

3. EL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL EN EL PERÍODO PREVIO A LA LIBERALIZACIÓN

A mediados de los ochenta, el sector eléctrico español representaba algo más del 3% de la actividad económica española y casi un 12% del valor añadido generado por la industria. Contribuía con algo menos de un 6% a la formación bruta de capital fijo del conjunto de la economía y realizaba la tercera parte de las inversiones del sector industrial. En términos de empleo, su aportación era mucho menor, como corresponde a una actividad que es muy intensiva en capital. La participación del sector eléctrico en el empleo industrial no alcanzaba el 3%, y su peso en la ocupación total era muy poco significativo si lo comparamos con su contribución en términos de valor añadido e inversión (véase cuadro 3.1).

CUADRO 3.1. EL SECTOR ELÉCTRICO EN LA ECONOMÍA ESPAÑOLA (1985)

	Valores absolutos	Sobre el total de la industria (c)	Sobre el total de la economía
Ocupados (a)	59.168	2'8%	0'556%
Valor añadido al coste de los factores (b)	811.328	11'88%	3'125%
Formación bruta de capital fijo (b)	310.472	31'97%	5'740%

(a): número de personas; (b) en millones de pesetas corrientes; (c) sin construcción.

Fuente: "Encuesta Industrial" (INE), "Cuentas financieras de la economía española" (Banco de España).

En 1985, los más de 40 millones de KW instalados generaron casi 130.000 millones de KWh (véase cuadro 3.2). En aquel momento, las 21 empresas agrupadas en UNESA (Unidad Eléctrica, S.A.), poseían el 98% del parque de generación, y producían

el 97'5% de la energía generada por el conjunto del sistema¹⁹. La mitad de la potencia instalada correspondía a centrales termoeléctricas clásicas, entre las que predominaban aquéllas que consumían carbón (57%) frente a las que utilizaban fuelóleo y gas (43%)²⁰. La otra mitad estaba situada en centrales nucleares (14% del total) e hidroeléctricas (35'5% del total).

CUADRO 3.2. PRODUCCIÓN Y POTENCIA EN EL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL (1985)

	Potencia instalada (a)		Producción de energía (b)	
	<i>Total</i>	<i>UNESA</i>	<i>Total</i>	<i>UNESA</i>
Hidroeléctrica	14.680	14.395	33.033	31.719
Termoeléctrica clásica (c)	20.941	20.398	66.286	64.459
Termoeléctrica nuclear	5.815	5.815	28.044	28.044
<i>Total.....</i>	41.436	40.608	127.363	124.222

(a): miles de KW ó MW; (b): millones de KWh; (c): mediante carbón, fuelóleo y gas.
Fuente: Memoria Estadística de UNESA (1985 y 1986).

El peso de la generación termoeléctrica clásica en el total de energía producida (52%) era similar a su participación en la potencia instalada (véase cuadro 3.2), aunque la aportación de las centrales de carbón (86%) superaba ampliamente a la contribución de las centrales de fuelóleo y gas (14%). Además, debemos considerar que esta última forma de generación era predominante en la España extrapeninsular. Por consiguiente,

¹⁹ Unidad Eléctrica S.A. se constituye en 1944, por iniciativa de las grandes empresas eléctricas, para reforzar la coordinación entre ellas, desarrollar una serie de actividades comunes y representar al sector eléctrico español frente a las Administraciones Públicas y los organismos energéticos internacionales. En 1985, UNESA estaba formada por: Iberduero, S.A.; Hidroeléctrica Española, S.A.; Unión Eléctrica-Fenosa, S.A.; Cía. Sevillana de Electricidad, S.A.; Empresa Nacional de Electricidad, S.A.; Fuerzas Eléctricas de Cataluña, S.A.; Empresa Nacional Hidroeléctrica del Ribagorzana, S.A.; Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.; Hidroeléctrica de Cataluña, S.A.; Electra de Viesgo, S.A.; Eléctricas Reunidas de Zaragoza, S.A.; Compañía Eléctrica de Langreo, S.A.; Unión Eléctrica de Canarias, S.A.; Gas y Electricidad, S.A.; Fuerzas Eléctricas de Navarra, S.A.; Empresa Nacional Eléctrica de Córdoba, S.A.; Fuerzas Hidroeléctricas del Segre, S.A.; Centrales Térmicas del Norte de España, S.A.; Energía e Industrias Aragonesas, S.A.; Productora de Fuerzas Motrices, S.A.; y Saltos del Guadiana, S.A. (Según la "Encuesta Industrial" del INE, en el sector eléctrico español de 1985 existían otras 841 empresas).

en 1985 la producción de electricidad mediante fuelóleo y gas había quedado reducida ya a la mínima expresión en la España peninsular (7'4% del total de la generación termoeléctrica clásica).

En cuanto al 48% restante, se repartió casi a partes iguales entre las centrales nucleares (22%) y las hidroeléctricas (26%). Para ello, se aprovechó completamente la capacidad de generación nuclear (cuya relación entre costes variables y fijos es comparativamente baja, lo que aconseja utilizarla al máximo), y se usaron todos los recursos hidráulicos disponibles para este fin (aunque al tratarse de un año relativamente seco, en el que se registraron temperaturas muy elevadas durante los meses de verano, no fue posible emplear toda la capacidad de generación hidroeléctrica).

De los 127.363 millones de KWh producidos en 1985, el 7% fue consumido por las propias centrales y el 3'9% se exportó a Andorra (0'1%), Francia (2'7%) y Portugal (1'1%). No obstante, al descontar las importaciones procedentes de estos países, el saldo de los intercambios internacionales de energía eléctrica supuso solamente el 0'8% de la producción total (véase cuadro 3.3). De este modo, en 1985 España recuperaba el saldo exportador que había mantenido ininterrumpidamente entre 1959 y 1983.

Una vez descontadas las pérdidas ocasionadas por el transporte y la distribución (9'3% de toda la electricidad generada), la energía puesta a disposición de los consumidores se situó en 105.579 millones de KWh, lo que representaba el 82'9% de la producción total. El consumo neto por habitante fue de 2.742 KWh, muy por debajo de la media europea²¹, que se encontraba en 4.312 KWh. Sólo Portugal y Grecia

²⁰ Fabra (1986).

²¹ El dato corresponde a los doce países que formaron parte de la Comunidad Económica Europea a partir de 1986.

presentaban un consumo per cápita inferior al de España, mientras que Irlanda se situaba prácticamente al mismo nivel (2.760 KWh).

**CUADRO 3.3. BALANCE DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL
(1985)**

	Millones de KWh
PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA	33.033
PRODUCCIÓN TERMOELÉCTRICA	
Clásica	66.286
Nuclear	28.044
TOTAL PRODUCCIÓN.....	127.363
CONSUMOS PROPIOS	
Centrales hidroeléctricas	409
Centrales termoeléctricas	5.989
PRODUCCIÓN NETA.....	120.965
CONSUMO EN BOMBEO	2.472
INTERCAMBIOS INTERNACIONALES	
Exportación	5.002
Importación	3.927
Saldo	-1.075
ENERGÍA DISPONIBLE PARA EL MERCADO.....	117.418
PÉRDIDAS EN TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN	11.839
CONSUMO NETO.....	105.579
Consumo neto por habitante.....	2.742 KWh

Fuente: Memoria Estadística Eléctrica de UNESA (1986).

Tradicionalmente, el mercado eléctrico español ha estado dividido en siete “zonas eléctricas”: Catalana, Centro-Levante, Centro-Norte, Noroeste, Andaluza, Aragonesa y Extrapeninsular. La delimitación de estas zonas responde a la forma en que

se produjo el desarrollo eléctrico en España, ya que, con el paso del tiempo, en nuestro país se fue configurando una serie de áreas eléctricas, que no estaban ligadas entre sí más que por unas pocas interconexiones, y que coincidían con el mercado de algunas de las principales empresas o grupos de empresas existentes. Estas zonas no se correspondían con la división regional o provincial del país y, en la actualidad, después de la reestructuración administrativa asociada al cambio de régimen político y de la reorganización empresarial del sector, la coincidencia de estas áreas con las Comunidades Autónomas o el mercado de alguna de las grandes empresas es aún menor. No obstante, se sigue proporcionando información que tiene en cuenta la división del país en zonas eléctricas. Esta información permite conocer la existencia de importantes intercambios de electricidad entre las diferentes áreas.

En 1985, la suma de estos intercambios superó los 60.000 millones de KWh (47'5% de la producción total). Tales movimientos respondieron al desequilibrio entre producción y consumo que se originaba en las diferentes zonas, y que se ampliaba cuando en el proceso de planificación conjunta del sistema se establecía qué centrales debían funcionar para minimizar los costes del suministro. Así, los intercambios entre zonas eran fundamentales para garantizar que la electricidad podía ser suministrada, mediante un uso óptimo de los recursos disponibles, en el momento y cuantía que se demandaba. De ahí que todas las zonas se manifestasen como compradoras y vendedoras en algún momento. Además, conviene indicar que, cuando los precios del petróleo se dispararon en la década de los setenta, estas transacciones facilitaron la sustitución del fuelóleo por otros combustibles más baratos.

CUADRO 3.4. PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR ZONAS (1985)

ZONA	PRODUCCIÓN	CONSUMO EN GENERACIÓN Y BOMBEO	SALDO DE INTERCAMBIOS	CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (*)
Catalana	16.166	790	+ 6.626	22.002
Centro-Levante	24.206	1.210	+ 4.851	27.846
Centro-Norte	22.363	1.328	+ 623	21.657
Noroeste	38.381	2.660	- 15.147	20.574
Aragonesa	9.440	630	- 5.327	3.483
Andaluza	9.471	1.373	+ 7.301	15.398
Extrapeninsular	4.197	297	-	3.900
TOTAL UNESA	124.223	8.289	- 1.075	114.859

Los datos están en millones de KWh. (Sólo se recoge la información relativa a las empresas de UNESA).

(*): incluye las pérdidas de transporte y distribución.

Fuente: Memoria Estadística de UNESA (1985).

De la observación del cuadro 3.4 se desprende que, en 1985, había una zona fuertemente excedentaria (Noroeste) que atendía, con el apoyo de la zona Aragonesa, las necesidades de las cuatro zonas deficitarias (Andaluza, Catalana, Centro-Levante y, en menor medida, Centro-Norte).

Tras esta breve exposición de las principales magnitudes del sector eléctrico español, revisaremos su funcionamiento, sus principales problemas, los cambios más importantes que se produjeron en su organización y los aspectos más relevantes de su regulación.

3.1. Transición energética, inversión y endeudamiento

En 1973, el petróleo suponía el 68% de la energía primaria consumida en España. Nuestro autoabastecimiento energético se situaba en el 28%, diez puntos por debajo de la media de los países que constituían entonces la Comunidad Económica Europea, y el petróleo acaparaba el 93% de las importaciones energéticas españolas. En

el sector eléctrico, la aportación de las centrales de fuelóleo se situaba en torno al 33% de la producción²².

A partir de 1973, como consecuencia del alza en los precios del petróleo, los países consumidores adoptaron una nueva política energética que, en lo relativo a la electricidad, tenía como objetivo asegurar y abaratar el suministro, salvaguardándolo de los vaivenes que estaban sufriendo los precios del petróleo. Para ello, fue necesario desarrollar un amplio programa inversor que permitiese sustituir las centrales que producían electricidad a partir del fuelóleo. En España, este proceso se inicia, con algunos años de retraso frente al resto de países europeos, a finales de los setenta. Durante esta etapa, la ampliación del parque de generación permitió modificar sustancialmente la estructura de nuestra producción eléctrica, de forma que la aportación de las nuevas plantas nucleares y de carbón redujo la participación de las centrales de fuelóleo (véase cuadro 3.5).

