%
Hidrosla	79,6			79,6	4,41%
Hidrocantábrico	27,3	33,9	-12,9	48,3	4,19%
Hecsa	-40,7	22,2		-18,6	-1,60%
Fecsa	211,7	52,0		263,7	7,51%
Enher	10,4	113,3		123,7	5,29%
Sevillana	196,5	95,7		292,2	5,37%
Endesa			447,9	447,9	7,80%
Total	2.048,0	1.401,8	951,7	4.401,4	9,62%

Los anteriores resultados pueden completarse con los de la Tabla IV.7, que muestra las rentas obtenidas por las empresas fruto de la renegociación de los costes de distribución eléctrica cada vez que ha entrado en vigor un nuevo sistema de regulación. Tal como se ha visto, los frutos de esta renegociación se pueden apreciar en los años 1994 y 1999, calculándose estas rentas de acuerdo con la expresión (IV.12). Se observa un dato que parece confirmar lo adecuado de la estimación, al menos para el año 1994. La empresa para la que el regulador disponía de mayor información y, en consecuencia, las asimetrías informativas podían ser menores era Enher, de titularidad pública. En este caso, los costes que se han estimado para el año 1994 fueron de 176.9 millones euros y la LOSEN reconoció a Enher 180,9 millones euros, existiendo una diferencia ligeramente superior al 2%.

Para el conjunto del sector, se ha calculado que las rentas de renegociación representaron aproximadamente el 6% sobre las cantidades percibidas. Sin embargo, éstas muestran una clara tendencia a decrecer, ya que pasan del 12% en la LOSEN al 2,1% en la LSE. Para el conjunto del sector, no puede afirmarse que haya rentas de renegociación en el caso de la LSE, aunque debe de tenerse en cuenta que falta el dato de Endesa, cuya estimación no es posible por el proceso de concentración. No obstante,

los resultados individuales son muy dispares entre empresas. De la Tabla IV.7 llama la atención el signo negativo de Iberdrola en el año 1999, así como el éxito de la estrategia de negociación de Hidrocantábrico, basada en la elaboración de la denominada “red de referencia” (ver Grifell-Tatjé y Lovell, 2003)¹³. Sin embargo, en los años posteriores, Hidrocantábrico no consiguió incrementos adicionales significativos en su retribución. Este es el motivo por el cual aparece como “*pro-consumidor*” en los resultados de la Tabla IV.5.

**Tabla IV.7. Rentas de renegociación de los costes de distribución eléctrica.
Millones de € de 2002**

	LOSEN, 1994	Porcentaje	LSE, 1999	Porcentaje	Total
Unión Fenosa	90,6	20,5%	75,5	15,0%	166,4
Iberdrola	142,0	11,5%	-30,0	-2,6%	111,9
Hidrocantábrico	5,1	7,3%	21,3	24,4%	26,4
Hecea	4,2	3,6%			4,2
Fecsa	57,1	16,5%			57,1
Enher	5,1	2,2%			5,1
Sevillana	46,0	9,3%			46,0
Endesa	-----		-----		-----
Total	350,1	12,0%	67,0	2,1%	417,1

Finalmente, se pueden considerar indicadores externos para comprobar si los resultados de este trabajo entran en conflicto con ellos. Uno de estos indicadores es la rentabilidad del sector eléctrico, analizada a través de los Índices Totales de la Bolsa de Madrid, los cuales incorporan para su cálculo los conceptos de plusvalías, dividendos y ampliaciones de capital, entre otros. Se observa que la rentabilidad anual media del sector eléctrico era inferior en un 3,1% a la rentabilidad anual media del conjunto de la bolsa el año 1990. Tres años después, en 1993, era 3.3% superior. Y cinco años después, en 1998 la rentabilidad del sector energético seguía siendo un 2,3% superior a

¹³ Hidrocantábrico elaboró el programa denominado BULNES para calcular la red ideal de distribución eléctrica en España. Sus primeros resultados se generaron en el año 1997. Parece ser que la motivación para la elaboración de esta propuesta fue que Hidrocantábrico consideraba que el regulador subestimaba sus costes de distribución. Los resultados que se han presentado en la Tabla IV.6 no avalan la teoría de Hidrocantábrico, aunque sí muestran que no era tan generosamente pagada como otras empresas.

la media de la bolsa. Únicamente a partir del año 1999, cuando ya está en plena vigencia la LSE, las distancias entre las rentabilidades del sector y el conjunto de la bolsa se estrechan y tienden a converger. Aunque el comportamiento descrito por las rentabilidades bursátiles debe tomarse con cautela, ya que refleja la valoración de la empresa eléctrica verticalmente integrada, es decir, generación y distribución, es interesante notar que sigue las pautas descritas en las Tablas IV.3–IV.7 para el conjunto de las empresas de distribución eléctrica.

IV.7. CONCLUSIONES

Este capítulo analiza las consecuencias que han tenido los diferentes sistemas de regulación aplicados a la actividad de distribución eléctrica en España durante el periodo 1988-2002, tanto desde el punto de vista de la eficiencia productiva como en lo a la protección de los intereses del consumidor frente a los de las empresas se refiere.

En la industria eléctrica española la intervención del regulador se ha llevado a cabo sobre todo a través del establecimiento de las tarifas que los consumidores finales han de pagar por sus consumos eléctricos. Estas tarifas se han calculado por el simple cociente entre los costes que el regulador ha considerado necesarios para retribuir las actividades destinadas a realizar el suministro de energía eléctrica y la previsión de la demanda de los consumidores finales. Los costes establecidos por el regulador han constituido la retribución percibida por las empresas. De este modo, se puede afirmar que, en general, el regulador ha aplicado un sistema de precios máximos, al que durante el periodo 1988-1997 se añadieron alguna de las características de los modelos de *yardstick competition*.

La percepción de los agentes afectados por la regulación es bien dispar. Mientras las empresas afirman que las tarifas han sido fijadas desde 1987 por debajo del índice de precios al consumo, lo que está poniendo en serio riesgo las inversiones que el sector debe acometer, los consumidores han visto que en este mismo periodo los beneficios de las empresas eléctricas no han dejado de crecer. En este trabajo se han contrastado las posturas de ambas partes con relación a la regulación de la actividad de distribución eléctrica.

El análisis se ha efectuado comparando la retribución obtenida por las empresas en la actividad de distribución eléctrica española durante el periodo 1988-2002 con la que hubieran obtenido si se hubiera aplicado el modelo de regulación por incentivos inicialmente propuesto por Bogetoft (1997). En este modelo se vincula la retribución obtenida por las empresas con la eficiencia productiva de las mismas, de tal forma que se incentiva a las empresas a la mejora, a la vez que se minimizan las rentas obtenidas como consecuencia de las asimetrías informativas existentes entre el regulador y las empresas. Asimismo, el modelo supera alguno de los problemas vinculados con la aplicación de los sistemas de precios máximos, como la arbitrariedad en la fijación de los factores de descuento o el *ratchet effect*, permitiendo estudiar cómo las ganancias de eficiencia obtenidas por las empresas se reparten entre éstas y los consumidores.

La comparación de los dos modelos ha permitido observar, en primer lugar, que el regulador español, en el diseño de su esquema de retribución, no ha ligado la eficiencia de las empresas con las retribuciones que estas obtenían. Esto ha provocado que las empresas que al principio del periodo considerado eran ineficientes, hayan seguido siéndolo a lo largo del mismo. En segundo lugar, se observa cómo el regulador español durante todo el periodo analizado, y salvo algunas raras excepciones, se ha comportado claramente como *pro-empresa*, en detrimento de los intereses del consumidor. El regulador ha pagado a las empresas ineficientes no solo sus costes incurridos, sino una cantidad superior, premiándoles, en este sentido, su ineficiencia. Por esta razón, no se ha introducido ningún incentivo a la mejora durante el periodo de estudio. En el caso de las empresas eficientes, éstas reciben una retribución superior a la suma de los costes incurridos más el ahorro de costes conseguidos con las mejoras de eficiencia. En ambos casos, el consumidor está pagando un precio superior al que se hubiera fijado en un mercado competitivo. Este sobrepago supone, de hecho, una transferencia de rentas de los consumidores a las empresas de distribución eléctricas, en su mayoría de titularidad privada. En tercer lugar, se observa que las empresas obtienen rentas en la renegociación de los costes de distribución reconocidos por el regulador, especialmente, en el caso de las modificaciones introducidas en 1993-1994. Los resultados obtenidos en este capítulo están en consonancia con los obtenidos por Arocena, Cotín y Huerta (2002), que reflejan cómo en el sector eléctrico español el regulador ha otorgado a las empresas un trato favorable en su política de precios en contra de los intereses del consumidor.

El comportamiento del regulador claramente *pro-empresa* puede deberse a su preocupación al inicio del periodo analizado por la precaria situación financiera que las empresas atravesaban en ese momento, pues alguna de ellas se encontraba al borde de la bancarrota. Con la finalidad de subsanar esta situación, el regulador otorgó unas retribuciones muy superiores a las deseables desde el punto de vista de la eficiencia. Cabe señalar que las consecutivas reformas legislativas llevadas a cabo, aunque han suavizado la situación inicial sustancialmente, aún no han logrado solventar el problema, ya que, bajo la legislación actual, las empresas continúan obteniendo unos ingresos regulados por encima de los óptimos.

Esta situación, en la que las empresas a lo largo del tiempo obtienen unos ingresos superiores a los que un modelo de incentivos que vincula la eficiencia con la retribución consideraría óptimos y en el que sistemáticamente los consumidores se ven perjudicados, denota las perversiones de una regulación incapaz de reproducir las condiciones de un mercado competitivo, en el que se estimulen la mejora de la eficiencia, la innovación y el progreso técnico.

CAPÍTULO V.

**LA LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO Y
SUS CONSECUENCIAS. PRODUCTIVIDAD, PRECIOS Y
BENEFICIOS EMPRESARIALES**

1. INTRODUCCIÓN¹

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 y competencia minorista, 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).

¹Este capítulo ha sido presentado en el “III Congreso de la Asociación Española para la Economía Energética” en Bilbao (17-18 de enero de 2008) y aceptado para su presentación en The North American Productivity Workshop V, que se celebrará del 25 al 27 de junio de 2008. Cuenta, además, con financiación de la Fundación Repsol.

Como se ha visto en el Capítulo II, la liberalización del sector eléctrico español se materializa con la aprobación de la Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico 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. 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 capítulo 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 sus empresas 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 la escala son 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. El periodo estudiado será 1991-2004, tiempo en el que estaban operativos los cuatro grupos empresariales a que ha quedado reducido el sector tras el

proceso de concentración y privatización descrito en el Capítulo II: Endesa, Hidrocarbónico, Unión Fenosa e Iberdrola².

En la descomposición de los beneficios se seguirá la metodología propuesta por Grifell-Tatjé y Lovell (2008), generalizándose a una situación multiproducto y aplicándose por primera vez al análisis del sector eléctrico. Las actividades fundamentales de las empresas eléctricas analizadas: el suministro y la generación, en línea con lo dictado por la legislación, son consideradas separadamente. En la actividad de suministro se ha incluido tanto la distribución como la comercialización, a efectos de mantener la homogeneidad con los datos del MLE y habida cuenta de la escasa importancia que, aún hoy, tiene la comercialización en las empresas eléctricas. Nuevamente, la aplicación de las técnicas de análisis no paramétrico DEA permitirá la implantación de esta metodología.

Por último, cabe subrayar lo novedosa que resulta en la literatura empírica sobre el sector eléctrico español la visión conjunta de todo el proceso de reformas: desde el MLE hasta la actual liberalización. La consideración del enfoque multiproducto resulta asimismo un aspecto diferenciador con respecto a otros estudios, pues los trabajos existentes hasta el momento han analizado alguna de las actividades eléctricas, habitualmente la generación, sin considerar el sector de forma integrada.

V.2. LA LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL

En el Capítulo II se explicaba cómo, 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, cuyo principal propósito es la liberalización del sector. Esta Ley 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

² 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.

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 insertadas por el 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 actualmente⁴: (i) La incertidumbre regulatoria insertada en el sistema, que puede haber repercutido en las inversiones y frenado la entrada; (ii) El 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, derivadas de su

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).

⁴ Estos factores han sido desarrollados en mayor profundidad en el Capítulo II.

acceso a activos estratégicos, de 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 poseer 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.

V.3. METODOLOGÍA

El análisis de las consecuencias económicas y financieras para las empresas eléctricas españolas de los regímenes 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.

V.3.1. LA DESCOMPOSICIÓN DE LA VARIACIÓN EN LOS BENEFICIOS

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

$$\pi^t = R^t - C^t = \sum p_m^t y_m^t - \sum w_n^t x_n^t \quad (\text{V.1})$$

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 $t+1$, (π^t, π^{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)]:

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

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. De este modo, 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 (V.2) no está basada en la asunción de ningún comportamiento restrictivo de la empresa evaluada, como es la maximización de beneficios.