En 1985, el grado de autoabastecimiento energético de España se había elevado hasta una cifra cercana al 40% , y el esfuerzo realizado por nuestro sector eléctrico había contribuido significativamente a este incremento. Según las cifras de Reinoso (1986), sólo entre 1980 y 1985 se incorporaron al parque de generación 5.112 MW de potencia por medio de centrales térmicas de carbón y 4.695 MW mediante centrales nucleares, lo que supuso una inversión cercana a 1'5 billones de pesetas²³. La observación del cuadro 3.6 nos ayuda a hacernos una idea del enorme esfuerzo inversor que ello supuso. Entre 1979 y 1985 se produjo un fuerte incremento del inmovilizado material de las empresas eléctricas, sobre todo en el bienio 1979-1980 y en el trienio

²² Los datos proceden de Reinoso (1986).

²³ En pesetas de cada año. No se incluyen las inversiones en centrales que se empezaron a construir durante ese período pero que entraron en servicio más tarde.

1983-1985. La evolución de las inmobilizaciones en curso, con tasas de crecimiento muy elevadas hasta 1983, refleja igualmente la intensidad del proceso inversor.

CUADRO 3.5. ESTRUCTURA DE LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD

	1973	1985
Producción hidroeléctrica	39%	26%
Producción termoeléctrica clásica	53%	52%
<i>Carbón.....</i>	20%	45%
<i>Fuelóleo y gas.....</i>	33%	7%
Producción termoeléctrica nuclear	8%	22%
TOTAL.....	100%	100%

Fuente: Memoria Estadística Eléctrica de UNESA (1986).

CUADRO 3.6. EVOLUCIÓN DEL INMOVILIZADO DE LAS EMPRESAS DEL SECTOR ELÉCTRICO (*)

AÑO	Inmovilizado material bruto (tasa de crecimiento interanual)	Inmovilizado en curso (tasa de crecimiento interanual)
1979	78'0%	40'1%
1980	29'3%	41'2%
1981	6'1%	24'0%
1982	6'7%	25'7%
1983	41'5%	45'2%
1984	17'5%	4'2%
1985	17'5%	-23'9%
1986	6'4%	-3'8%
1987	3%	14'6%

(*): Los datos se refieren a las empresas de UNESA.

Fuente: Memoria Estadística Eléctrica de UNESA (varios años).

Para llevar a cabo este proceso inversor se emplearon fundamentalmente recursos ajenos. En plena crisis, la debilidad de nuestros mercados de capitales, ya de por sí estrechos y poco desarrollados, impidió a las empresas eléctricas incrementar sus recursos propios en la cuantía necesaria. Hemos de tener en cuenta que, desde 1975, la “penalización” infringida por el mercado a las compañías eléctricas había sido de una magnitud similar a la observada para el conjunto de los sectores de la Bolsa de Madrid, y ello ocurrió a pesar de que estas empresas fueron distribuyendo a sus accionistas unos dividendos comparativamente superiores (Bergés, 1985), lo que redujo sensiblemente su capacidad para financiar inversiones por medio de la autogeneración de recursos.

Por consiguiente, hubo que acudir a los recursos ajenos, de forma que la relación entre éstos y los recursos propios se multiplicó por 2'5 entre 1979 y 1985 (véase cuadro 3.7). Este incremento del endeudamiento se produjo en un momento poco propicio, pues los tipos de interés se encontraban en niveles elevados y los plazos de amortización concedidos por los prestamistas se habían reducido notablemente (Aranceta, 1984). Además, las limitaciones de los mercados financieros españoles obligaron a buscar capitales en el exterior, de modo que el peso del endeudamiento en divisas se incrementó desde finales de los setenta (véase cuadro 3.7). Como consecuencia de este crecimiento, la estructura financiera de las compañías eléctricas se reveló extraordinariamente vulnerable a la evolución de los tipos de cambio, en un momento en el que la peseta tendía a depreciarse (Guerediaga, 1989). Entre 1980 y 1984, el dólar, moneda en la que estaba nominada la mayor parte de la deuda exterior de las empresas, experimentó una fortísima apreciación. La depreciación de la peseta frente a otras monedas fue menor, pero su participación en el total de los préstamos en moneda

CUADRO 3.7. EVOLUCIÓN DEL ENDEUDAMIENTO DE LAS EMPRESAS DEL SECTOR ELÉCTRICO (*)

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
• Recursos ajenos (miles de millones de pesetas)	804	1.116	1.506	2.130	2.772	3.426	3.709	3.821	3.877
Empréstitos (% de los recursos ajenos)	45'2%	39'7%	35'0%	32'0%	29'2%	30'5%	33'7%	38'5%	34'8%
Préstamos en moneda nacional (% de los recursos ajenos)	17'0%	16'5%	18'4%	21'8%	23'4%	20'3%	27'6%	34'7%	38'2%
Préstamos en moneda extranjera (% de los recursos ajenos)	37'1%	43'2%	46'1%	45'8%	47'0%	48'8%	38'3%	26'4%	26'5%
Otros (% de los recursos ajenos) (a)	0'7%	0'6%	0'5%	0'4%	0'4%	0'4%	0'4%	0'4%	0'4%
• Recursos ajenos (tasa de crecimiento interanual)	23'1%	38'8%	35'0%	41'4%	30'1%	23'1%	8'3%	3%	1'5%
Empréstitos (tasa de crecimiento interanual)	21'3%	22'0%	18'9%	29'2%	18'9%	28'9%	19'9%	17'5%	-8'2%
Préstamos en moneda nacional (tasa de crecimiento interanual)	24'8%	35'0%	50'2%	68'0%	39'3%	7'5%	46'9%	29'8%	11'6%
Préstamos en moneda extranjera (tasa de crecimiento interanual)	(b)	61'7%	44'0%	40'5%	33'6%	28'4%	-15%	-23%	2'1%
• Recursos ajenos/recursos propios	0'6	0'63	0'85	1'18	1'13	1'36	1'5	1'6	1'56

(*): Los datos se refieren a las empresas de UNESA. (a): Incluye fianzas y depósitos recibidos. (b): El crecimiento de los préstamos en moneda nacional recoge también el de los préstamos en moneda extranjera.

Fuente: Memoria Estadística Eléctrica de UNESA (varios años).

extranjera era muy inferior²⁴. En definitiva, el incremento de la deuda en divisas elevó considerablemente los costes financieros de las compañías y encareció significativamente sus inversiones.

El acortamiento de los plazos de amortización de los créditos planteó dificultades adicionales, ya que mientras la vida media de la deuda se venía situando entre siete y ocho años, la vida útil de la mayoría de los activos que se estaban construyendo a partir de la financiación proporcionada por los recursos ajenos era muy superior (Maravall, 1988). En algunos casos, la construcción de nuevas centrales obligaba a una espera de cuatro o cinco años antes de que éstas comenzaran a producir rendimientos. Además, cuando el plan de inversiones ya se había iniciado, comenzó a registrarse una considerable reducción en las tasas de crecimiento del consumo de electricidad. San Pedro (1986) estima que, entre 1978 y 1982, el sector eléctrico habría ingresado 200.000 millones de pesetas adicionales si la demanda se hubiera comportado de acuerdo con las previsiones del Plan Energético Nacional. A este problema habría que añadir el que se derivaba del sobreequipamiento del sector eléctrico español. El mismo autor considera que, en 1986, el sistema tenía un exceso de potencia de 6.000 MW, como consecuencia de la marginación de las centrales de fuelóleo y del menor crecimiento del consumo²⁵. Este superávit supuso unos costes adicionales cercanos a los 40.000 millones de pesetas al año.

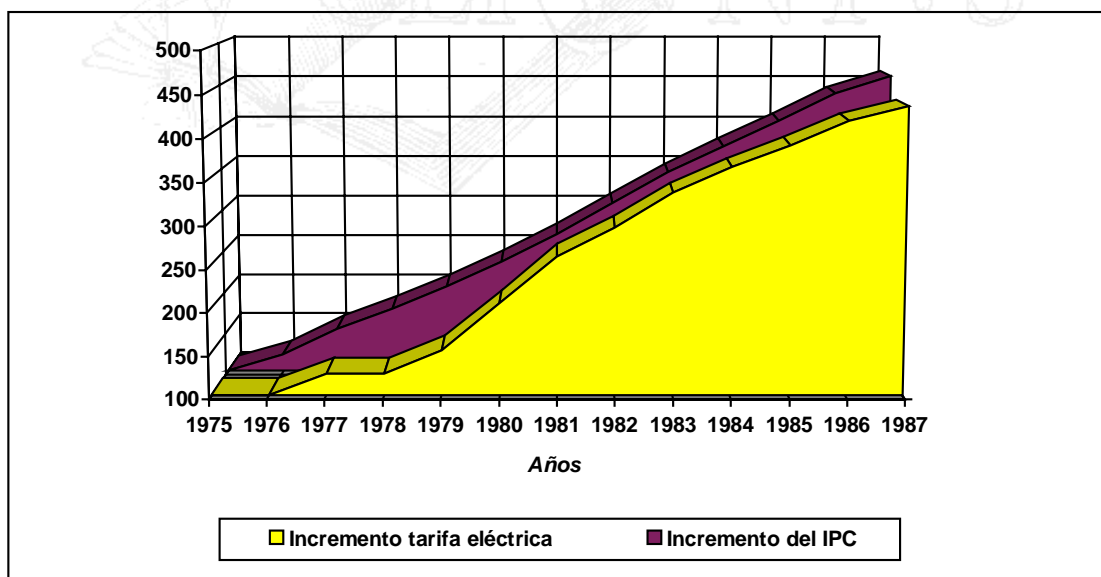
Además, la evolución de la tarifa eléctrica no se adaptó a los incrementos de costes del sector, sino que fue utilizada por el gobierno para contener el crecimiento de la inflación (Zuturuza, 1988; Aranceta, 1989). En el gráfico 3.1 se recoge la evolución

²⁴ A 31 de diciembre de 1984, el 70% del endeudamiento en divisas estaba nominado en dólares (Memoria Estadística de UNESA (1985)).

²⁵ También habría que tener en cuenta que el Plan Energético Nacional de 1983 paralizó la construcción de cinco grupos nucleares. Aunque esta decisión respondió a factores de muy diversa índole, debemos tener presente que su finalización habría incrementado el exceso de potencia, mientras que la

de la tarifa eléctrica y del Índice de Precios al Consumo (IPC). Se puede observar que en la segunda mitad de los setenta, precisamente cuando se estaba iniciando el programa de inversiones, se abre una brecha considerable entre la evolución de los precios eléctricos y la variación del IPC. Esta diferencia responde, fundamentalmente, a la “congelación” de las tarifas eléctricas en 1976 y 1978. San Pedro (1986) considera que estos datos no reflejan adecuadamente la insuficiencia de los incrementos tarifarios. Según sus estimaciones, el crecimiento de los costes unitarios de las empresas eléctricas fue muy superior al aumento del IPC, sobre todo entre 1977 y 1982. Al no recoger adecuadamente los incrementos de costes derivados del fuerte proceso inversor y de las cargas financieras asociadas a él, la evolución de la tarifa eléctrica colocó a las empresas en una situación aún más delicada.

GRÁFICO 3.1. EVOLUCIÓN DE LA TARIFA ELÉCTRICA Y DEL IPC



La evolución de ambas variables se presenta mediante un índice con base 100 en 1975. Los datos corresponden al crecimiento interanual del IPC en el mes de diciembre y al crecimiento interanual medio de las tarifas eléctricas.

Fuente: Memoria Estadística Eléctrica de UNESA (varios años).

moratoria implicaba que las empresas no podrían recuperar el coste en el que ya habían incurrido (Aranceta, 1989).

En los primeros años de la década de los ochenta, la Administración tomó conciencia del deterioro de la situación y empezó a arbitrar medidas para corregirla. En 1983, el gobierno y las compañías eléctricas firmaron un acuerdo en el que el primero se comprometía 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”. Junto a otras cuestiones, el protocolo de este acuerdo se refería a la necesidad de adecuar la capacidad de generación al consumo, instrumentando las medidas necesarias para que esta adaptación se produjese a la vez que se mejoraba la situación financiera de las empresas.

El Plan Energético Nacional de 1983 reconocía la desproporción existente entre inmovilizado en curso e inmovilizado en explotación, así como la necesidad de contener el crecimiento de la deuda, para lo que proponía un programa financiero que redujese el endeudamiento del sector en un plazo no superior a cinco años y equilibrase la cuenta de capital del conjunto de las empresas eléctricas en tres años (Calvo, 1984). Asimismo, se imponía una modificación de las normas contables, para homogeneizarlas, y se establecían nuevas previsiones sobre la evolución de la demanda, con el fin de adecuar la ampliación del parque de generación a las necesidades reales.

El programa financiero del sector eléctrico se desarrolló entre 1983 y 1986. Básicamente, consistía en la aplicación de una parte de la recaudación total por venta de energía eléctrica a unos destinos concretos, todos ellos orientados a mejorar o, por lo menos, no empeorar, con respecto a la situación que se hubiese dado si tal exigencia de aplicación de fondos no hubiera existido²⁶ (Ontiveros y Valero, 1985). Además de condicionar la utilización de estos recursos, el programa financiero determinaba una

²⁶ Los porcentajes destinados al programa financiero en 1983, 1984, 1985 y 1986 fueron 1'5%, 2'8%, 3'4% y 3'0%, respectivamente (a la hora de fijar la tarifa, el gobierno tuvo en cuenta que una parte de los ingresos que iba a proporcionar tenía que destinarse a este fin).

serie de requisitos informativos (entre ellos, la adopción de un “Sistema de Información Contable”) y establecía algunas limitaciones sobre el endeudamiento y el reparto de dividendos. Aquéllas empresas que, habiéndose acogido al programa, incumpliesen sus exigencias, deberían depositar en una cuenta especial de UNESA el porcentaje destinado al mismo. Esta cuenta se utilizaría para nutrir de fondos a las compañías que sí cumpliesen con lo establecido en el programa.

Asimismo, el gobierno promovió un acuerdo entre las grandes empresas eléctricas para que llevaran a cabo un intercambio de activos. Los primeros contactos se produjeron en 1983, aunque las negociaciones se extendieron durante más de dos años, el acuerdo no se firmó hasta el 31 de diciembre de 1985, y la transferencia de activos no se produjo hasta 1986. El principal objetivo de estos intercambios era reequilibrar la relación entre la producción y el mercado de las distintas empresas para aliviar sus problemas financieros (Reinoso, 1990). Debemos tener en cuenta que no todas las compañías eléctricas habían realizado el mismo esfuerzo inversor para contribuir a la sustitución de fuentes energéticas que impuso la crisis del petróleo, por lo que su situación financiera también se había visto afectada en distinta medida. Con los intercambios de activos se pretendía conseguir un mayor equilibrio entre el nivel de deuda, la presión de los costes y la capacidad de las empresas para generar ingresos con que afrontarlos.

A la hora de fijar los intercambios se consideraron tres criterios fundamentales:

- a. Las empresas con déficit de energía y potencia comprarían instalaciones de generación a las excedentarias.
- b. Las empresas cuyo nivel de endeudamiento resultase excesivo al ponerlo en relación con su capacidad para generar fondos tendrían que vender activos, sin que ello provocase un desequilibrio entre su capacidad de producción y las necesidades del

mercado al que debían atender. Por tanto, las compañías con un nivel de endeudamiento excesivo que no tuviesen potencia excedentaria deberían transferir tanto plantas de generación como cuota de mercado.

c. Dado que los mercados abastecidos por algunas empresas presentaban discontinuidades, se llevó a cabo un análisis de las mismas con el fin de proponer que se transfiriesen los activos necesarios para realizar aquellas uniones que permitían aprovechar mejor las economías de escala.

Los intercambios implicaron un trasvase de fondos superior a los ochocientos mil millones de pesetas. La mayor parte de estos capitales la obtuvieron las empresas compradoras en los mercados, con unas condiciones bastante más favorables que las de los préstamos que habían convenido sólo un par de años antes. Las empresas vendedoras utilizaron estos recursos para renegociar su deuda y amortizar anticipadamente aquella que tenía unas condiciones más onerosas. Según los cálculos de San Pedro (1986), el intercambio de activos permitió reducir el servicio de la deuda del sector eléctrico (devolución del principal más intereses) en casi cien mil millones de pesetas²⁷.

3.2. Explotación unificada y compensaciones

En el protocolo del acuerdo suscrito por el gobierno y las empresas eléctricas en 1983 se convenía también la nacionalización de la red de alta tensión mediante la participación mayoritaria del sector público en una sociedad mixta que tendría por objetivo “asegurar la optimización de la explotación del conjunto de instalaciones de producción y transporte”. Para dar cumplimiento a este punto del acuerdo, la ley 49/84,

²⁷ En la Memoria Estadística Eléctrica de UNESA (1986) aparece una relación detallada de los intercambios de activos.

de 26 de diciembre²⁸, y el Real Decreto 91/85, de 23 de enero²⁹, determinaban la constitución de Red Eléctrica de España, S.A. (inicialmente, REDESA), empresa creada el 29 de enero de 1985 al amparo de las anteriores disposiciones legales. A partir de ese momento, esta compañía asumió la propiedad de toda la red de alta tensión y pasó a desempeñar una función central en el sistema eléctrico nacional. Quedó bajo su responsabilidad la optimización de las instalaciones de producción y transporte, la garantía de la seguridad y la calidad del servicio, la explotación y el desarrollo de la red de alta tensión, la realización de los intercambios internacionales que considerase convenientes y la coordinación del funcionamiento y el mantenimiento de todas las instalaciones de producción y transporte.

REDESA se creó con un capital de 45.090 millones de pesetas, en el que el Instituto Nacional de Industria y las eléctricas públicas (ENDESA y ENHER) participaban con el 51%, mientras que el 49% restante se repartía entre las empresas privadas³⁰. El pasivo exigible de la nueva compañía estaba compuesto por deuda a largo plazo (57.702 millones de pesetas), que se contrajo para pagar los elementos de la red de alta tensión que compró Red Eléctrica de España a las empresas. Esta deuda tenía aval del Estado y un período de amortización de 18 años, que coincidía con la vida media de las instalaciones adquiridas (Beato, 1986a).

En el seno de REDESA se creaba una Delegación del Gobierno, que se constituía como un órgano mediante el que la Administración ejercería ante el sector eléctrico la intervención necesaria para garantizar el cumplimiento de los objetivos encomendados a la sociedad estatal gestora.

²⁸ BOE, 29 de diciembre de 1984.

²⁹ BOE, 28 de enero de 1985.

³⁰ Tanto en la ley 49/84 como en el Real Decreto 91/85 se establecía que la participación del sector público en el capital social debía ser siempre superior al 50% del mismo.

Antes de 1985, la red de alta tensión pertenecía a las diferentes compañías eléctricas, la mayor parte de las cuales se configuraban como “empresas de ciclo completo”: generaban electricidad, la transportaban por medio de sus redes de transmisión y distribución, y la suministraban a los consumidores ubicados en el mercado que tradicionalmente tenían asignado. Casi todas las grandes compañías eran de ciclo completo, así que existía en el sector un elevado grado de integración vertical.

La decisión sobre el acoplamiento de las centrales la tomaba cada empresa. Por tanto, podía ocurrir que una central con bajos costes de generación no se incorporase al sistema porque la compañía propietaria no la necesitara, a la vez que otra compañía se veía obligada a acoplar unidades que producían electricidad a un coste muy superior. Existía comunicación y cooperación entre empresas, pero se producía a partir de acuerdos bilaterales, que mejoraban la asignación de recursos pero no permitían aprovechar al máximo las ventajas de la coordinación (Beato, 1985).

Así pues, la constitución de Red Eléctrica de España acabó con la integración vertical de las empresas de ciclo completo, pues, a partir de ese momento, la transmisión de electricidad se separó del resto de actividades³¹. Sin embargo, la creación de REDESA aún tuvo una consecuencia de mayor calado, pues esta compañía fue el instrumento utilizado para establecer la explotación unificada del sistema. Para realizar esta tarea, Red Eléctrica de España adquirió también el Centro de Control Eléctrico y otras instalaciones necesarias para el vigilar el funcionamiento del sistema³².

³¹ Como contrapartida de los servicios prestados y de la utilización de sus instalaciones, REDESA debía recibir de las empresas usuarias un pago proporcional a sus ingresos, que se integraría en la tarifa como un componente diferenciado.

³² El Centro de Control Eléctrico pertenecía a ASELECTRICA (Asociación de Empresas para la Explotación del Sistema Eléctrico), que se encargó de vigilar, supervisar y coordinar la explotación del sistema eléctrico hasta la creación de REDESA.

El objetivo de la explotación conjunta del sistema era conseguir que el suministro de electricidad se realizara al mínimo coste. Como la capacidad de generación de energía eléctrica está dada y distribuida de una cierta forma entre las empresas, la optimización del sistema es equivalente a la minimización de costes variables (sujeta a las restricciones impuestas por las rigideces de la red de alta tensión y por la política energética y medioambiental³³). La explotación conjunta era necesaria para conseguir el óptimo³⁴, pero, además, era indispensable que, en todo momento, funcionasen las centrales de coste variable más bajo, con independencia de que la empresa propietaria las necesitase para abastecer su mercado o de que hubiera compañías que no produjesen suficiente electricidad para atender a sus usuarios.

³³ Debemos tener presente que la explotación del sistema estaba sujeta a restricciones que limitaban la capacidad de REDESA para conseguir el óptimo. Fabra (1986) distingue tres tipos de restricciones:

- a. Las restricciones impuestas por la política energética. La más importante es la que se derivaba de la obligación de utilizar suficientemente las centrales que consumían carbón nacional para mantener a nuestro sector minero.
- b. Las restricciones que se derivaban de las rigideces en la red de alta tensión. Las pérdidas que se producen en la transmisión y la insuficiente capacidad de la red pueden obligar a incorporar centrales más cercanas pero con mayor coste variable, en lugar de centrales más lejanas pero con menor coste de generación.
- c. Las restricciones impuestas por la política medioambiental. Aparte de los problemas derivados de la utilización de la energía nuclear se plantean otros asociados al gran uso de suelo que requieren las obras hidráulicas, al consumo de agua (sujeto a las necesidades agrícolas y de abastecimiento) y a la contaminación atmosférica que produce la utilización de combustibles fósiles.

³⁴ Beato (1985) enumera las economías de escala que se pueden lograr con la explotación unificada, lo que la hace imprescindible para minimizar los costes de suministrar una cierta cantidad, con un nivel dado de calidad y seguridad:

- a. La potencia que se necesita para abastecer la demanda total es menor cuando el mercado está unificado que cuando está fragmentado.
- b. La reserva de potencia necesaria para garantizar la seguridad del sistema es menor cuando todo él está interconectado y se gestiona conjuntamente que cuando está fragmentado y cada parte se gestiona por separado.
- c. La unificación permite agrupar a más consumidores, lo que implica una mayor heterogeneidad de las demandas satisfechas. Ello permite “aplanar” la evolución del consumo, así que los valores máximos de un sistema unificado serán menores que la suma de los valores máximos de cada submercado en un sistema fragmentado, lo que se traduce en un ahorro de costes importante, pues la “energía de punta” (la que se utiliza para cubrir los picos de la demanda) es la más cara
- d. Todas las unidades de generación tienen que someterse anualmente a revisiones y operaciones de mantenimiento que, en algunos casos, requieren un período de tiempo más largo (recarga de las centrales nucleares). Como las diferentes unidades tienen también distintos costes variables, la coordinación de los programas de mantenimiento en un sistema gestionado de forma conjunta permite un abaratamiento del suministro.
- e. La gestión unificada implica una mayor facilidad de respuesta en situaciones de emergencia.