La expresión (V.2) identifica, pues, la contribución agregada y de cada una de las variables a los cambios en los beneficios de las empresas eléctricas. Por razón de la dualidad entre cantidades y precios, esta expresión puede reordenarse de manera que sea aún más informativa, permitiendo 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 (V.2)) en positivos y negativos, del siguiente modo:

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

Esta expresión añade al efecto cantidad de la expresión (V.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 $(\pi^{t+1} - \pi^t) > 0$, a los consumidores, a través de los productos para los que se ha reducido su precio $[-\sum \bar{y}_{m-i}(p_{m-i}^{t+1} - p_{m-i}^t)] > 0$, y a los proveedores de aquellos factores de producción cuyos precios se han incrementado $[\sum \bar{x}_{n-j}(w_{n-j}^{t+1} - w_{n-j}^t)] > 0$. En la expresión (V.3) se considera que el cambio en los beneficios es positivo. En el caso en que los beneficios se redujeran de un periodo a otro, el término correspondiente pasaría a la parte izquierda de la expresión y constituiría una fuente adicional de fondos a distribuir entre un menor número de beneficiarios. Tanto la descomposición de la expresión (V.2) como la de la (V.3) pueden realizarse a partir de datos observables.

V.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:

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

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 α_m^t es un coeficiente que indica la proporción de los costes eficientes atribuible a cada uno de los productos. En la Figura V.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 V.2 son los conjuntos de factores correspondientes a T^t y T^{t+1} .

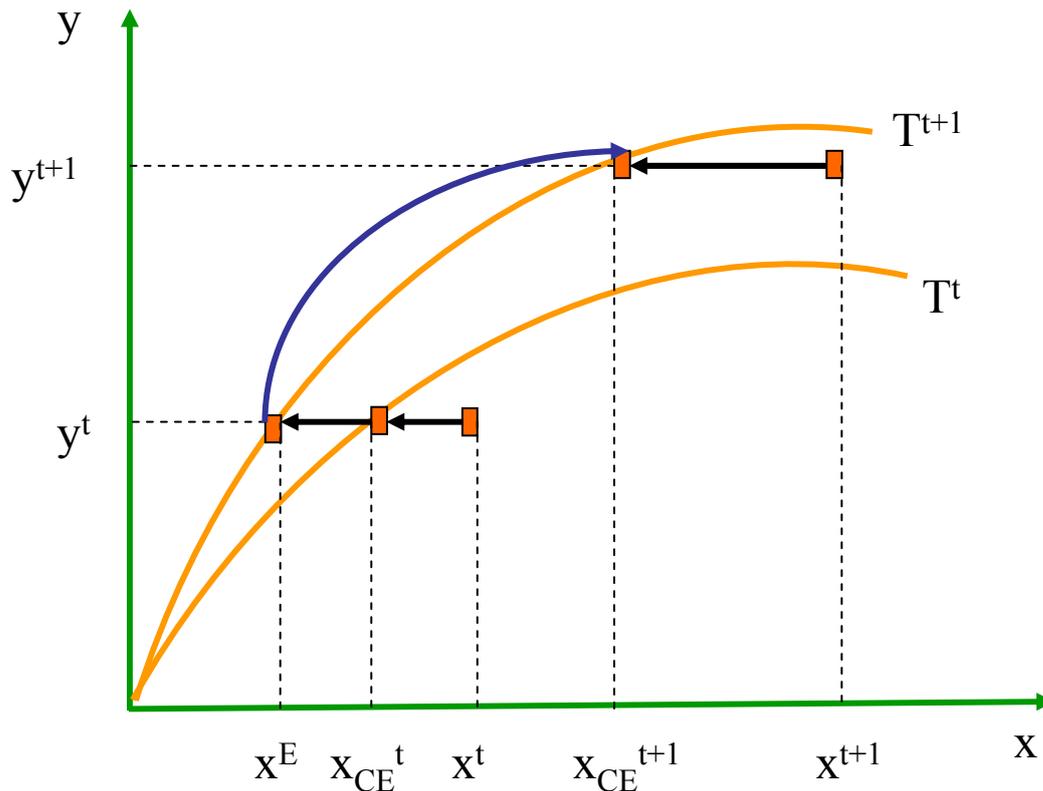


Figura V.1. Descomposición del Efecto Productividad (I)

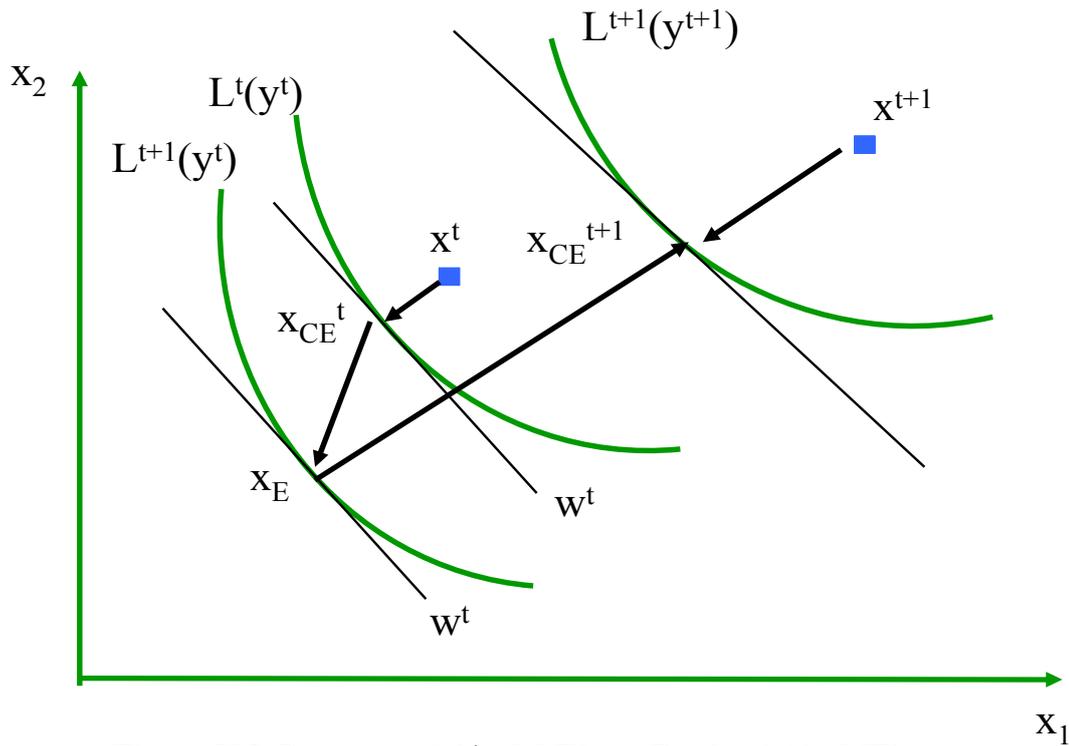


Figura V.2. Descomposición del Efecto Productividad (II)

En la Figura V.1 se observa que $T^t \subset T^{t+1}$, implicando la asunción de cambio técnico. La misma asunción conlleva que $L^t(y^t) \subset L^{t+1}(y^t)$ en la Figura V.2, en la que, además, $L^{t+1}(y^{t+1}) \subset L^{t+1}(y^t)$, 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 (V.2).

El efecto cantidad es identificado con frecuencia con el efecto productividad; sin embargo, como refleja la expresión (V.4), esto no es exacto, pues el efecto margen ha de ser también considerado. Únicamente si este efecto margen es cero, el efecto cantidad se reduce al efecto productividad. Cuando se producen cambios en las cantidades de productos, el efecto margen es cero para cada uno de ellos si la diferencia $[p_m^t - (\alpha_m^t \sum w_n x_{nCE}^t) / y_m^t] = 0$, es decir, si el precio del producto es estrictamente igual al coste unitario eficiente de producirlo. Nótese que los precios de los productos y de los factores están definidos por la media aritmética entre el principio y el final del periodo. 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,

$[p_m^t - (\alpha_m^t \sum w_n x_{nCE}^t) / y_m^t] > 0$, 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 aquellas 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 dichos factores 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.

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 (V.5.):

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

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 . Los tres vectores de costes descritos en el modelo que minimizan los costes, x_{CE}^t , x_{CE}^{t+1} y x_E , no son observados directamente, sino que han de ser calculados. Su cálculo permite determinar la contribución al efecto productividad: (i) Del cambio en la eficiencia en costes, comparando $(x^{t+1} - x_{CE}^{t+1})$ con $(x^t - x_{CE}^t)$ para cada uno de los factores productivos, y ponderando ambas diferencias por la media aritmética de los precios de dichos factores en cada uno de los dos periodos considerados; (ii) De las mejoras en la tecnología, recogidas en la diferencia $(x_{CE}^t - x_E)$; y (iii) De la explotación de las economías de

escala por la empresa, reflejadas en el movimiento a lo largo del plano T^{t+1} desde (y^t, x_E) hasta (y^{t+1}, x_{CE}^{t+1}) . Estas tres fuentes conforman el efecto productividad, componente a su vez del efecto cantidad.

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 de nuevo esta diferencia por la media aritmética de los precios de los factores. El cambio técnico puede ser no neutral, tal y como muestra la Figura V.1.

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.

V.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 V.1 y V.2. Sin embargo, estas tecnologías tampoco son observadas, por lo que también deben ser

aproximadas. Para ello se aplicarán de nuevo en este capítulo las técnicas no paramétricas DEA en forma secuencial.

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

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

En este programa matemático el objetivo es encontrar el vector de cantidad de factores x necesario para producir y^t que minimice el coste $w^{tT} x = \sum w_n^t x_n^t$, 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:

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

Esta aproximación es construida secuencialmente. Recuérdese que esto 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 del convexidad $\{\lambda \geq 0, \sum \lambda = 1\}$ en las expresiones (V.6) y (V.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 (V.5) es la solución al mismo problema de minimización de costes recogido en (V.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 (V.4) y (V.5), cuantificándose el efecto margen y el efecto productividad de

la expresión (V.4), y calculando posteriormente la contribución de cada uno de los efectos económicos explicativos del cambio productivo de acuerdo a (V.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.

V.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^l_{DEA} , se han utilizado, no solo los datos de todas las empresas en 1991, sino 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 neta⁵ 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

⁵ Se ha eliminado la energía consumida en bombeo y los consumos auxiliares de generación.

la empresa por este concepto son los ingresos percibidos por la misma como remuneración de su actividad de generación⁶. 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 producción⁷.

En la definición de esta variable (y_1) y su precio (p_1) se deben tener en cuenta, además, que la empresa matriz del Grupo Endesa, Endesa, S.A., era tratada de forma diferenciada por la regulación, ya que al ser una empresa únicamente productora y no tener mercado no participaba en el sistema de compensaciones, como se ha explicado en el Capítulo II.

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. Estos ingresos incluyen las ventas netas al mercado mayorista de generación, los ingresos por prestación de servicios, parte de los ingresos por costes de transición a la competencia, así como el importe referente al déficit de ingresos.

(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

⁶ En el cálculo de los costes estándares de generación se han incluido los costes de estructura y de capital circulante que el MLE, a partir de 1993, atribuía de forma diferenciada a la actividad de generación y distribución. Antes de ese año estos costes se pagaban de forma conjunta a ambas actividades. En este estudio se ha estimado la parte correspondiente a cada una de las actividades entre 1988 y 1992 para no distorsionar las series. También se ha de tener en cuenta que el sistema de compensaciones entre las empresas comentado en el Capítulo II introdujo un sistema de incentivos que hacía que las empresas con costes variables inferiores al coste medio variable del sistema fueran primadas, mientras que aquellas con coste variables mayores fueran penalizadas. Por lo tanto, las empresas no recibían exactamente el coste estándar reconocido, sino que había que sumar o restar este incentivo. Su incidencia fue muy marginal en la retribución de las empresas, a pesar de lo cual se ha tenido en cuenta.

⁷ Para las centrales térmicas, la inversión base venía expresada por un coste unitario por kW instalado, mientras que en las centrales hidráulicas y de bombeo el coste se estimó a partir de unas fórmulas de regresión que tenían en cuenta las especificaciones técnicas de las mismas. En algunos casos se fijaron perfiles específicos para algunas centrales a efectos de recoger las singularidades habidas dentro del periodo de construcción.

MLE a cada una de las empresas y los GWh distribuidos. El argumento es análogo al de la generación: la actividad estaba regulada, por lo que su remuneración consistía en los costes estándar que le eran reconocidos por la legislación. 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.

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. Dos aspectos reseñables afectan a esta variable. En primer lugar, la paulatina venta de las empresas eléctricas a Redesa de sus activos de transporte, siendo las instalaciones que poseen en este momento muy poco significativas. En segundo lugar, como se ha mencionado en el Capítulo II, la preponderancia de los consumidores de alta tensión en el tránsito desde la tarifa al mercado libre; influyendo nuevamente la estructura del mercado que abastezca cada empresa en 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 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} . Al realizar esta estimación con una orientación a los costes, esta variable de control debe ser considerada como un producto.