La explotación unificada del sistema hizo necesario poner en marcha un proceso de intercambio de información entre REDESA y las empresas eléctricas. Para llevarlo a cabo, cada una de ellas debía enviar a Red Eléctrica de España un plan que permitiese cubrir la demanda de su propio mercado en cada período de tiempo relevante (semana, día, hora). En estos planes, las compañías consideraban sus diferentes posibilidades de generación y seleccionaban aquéllas que les iban a permitir satisfacer esa demanda al mínimo coste. A partir de estas propuestas y de sus propios cálculos y previsiones, REDESA elaboraba un programa para incorporar al sistema aquellas centrales capaces de producir la energía eléctrica más barata, de forma que el conjunto de la demanda fuese abastecido al mínimo coste total (Beato, 1986b). Este programa se comunicaba a las empresas, que debían seguirlo aunque implicase un desequilibrio entre la energía generada y los requerimientos de sus clientes. No obstante, los sobrantes de las empresas excedentarias serían equivalentes al déficit de las demás, de modo que, en conjunto, el sistema se encontraría siempre en equilibrio³⁵. En la práctica, éste proceso se repetía diariamente para garantizar que el ajuste entre la oferta y la demanda era perfecto e implicaba un coste total mínimo.

Así pues, como resultado del programa establecido por Red Eléctrica de España, algunas empresas generaban excedentes que debían ser transferidos a las compañías deficitarias. Para llevar a cabo esta transferencia se ponía en marcha un complejo mecanismo de intercambios (Fabra y Bartolomé, 1985; Landa, 1993). Cada hora, aquéllas empresas a las que se había asignado una producción superior a la demanda cedían la energía sobrante a un fondo común. Por la electricidad entregada se pagaba a cada una de ellas un precio igual al coste variable de su energía más cara. A continuación, aquellas empresas que estuviesen produciendo electricidad para su propio

³⁵ Para garantizar que fuese así en todo momento, Red Eléctrica de España también establecía qué unidades debían incorporarse en caso de que la demanda real excediese a las previsiones.

mercado a un coste variable superior al precio medio del fondo común, podían entregar a éste esa energía a cambio de un precio igual al coste variable de la misma y recomprarla de nuevo al precio medio que resultase tras computar la aportación realizada. Se desarrollaba así un proceso iterativo en el que las compañías productoras se iban desprendiendo de la electricidad más cara que habían generado y obtenían a cambio una energía más barata. Cuando a ninguna empresa le quedaba electricidad producida a un coste variable superior al precio medio vigente en el fondo común, el proceso se detenía. La compañías a las que la programación de REDESA hubiese asignado una producción deficitaria, podían comprar entonces toda la energía necesaria para atender a sus clientes. El coste de cada KWh adquirido por éstas era igual al último precio medio fijado en el fondo común.

La finalidad de este complejo procedimiento era doble: por una parte, trataba de incentivar la producción a mínimo coste, pues las empresas que generasen mucha energía podrían vender todos sus excedentes a un precio igual al coste de su electricidad más cara; por otra, intentaba reducir, de una forma más o menos homogénea, los costes de aquéllas empresas que producían una energía más cara. No obstante, esta disminución no implicaba más que una pequeña aproximación de los costes unitarios de las compañías del sector. Debemos tener presente que una buena parte de la electricidad generada no pasaba por el fondo común, pues era producida por las centrales a un coste variable inferior al precio medio de los excedentes inicialmente aportados.

Sin embargo, entre las empresas eléctricas existían importantes diferencias de costes que no podían ser achacadas a la calidad de la gestión, sino a circunstancias ajenas a ella, y que no se veían reflejadas en las tarifas, que eran las mismas en todo el territorio nacional y se establecían a partir del coste medio del conjunto del sistema. Hay que tener en cuenta que el parque de generación de las distintas compañías

presentaba notables disparidades en cuanto a edad y composición. También existían considerables diferencias entre los mercados abastecidos por las diversas empresas. Todo ello aconsejó el establecimiento de un sistema de compensaciones³⁶, que pretendía reducir los desequilibrios causados por la existencia de una tarifa única en un contexto en el que las distintas compañías se veían obligadas a operar en condiciones muy diferentes (Vila, 1986). Estas compensaciones originaban una serie de pagos y cobros entre empresas, cuya suma era cero para el conjunto del sector, y que estaban constituidas por tres componentes:

a. Cuota de potencia. Era un pago de las compañías deficitarias de potencia a las excedentarias, con el objetivo de distribuir el coste fijo de las instalaciones entre todas aquellas empresas que las necesitaban para atender a su demanda. Para ello, la capacidad de generación sobrante se “cedía” por medio de un procedimiento basado en unos precios que se establecían a partir del coste de la potencia más cara de cada compañía excedentaria. Ahora bien, este coste no era comunicado por la empresa vendedora, sino que era fijado por la Administración para cada tipo de capacidad instalada mediante la determinación de un “coste estándar”. Este sistema tenía una doble finalidad: por una parte, se evitaba la aparición de un problema de información asimétrica; por otra, se incentivaba la minimización de costes por parte de las compañías que instalaban potencia adicional.

Conviene subrayar que, al efectuar estos cálculos, la oferta de potencia de una empresa se determinaba teniendo en cuenta la disponibilidad de la capacidad instalada, de forma que, cuanto mayor era la disponibilidad, mayores eran las cuotas de potencia percibidas. También las compañías deficitarias tenían incentivos para incrementar la

³⁶ Orden Ministerial de 30 de julio de 1984 (BOE, 31 de julio de 1984).

disponibilidad de su capacidad, pues ello les permitía adquirir menos potencia y reducir sus pagos por este concepto. Asimismo, se estimulaba a las empresas compradoras para que fomentasen entre sus usuarios el “aplanamiento” de la demanda, pues con ello conseguirían que sus requerimientos de potencia fuesen menores. Además, las compañías propietarias de centrales hidroeléctricas tenían incentivos para gestionar sus reservas hidráulicas de una forma más acorde con las necesidades del mercado, ya que ello les permitiría disponer de más potencia en los momentos de máxima demanda (Beato, 1985).

b. Compensación de generación. Las empresas cuyo coste unitario de generación se situaba por encima del nivel medio calculado para el conjunto del sistema recibían un pago de aquéllas que lograban un coste unitario inferior a la media. Ahora bien, al igual que ocurría con las cuotas de potencia, cuando se calculaban las cantidades que cada compañía debía entregar o recibir no se utilizaba el nivel de costes facilitado por la empresa, sino un valor estándar fijado por la Administración³⁷. Ello introducía un incentivo para la minimización de costes, que todavía era mayor si tenemos en cuenta que los distintos importes se determinaban de forma que las compañías con menor coste unitario retenían una parte de su diferencia con el coste medio del sistema, mientras que las empresas con un coste unitario más alto no conseguían la totalidad de su diferencia con el coste medio del sistema. Esta corrección se realizaba por medio de unos parámetros que permitían reducir la compensación por debajo de la diferencia entre el coste estándar de cada compañía y el coste estándar medio del sector (Fabra y

³⁷ Para calcular este valor estándar se tenía en cuenta que los costes se modificaban como consecuencia de los intercambios realizados horariamente en el fondo común. En el apartado destinado al Marco Legal Estable se ofrecerá una exposición más detallada del procedimiento que se empleaba para determinar el importe de las compensaciones.

Bartolomé, 1985). Con este procedimiento se vinculaba el beneficio de cada empresa a su capacidad para disminuir los costes.

c. Compensación de mercado. Estas compensaciones intentaban resarcir a las empresas que abastecían a un mercado que implicaba mayores costes de distribución o que poseían una cartera de clientes menos rentable. Para determinarlas, la Administración calculaba para cada empresa el valor estándar de los ingresos y costes de distribución y suministro. Aquéllas compañías para las que la diferencia entre ambos valores arrojase un resultado superior a la media, debían compensar a las que obtuviesen una diferencia inferior a la media. Una vez más, la utilización de valores distintos a las cifras reales suponía un incentivo para la minimización de costes.

Además de estas compensaciones, que se realizaban entre empresas del sector y eran gestionadas por el Sistema de Compensaciones entre Empresas, existían otras, que implicaban una transferencia de fondos desde los consumidores finales hacia las compañías y eran administradas por la Oficina de Compensaciones de la Energía Eléctrica (Compensaciones OFICO). Estas últimas se idearon para resarcir a las empresas eléctricas de determinados costes. Para ello, se destinaba al organismo gestor un porcentaje de la recaudación que se obtenía mediante la tarifa eléctrica, y éste la distribuía como compensación por los siguientes conceptos (Vila, 1986):

- a. Los sobrecostes derivados de la utilización de gas natural y carbón nacional.
- b. Parte del descuento realizado a los clientes acogidos al sistema de interrumpibilidad³⁸.
- c. La pérdidas de ingresos como consecuencia de las tarifas especiales concedidas por la Dirección General de la Energía a algunos grandes consumidores.

³⁸ Los clientes que se acogen al sistema de interrumpibilidad reciben descuentos a cambio de permitir, previo aviso, una reducción en el suministro cuando es necesario realizarla para mantener el equilibrio del sistema.

d. La diferencia entre el coste estándar de producción de las empresas extrapeninsulares y el coste estándar de generación medio del sistema eléctrico peninsular (más bajo).

OFICO también gestionaba el cobro de las cuotas especiales incorporadas a la tarifa y se encargaba de pagarlas a las empresas destinatarias de las mismas. En 1985, estas cuotas compensaban los gastos asociados a la financiación y reducción del stock básico de uranio, la segunda parte del ciclo del combustible nuclear y el Programa de Investigación y Desarrollo Tecnológico.

3.3. El Marco Legal Estable

El Marco Legal Estable fue la culminación de la reforma del marco regulador que se había venido realizando desde 1983, a partir de la entrada en vigor del Plan Energético Nacional y de la firma del acuerdo entre el gobierno y las compañías eléctricas. En ambos documentos se había subrayado la necesidad de diseñar un mecanismo de percepción de ingresos que remunerase apropiadamente a las compañías del sector y ofreciese incentivos adecuados para la gestión empresarial.

En el acuerdo de 1986 sobre el programa a medio plazo del sector eléctrico, rubricado por el gobierno y las principales compañías eléctricas, se reiteró la necesidad de adoptar una política tarifaria que fijase los ingresos en función de los costes para garantizar el equilibrio financiero de las empresas. Finalmente, el 11 de diciembre de 1987 se establecía, mediante el Real Decreto 1538/87, el nuevo sistema para la determinación de la tarifa eléctrica³⁹. Éste contenía las principales disposiciones para la puesta en marcha del denominado “Marco Legal Estable”, un sistema de cálculo de los ingresos que debían percibir las compañías del sector eléctrico para compensarlas por los costes incurridos en la producción, transporte, distribución y suministro de

electricidad. La adopción de este procedimiento perseguía la consecución de los siguientes objetivos (Aranceta, 1989):

- i. Garantizar la recuperación de las inversiones a lo largo de su vida útil.
- ii. Reducir la incertidumbre asociada a la determinación de la tarifa eléctrica.
- iii. Fomentar la eficiencia en la gestión empresarial.
- iv. Estabilizar la variación anual de la tarifa eléctrica.
- v. Asegurar que los ingresos de las empresas se distribuían equitativamente.

Para alcanzar estos fines, la tarifa eléctrica se establecía a través del siguiente procedimiento. En primer lugar, se determinaban unos valores de referencia para los activos pertenecientes a las compañías del sector. Estos valores fueron fijados cuando el sistema se aplicó por primera vez (1988), y se iban actualizando cada año por medio de un método previamente establecido. A partir de ellos se calculaban los costes fijos del sistema eléctrico nacional. También se asignó un valor estándar para los demás costes soportados por las empresas encargadas de la prestación del servicio y se estableció un mecanismo para actualizarlos. A partir de todos estos valores, y de la consideración de ciertos parámetros no estandarizados, se procedía a calcular una previsión del coste total del sistema. La tarifa se establecía de forma que las empresas pudieran recuperar este coste.

También se tenían en cuenta algunas desviaciones entre los costes reconocidos por la tarifa en el año anterior y los efectivamente soportados por las empresas⁴⁰. Al añadir estas desviaciones al coste total del sistema se obtenía el nivel de costes que debía ser retribuido por los abonados, y dividiendo este último entre la demanda prevista

³⁹ BOE, 16 de diciembre de 1987. Véase también la Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1987 (BOE, 30 de diciembre) y la Orden Ministerial de 30 de diciembre (BOE, 31 de diciembre).

⁴⁰ Debe hacerse hincapié en el hecho de que no todas las desviaciones se recuperaban.

se determinaba el coste unitario, que permitía conocer cuál debía ser el precio medio de la electricidad para que las empresas pudieran recuperar los costes reconocidos por la tarifa y las desviaciones del año anterior. Después, se ajustaba la estructura tarifaria de modo que la recaudación procedente de los distintos consumidores permitiese conseguir un ingreso unitario igual al precio medio.

A partir de estas tarifas, fijadas por la Administración, las empresas eléctricas se comportaban como meras recaudadoras, pues los ingresos percibidos por una compañía se consideraban como una parte integrante de la retribución total de sistema, en la que la participación de cada empresa quedaba sujeta a la distribución de ciertas cantidades por medio del sistema de compensaciones.

Como veremos a continuación, este sistema se diseñó de forma que sus resultados fuesen coherentes con los objetivos que se enumeraron anteriormente. Garantizaba la recuperación de las inversiones, pero lo hacía a través de un mecanismo de retribución que implicaba unas anualidades estables a lo largo de la vida útil, lo que evitaba bruscas elevaciones de la tarifa durante los primeros años posteriores a la entrada en explotación de nuevas instalaciones. Fomentaba la eficiencia, pues la estandarización de costes permitía un mayor beneficio para las empresas que lograsen prestar un servicio más barato. Reducía la incertidumbre al determinar un procedimiento transparente para la actualización de los costes reconocidos por la tarifa eléctrica, lo que implicaba introducir un cierto automatismo en el establecimiento de la misma. Gimeno (1994) subraya esta idea al señalar que el Marco Legal Estable introdujo unos principios objetivos en la fijación del precio de venta de la electricidad, lo que suponía acabar con la costumbre de utilizar las tarifas como instrumento para alcanzar diversos fines de política económica.

Además, la aprobación del Marco Legal Estable supuso una modificación del sistema de compensaciones, ya que era necesario mantenerlo para garantizar una distribución adecuada de la recaudación, pero también era preciso adaptarlo al nuevo procedimiento de fijación de tarifas (Huidobro, 1988). Así pues, la retribución final de los “subsistemas” (empresas o grupos de empresas que estaban presentes tanto en la actividad de producción como en las de distribución y suministro), quedaba constituida por dos componentes: por una parte, la recaudación obtenida de los abonados a través de la tarifa; por otra, la cantidad aportada o recibida como consecuencia de las compensaciones. Las empresas generadoras no incluidas en los subsistemas aportaban su producción al conjunto del sistema a cambio de una retribución establecida a partir de los mismos criterios que se utilizaban para las otras compañías. El pago de esta retribución correspondía a los subsistemas, que recuperaban este gasto mediante su incorporación como coste en el proceso de determinación de la tarifa (Pérez, 1988).

El coste estándar de las empresas que tenían la consideración de subsistemas estaba integrado por las siguientes partidas:

- a. Coste fijo de generación.
- b. Coste de operación y mantenimiento de las instalaciones de generación.
- c. Coste del combustible.
- d. Coste de distribución.
- e. Coste de estructura y capital circulante.
- f. Coste de la electricidad producida por ENDESA.

A continuación, repasaremos las principales características del procedimiento que se utilizaba para calcularlos⁴¹.

3.3.1. El coste fijo de generación

Esta partida incluía tanto la amortización como la retribución de los activos de generación. Para calcularla, se publicaba cada año la correspondiente Orden Ministerial, que recogía el valor estándar de las instalaciones que entraban en explotación durante el período, así como el mecanismo que se iba a emplear para actualizarlo. Ello permitía determinar anualmente el coste fijo de generación por medio del siguiente procedimiento:

1º. Se actualizaba el valor bruto del año anterior y se calculaba la amortización estándar dividiendo el valor bruto actualizado entre el número de años que constituían la vida útil de la instalación.

2º. Se actualizaba el valor neto actualizado del año anterior y se determinaba la retribución estándar aplicándole la tasa de remuneración previamente fijada.

3º. Para obtener el valor neto actualizado de la instalación a 31 de diciembre, que se utilizaba para calcular la retribución del período siguiente, se actualizaba el valor neto del ejercicio anterior y se restaba a este resultado la amortización correspondiente al año en curso.

⁴¹ La legislación fundamental es la siguiente:

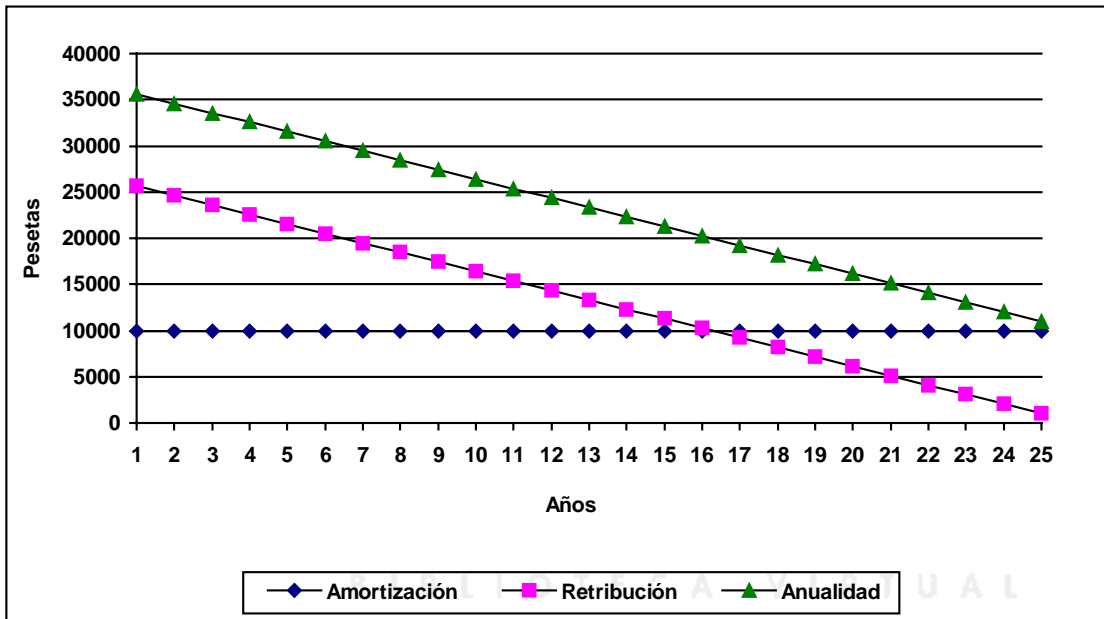
- Real Decreto 1538/87, de 11 de diciembre (BOE, 16 de diciembre de 1987).
- Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1987 (BOE, 30 de diciembre de 1987).
- Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1987 (BOE, 31 de diciembre de 1987).
- Orden Ministerial de 19 de febrero de 1988 (BOE, 26 de febrero de 1988).
- Orden Ministerial de 9 de mayo de 1988 (BOE, 16 de mayo de 1988).
- Orden Ministerial de 19 de diciembre de 1988 (BOE, 27 de diciembre de 1988).
- Orden Ministerial de 3 de diciembre de 1993 (BOE, 15 de diciembre de 1993).
- Orden Ministerial de 15 de diciembre de 1995 (BOE, 16 de diciembre de 1995).

4°. El coste fijo de generación reconocido por la tarifa en cada ejercicio se obtenía sumando la amortización y la retribución de cada instalación.

El sistema establecido por el Marco Legal Estable difería del procedimiento contable, pero determinaba una serie de flujos que era financieramente equivalente a la que se hubiese registrado si se hubieran tenido en cuenta las anualidades contables. Es decir, los dos métodos permitían amortizar totalmente las inversiones realizadas y obtener la rentabilidad señalada. De hecho, descontando el valor de los flujos financieros generados por ambos sistemas con una misma tasa monetaria se obtiene idéntico resultado. La ventaja del método empleado en el Marco Legal Estable es que permite conseguir unas anualidades estables en el tiempo, mientras que el procedimiento contable implica unos valores muy altos en los primeros períodos y muy bajos en los últimos años (véanse gráficos 3.2 y 3.3). Por tanto, con el sistema establecido en 1987 se evitaba que la entrada en explotación de una nueva instalación provocase una fuerte elevación de la tarifa durante los primeros años, ya que este método “laminaba” el incremento que se producía en los costes fijos como consecuencia de la entrada en funcionamiento de nuevos equipos de generación (Aranceta, 1989).

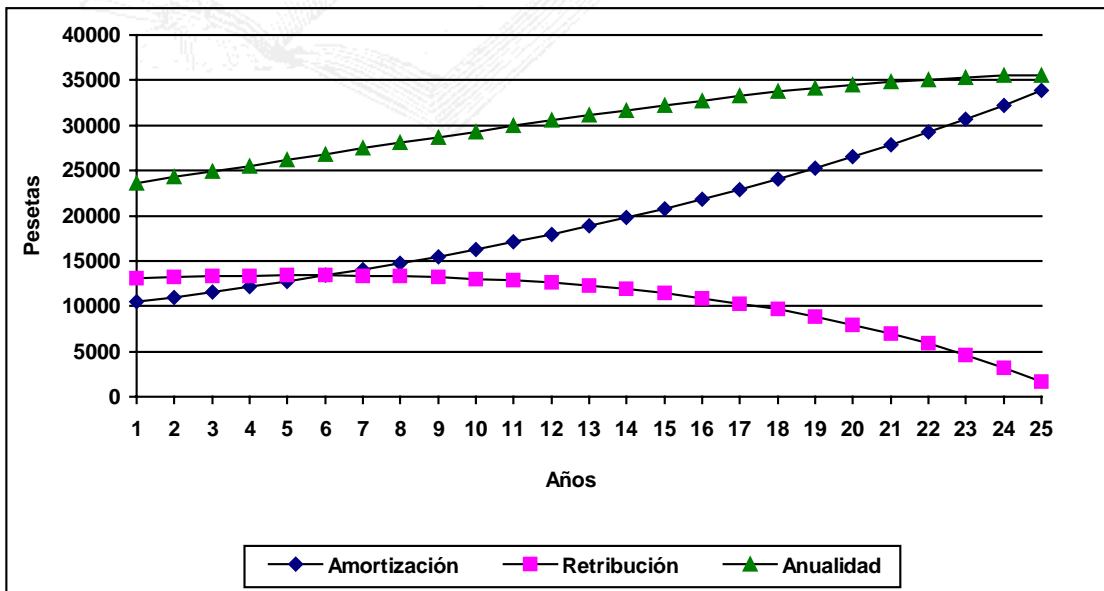
Como los costes reconocidos por la tarifa durante los primeros años eran significativamente inferiores a los reflejados por la contabilidad, las empresas tenían que posponer la recuperación de una parte de los costes contables hasta períodos posteriores, en los que la tarifa eléctrica reconocía unos valores superiores a los que aparecían en la contabilidad (véase gráfico 3.3). De este modo, se producía lo que se conoce como “diferimiento”. Teóricamente, la cantidad diferida debería ser igual a la diferencia entre la anualidad contable y la anualidad estándar, pero, en la práctica, la Administración limitaba el volumen de costes que podía ser diferido y el horizonte temporal para la recuperación de dichos aplazamientos (Maestre, 1990).