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 de las mismas 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_l) resulta del cociente entre los gastos de personal y el número de trabajadores de cada empresa.

(ii) El factor capital (x_2)

Existen numerosos enfoques que miden la cantidad y el coste de capital de una empresa en un momento del tiempo. La cantidad de capital de una empresa eléctrica puede ser medida directamente en términos de cantidades de instalaciones⁸, o indirectamente utilizando una medida del valor de los activos⁹. En el caso de las empresas eléctricas verticalmente integradas que nos ocupa, con varias etapas de producción en las que numerosas variables físicas están implicadas, resulta más conveniente, dado el tamaño de la muestra, la utilización de una medida indirecta del valor. Otra posibilidad sería la representación de estas variables por un índice de cantidad; sin embargo, su amplia diversidad lo hace igualmente inadecuado.

⁸ Ver por ejemplo Whiteman y Bell (1994), Scully (1998), Goto y Tsutsui (1998), Whiteman (1999) y Abbott (2005).

⁹ Como por ejemplo en Gilsdorf (1994), Jara-Díaz *et al.* (2004) o Arocena (2008).

Análogamente, el coste anual de utilización del capital puede medirse directamente, sumando los gastos de depreciación incurridos por la empresa y la cantidad resultante de la aplicación de una tasa sobre el valor del capital, reflejando dicha tasa el coste de oportunidad del capital; o indirectamente como diferencia entre los ingresos y los gastos operativos. El enfoque indirecto ha sido favorecido por algunas agencias reguladoras; sin embargo, la estimación de la productividad utilizando una estimación directa del coste del capital es más consistente con la teoría de la producción, en la que se requiere una medida *ex ante* (Lawrence y Diewert 2004).

De este modo, 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 depreciado. 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.

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:

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

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

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 (WACC) de acuerdo a la siguiente expresión:

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

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):

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

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 por la expresión¹⁰: $w_2 = \delta x_2 + w_2^{(e+d)}$.

(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 termias¹¹ utilizando las equivalencias publicadas anualmente por el Ministerio de Industria y Energía, y cuyos promedios ofrece la Tabla V.1.

¹⁰ 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 que ha sido 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.

¹¹ La termia (Th) es una unidad de calor equivalente a un millón de calorías.

Tabla V.1. Equivalencia en Termias por fuentes energéticas. Datos promedio 1988-2004

Tipo de Energía Primaria	Consumo específico neto: KCAL/KWH
Hidráulica	0
Nuclear	2.206
Hulla nacional	2.435
Lignito pardo	2.510
Lignito negro (hulla subbituminosa)	2.519
Carbón importado	2.396
Fuel	2.525
Gas	2.442

Fuente: MINER.

Tabla V.2. Balance energético promedio para el periodo 1988-2004.

Tipo de Energía Primaria	Unión Fenosa	Iberdrola	Hidrocantábrico	Endesa
Hydroeléctrica	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%

Las cuatro empresas consideradas en el análisis presentan combinaciones de energías dispares, como muestra la Tabla V.2, lo que influirá en la cantidad de termias 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.

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 cabe reseñar que no se considerado como tal la energía comprada por las empresas para abastecer su 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 costes de distribución son netos: valor añadido. Por otro lado, sería razonable la inclusión de este factor si existiera algún incentivo para generar electricidad derivado de la doble marginalización. Pero este no ha sido el caso en el sector eléctrico español. La explotación centralizada del sistema y la planificación vinculante durante el MLE marcaban las pautas sobre capacidad y producción, sin dejar margen a las empresas para comportamientos estratégicos (Jara-Díaz *et al.*, 2004). Durante la LSE, el hecho de que los distribuidores carguen una tarifa regulada a los consumidores finales y compren la electricidad en el *pool* al precio de equilibrio no debería llevar a pensar que, como en otros mercados, los distribuidores pueden obtener un margen de beneficios cuando compran a un precio por debajo de la tarifa (Crampes y Fabra 2005). Los distribuidores son meros recaudadores de la tarifa; solo después del proceso de liquidación les son abonados los costes de la energía al precio que la hayan adquirido y los costes por su actividad de distribución.

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 el 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

Las fuentes consultadas para la obtención de las variables y sus precios se refieren a continuación. Los ingresos de la actividad de generación y de distribución obtenidos por las empresas durante el MLE han sido calculados a partir de la información publicada por Red Eléctrica de España¹² sobre los costes estándar pagados a las empresas en este periodo y de los datos incluidos en los *Informes de Compensaciones de Mercado* de la ya extinta OFICO. Los ingresos obtenidos por la actividad de generación durante la LSE se han obtenido de los informes anuales de las empresas¹³, mientras los correspondientes a la actividad de distribución se han calculado a partir de los Reales Decretos de Tarifas de cada año, los *Informes sobre Liquidación Anual y Verificaciones Practicadas* publicados por la Comisión Nacional de Energía para varios periodos, así como de la información sobre los ingresos de comercialización recogidos en los informes anuales de las empresas. Los datos sobre Gwh generados y distribuidos, así como el número de clientes utilizados para el cálculo de la variable de control, se han obtenido igualmente de los informes anuales de las empresas y de OFICO.

Por su parte, el número de trabajadores y los costes de personal son los recogidos en los informes anuales de las empresas. Los datos sobre inmovilizado material neto y los necesarios para el cálculo del coste del capital se han obtenido, además de los informes anuales de las empresas, de la Revista de la Bolsa de Madrid y del Banco de España. Adicionalmente, el deflactor de la Formación Bruta del Capital Fijo se ha calculado a partir de los datos ofrecidos por la Contabilidad Nacional de España elaborada por el Instituto Nacional de Estadística y de la publicada por la Fundación BBVA. Finalmente, para calcular la cantidad de combustible y sus precios se han utilizado datos de los informes anuales de las empresas y los convertidores en termias de la *Estadística de la Industria de la Energía Eléctrica* publicada por Ministerio de Industria, Turismo y Comercio¹⁴.

Todos los datos introducidos en la aplicación se refieren a las empresas consolidadas, incluyéndose las filiales comprendidas en el perímetro de consolidación

¹² “El Marco Legal Estable. Economía del Sector Eléctrico Español 1987-1997”.

¹³ A partir del año 1998, las empresas han incluido en sus informes anuales información contable separada para cada una de las actividades que realizan.

¹⁴ Antes Ministerio de Industria y Energía.

de las empresas en cada periodo. Además, a partir de 1998, se ha tomado únicamente la información contable referida a las actividades eléctricas de las empresas desarrolladas en España, posibilidad que permite la separación contable de las actividades.

La Tabla V.3 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, la evolución de los beneficios económicos para cada una de las empresas y para el sector se ilustra en el Gráfico V.1, mientras los valores medios de las variables en las dos etapas de análisis: 1991-1997 y 1998-2004, se recogen en la Tabla V.4.

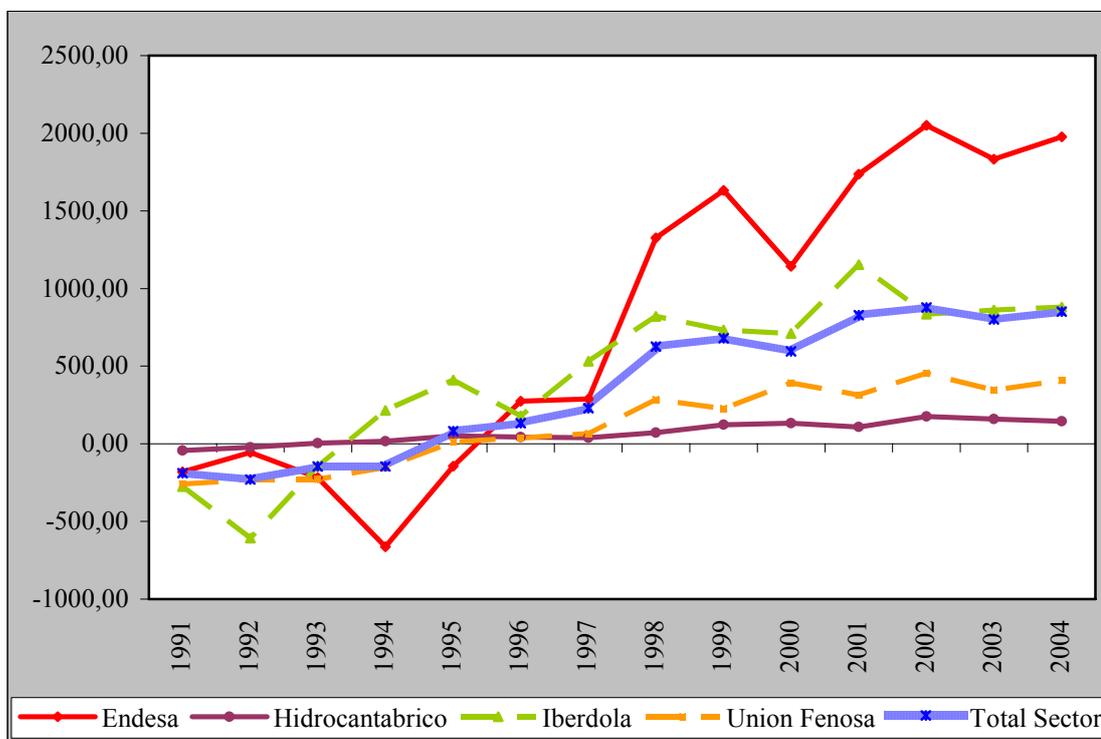
Tabla V.3. Definición de variables y fuentes de información

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 expresión (9))	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)

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.

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



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 V.4. 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 <i>916</i>	-108 <i>131</i>	12 <i>290</i>	-100 <i>324</i>	-38 <i>481</i>	857 <i>17</i>	347 <i>22</i>	131 <i>27</i>	1.671 <i>20</i>	751 <i>15</i>
Ingresos de Generación (Mill. €)	2.118 <i>6</i>	1.021 <i>8</i>	405 <i>11</i>	3.115 <i>17</i>	1.664 <i>7</i>	2.269 <i>19</i>	1.081 <i>12</i>	499 <i>18</i>	4.213 <i>7</i>	2.016 <i>11</i>
Ingresos de Distribución (Mill. €)	1.081 <i>7</i>	413 <i>13</i>	69 <i>10</i>	691 <i>69</i>	563 <i>27</i>	1.193 <i>7</i>	504 <i>11</i>	89 <i>19</i>	1.595 <i>5</i>	845 <i>6</i>
Energía Generada (GWh)	41.580 <i>8</i>	18.872 <i>6</i>	7.269 <i>6</i>	63.771 <i>23</i>	32.873 <i>13</i>	52.374 <i>10</i>	23.556 <i>8</i>	12.533 <i>18</i>	90.953 <i>4</i>	44.854 <i>7</i>
Precio de Generación (Mill. €/Gwh)	0,051 <i>12</i>	0,054 <i>7</i>	0,056 <i>6</i>	0,049 <i>7</i>	0,053 <i>7</i>	0,043 <i>11</i>	0,046 <i>8</i>	0,040 <i>6</i>	0,046 <i>4</i>	0,044 <i>6</i>
Energía Distribuida (GWh)	54.256 <i>3</i>	20.936 <i>5</i>	6.031 <i>5</i>	36.841 <i>58</i>	29.516 <i>20</i>	95.424 <i>0,0</i>	32.033 <i>-1,1</i>	9.867 <i>-1,2</i>	85.396 <i>-0,2</i>	55.680 <i>-0,3</i>
Precio de Distribución (Mill. €/Gwh)	0,020 <i>5</i>	0,020 <i>8</i>	0,011 <i>6</i>	0,018 <i>11</i>	0,017 <i>7</i>	0,013 <i>25</i>	0,016 <i>16</i>	0,009 <i>16</i>	0,019 <i>5</i>	0,014 <i>13</i>
Costes operativos (Mill. €)	3.154 <i>13</i>	1.542 <i>10</i>	461 <i>7</i>	3.906 <i>19</i>	2.266 <i>5</i>	2.606 <i>17</i>	1.238 <i>6</i>	457 <i>15</i>	4.138 <i>6</i>	2.110 <i>8</i>
Número de empleados	13.522 <i>12</i>	5.213 <i>9</i>	1.294 <i>5</i>	18.560 <i>20</i>	9.647 <i>7</i>	9.954 <i>11</i>	3.497 <i>14</i>	1.204 <i>5</i>	15.706 <i>16</i>	7.590 <i>13</i>
Precio del trabajo (€/Trabajador)	48.263 <i>14</i>	44.885 <i>11</i>	45.911 <i>15</i>	41.420 <i>13</i>	45.120 <i>13</i>	63.994 <i>16</i>	60.792 <i>10</i>	54.790 <i>3</i>	57.334 <i>\$</i>	59.227 <i>10</i>
Inmovilizado Material Neto (Mill. € de 1988)	13.286 <i>12</i>	4.661 <i>6</i>	1.137 <i>14</i>	8.488 <i>29</i>	6.893 <i>9</i>	13.286 <i>12</i>	4.433 <i>2</i>	1.250 <i>12</i>	9.728 <i>6</i>	7.174 <i>3</i>
Precio del Capital (€)	0,174 <i>9</i>	0,214 <i>11</i>	0,212 <i>13</i>	0,260 <i>14</i>	0,215 <i>10</i>	0,116 <i>5</i>	0,148 <i>7</i>	0,162 <i>8</i>	0,188 <i>7</i>	0,154 <i>3</i>
Combustible (Mill de Termias)	63.266 <i>10</i>	36.356 <i>12</i>	15.703 <i>8</i>	134.600 <i>20</i>	62.481 <i>10</i>	81.949 <i>12</i>	46.112 <i>8</i>	28.364 <i>16</i>	182.261 <i>3</i>	84.671 <i>7</i>
Precio del Combustible (€/ Mill.Termias)	3.052 <i>23</i>	8.544 <i>12</i>	10.469 <i>17</i>	7.343 <i>8</i>	7.352 <i>11</i>	7.234 <i>51</i>	7.958 <i>19</i>	6.571 <i>14</i>	7.752 <i>19</i>	7.379 <i>23</i>

V.5. RESULTADOS

Mediante el modelo de descomposición de beneficios desarrollado en el apartado V.2 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 V.5 a V.8. En este punto, cabe recordar que estos beneficios económicos pueden interpretarse como beneficios extraordinarios, tal como se ha argumentado en el apartado V.3. Las Tablas ofrecen resultados promedio, así como el coeficiente de variación de los mismos, distinguiendo entre los dos periodos regulatorios considerados.