GRÁFICO 3.2. ANUALIDADES SEGÚN EL PROCEDIMIENTO CONTABLE



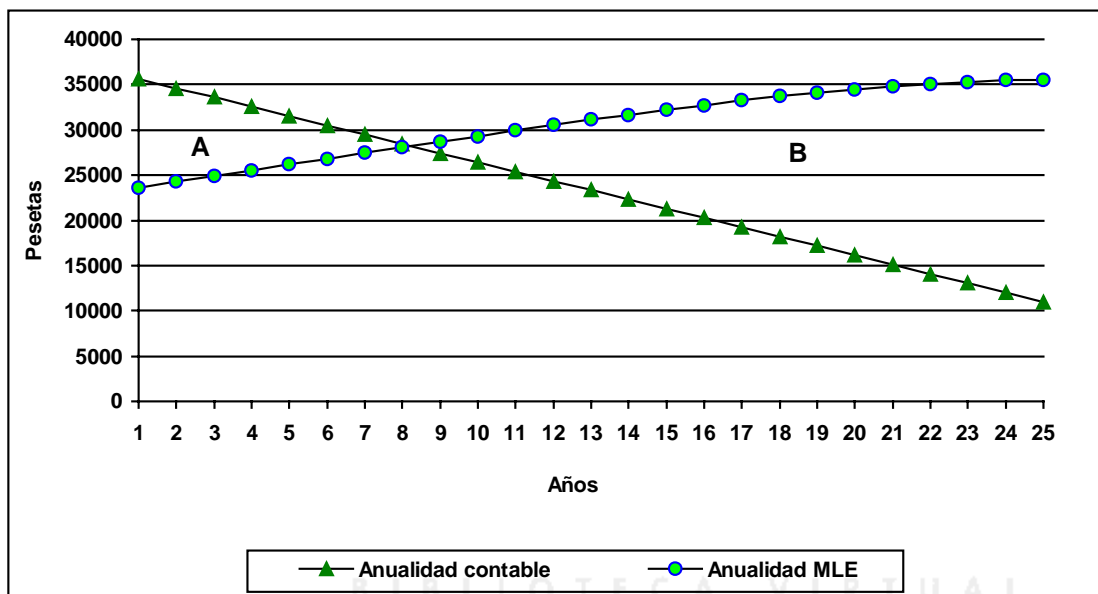
Se ha considerado una instalación con un valor contable inicial de 250.000 pesetas, que entra en funcionamiento el 31 de diciembre del año 0 y que tiene una vida útil de 25 años. La amortización es lineal y la retribución se produce por medio de una tasa monetaria constante, fijada en 10'25%, que se aplica sobre el valor neto contable de la instalación.

GRÁFICO 3.3. ANUALIDADES SEGÚN EL PROCEDIMIENTO DEL MARCO LEGAL ESTABLE



Se ha considerado una instalación con un valor estándar inicial de 250.000 pesetas, que entra en explotación el 31 de diciembre del año 0 y tiene una vida útil de 25 años. La amortización es también lineal, pero ahora no se aplica sobre el valor inicial, sino sobre el valor bruto actualizado. La tasa de actualización es del 5% y la tasa de retribución también se ha supuesto igual a 5%. (Obsérvese que la aplicación conjunta de ambas da lugar a un 10'25%, que era la tasa monetaria del ejemplo anterior).

GRÁFICO 3.4. COMPARACIÓN DE ANUALIDADES



En principio, las superficies A y B deberían coincidir. Sin embargo, en la práctica no era así, ya que, además de compensar la diferencia surgida durante los primeros siete años, se resarcían los gastos financieros que generaba el endeudamiento necesario para cubrir la brecha inicial.

Para obtener las dos partidas que constituían el coste fijo de generación, era necesario aplicar un índice de actualización y una tasa de retribución. Estos parámetros se calculaban cada año de acuerdo con unas fórmulas establecidas por la Administración. Durante la vigencia del Marco Legal Estable esas fórmulas se modificaron en varias ocasiones.

En un primer momento, el método para determinar el coeficiente de actualización dependía de la fecha de entrada en funcionamiento de las instalaciones. Así, se empleaba un procedimiento distinto en función de que esa fecha fuese anterior o posterior al 31 de diciembre de 1983. En 1993 se eliminó esta diferenciación y se estableció un mismo índice de actualización para todos los activos fijos de generación⁴². Dos años después, se volvió a modificar el procedimiento de cálculo⁴³. Desde 1995, el

⁴² Orden Ministerial de 3 de diciembre de 1993 (BOE, 15 de diciembre de 1993).

⁴³ Orden Ministerial de 15 de diciembre de 1995 (BOE, 16 de diciembre). En esta Orden el gobierno recogió las propuestas de la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional, que se había creado poco antes.

coeficiente de actualización que transformaba el valor estándar de las diferentes instalaciones de generación se determinaba a través de la siguiente fórmula:

$$IA = [(1 + tm_n) / (1 + tr_n)] - 1$$

donde: tm_n = Tasa monetaria del año actual
 tr_n = Tasa de retribución del año actual

Por tanto, para calcular el coeficiente de actualización era necesario hallar previamente la tasa de retribución. El procedimiento utilizado para calcularla experimentó también diversas modificaciones, aunque siempre se estableció de forma que la tasa de retribución determinase una remuneración real⁴⁴. A partir de 1995, esta tasa se calculó por medio de la siguiente fórmula⁴⁵:

$$tr_n = (t_{n-3} + t_{n-2} + t_{n-1} + t_n) / 4,$$

$$\text{donde: } t_{n-i} = [(1 + tm_{n-i}) / (1 + \frac{1}{2} (IPC_{n-i} + IPRI_{n-i}))] - 1 \quad (\text{véase nota al pie n}^\circ \text{ }^{46})$$

siendo: tm_{n-i} = Tasa monetaria del período n-i
 IPC_{n-i} = Incremento del Índice de Precios al Consumo en el año n-i
 $IPRI_{n-i}$ = Incremento del Índice de Precios Industriales en el año n-i

Para determinar el índice de actualización y la tasa de retribución era necesario fijar con anterioridad el valor de la tasa monetaria. Su nivel se determinaba a partir de un conjunto de referencias que se modificó en 1993 para hacerlas más precisas. Sin

⁴⁴ Esta tasa no debía tener en cuenta la inflación porque se aplicaba sobre valores que habían sido actualizados previamente.

⁴⁵ Orden Ministerial de 15 de diciembre de 1995 (BOE, 16 de diciembre).

⁴⁶ Conviene señalar que t_{n-i} no es otra cosa que la tasa de retribución existente antes de la modificación realizada por la Orden Ministerial de 15 de diciembre de 1995. Por tanto, el procedimiento de cálculo establecido por esta Orden implicaba la utilización de medias móviles elaboradas a partir de los valores que habría tenido la tasa de retribución si se hubiese calculado mediante el método vigente hasta ese momento. Esta modificación se traducía en una “suavización” del efecto que tenía la evolución de los índices de precios sobre la tasa de remuneración.

embargo, esta modificación no implicó cambios sustanciales en los valores especificados por la Administración que, en términos generales, establecía el incremento de la tarifa eléctrica utilizando una tasa monetaria calculada a partir de un “tipo de interés monetario de referencia”. Según la Orden Ministerial de 3 de diciembre de 1993, este tipo de interés debía corresponderse con “la mejor previsión del precio del dinero en los diferentes mercados en los que se desenvuelve el sector, bajo condiciones de una estructura financiera adecuada a la naturaleza de la actividad del sector eléctrico”.

Respecto a la especificación del coste fijo de generación reconocido por la tarifa, conviene señalar dos cuestiones adicionales:

- a. La normativa que regulaba la retribución de las compañías eléctricas establecía un mecanismo para incorporar al valor estándar de las instalaciones el importe de las inversiones adicionales. Por consiguiente, al calcular la amortización y la retribución también se estaba teniendo en cuenta el incremento de valor generado por esas inversiones.
- b. La Orden Ministerial de 3 de diciembre de 1993 introducía un complemento retributivo para las empresas propietarias de las instalaciones que fueron transferidas como consecuencia del intercambio de activos acordado en 1985.

3.3.2. Coste de operación y mantenimiento de las instalaciones de generación

Bajo esta rúbrica se recogían los costes generados por la necesidad de mantener en explotación las instalaciones que habían entrado en funcionamiento. Para determinarlos se distinguía entre costes fijos y variables. Los primeros se calculaban en función de la potencia y los segundos dependían del nivel de producción.

- a. Coste fijo de operación y mantenimiento. Este coste se determinaba anualmente para cada instalación. El cálculo se realizaba a partir del coste unitario del año anterior,

actualizado por medio de la tasa de crecimiento del IPC, y del valor estándar asignado tanto a la potencia instalada como a la potencia disponible.

En cuanto a la actualización por medio del IPC, conviene señalar que la Orden Ministerial de 15 de diciembre de 1995 modificó este procedimiento e introdujo un índice de actualización del tipo IPC-2⁴⁷. Esta modificación se realizó a instancia de la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional, que basaba su propuesta en la necesidad de estimular la reducción de costes y en la exigencia de trasladar a los consumidores esta mejora en la eficiencia productiva⁴⁸.

Los valores estándares de la potencia instalada y la disponible se calculaban para cada equipo en función del combustible empleado en la generación y de unos coeficientes fijados cada año por la Dirección General de Energía. La finalidad de estos coeficientes era determinar la capacidad de producción y la disponibilidad por medio de un criterio homogéneo.

b. Coste variable de operación y mantenimiento. También se determinaba anualmente para cada instalación. En este caso, el cálculo se hacía en función del coste unitario del año anterior, actualizado mediante el incremento del IPC, y de la aportación del equipo al sistema eléctrico nacional. Esta aportación se calculaba a partir de unos valores de referencia para la producción, las horas de acoplamiento (incluidas las de arranque) y la potencia acoplada, que se ponderaban a través de unos coeficientes establecidos por la Dirección General de Energía.

⁴⁷ La utilización de índices del tipo IPC-X implica que los costes reconocidos crecen un X% menos que el IPC (por tanto, se reducen un X% en términos reales).

⁴⁸ Véase Comisión del Sistema Eléctrico Nacional (1995).

La Orden Ministerial de 15 de diciembre de 1995 modificó también el procedimiento para actualizar estos costes variables, sustituyendo la tasa de crecimiento del IPC por una fórmula del tipo IPC-X, en la que X era igual 3.