V.5.1 EL EFECTO PRECIO Y EL EFECTO CANTIDAD

La Tabla V.5 refleja la descomposición de la expresión (V.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. 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 análisis por empresa muestra un efecto cantidad positivo para todas las compañías, excepto Hidrocantábrico, afectada especialmente por la crisis industrial de 1993-1994 y por la recesión de 1996. Sus principales clientes industriales atravesaron por dificultades en este periodo, reduciendo su consumo energético. El efecto precio, por su parte, fue positivo para las empresas más pequeñas: Unión Fenosa e Hidrocantábrico, y negativo para las grandes: Endesa e Iberdrola.

Tabla V.5. 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
	Hidrocantábrico	13,6		18,2		-4,6
	127,5		203,1		897,1	
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
	Hidrocantábrico	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	

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 económica¹⁵. 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. Este comportamiento será detallado en el análisis de la Tabla V.6.

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.

La Tabla V.6 cuantifica la contribución de cada una de las variables a la variación del efecto cantidad, y por tanto, de los beneficios. Durante el periodo del MLE, el incremento en las cantidades de productos vendidas vino acompañado por un aumento en la cantidad de factores utilizados. Sin embargo, el valor monetario derivado de las mayores ventas superó al mayor coste incurrido por el aumento de la cantidad de factores. Esto generó una contribución positiva del efecto cantidad a los beneficios de más de 71 millones de euros anuales.

¹⁵ El crecimiento de la demanda de electricidad superó el 5% en todos los años analizados, excepto en el periodo 2001-2002.

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

Periodo	Empresa	Bennet de Cantidad	=	Cantidad de Generacion	+	Cantidad de Distribución	-	Cantidad de Trabajo	-	Cantidad de Capital	-	Cantidad de Combustible
1991-1997 (MLE)	Iberdrola	161,4 186,9		39,6 431,7		13,3 256,4		-31,0 83,6		-73,9 347,9		-3,6 908,2
	Unión Fenosa	40,6 190,7		3,2 3.016,5		8,4 68,2		-9,1 54,3		-17,6 331,3		-2,2 2.400,4
	Hidrocantábrico	-4,6 897,1		3,6 1.038,2		1,6 216,5		-1,9 130,2		9,7 311,3		2,0 1.024,2
	Endesa	88,3 117,1		278,8 133,1		151,5 183,6		52,1 301,5		204,3 237,5		85,6 107,8
	Total Sector	71,4 89,8		81,3 134,9		43,7 162,1		2,5 1.658,8		30,6 554,1		20,4 161,4
	1998-2004 (LSE)	Iberdrola	194,8 151,8		80,3 235,3		127,4 55,1		-26,5 83,4		10,4 611,3	
Unión Fenosa		75,8 101,7		36,0 116,5		37,7 66,0		-11,7 115,7		-2,8 440,3		12,5 211,5
Hidrocantábrico		41,1 86,5		47,4 118,9		8,8 143,2		0,8 433,2		0,3 8.076,6		14,0 162,3
Endesa		277,0 80,0		71,0 179,2		73,3 61,1		-73,0 110,0		-69,9 105,8		10,1 522,6
Total Sector		147,2 91,9		58,7 127,1		61,8 43,5		-27,6 80,4		-15,5 229,3		16,4 261,5

En el comportamiento de la cantidad de productos, cabe señalar que la aportación de la generación casi dobló a la de la distribución¹⁶. Además, la remuneración por cada KWh generado es mayor que por cada KWh distribuido, con lo que el mayor peso de la generación se ve acrecentado por unos mayores precios. Del lado de los factores, todos ellos se han incrementado en promedio a lo largo del periodo. Esta afirmación debe ser, sin embargo, matizada. Si bien la cantidad de combustible se incrementa prácticamente en todos los años, el comportamiento negativo del factor capital y del factor trabajo se deben únicamente a las cifras del año 1996, en el que la toma de control por parte de Endesa de las empresas de su grupo y la actualización de balances que por ley¹⁷ han de realizar las empresas en ese año explican los resultados obtenidos.

Durante el MLE se observa para todas las empresas una positiva contribución de los productos al efecto cantidad, siendo la aportación de la generación mayor que la de la distribución en todas ellas menos en Unión Fenosa (que distribuye más cantidad que genera)¹⁸. Destaca, asimismo, la modesta participación de los productos en el efecto cantidad de Hidrocantábrico, a la que se suman las contribuciones negativas del combustible, por su dependencia del carbón, y, sobre todo, del capital; redundando todos estos aspectos en el efecto cantidad negativo obtenido. En Iberdrola y Unión Fenosa las cantidades de factores utilizadas afectan positivamente al efecto cantidad, especialmente el capital y el trabajo. Esto es principalmente fruto del intercambio de activos de 1994, que permitió a estas empresas la reducción de su inmovilizado a pesar de que este efecto se viera compensado parcialmente por la regularización del balances de 1996. En cuanto al combustible, en estas dos empresas tiene una contribución positiva, consecuencia de un *mix* de producción menos dependiente del carbón. En Endesa, por su parte, el intercambio de activos de 1994 y la toma de control de sus empresas filiales en 1996 determinan el que todos los factores contribuyan de forma negativa a su efecto cantidad, especialmente el capital.

¹⁶Esto es lógico si se piensa que en el conjunto de empresas analizadas la generación tiene más peso que la distribución como consecuencia, principalmente, de la inclusión de Endesa, empresa eminentemente productora hasta 1996, y a quien el resto de empresas debían comprar su producción.

¹⁷ En virtud del Real Decreto 7/1996 de 7 de junio.

¹⁸ Iberdrola también distribuye más energía de la genera, sin embargo, los intercambios de activos de 1994 y su acusado incremento de producción de 1996 han hecho que la contribución de su generación sea mayor que la de su distribución.

En el periodo de la LSE, y para el conjunto del sector, se producen algunos cambios relevantes en la determinación del efecto cantidad. La aportación de los productos sigue siendo positiva; sin embargo, la participación de ambos se iguala, superando incluso ligeramente la distribución a la generación. Esto es debido a la consolidación en Endesa de Fecsa y Sevillana, empresas eminentemente distribuidoras que ahora se incorporan al cálculo del promedio del sector. Por el lado de los factores, tanto el trabajo como el capital contribuyen positivamente al aumento del efecto cantidad y, por tanto, de los beneficios. La reducción del número de trabajadores se produce de forma sistemática en todos los años de esta etapa, mientras el capital experimenta un descenso en los primeros años del periodo y un aumento en el último tramo del mismo, debido éste último a la entrada de nuevas centrales de ciclos combinados y a inversiones en distribución. Únicamente el combustible sigue haciendo disminuir el efecto cantidad, aunque este efecto negativo queda compensado con el comportamiento de los otros dos factores.

Por lo tanto, 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, y durante la LSE porque se produjo con una significativa reducción en las cantidades de algunos ellos. Esta situación apunta claramente hacia ganancias de productividad en el sector.

Tomando los resultados por empresa, se observa que durante la etapa de la LSE Endesa y Unión Fenosa mantienen un comportamiento análogo al del sector: la generación y la distribución tienen similar aportación al efecto cantidad, el trabajo y el capital contribuyen positivamente a este efecto y el combustible lo hace de forma negativa. Por su parte, en Iberdrola, la participación de la distribución en el efecto cantidad supera a la generación, y mientras el trabajo tiene una aportación positiva al efecto cantidad, los otros dos factores contribuyen negativamente: el capital como consecuencia del plan de inversiones impulsado por la empresa a partir de 2001; y el combustible por el efecto de numerosos años de sequía que a una empresa tan dependiente de la energía hidráulica como Iberdrola le afectan especialmente. Por último, en Hidrocantábrico, la generación tiene una preponderancia en la aportación de

los productos al efecto cantidad, mientras el combustible es el factor con mayor contribución negativa, siendo la aportación del resto de factores poco significativa.

V.5.2. LA DESCOMPOSICIÓN DEL EFECTO CANTIDAD: EL MARGEN Y LA PRODUCTIVIDAD

La Tabla V.7 proporciona una explicación económica del efecto cantidad, reflejando los resultados de aplicar las expresiones (V.4) y (V.5) y complementando así el puro análisis de los datos con el análisis económico. El primer objetivo sería cuantificar la contribución del cambio de la productividad al cambio en la cantidad, y por ende, al cambio de los beneficios. Las tres primeras columnas de la Tabla VI.7 implementan la expresión (V.4), descomponiendo el indicador de cantidad entre un efecto margen y un efecto productividad.

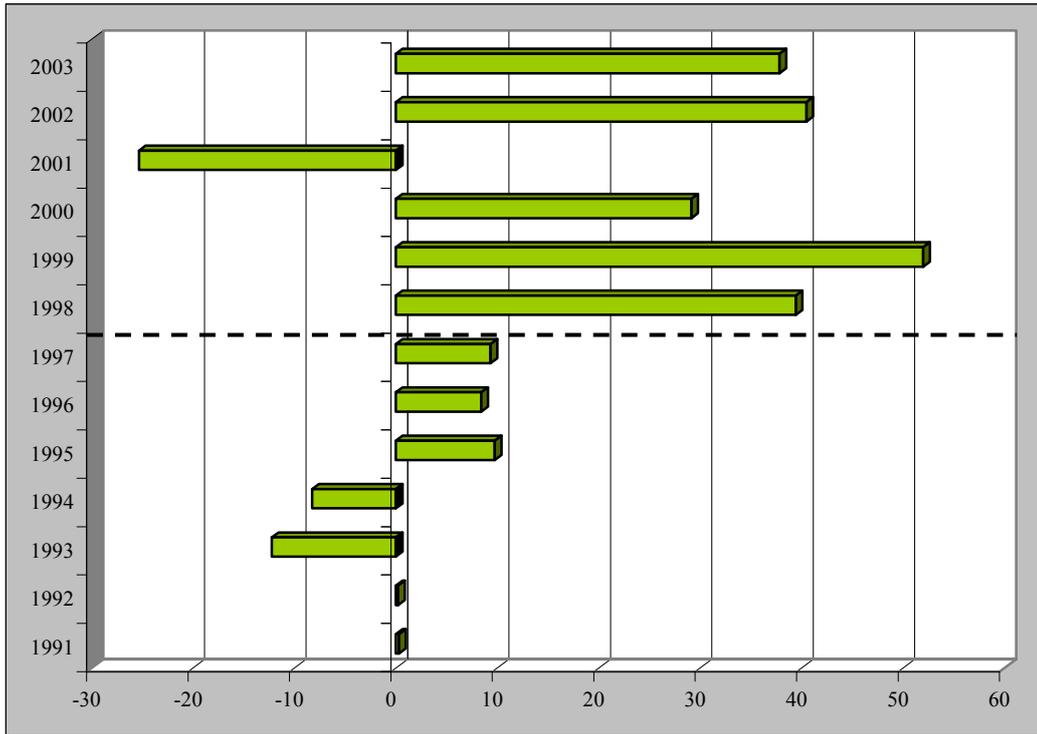
Como ya se ponía de manifiesto en el análisis del efecto cantidad, durante el MLE se observa que su contribución positiva a los beneficios tiene su fuente principal en las ganancias de productividad. En promedio, este efecto se ha traducido en un ahorro de costes para el sector de 72 millones de euros anuales. Cabe reseñar que estas ganancias de productividad se producen paralelamente a la disminución en los precios de algunos de los factores de producción, tal y como se observaba en la Tabla V.5, favoreciendo la consecución de mayores beneficios.