3.3.3. Coste del combustible

En esta partida se recogían los siguientes costes:

a. Coste neto del combustible utilizado por las instalaciones de generación. Para calcularlo era necesario utilizar una previsión sobre la evolución de la demanda y establecer su cobertura⁴⁹. A partir de los resultados obtenidos, se asignaba un coste para cada instalación:

- Para las instalaciones nucleares, el valor asignado dependía solamente de una previsión sobre la evolución del precio del combustible utilizado.

- Si se trataba de instalaciones que usaban combustibles fósiles, su coste neto se obtenía a partir de una previsión sobre el precio medio de la termia⁵⁰ del combustible utilizado, y de unos valores estándares que representaban el consumo de combustible de cada instalación durante las horas de arranque y funcionamiento previstas en el plan de cobertura de la demanda.

b. Coste del stock de combustible. Aquí se recogía el coste financiero asociado al mantenimiento de unas reservas de combustible que tenían la finalidad de asegurar el funcionamiento de las instalaciones durante un número mínimo de horas.

⁴⁹ Para determinar la cobertura de la demanda se consideraba que la capacidad de producción de energía hidroeléctrica era la correspondiente a un año medio.

⁵⁰ La termia es una unidad utilizada para medir el calor.

Cada año, la Administración establecía el stock que debían mantener las centrales según el tipo de combustible utilizado y fijaba su coste en función de los gastos financieros asociados a su mantenimiento.

Hasta 1996, se incluía aquí el coste que debían soportar las empresas eléctricas por almacenar una cantidad de carbón nacional superior a la que necesitaban para mantener el stock básico. De esta forma, ese coste quedaba reconocido por la tarifa y, posteriormente, OFICO se encargaba de distribuir entre las compañías afectadas un porcentaje del total de la recaudación. Este mismo organismo repartía también una compensación por el sobreprecio que implicaba la utilización de carbón nacional.

En 1996, los costes derivados del mantenimiento de unas reservas excesivas de carbón nacional se excluyeron de esta partida, pues pasaron a tener la consideración de “costes específicos”. Ello implicaba que, a partir de ese momento, pasaban a compensarse directamente por medio de un porcentaje aplicado en la factura de los abonados.

c. Intercambios externos y otros costes. Esta partida incluía el coste correspondiente a la energía adquirida por los subsistemas a pequeñas empresas productoras no distribuidoras y a los autoprodutores. Por tanto, no recogía el coste de la energía adquirida a ENDESA, que se incluía en otra partida. Sin embargo, sí se añadía un término “C”, que consideraba como un menor coste la energía producida por ENDESA y no entregada a los subsistemas. Este término “C” se incorporaba porque, como veremos posteriormente, en la partida que recogía el coste de la electricidad generada por ENDESA se computaba el valor de toda la energía producida por esta compañía.

También se tenían en cuenta los resultados derivados de las importaciones y exportaciones de electricidad, así como otros costes variables poco importantes

(cánones pagados por las empresas al Ministerio de Obras Públicas y ciertos costes reconocidos a algunas centrales).

El valor de los diferentes componentes de esta partida se estimaba a partir de un plan de cobertura de la demanda de electricidad prevista, que permitía establecer el volumen de los intercambios de energía. El precio de la electricidad generada por las empresas productoras no incluidas en los subsistemas era determinado por la Administración, a través de un procedimiento que tenía en cuenta los costes. El importe de los intercambios internacionales se establecía a partir de los contratos existentes.

d. Corrección por hidraulicidad. A la hora de establecer la tarifa no se consideraba ningún coste por este concepto. La corrección por hidraulicidad se incluía a posteriori, cuando se comparaban los costes reconocidos por la tarifa con su evolución real⁵¹. La introducción de esta partida se justificaba por el procedimiento utilizado para elaborar el plan de cobertura de la demanda prevista que, como hemos visto, se utilizaba para estimar el coste neto del combustible y el importe de los intercambios externos. Este plan se confeccionaba suponiendo una producción hidroeléctrica media, así que los costes de combustible efectivamente soportados por las empresas rara vez coincidirían con los reconocidos por la tarifa. Sin embargo, esta diferencia de costes no se consideraba a la hora de calcular la desviación existente entre ambos. Para ello, era necesario restar o sumar al verdadero coste del combustible una cantidad que lo igualase al nivel que se habría registrado si la previsión sobre producción hidroeléctrica se hubiese cumplido.

La corrección por hidraulicidad se calculaba por medio de la siguiente expresión:

⁵¹ Como veremos más adelante, la finalidad de esta comparación (que se realizaba al finalizar el ejercicio) era determinar si las previsiones incluidas en el proceso de determinación de la tarifa habían sido acertadas. Cuando los costes reconocidos por la tarifa no coincidían con su valor real como

$$CH = (PHM - PHR) \cdot PMC$$

siendo: PHM = Producción hidroeléctrica media

PHR = Producción hidroeléctrica real

PMC = Precio medio del combustible consumido por las centrales de carbón

A la hora de calcular las desviaciones entre los costes reconocidos por la tarifa y los costes efectivamente soportados, la corrección por hidraulicidad incrementaba el coste real del combustible si la producción hidroeléctrica real superaba a la previsión y lo reducía en caso contrario. Por consiguiente, en un año muy lluvioso, la reducción de costes provocada por una mayor utilización de las centrales hidráulicas no se traducían en una disminución de los costes remunerados por la tarifa, así que las empresas conseguían unos beneficios superiores a los previstos inicialmente. Sin embargo, en un año seco, el incremento de costes generado por una menor utilización de las centrales hidráulicas tampoco se tenía en cuenta a la hora de considerar futuras revisiones de la tarifa, así que se traducían en unos menores beneficios.

En definitiva, el objetivo de esta corrección era impedir que los errores de previsión que se producían al considerar una producción hidroeléctrica media, se tradujesen en diferencias entre el coste de combustible reconocido por la tarifa y el considerado a la hora de calcular el efectivamente soportado por las empresas.

3.3.4. Coste de distribución

Dentro del coste de distribución se incluían las siguientes partidas:

a. Costes fijos de las instalaciones de distribución con tensión de funcionamiento igual o superior a 36 KV y de los despachos de maniobra y control. Estos costes se obtenían

consecuencia de un fallo en esas previsiones, se ponía en marcha un mecanismo que permitía añadir el importe de estas desviaciones al coste total que la tarifa reconocía para el año siguiente.

calculando una anualidad que estaba formada por dos componentes: amortización y retribución. Para hallarlas se seguía un procedimiento análogo al que se utilizaba para determinar los costes fijos de las instalaciones de generación.

Para los activos que habían entrado en servicio antes del 1 de enero de 1988 se fijaron valores estándares brutos y netos a 31 de diciembre de 1987. Con posterioridad a esta fecha, la Administración determinaba los valores de referencia de las instalaciones que iban entrando en funcionamiento mediante la correspondiente Orden Ministerial.

Estos valores se actualizaban anualmente por medio de un índice que coincidía con el que se utilizaba para determinar los costes fijos de generación. La retribución se calculaba también mediante la misma tasa que se usaba para establecer la anualidad de las instalaciones de producción. Por tanto, volvían a surgir discrepancias entre el procedimiento contable y el que instituyó el Marco Legal Estable. Estas disparidades se compensaban por medio de los correspondientes diferimientos.

El coste de distribución del sistema se determinaba agregando la amortización y la retribución que se asignaban a cada una de las instalaciones.

b. Costes fijos de las instalaciones con tensión inferior a 36 KV. Se calculaban a partir de unos costes estándares unitarios que la Administración fijó para el año 1988. En los siguientes períodos, estos costes de referencia se fueron actualizando mediante un índice que se calculaba multiplicando por 0'75 la semisuma del Índice de Precios Industriales y el Índice de Precios al Consumo.

El coste fijo asignado a cada instalación con tensión inferior a 36 KV se obtenía multiplicando los costes unitarios por la cantidad de energía que debería circular por sus líneas de acuerdo con el plan de cobertura de la demanda prevista.

No obstante, la cuantía reconocida por la tarifa se incrementaba con respecto a la que se hallaba a través del procedimiento descrito en el párrafo anterior. Para ello, se

empleaban unos coeficientes que corregían al alza los costes fijos que se atribuían a varios subsistemas. En un primer momento, la aplicación de estos coeficientes no podía elevar en más de un 10% la cuantía determinada por medio del sistema que se expuso anteriormente. Posteriormente, la Orden Ministerial de 3 de diciembre de 1993 incrementó ese límite hasta el 14%⁵². Los coeficientes tenían dos objetivos: fomentar las inversiones destinadas a mejorar la calidad del servicio y recoger el efecto de las características de los mercados sobre los costes de distribución.

c. Costes de explotación. Aquí se recogían los costes derivados de la utilización y el mantenimiento de las instalaciones de distribución.

- En las que funcionaban con una tensión mayor o igual a 36 KV, el coste estándar se determinaba a partir del número de posiciones y la longitud de las líneas. Para ello, estos valores se multiplicaban por un coste unitario que la Administración fijó por primera vez en 1988. Hasta 1995, este coste unitario se actualizaba anualmente por medio del IPC. A partir de ese año, se introdujo un coeficiente del tipo IPC-2.

- En las instalaciones con una tensión de funcionamiento inferior a 36 KV, el coste estándar se establecía a partir de una estimación de los KWh que iban a circular en cada nivel de tensión. Estos volúmenes de energía se multiplicaban por el correspondiente coste unitario para hallar el importe total. Al igual que en el caso anterior, conviene señalar que la Orden Ministerial de 15 de diciembre de 1995⁵³ modificó el procedimiento de actualización de los valores estándares, introduciendo un método basado en IPC-3.

d. Costes de gestión comercial. En este apartado se reconocían los costes ocasionados por el suministro de electricidad a los consumidores. Para determinar estos costes se

⁵² BOE, 15 de diciembre de 1993.

empleaban valores de referencia para el número de abonados y la potencia facturada. Al multiplicar estos valores por un coste unitario estándar, que era revisado periódicamente según la evolución del IPC, se obtenía la cuantía reconocida en la fijación de la tarifa. La Orden de 15 de diciembre de 1995 incorporó una cantidad adicional para compensar los gastos originados por la implantación y emisión de los nuevos recibos de facturación. Este importe se calculaba multiplicando por 150 el número de abonados estándar.

e. Costes de gestión de la demanda. Esta partida se incorporó en 1995, como consecuencia de la entrada en vigor de la Ley 40/1994, de 30 de diciembre de 1994⁵⁴. Incluía los costes derivados de la aplicación de programas encaminados a mejorar el servicio prestado a los usuarios, incrementar la eficiencia energética y fomentar el ahorro de electricidad. Se introducían mediante una cantidad fija (5.000 millones de pesetas) que se sumaba a los demás costes de distribución reconocidos.

3.3.5. Coste de estructura y capital circulante

El coste de estructura intentaba recoger aquellos gastos que, siendo necesarios para el negocio eléctrico, no están vinculados directamente con una actividad concreta. Sin embargo, desde 1993 se reconocieron costes de estructura diferenciados para la generación y la distribución:

- Los costes de estructura para la actividad de generación se establecían en función de la potencia instalada y de la producción prevista. Para calcularlos se empleaban unos costes unitarios estándares, que se actualizaban cada año mediante el IPC.

⁵³ BOE, 16 de diciembre de 1995.

⁵⁴ BOE, 31 de diciembre de 1994.

- Los costes de estructura atribuidos a la distribución se determinaban a partir de una estimación de la demanda final de electricidad, valorada por medio de un coste unitario estándar que también se actualizaba con el IPC.

El coste del capital circulante recogía los costes financieros ocasionados por el retraso en el cobro de energía ya suministrada. Para estandarizarlos se consideraban dos variables: el nivel que habían alcanzado el año anterior, actualizado mediante el incremento de la tasa monetaria, y el crecimiento de los ingresos, estimado a partir de las previsiones sobre la evolución de la demanda.