El efecto positivo de la productividad en ese 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 muestra el Gráfico V.2. 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, el margen es levemente negativo en la generación y prácticamente nulo en la distribución, 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.

Tabla V.7. 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 <i>186,9</i>		1,7 <i>726,5</i>		159,8 <i>195,2</i>	-3,9 <i>100,7</i>		54,3 <i>125,7</i>		109,4 <i>264,2</i>
	Unión Fenosa	40,6 <i>190,7</i>		4,5 <i>232,5</i>		36,1 <i>210,7</i>	-34,9 <i>-88,2</i>		81,0 <i>65,6</i>		-10,0 <i>199,2</i>
	Hidrocantábrico	-4,6 <i>897,1</i>		-0,8 <i>578,7</i>		-3,8 <i>1.086,5</i>	-1,1 <i>3.561,3</i>		1,5 <i>167,5</i>		-4,2 <i>370,0</i>
	Endesa	88,3 <i>117,1</i>		-6,5 <i>462,0</i>		94,8 <i>81,7</i>	0,0 <i>387,4</i>		76,2 <i>109,9</i>		18,6 <i>308,7</i>
	Total Sector	71,4 <i>89,8</i>		-0,3 <i>2.968,1</i>		71,7 <i>97,0</i>	-10,0 <i>438,7</i>		53,3 <i>53,2</i>		28,5 <i>229,5</i>
1998-2004 LSE	Iberdrola	194,8 <i>151,8</i>		48,6 <i>93,2</i>		146,3 <i>176,8</i>	-11,7 <i>718,8</i>		199,2 <i>112,2</i>		-41,2 <i>268,4</i>
	Unión Fenosa	75,8 <i>101,7</i>		17,6 <i>104,1</i>		58,1 <i>105,1</i>	-0,2 <i>29.394,7</i>		54,8 <i>68,5</i>		3,6 <i>169,0</i>
	Hidrocantábrico	41,1 <i>86,5</i>		8,1 <i>150,5</i>		33,0 <i>75,5</i>	0,0 <i>1.235,1</i>		17,6 <i>101,4</i>		15,4 <i>128,2</i>
	Endesa	277,0 <i>80,0</i>		30,2 <i>170,5</i>		246,8 <i>81,7</i>	0,3 <i>9.874,2</i>		212,5 <i>75,4</i>		34,0 <i>105,2</i>
	Total Sector	147,2 <i>91,9</i>		26,1 <i>100,4</i>		121,0 <i>97,0</i>	-2,9 <i>667,8</i>		121,0 <i>78,4</i>		2,9 <i>905,9</i>

Gráfico V.2. Evolución del margen promedio. (Millones de euros)



Esta situación se subsana al final del periodo, especialmente para la actividad de generación, aproximándose los ingresos medios que recibió el sector a su coste medio eficiente.

En todas las empresas del sector, los cambios en la productividad han sido el factor determinante de las variaciones del efecto cantidad, siendo en todas ellas, excepto en Hidrocantábrico, positivo. En cuanto al efecto margen, ha sido negativo en Endesa y en Hidrocantábrico, aunque por causas distintas. Aunque no se muestra en la Tabla V.7, el margen de generación de Endesa fue en promedio negativo, mientras el de distribución fue positivo; al ser una empresa principalmente generadora, la contribución positiva de la distribución no ha compensado la negativa de la generación. En Hidrocantábrico, sin embargo, ambos márgenes han sido positivos, pero los descensos de producción ocurridos en 1994 y, sobre todo, en 1996, derivaron en el resultado negativo que se observa (ver expresión V.4). Para Iberdrola y Unión Fenosa, empresas más distribuidoras que generadoras, el efecto margen ha sido positivo a pesar de que en ambas empresas el margen de generación fue en promedio negativo. En Iberdrola este margen negativo fue compensado por un margen de distribución positivo, mientras en

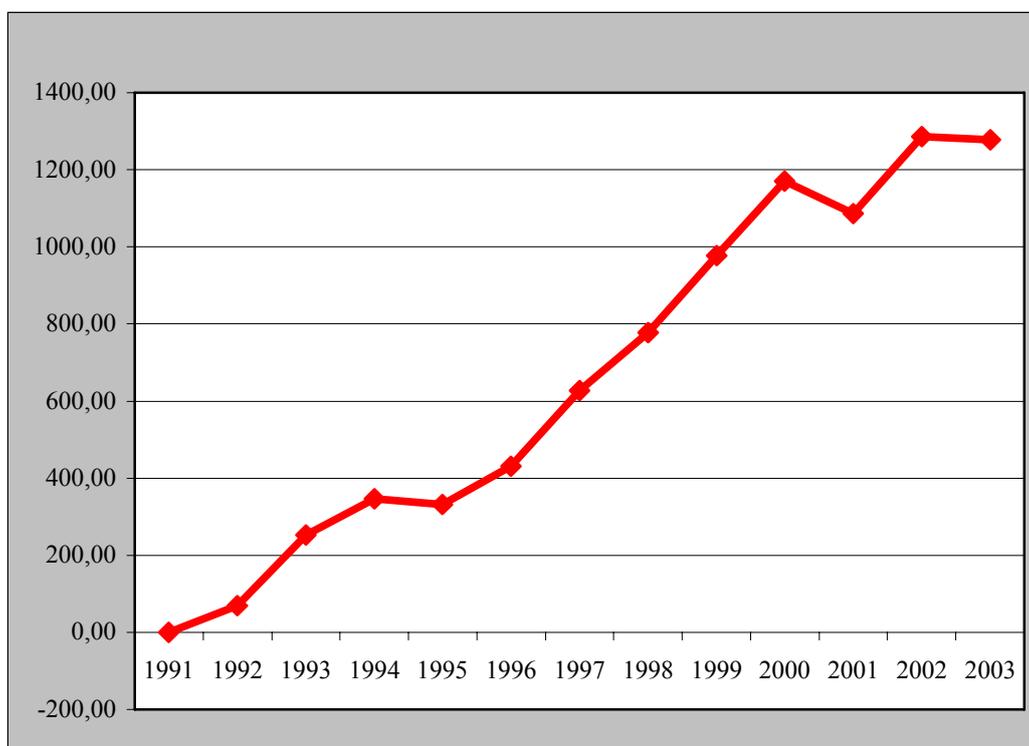
Unión Fenosa el descenso en la energía generada por la empresa en algunos años se ha sumado al efecto margen positivo de la distribución.

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 V.3 muestra cómo las ganancias de productividad han reportado al sector 1.278 millones de euros entre 1991 y 2004. En esta 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 (Gráfico V.2). Tanto el margen de generación como el de distribución son positivos, siendo mayor (hasta cuatro veces) el de generación que el de distribución. Este efecto margen positivo implica que en esta etapa el sector es capaz de cubrir sus costes medios eficientes, beneficiándole la expansión de la actividad. Cabe recordar, asimismo, que ahora 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. Este hecho supone 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 este margen de generación positivo en todos los años del periodo.

Todas las empresas reproducen el comportamiento medio del sector. Únicamente Hidrocarbónico presenta alguna discrepancia, al ser el margen de generación positivo pero el de distribución negativo. Reseñar, además, que mientras en todas las empresas el margen de generación tiene un mayor peso en el efecto margen total, en Iberdrola ocurre lo contrario: la contribución del efecto distribución es muy superior que el de generación, debido, sobre todo, a la disminución de la producción de la empresa en 2002, cuando el margen de generación era positivo.

Gráfico V.3. Contribución acumulada del Efecto Productividad al cambio en los beneficios. Promedio. (Millones de euros)



V.5.3. LA IDENTIFICACIÓN DE LAS FUENTES DEL CRECIMIENTO PRODUCTIVO

La Tabla V.7 permite cuantificar las contribuciones de las distintas fuentes económicas a las mejoras de productividad y al consiguiente aumento de beneficios. Es lo que muestran las tres últimas columnas de la Tabla, reflejando la descomposición (V.5). Para el conjunto del sector, 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% a lo largo del periodo, mientras que la correspondiente a la ratio (x_{2E}/x_{3E}) , es decir, la ratio entre las cantidades óptimas de capital y combustible, 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.

Durante el MLE, el cambio técnico es el factor determinante para el incremento de la productividad en Endesa y en Unión Fenosa, con una contribución del 80%, mientras que en Iberdrola su contribución es del 34%, siendo insignificante para Hidrocarburo. En Endesa el efecto positivo del cambio técnico se ha visto acompañado por una reducción de la relación entre el factor trabajo y el capital; mientras en Iberdrola se observa una disminución a lo largo del periodo de la relación entre el capital y el combustible utilizado en la generación; finalmente, las relaciones entre el capital y los otros dos factores han decrecido en Unión Fenosa. Estas tres empresas han operado con rendimientos crecientes a escala, redundando en Endesa e Iberdrola en efectos escala positivos, especialmente en esta última empresa, mientras en Unión Fenosa se han traducido en un efecto escala negativo debido a la disminución de su producción en algunos años. La misma explicación es atribuible al efecto escala negativo de Hidrocarburo. Por último, la eficiencia en costes ha sido negativa, aunque poco significativa para todas las empresas, excepto para Unión Fenosa, donde ha mermado un 57% del efecto positivo del cambio técnico. Esto implica que las empresas no han ajustado con suficiente rapidez las cantidades de factores productivos a las variaciones relativas de sus precios.

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 V.4. 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. 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. Esta contribución negativa únicamente resta 3 millones de euros anuales a los beneficios.

La contribución del cambio técnico ha sido el factor clave en la consecución de mayores ganancias de productividad en todas las empresas durante esta etapa, con una aportación superior al 85% en todas ellas, excepto en Hidrocantábrico. El segundo elemento que ha contribuido positivamente al efecto productividad en todas las empresas, salvo en Iberdrola, ha sido el efecto de la escala: todas las empresas operan de nuevo con rendimientos crecientes a escala, reportando la expansión de su actividad beneficios positivos. La excepción de Iberdrola surge como consecuencia de la disminución de su actividad en algunos años.

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.

V.5.4. LOS RECEPTORES DE LOS BENEFICIOS POTENCIALES

La Tabla V.8 muestra los resultados de la expresión (V.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.

Asimismo, el Gráfico V.4, basado en esta expresión, muestra la evolución del reparto de estos beneficios potenciales entre los distintos agentes de forma acumulada.

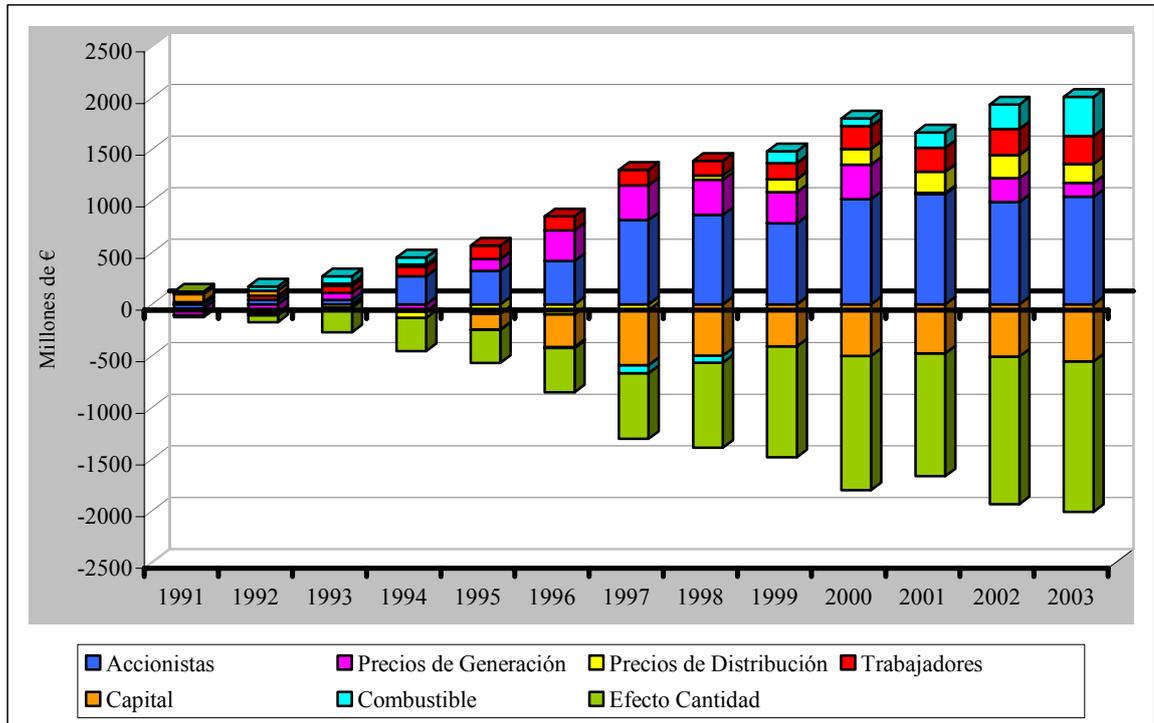
Durante la etapa del MLE, a la contribución positiva en el cambio de los beneficios del efecto cantidad se sumaron la de la disminución del precio del capital y, de forma mucho más modesta, la de los combustibles. Los propietarios de estos factores de producción fueron, por tanto, los principales perjudicados 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, conseguidos a través del incremento de la actividad del sector y por la posibilidad de obtener el capital y los combustibles a menores precios, 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), traducido en 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 del resto. Le sigue Iberdrola con un 20%.

Tabla V.8. 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

Gráfico V.4. Distribución de beneficios potenciales. Acumulado
(Millones de euros)



Por su parte, los trabajadores de Hidrocarbónico son los que han recibido una mayor proporción de los beneficios potenciales de su empresa, un 22% de los mismos; seguidos de los de Endesa, que han percibido un 19%. Los proveedores de combustible participaron marginalmente de estos beneficios en todas las empresas a través de mayores precios: excepto en Hidrocarbónico, 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.

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. Como refleja

el Gráfico V.4, persisten los accionistas 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 el periodo anterior, 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 positivo¹⁹.

En este análisis se ha tener en cuenta una de las principales críticas vertidas sobre el proceso de liberalización en España, ya explicada en el Capítulo II: la desvinculación existente entre los precios del mercado de generación y las tarifas fijadas por el gobierno, y el consiguiente déficit tarifario que será financiado por las generaciones de futuros consumidores. Esto implica que los beneficios o pérdidas potenciales para los consumidores no afectan únicamente a los actuales, sino a todos aquéllos que deben financiar el déficit, tanto en el año de análisis como en los posteriores.

El hecho que sobresale en el análisis por empresa es que Endesa más que triplica sus beneficios extraordinarios después de su privatización, siendo sus accionistas, como en Unión Fenosa, los principales receptores. Este no es el caso de Iberdrola, donde son los proveedores de combustibles los máximos beneficiarios al percibir la mitad de estos beneficios. Como se ha mencionado anteriormente, la sequía de algunos años hizo que esta empresa tuviera que aumentar sustancialmente sus gastos en combustible. En Hidocantábrico, en cambio, son los consumidores los receptores esenciales de los

¹⁹ El efecto precio de generación positivo se ha debido a que, como se ha mostrado en el Capítulo II, en los últimos años del periodo, y especialmente en el año 2002, los precios en el mercado de generación se incrementaron sustancialmente. Éstas subidas se producían paralelamente a importantes incrementos en la cantidad de energía generada. Por lo tanto, en esos años el efecto precio resultó positivo y compensó el efecto precio negativo del resto del periodo. Esto explica porqué se obtiene un efecto precio positivo cuando, en promedio, los precios de generación son inferiores a los de la etapa del MLE.

beneficios, percibiendo el 56% del total. 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. Esta situación se ha traducido en 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, e incluso en Hidrocantábrico vieron disminuida su remuneración unitaria.

V.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. El objetivo era 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 la 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 las 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.

CAPÍTULO VI. CONCLUSIONES

En esta tesis se ha estudiado el comportamiento de las empresas eléctricas españolas a la vista de las reformas regulativas del sector producidas entre 1988 y 2004, relacionando las medidas se han ido tomando con los cambios en su desempeño. Ello ha permitido, además, estudiar dos periodos legislativos en el sector eléctrico claramente diferenciados: el periodo del Marco Legal Estable, que abarca el periodo 1988-1997, y el de la Ley del Sector Eléctrico, vigente actualmente.

Mientras el Marco Legal Estable describe un régimen en el que todas las actividades que engloba la industria eléctrica están reguladas, existiendo tanto empresas públicas como privadas; la Ley del Sector Eléctrico está siendo el instrumento utilizado para introducir la competencia en las actividades que ya no se consideran monopolio natural (generación y comercialización) y regular únicamente las demás fases del suministro (transporte, distribución y operación del sistema), en un contexto en el que todas las empresas están ya en manos privadas, tras el proceso de concentración y privatización del sector eléctrico público llevado a cabo justo antes de la liberalización.

A pesar de estas diferencias esenciales entre los dos regímenes, hay dos elementos que les son comunes a ambos. En primer lugar, la Administración ha sido el regulador en los dos casos. A pesar de que desde 1994 se han creado diversos organismos reguladores (CNSE, CNE) a los que se está dotando cada vez de más funciones, en ningún momento se les ha otorgado potestad legislativa alguna, con lo que su papel, a la postre, ha quedado reducido al de meramente consultivo. Esta situación ha introducido una considerable discrecionalidad en los sistemas regulatorios que se han ido sucediendo, desvirtuando algunas de las potenciales ventajas de su diseño. Asimismo, el hecho de que la opinión de la CNSE fuera desoída en el proceso de privatización del sector eléctrico público, apostándose por su concentración antes de su venta, ha acarreado una estructura de la industria muy poco propicia a la introducción de competencia en el sistema, con lo que el éxito del proceso de liberalización está siendo puesto en entredicho desde muy diversos ámbitos. El segundo elemento en común es que ambos marcos reguladores han sido pactados por las empresas y el Gobierno. Esto implica que los posicionamientos iniciales de cada una de las empresas, su influencia y poder de negociación en cada uno de los procesos resultan de gran relevancia para la redacción final de las leyes y su aplicación.

En el Capítulo II se ha explicado cómo el Marco Legal Estable se promulgó para dar una solución a la difícil situación económica y financiera en la que se encontraba el sector eléctrico español a mediados de los años ochenta, como consecuencia de la falta de medidas tomadas por la Administración para atajar las crisis energéticas de los años setenta y por decisiones de inversión basadas en previsiones sobrestimadas de la demanda. Este novedoso marco legal, de difícil clasificación y basado en el reconocimiento a cada una de las actividades del suministro de unos costes estándar independientes de los costes reales de las empresas, fue pionero en Europa en el abandono de los tradicionales modelos basados en el coste del servicio y la apuesta por los modelos de incentivos. A pesar de que existe unanimidad es que su aplicación fue exitosa, en el sentido de dar estabilidad a las tarifas y sanear el sector, parece que algunos elementos de su diseño y el hecho de que la Administración dictara de un modo *ad hoc* los momentos y criterios de su revisión y actualización podrían haber alterado el tercer objetivo perseguido: la introducción de incentivos adecuados a la eficiencia.

Precisamente este tercer objetivo de incentivar la eficiencia es el abordado en el Capítulo III para el caso de la actividad de distribución, la única realizada por empresas privadas que aún permanece regulada y, hasta ahora, escasamente analizada para el caso español. Así, se ha estudiado de forma exhaustiva el desempeño de las empresas eléctricas como respuesta a la regulación propuesta en el MLE a través del análisis de la evolución de los ingresos que el regulador les ha abonado como retribución de su actividad de distribución, siendo ésta una novedosa perspectiva en la literatura. El análisis se ha llevado a cabo en un contexto dinámico y multiproducto, utilizando un nuevo modelo económico basado en un indicador Bennet de ingresos, que ha permitido estudiar el comportamiento, a lo largo del tiempo, de cada uno de los productos derivados de la actividad, a los que se les aplicaba una regulación diferenciada. Con este enfoque se ha introducido la idea de renegociación ‘parcial’, en el sentido de que los agentes, las empresas, no buscaron una renegociación global del sistema de regulación, sino que fueron explotando las debilidades del mismo, identificando y presionando sobre sus puntos más vulnerables, los cuales fueron cambiando a lo largo del periodo. Esto fue posible gracias a la discrecionalidad de la regulación, que dejó abiertos ciertos aspectos regulatorios que las empresas aprovecharon para revisar y renegociar en numerosas ocasiones.

El resultado fue que las empresas dirigieron sus esfuerzos a la consecución de nuevos ingresos, es decir, al reconocimiento de nuevos costes estándar. Esto lo hicieron anticipando inversiones de distribución innecesarias, derivando en una sistemática y sostenida pérdida de productividad en el sector debida, fundamentalmente, a una sobrecapacidad en algunos de los factores productivos, relacionados concretamente con la distribución en alta tensión. Este efecto no es nuevo en la literatura, ya que el teorema de Averch y Johnson (1962) predice este comportamiento para las empresas reguladas por métodos en que se relaciona la inversión con los beneficios. Este era el caso de la alta tensión durante el MLE. No obstante, las reformas introducidas en el modelo regulativo permitieron que los incentivos económicos a la inversión en instalaciones prácticamente desaparecieran, desacelerando el ritmo inversor de las empresas. Consecuencia de esta sobreinversión inicial fue una considerable mejora de la calidad del suministro, apareciendo como una externalidad positiva, habida cuenta de que la calidad durante esta etapa fue un objetivo, o bien inexistente, o bien secundario para el regulador. Otro de los efectos de tener un nivel de inversiones por encima del óptimo es que no se produjo cambio técnico en la actividad, entendiéndose éste como una mejora en la relación producto-factores. Por último, los altos niveles de ineficiencia asignativa obtenidos en el análisis señalan una incapacidad del regulador para dotar a las empresas de un mecanismo de retribuciones que reflejara adecuadamente la demanda relativa de electricidad.

Estos resultados indican que para que el diseño de cualquier sistema de regulación genere los objetivos de eficiencia que persigue es necesario que el gobierno de la regulación y las reglas del mismo sean estrictas, estando previstos, previa y claramente, los procedimientos de revisión y actualización de las mismas. De otro modo, los comportamientos de riesgo moral aflorarán.

En el Capítulo IV se ha profundizando un poco más en la regulación de la distribución, y se ha extendido el análisis hasta 2002, abarcándose así tanto el MLE como la etapa de la LSE. En esta última etapa, la actividad de distribución sigue regulada, sin embargo los problemas de discrecionalidad e incertidumbre regulatoria incluso se han acrecentado con respecto al marco anterior, ya que no existe una justificación de la base retributiva reconocida a la actividad y los procedimientos para determinar los precios regulados son totalmente opacos, con lo que la cantidad otorgada

a las empresas se basa probablemente en la negociación entre éstas y el Gobierno. En este capítulo se han contrastado para esta actividad las posiciones enfrentadas de las dos partes afectadas por la regulación con respecto a la misma, que consisten fundamentalmente en asegurar que el regulador con sus medidas beneficia a la parte contraria: mientras las empresas sostienen que las tarifas vigentes desde hace ya algunos años están poniendo en peligro la sostenibilidad de sus negocios y que las inversiones necesarias para garantizar el suministro en condiciones óptimas se están viendo amenazadas; los consumidores asisten atónitos a un incremento ininterrumpido de los beneficios y la rentabilidad de las empresas eléctricas.

El análisis se ha efectuado comparando la retribución obtenida por las empresas en la actividad de distribución eléctrica española durante el periodo 1988-2002 con la que hubieran obtenido de aplicarse el modelo de regulación por incentivos inicialmente propuesto por Bogetof (1997). En este modelo se vincula la retribución de las empresas con su eficiencia productiva, de tal forma que se las incentiva a la mejora de su eficiencia y se minimizan las rentas obtenidas como consecuencia de las asimetrías informativas existentes entre ellas y el regulador. A su vez, el modelo permite que las ganancias (o pérdidas) de productividad se repartan entre las empresas y los consumidores.

La comparación de los dos modelos ha arrojado tres conclusiones principales. En primer lugar, que las retribuciones otorgadas por el regulador español a las empresas eléctricas como pago por la actividad de distribución no han estado ligadas a la eficiencia de las mismas, con lo cual no se ha introducido incentivo alguno a la mejora de este parámetro. Esto ha provocado que las empresas que al principio del periodo considerado eran ineficientes, hayan seguido siéndolo a lo largo del mismo. En segundo lugar, el regulador, con este comportamiento, ha beneficiado a las empresas en detrimento del consumidor. Tanto las empresas eficientes como las ineficientes son remuneradas con un precio superior al que se hubiera fijado en un mercado competitivo. Este sobrepeso supone, de hecho, una transferencia de rentas de los consumidores a las empresas de distribución eléctrica. En tercer lugar, se observa que las empresas han obtenido “rentas de renegociación” cada vez que se han introducido modificaciones importantes en la regulación. Aunque las reformas legislativas, especialmente las introducidas con la LSE, han ido corrigiendo la situación inicial, en la que el regulador

claramente apostó por el saneamiento económico y financiero de las empresas, la mayoría siguen obteniendo unos ingresos regulados por encima de los óptimos.

Finalmente, en el Capítulo V, se ha considerado a las empresas eléctricas en su conjunto, analizando su desempeño desde 1991 hasta 2004. La comparación del comportamiento de los cuatro grandes grupos eléctricos existentes en este momento: Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa e Hidrocantábrico, en el periodo del MLE y la LSE, ha tenido como objetivo contrastar si los efectos de eficiencia que se presumen en los procesos de liberalización se han cumplido en el caso del sector eléctrico español o si, por el contrario, se están confirmando los recelos mostrados por la mayor parte de los estudiosos y agentes acerca del correcto funcionamiento del proceso.

Para llevar a cabo este análisis se ha realizado una descomposición detallada para cada año de la variación de los beneficios económicos registrada por estas empresas. Para ello, se ha utilizado un modelo multiproducto de beneficios aplicado sobre un indicador Bennet. Este modelo tiene la ventaja de permitir el análisis de la información obtenida para cada una de las variables consideradas. 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.

Los resultados obtenidos muestran que la liberalización del sector y la introducción de competencia en la generación y comercialización, lejos de haber llevado a una moderación de los beneficios extraordinarios de las empresas, que es lo que cabría esperar, se ha incrementado de forma sostenida. Este crecimiento ha sido posible gracias a las mejoras de productividad obtenidas en este periodo, que han superado a las de la etapa anterior, en que todas las actividades estaban reguladas; y a un incremento en los márgenes, especialmente de la actividad de generación, en teoría sometida a la competencia del mercado, lo cual no deja de ser, al menos, llamativo. Estos efectos han repercutido de forma mucho más acusada en las cuentas de resultados de las empresas que en los precios pagados por los consumidores. Este resultado está en consonancia con el obtenido en el Capítulo IV, en el que para la actividad de distribución se veía cómo las empresas, y no los consumidores, han sido los grandes beneficiados de la regulación eléctrica.

Por lo tanto, parece que las inquietudes existentes sobre los problemas que acarrea la actual estructura del sector y sobre las consecuencias que algunos aspectos de la regulación están teniendo sobre el funcionamiento del proceso de liberalización están siendo corroboradas por el análisis empírico de los datos.

La conclusión final del análisis efectuado en esta tesis es que los sistemas de regulación aplicados al sector español en las últimas décadas han beneficiado más a las empresas que a los consumidores. Esto se ha constatado específicamente para la actividad de distribución y para las empresas verticalmente integradas, observándose que la liberalización del sector ha prolongado la condición ventajosa mantenida por las empresas durante el MLE. La razón fundamental de esta situación se encuentra en la falta de independencia del regulador, que pacta con las empresas las normas del sector, al margen de los consumidores, manejando la legislación de forma discrecional en pos de intereses políticos o empresariales, en lugar de establecer unas reglas claras y estrictas para el régimen económico de las actividades. Solo a través de organismos potentes e independientes, dotados con potestad legislativa sobre el dictado de las normas del sector puede funcionar correctamente un sistema de regulación. En caso contrario, se introducen distorsiones que afectan al correcto funcionamiento de los incentivos que se pretenden introducir en la industria y, por ende, a la consecución de los objetivos de eficiencia pretendidos.

REFERENCIAS

- Abbott, M. (2006) “The Productivity and Efficiency of the Australian Electricity Supply Industry”, *Energy Economics* 28(4), 444-454.
- Agrell, P., P. Bogetoft, P y J. Tind (2005) “DEA and Dynamic Yardstick Competition in Scandinavian Electricity Distribution”, *Journal of Productivity Analysis* 23, 173-201
- Albentosa, L. (2006) “Una Peligrosa Política de Precios de la Electricidad”, *El País Negocios*, 26 de mayo, 10-11.
- Andersen, P. y N.C. Petersen (1993) “A Procedure for Ranking Efficient Units in Data Envelopment Analysis”, *Management Science* 39(10), 1261-1264.
- Ariño G. (2004) *Privatizaciones y Liberalizaciones en España: Balance y Resultados (1996-2003). Tomo II. La Liberalización de la Energía (Gas, Electricidad, Petróleo)*. Ed. Comares. Granada.
- Ariño, G. y L. López de Castro (1998) *El Sistema Eléctrico Español: Regulación y Competencia*, Ediciones Montecorvo, Madrid.
- Arozena, P. (2008) “Cost and Quality Gains form Diversification and Vertical Integration in the Electricity Industry: A DEA Approach” *Energy Economics* 30(1), 39-58.
- Arozena, P. y L. Rodriguez (1998) “Incentivos en la Regulación del Sector Eléctrico Español, 1988-1995”, *Revista de Economía Aplicada* 18(VI), 61-64.
- Arozena, P., I. Contín y E. Huerta (2002) “Price Regulation in the Spanish Energy Sectors: Who Benefits?”, *Energy Policy* 20(10), 885 - 95.
- Arozena P., K.-U. Kühn, y P. Regibeau (1999) “Regulatory Reform in the Spanish Electricity Industry: A Missed Opportunity for Competition”, *Energy Policy* 27, 387-399.
- Arozena, P. y C. Waddams Price (2002) “Generating Efficiency: Economic and Enviromental Regulation of Public and Private Electricity Generators in Spain”, *International Journal of Industrial Organization* 20, 41-69.
- 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.
- Averch, H. y L. Johnson (1962) “Behavior of the Firm under Regulatory Constraints”, *American Economic Review* 52, 1052-1069.
- Bagdadioglu, N., C. Waddams Price y T. Weyman-Jones (1996), “Efficiency and Ownership in Electricity Distribution: A Non-Parametric Model of Turkish Experience”, *Energy Economics* 18(1-2) (April), 1-23.
- Baiman, S y L. Demski (1980) “Economically Optimal Performance Evaluation and Control Systems”, *Journal of Accounting Research*, Supplement.

- 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.
- Beato, P. (1985) “Nueva Organización de la Explotación del Sistema Eléctrico en España”, *Economía Industrial* Mayo-Junio, 37-43.
- Bennet, T.L. (1920) “The Theory of Measurement of Changes in Cost of Living”, *Journal of the Royal Statistical Society* 83, 455-462.
- Bogetoft, P. (1997) “DEA-based yardstick competition: The optimality of best practice regulation”, *Annals of Operations Research* 73, 277 - 298.
- Bogetoft, P. (2000) “DEA and Activity Planning under Asymmetric Information”, *Journal of Productivity Analysis* 13, 7 - 48.
- Burns, P. y T.G. Weyman-Jones (1996) “Costs Functions and Cost Efficiency in the Electricity Distribution: A Stochastic Frontier Approach”, *Bulletin of Economic Research* 48, 42-64.
- Byrnes, P. S Grosskopf y K. Hayes (1986) “Efficiency and Ownership: Further Evidence”, *Review of Economics and Statistics* 68 (2), 337-341.
- Charnes, A., W.W. Cooper y E. Rhodes (1978) “Measuring the Efficiency of Decision Making Units”, *European Journal of Operational Research* 2, 429-444.
- Ciarreta, A. y M.P. Espinosa (2004) “Market Power in the Spanish Electricity Auction”, *DFAEII Working Papers*, Universidad del País Vasco.
- CNE (2000) *El Funcionamiento del Mercado Eléctrico en el Año 1998*, Madrid, www.cne.es.
- CNE (2000) *Informe 16/2000 sobre la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2001*, www.cne.es .
- CNE (2002) *Informe 16/2002 sobre la propuesta de Real Decreto por el que se establece la metodología para la aprobación o la modificación de la tarifa media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997*, Madrid. www.cne.es.
- CNE (2004) *Informe 7/2004 sobre la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2005*, www.cne.es .
- CNE (2004) *Informe 7/2004 sobre la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2005*, Madrid, www.cne.es.
- CNE (2006) *Resolución de la Comisión Nacional de Energía sobre la solicitud de E.ON ZWÖLFTE VERWALTUNGS GMBH, de fecha 23 de marzo de 2006, consistente en la toma de participación en el Capital Social de ENDESA que resulte de la liquidación de la oferta pública de adquisición de acciones presentada ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores*, Madrid, www.cne.es.

- CNE (2007) *Informe 23/2007 sobre la propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de distribución de energía eléctrica, elaborado por la CNE*. www.cne.es
- CNE (2007) *Informe sobre la solicitud de autorización de Acciona, S.A. y ENEL Energy Europe S.r.l. de fecha de 3 de mayo de 2007, para la adquisición de acciones en Endesa, S.A. que resulten de la liquidación de la OPA*, Madrid, www.cne.es.
- CNSE (1996) *Informe 005/96 sobre las consecuencias que las diferentes formas de venta de las participaciones del Estado en las empresas eléctricas pueden tener en el precio de la energía eléctrica en España en los próximos años*. Madrid, www.cne.es.
- Coelli, T. A. Estache, S. Perelman y L. Trujillo (2003) *Una Introducción a las Medidas de Eficiencia para Reguladores de Servicios Públicos y de Transporte*. Banco Mundial.
- Coelli, T.A., D.S.P. Rao, G.E. Battese (1998) *An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis*, Kluwer Academic Publisher, London,
- 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.
- Crew, M. y K. Crocker (1991) "Diversification and Regulated Monopoly" en M.A. Crew (ed.) *Competition and the regulation utilities*, Boston: Kluwer.
- Cubbin, J. y G. Tzanidakis (1998) "Regression versus Data Envelopment Analysis for Efficiency Measurement: An Application to the England and Wales Regulated Water Industry", *Utility Policy* 7, 75-85.
- De la Quadra-Salcedo, T. (2006) "Diez Años de Legislación Energética en España" en CNE, *Energía: Del Monopolio al Mercado. CNE, Diez Años en Perspectiva*. Thomson Civitas.
- Debreu, G. (1951), "The Coefficient of Resource Utilization", *Econometrica* 19 (July) 273-292.
- Diewert, W. E. (2005) "Index Number Theory Using Differences Rather than Ratios", *American Journal of Economics and Sociology* 64(1), 347-95.
- Doyle, C. (1998), "Liberalizing Europe's Network Industries: Ten Conflicting Priorities", *Business Strategy Review* 9(3), 55-66
- Eguidazu, S. (1999) *Creación de Valor y Gobierno de la Empresa en España*. Gestión 2000.
- Fabra, N. (2006) "El funcionamiento del Mercado Eléctrico Español bajo la Ley del Sector Eléctrico" en CNE, *Energía: Del Monopolio al Mercado. CNE, Diez Años en Perspectiva*. Thomson Civitas.
- Fabra, N. y J. Toro (2005) "Price Wars and Collusion in the Spanish Electricity Market", *International Journal of Industrial Organization* 23, 155 - 181.

- Färe, R. S. Grosskopf y J. Logan (1983) "The Relative Efficiency of Illinois Electric Utilities", *Resources and Energy* 5 (4), 349-367.
- Färe, R., S. Grosskopf y C.A.K. Lovell (1985) *The Measurement of Efficiency of Production*, Kluwer-Nijhoff Publishig, Boston.
- Färe, R., S. Grosskopf, B. Lindgren y P. Roos (1994) "Productivity Developments in Swedish Hospitals: A Malmquist Output Index Approach", en A. Charnes, W. W. Cooper, A. Y. Lewin y L. M. Seiford (eds.), *Data Envelopment Analysis: Theory, Methodology and Application*, Kluwer Academic, Boston.
- Farrel, M.J. (1957) "The Measurement of Productive Efficiency", *Journal of the Royal Statistical Society* 120 (Series A), 253-290.
- FECSA (1996) "El Marco Legal Estable, vol. I y II, Documento Interno de la Empresa FECSA, Mimeo.
- Fernández, A. (1994) "Condicionantes Financieros del Sector Eléctrico", en L. Fernández de la Buelga, E. Ontiveros y A. Rojas (dir.), *El Sector Eléctrico en el año 2000*, Civitas, Madrid, 239-250.
- Försund, F.R. y L. Hjalmarsson (1979) "Generalised Farrell Measures of Efficiency: An Application to Milk Processing in Swedish Plants", *The Economic Journal* 89(354) (June), 294-315.
- Försund, F.R. y S.A.C Kittelsen (1998) "Productivity Development of Norwegian Electricity Distribution Utilities", *Resource and Energy Economics* 20, 207-224.
- Fox, K.J., R.J. Hill y W.E. Diewert (2004) "Identifying Outliers in Multi-Output Models", *Journal of Productivity Analysis* 22, 73-94.
- Fox, K.J. (2006) "A Method for Transitive and Additive Multilateral Comparisons: A Transitive Bennet Indicator", *Journal of Economics/Zeitschrift für Nationalökonomie* 87(1), 73-87.
- García-Díaz, A. y P.L. Marín (2003) "Strategic Bidding in Electricity Pools with Short-Lived Bids: An Application to the Spanish Market", *International Journal of Industrial Organization*, 21 (2), 201-222.
- Giles, D. y N.S. Wyatt (1993) "Economies of Scale in the New Zealand Electricity Distribution Industry", en P.C. Philips (ed.), *Models, Methods and Applications of Econometrics*, Blackwell, Oxford, 370-382.
- Gilsdorf, K. (1994) "Vertical Integration Efficiencies and Electric Utilities: A Costs Complementary Perspective", *The Quaterly Review of Economics and Finance*, 54(3), 261-282.
- Gilsdor, 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. (1990) "Medición de la Productividad Total en Términos Absolutos", *Investigaciones Económicas* 14(3) (segunda época), 385-406.
- Grifell-Tatjé, E. y C.A.K. Lovell (1999) "Profits and Productivity", *Management Science* 45(9), 1177-1193.
- Grifell-Tatjé, E. y C.A.K. Lovell (2000) "Cost and Productivity", *Managerial and Decision Economics* 21, 19-30.
- Grifell-Tatjé, E. y C.A.K. Lovell (2003), "The Managers versus the Consultants", *Scandinavian Journal of Economics* 105 (1), 119-138.
- Grifell-Tatjé, E. y C.A.K. Lovell (2008) "Productivity at the Post: Its Drivers and Its Distribution", *Journal of Regulatory Analysis*, 33 (2), 133-158.
- Hay, D. A. y D.J. Morris (1991) *Industrial Economics and Organization. Theory and Evidence*. Oxford University Press.
- Hjalmarsson, L. y A. Veiderpass (1992 a), "Efficiency and Ownership in Swedish Electricity Distribution", *Journal of Productivity Analysis* 3, 7-24.
- Hjalmarsson, L. y A. Veiderpass (1992b), "Productivity in Swedish Electricity Retail Distribution", *Scandinavian Journal of Economics* 94, 193-205.
- Holmström, B. (1982) "Moral Hazard in Teams", *Bell Journal of Economics* 13, 324-340.
- Iranzo Martín, J.A. (1985) "El Sector Energético Español: Realidades y Posibilidades", *Papeles de Economía Española* 21, 271-289.
- 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. Pollit (2004) "Strategic Behaviour under Regulatory Benchmarking", *Energy Economics* 26, 825-843.
- 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.
- Jasmab, T y M. Pollitt, M. (2001) "Benchmarking and Regulation of Electricity Transmission and Distribution Utilities: Lessons from International Experience", *Utilities Policy* 9, 107-130.
- Joskow, P. (2003) "Electricity Sector Restructuring and Competition: Lessons Learned", *03-014 WP*, Center for Energy and Environmental Policy Research.
- Joskow, P.L. y R. Schmalensee (1986) "Incentive Regulation for Electric Utilities", *Yale Journal on Regulation* (4) 1-49.

- Knittel, C.R. (2002) “Alternative Regulatory Methods and Firm Efficiency: Stochastic Frontier Evidence from the US Electricity Industry,” *Review of Economics and Statistics* 84 (3) (August), 530-40.
- Kühn, K, y M. Machado (2004) “Bilateral Market Power and Vertical Integration in the Spanish Electricity Market, *Discussion Paper Series*, 4590, CEPR.
- Kühn, K, y P. Regibeau (1998) *¿Ha Llegado la Competencia?. Un Análisis Económico de la Reforma de la Regulación del Sector Eléctrico en España*. Institut d’Anàlisis Económico. CSIC.
- Kumbhakar, S.C. y L. Hjalmarsson, (1998) “Relative Performance of Public and Private Ownership under Yardstick Competition: Electricity Retail Distribution”, *European Economic Review* 42, 97-122.
- Kurhonen, P.J. y M.J. Syrjänen (2003) “Evaluation of Cost Efficiency in Finish Electricity Distribution, *Annals of Operation Research* 121 (1-4) (July), 105-122.
- Kwoka, J.E. (2002) “Vertical Economies in Electric Power: Evidence on Integration and Its Alternatives” *International Journal of Industrial Organization* 20(5), 653-671.
- Laffont, J.J. y J. Tirole (1993) *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, MIT Press.
- Larsson, M.B.O. (2003), “The Network Performance Assessment Model. Regulation with a Reference Network”. *Market Design Conference*, 17 de junio. Estocolmo.
- Lasheras, M.A. (2005) “Rivalidad y Competencia en los Mercados de Energía en España”, *Documento de Trabajo 76/2005*. Fundación Alternativas.
- Lawrence, D. y E. Diewert (2004) *Productivity and Regulation in a hard-to-measure sector. The case of New Zealand’s Electricity Networks*. Meyrick and Associates Pty Ltd.
- Liston, C. (1993) “Price-cap versus Rate-of-Return Regulation”, *Journal of Regulatory Economics* 5, 25-48
- Littlechild, S. (1983) *Regulation of British Telecommunications’ Profitability*, HMSO, London.
- Lodon Economics (1999) *El Sector Eléctrico Español. Análisis de Poder de Mercado*. Febrero.
- 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.
- López Milla, J. (2006) “La Calidad del Suministro Eléctrico y la Regulación de los Ingresos de las Actividades de Red”, *Hacienda Pública Española* 176 (1/2006), 43-71.
- Lyon, T.P. (1996) “A Model of Sliding-Scale Regulation”, *Journal of Regulatory Economics* 9(3), 227-247.

- Macho Stadler, I. y D. Pérez Castillo (1994) *Introducción a la Economía de la Información*, Ariel Economía.
- Maestre Miranda, F. (1991) “Sistema Tarifario y Diagnóstico Económico-Financiero del Sector”, en *El sector eléctrico español en la Europa de 1993*, Economistas Libros.
- Malmquist, S. (1953) “Index Numbers and Indifferences Curves”, *Trabajos de Estadística* 4, 209-242.
- Martín, P. y A. García-Díaz (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 López-Muñiz, J.L. (1991) "El Sector Eléctrico en España", en *Presente y Futuro del Sector Eléctrico. Revista del Instituto de Estudios Económicos* 4, 313-372.
- 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.
- Mayer, C. y J. Vickers (1996) "Profit-Sharing Regulation: An Economic Appraisal" *Fiscal Studies* 17 (1), 1-18.
- McKerron, G. y P. Pearson (eds) (2000), *The International Energy Experience: Market, Regulation and The Environment*. Imperial College Press. London.
- Newbery, D., y M. Pollitt (1997) “The Restructuring and Privatization of Britain’s CEGB – Was it Worth It?”, *Journal of Industrial Economics* 45(3), 269-303.
- Norwegian Water Resources and Energy Administration (1997), “Report NVE”, *POB 5091, 0301*, Oslo, Norway.
- Ocaña, C. y A. Romero (1998) *A Simulation of the Spanish Electricity Pool*, CNSE.
- OCDE (1997) *The OCDE Report on Regulatory Reform*, Vol. II, París.
- OFGEM (2000) *The Structure of Electricity Distribution Charges: Initial Consultation Paper*, Office of Gas and Electricity Markets. Londres.
- Ontiveros, E. (1986) “Desequilibrios en la Estructura Financiera del Sector”, *Economía Industrial* (Julio-Agosto), 79-84.
- 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.
- Pérez Pita, V. (1988) “La Retribución de la Empresa Eléctrica Española”, *Economía Industrial* (Mayo-Junio), 63-72.
- Pfeifenberger, J. P. y Tye, W. B. (1995) “Handle with Care: A Primer on Incentive Regulation”, *Energy Policy* (21-9), 769-779.

- Pollit, M.G. (1995) *Ownership and Performance in Electric Utilities*, Oxford University Press, Oxford.
- Pombo, C. y R. Taborda (2006) "Performance and Efficiency in Colombia's Power Distribution System: Effects of the 1994 Reform", *Energy Economics* 28(3), 339-369.
- Ramos Real, F. y E. Martínez Budría (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. 1987-1997*. www.ree.es
- Rodríguez Romero, L. (1995) "La 'LOSEN': Una Nueva Regulación del Sistema Eléctrico", *Economistas* (Número especial), 496-504.
- Rodríguez Romero, L. (2000) "Regulación, Estructura y Competencia en el Sector Eléctrico Español", *Economistas* (Enero), 121-156.
- Rodríguez Romero, L. (2006) "Antecedentes Inmediatos: La Comisión del Sistema Eléctrico Nacional y la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, en CNE, *Energía: Del Monopolio al Mercado. CNE, Diez Años en Perspectiva*. Thomson Civitas.
- Rodríguez Romero, L. y F. Castro González (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. (1994) "La Tasa de Retribución del Sector Eléctrico en el Marco Legal Estable", en L. Fernández de la Buelga, E. Ontiveros y A. Rojas (dir) *El Sector Eléctrico en el Año 2000*, Civitas.
- Rojas, A. (1995): "La Regulación del Sector Eléctrico Español", en J. Velarde, J.L. García Delgado y A. Pedreño (dir), *Regulación y Competencia en la Economía Española*, Civitas, Madrid.
- Rudnick, H. y R. Raineri (1997) "Chilean Distribution Tariffs: Incentive Regulation" in *(De)Regulation and Competition: The Electric Industry in Chile*, Ilades-Georgetown University, 223 – 257
- Salvanes, K. y S. Tjøtta (1994) "Productivity Differences in Multiple Output Industries: An Empirical Application to Electricity Distribution", *Journal of Productivity Analysis* 5(1) (April), 23-43.
- San Pedro J.L. (1986) "Análisis Económico y Financiero del Sector Eléctrico", *Economía Industrial* (Julio-Agosto), 85-94.
- Sappington, E. M. y D. L. Wisman (1996) "Revenue Sharing in Incentives Regulation Plans", *Information Economics and Policy* 8, 229-248.
- Schmalensee, R. (1989) "Good Regulatory Regimes". *Rand Journal of Economics*, 20 (3), 417-436.

- Scully, G.W. (1998) “Reform and Efficiency Gains in the New Zealand Electricity Supply Industry”, *Journal of Productivity Analysis* 11, 133-147.
- Seiford, L.M. y R.M. Thrall (1990) “Recent Developments in DEA: The Mathematical Approach to Frontier Analysis”, *Journal of Econometrics* 46, 7-38.
- Sengupta, J. (1987) “Production Frontier Estimation to Measure Efficiency: A Critical Evaluation in Light of Data Envelopment Analysis” *Managerial and Decision Economics* 8, 93-99.
- Serrano, M. (2006) “Naturaleza y Funciones de la Comisión Nacional de Energía: Un Ampliado Marco de Actuación” en CNE, *Energía: Del Monopolio al Mercado. CNE, Diez Años en Perspectiva*. Thomson Civitas.
- Shepard, R.W. (1953) *Cost and Production Functions*, Princenton University Press, Princenton.
- Shleifer, A. (1985) "A Theory of Yardstick Competition", *Rand Journal of Economics*, 319 - 327.
- Strassser, K.A. y M.F. Kohler (1989) *Regulating Utilities with Management Incentives*, Quorum Books, Greenwood Press.
- Tribunal de la Competencia (2000) *Expediente de Concentración Económica 54/00 Unión Eléctrica Fenosa-Hidroeléctrica del Cantábrico*, Madrid.
- Tribunal de la Competencia (2001) *Expediente de Concentración Económica C60/00 Endesa/Iberdrola*, Madrid.
- Tribunal de la Competencia (2006) *Expediente de Concentración Económica C94/2005 Gas Natural/Endesa*, Madrid.
- Tulkens, H. y P. Vanden Eeckaut (1995) “Non-Parametric Efficiency Progress and Regress Measures for Panel Data: Methodological Aspects”, *European Journal of Operational Research* 80, 474-499.
- UNESA (1997) *Evolución Económico-Financiera del Sector Eléctrico*. Monográfico.
- UNESA, *Memoria Estadística Eléctrica*, varios años.
- Vaninsky, A. (2006) “Efficiency of Electric Power Generation in The United States: Analysis And Forecast Based on Data Envelopment Analysis”, *Energy Economics* 28, 326-338.
- Vickers, J. y G. Yarrow (1988) *Privatization: An Economic Analysis*. Cambridge, MIT Press.
- 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.
- Whiteman, J. y C. Bell (1994) “Benchmarking Electricity Using Data Envelopment Analysis”, *Economic Papers*, 63-73.

- Whiteman, J.W. (1999) “The Potential Benefits of Hilmer and Related Reforms: Electricity Supply”, *The Australian Economic Review* 32 (1), 17-30.
- Wyman-Jones, T.G. (1992) “Problems of Yardstick Regulation in Electricity Distribution” en M. Bishop, J. Kay, C. Mayer y D. Thompson (eds.), *Privatisation and Regulation II*, Oxford University Press. Oxford.
- Yatchew, A., (2000) “Scale Economies in Electricity Distribution: A Semiparametric Analysis”, *Journal of Applied Econometrics* 15(2), 187-210.
- Zhang, Y. y R. Bartels (1998) “The Effect of Sample Size on the Mean Efficiency in DEA with an Application to Electricity Distribution in Australia, Sweden and New Zealand”, *Journal of Productivity Analysis* 9, 187-2004.

- <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>
- www.bde.es.
- www.bolsamadrid.es.
- www.cne.es.
- www.ine.es .
- www.mityc.es.
- www.omel.es.
- www.ree.es.
- www.unesa.es.