3.3.6. Coste de la energía generada por ENDESA

El Marco Legal Estable otorgaba a ENDESA⁵⁵ un status especial dentro del Sistema Eléctrico Español: “Empresa productora no incluida en algún subsistema”. Esta denominación obedecía al hecho de que ENDESA se dedicaba únicamente a la generación y no vendía su electricidad a los usuarios, sino a las compañías integradas en los subsistemas. Por tanto, los ingresos de ENDESA provenían de éstas empresas, que compraban su producción y la incorporaban al conjunto de energía introducida en el sistema para satisfacer la demanda.

Así pues, la electricidad generada por ENDESA implicaba un coste para los subsistemas. Como en los casos anteriores, el Marco Legal Estable determinó un procedimiento para valorarlo e incorporarlo al coste total del servicio. De este modo, las cantidades abonadas a ENDESA se recuperaban a través de los ingresos proporcionados por la tarifa.

⁵⁵ Empresa Nacional de Electricidad, Sociedad Anónima.

El importe reconocido se calculaba mediante un sistema similar al que se utilizaba para computar los costes de los subsistemas. Fundamentalmente, consistía en la determinación de un precio medio estándar que se multiplicaba por la producción prevista para obtener el coste de la energía generada por ENDESA. Dicho precio medio estaba formado por dos componentes⁵⁶:

a. El primero intentaba recoger el coste de los activos fijos. Se estableció para 1987 dividiendo la anualidad calculada a partir de los valores estándares de sus instalaciones entre la producción prevista. Después de 1987, este componente se determinó actualizando el valor inicial mediante la siguiente fórmula:

$$CAF_t = CAF_{t-1} \cdot (CF_t/CF_{t-1}) \cdot (E_{t-1}/E_t)$$

donde: CAF_t = Componente por coste de los activos fijos para el año t

CF_t = Costes estándares fijos por amortización y retribución de las instalaciones en el año t

E_t = Producción asignada a ENDESA en la previsión sobre la cobertura de la demanda estimada para el año t

Para obtener la amortización y la retribución se empleaba el mismo método que se aplicaba a los valores de las instalaciones de generación de los subsistemas.

El gobierno modificó este procedimiento en 1993, pues, desde distintos ámbitos, se venía argumentando que introducía en el sistema un privilegio injustificado a favor de ENDESA. Según los datos aportados por Martínez (1991), el valor inicial del componente por coste de los activos fijos (5'19 pesetas/KWh) incluía una prima (1'46 pesetas/KWh) que implicaba una considerable sobrevaloración del precio de la energía

⁵⁶ Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1987 (BOE, 31 de diciembre de 1987)

producida por la compañía⁵⁷. Como el importe computado en los siguientes ejercicios se determinaba actualizando ese valor inicial, el exceso considerado se mantenía y ampliaba. Además, el mecanismo empleado para la revisión introducía “incentivos perversos”, ya que fomentaba el crecimiento de los activos fijos sin estimular un incremento proporcional de la producción (en realidad, favorecía su reducción).

Desde 1993, el método de cálculo se equiparó plenamente al utilizado en la determinación de los costes fijos de los subsistemas⁵⁸. Por consiguiente, desde ese año, el importe reconocido por la tarifa se obtenía sumando las cantidades computadas en concepto de amortización y remuneración de las instalaciones. Estas cantidades se calculaban a partir de los correspondientes valores de referencia, actualizados y retribuidos a través de los mismos índices y tasas que se usaban para los subsistemas. El valor estándar de los activos que ENDESA había adquirido como consecuencia del intercambio realizado a mediados de los ochenta también se incrementaba por medio del correspondiente complemento retributivo.

b. El segundo reflejaba los demás costes de ENDESA. A su vez, estaba formado por dos partes:

b.1. La primera incluía aquellos costes variables que no dependían del nivel de producción. Tenían esta consideración los siguientes:

- Coste fijo de operación y mantenimiento de las instalaciones de generación.
- Costes de explotación.
- Costes de gestión comercial.
- Costes del capital circulante independientes de la producción.

⁵⁷ Esta prima tenía su origen en la sobrevaloración de los activos fijos de ENDESA. En Martínez (1991) se ofrece información adicional al respecto.

⁵⁸ Orden Ministerial de 3 de diciembre de 1993 (BOE, 15 de diciembre de 1993).

b.2. La segunda englobaba los costes variables que dependían del nivel de producción. Dentro de ella figuraban las siguientes partidas:

- Costes del combustible.
- Coste variable de operación y mantenimiento de las instalaciones de generación.
- Costes de estructura por la actividad de generación.
- Costes del capital circulante dependientes de la producción.

En general, el valor estándar de los costes incluidos en este segundo componente se determinaba a través de un procedimiento similar al que se empleaba para calcular las cantidades reconocidas a los subsistemas. No obstante, conviene señalar que había algunas pequeñas diferencias:

- Para obtener el valor estándar de los costes de gestión comercial se consideraba que el número de abonados era cero y que la potencia facturada era igual a la instalada. La Orden Ministerial de 3 de diciembre de 1993 dispuso que, a partir de ese año, sólo se reconociesen costes de gestión comercial a los subsistemas.
- El coste del capital circulante se obtenía multiplicando los demás costes variables por 0'1263 (período medio de cobro) y una tasa de retribución específica.

El coste reconocido por la tarifa se hallaba sumando los importes obtenidos en los distintos apartados. Por consiguiente, la recaudación de los subsistemas incluía también la participación de esta empresa en los ingresos tarifarios. ENDESA recibía esa cantidad a través de unos pagos periódicos realizados por los subsistemas. Estos pagos se establecían mediante el siguiente procedimiento:

- I. Antes del día 10 de cada mes, la compañía presentaba un informe con la retribución provisional correspondiente a su aportación de potencia y energía durante el mes anterior.

- II. Antes del día 15, la Dirección General de Energía determinaba la cantidad imputada a cada subsistema a cambio de la potencia y energía aportada por ENDESA durante el período transcurrido entre el 1 de enero y el último día del mes anterior⁵⁹.
- III. Cada subsistema pagaba la cantidad correspondiente a la diferencia entre el importe calculado ese mes y el determinado el mes anterior.

3.3.7. Otros costes

Además de los costes anteriores, la prestación del servicio implicaba otros de menor cuantía que también debían ser considerados para que la tarifa retribuyese adecuadamente el coste total del sistema. Con este fin, se incorporaban las siguientes partidas:

a. Coste de Red Eléctrica de España, S.A. Se obtenía aplicando un porcentaje a la recaudación por venta de energía. El nivel de este coeficiente era determinado cada año por la Administración. En el período comprendido entre 1988 y 1997 se situó en torno al 2'25%.

En la Ley 40/1994, de 30 de diciembre de 1994⁶⁰, el gobierno manifestó su intención de introducir un procedimiento que calculase el coste ocasionado por las actividades de transporte y gestión unificada de la explotación mediante los correspondientes valores estándares. Sin embargo, el desarrollo reglamentario de este aspecto de la ley nunca llegó a producirse.

⁵⁹ Para calcular la retribución percibida por ENDESA cada mes, el coste de los activos fijos se repartía en proporción al período de tiempo transcurrido entre el 1 de enero y el último día del mes anterior. Los demás costes se incorporaban de acuerdo con el importe real acumulado hasta el final del mes previo. Si no se disponía de alguno de estos valores, la Dirección General de Energía establecía una cantidad provisional, que era la parte proporcional de la cuantía incluida en el coste reconocido por la tarifa.

⁶⁰ BOE, 31 de diciembre de 1994.

b. Compensación por extrapeninsularidad e interrumpibilidad. Esta partida recogía el importe de la transferencia neta que OFICO realizaba a las empresas extrapeninsulares para compensarlas por sus mayores costes de generación, transporte y distribución.

Además, incluía las cantidades entregadas por OFICO a las empresas no integradas en el Sistema Eléctrico Nacional. La finalidad de estas transferencias era compensar los descuentos por interrumpibilidad que aplicaban a sus clientes.

Hasta 1995, ambas compensaciones se realizaban a partir de la “cuota propia de OFICO”, que se constituía mediante aportaciones obligatorias de los subsistemas. En 1996, la extrapeninsularidad y los descuentos por interrumpibilidad pasaron a tener la consideración de “coste específico”.

c. Otros ingresos. La finalidad del procedimiento instituido por el Marco Legal Estable era determinar una tarifa eléctrica que igualase los ingresos de las empresas a los costes reconocidos por el modelo. Sin embargo, las actividades que ocasionaban estos costes les permitían obtener ingresos distintos a los proporcionados por la tarifa (alquiler de contadores, verificaciones, enganches,...). Así pues, para mantener la igualdad era necesario que los costes se calculasen de modo que no incluyeran la parte que daba lugar a esta recaudación adicional. Para ello, se introducía un “coste negativo” que se calculaba estimando el valor de estos ingresos.

La Orden Ministerial de 15 de diciembre de 1995 estableció que los ingresos derivados del suministro a empleados debían incluirse aquí. Esta disposición se justificaba por la existencia de una tarifa especial, mucho más barata, para los trabajadores de las compañías eléctricas⁶¹.

⁶¹ Al mismo tiempo, el gobierno aceptó una propuesta de la Comisión del Sector Eléctrico Nacional en la que se recomendaba un incremento paulatino de esta tarifa especial (véase Comisión del Sector Eléctrico Nacional (1995)).

d. Costes reconocidos a la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional (CSEN) y a la Oficina de Compensaciones de la Energía Eléctrica (OFICO). La CSEN se creó al amparo de la Ley 40/1994, de 30 de diciembre de 1994. Actuaba como órgano consultivo de la Administración y ejercía las funciones relacionadas con la regulación y la supervisión del sector. Posteriormente, asumió también las funciones de OFICO.

Los costes de ambos organismos se financiaban mediante un pequeño porcentaje de la recaudación aportada por la tarifa eléctrica. Este porcentaje se incluía al calcular el coste total del sistema.

e. Costes específicos. Recibían esta denominación los que se financiaban a través de unos porcentajes que se aplicaban sobre el importe facturado a los usuarios. Por consiguiente, las empresas eléctricas estaban obligadas a destinar esa parte de la recaudación a la finalidad establecida en cada caso.

Se consideraban costes específicos los siguientes:

- i. Los gastos en programas de investigación y desarrollo.
- ii. La cantidad entregada a la Empresa Nacional de Uranio, S.A. para la financiación y reducción del stock básico de uranio.
- iii. El pago realizado a la Empresa Nacional de Residuos Radioactivos, S.A. para cubrir los costes de la segunda fase del ciclo del combustible nuclear (almacenamiento de residuos).
- iv. Las compensaciones que debían recibir las empresas propietarias de centrales afectadas por la moratoria nuclear. La Ley 40/1994, de 30 de diciembre de 1994, dispuso la paralización definitiva de las construcciones y reconoció el derecho de sus propietarios a seguir percibiendo determinadas cantidades.

v. Las ayudas al carbón. Se incorporaron como coste específico en 1996. Antes de ese año, los sobrecostes ocasionados por la utilización de carbón nacional estaban incluidos en el “coste del combustible”.

vi. Las compensaciones por extrapeninsularidad e interrumpibilidad. También se introdujeron aquí en 1996. Anteriormente, figuraban aparte dentro de “otros costes”, y se financiaban mediante una parte de la recaudación que se entregaba a OFICO para que la repartiera.

3.3.8. Corrección de desviaciones

Según hemos visto hasta ahora, la Administración calculaba el coste total del servicio mediante un procedimiento en el que se empleaban previsiones sobre la evolución del sistema y se asignaban valores de referencia a los distintos costes. Por tanto, los costes efectivamente soportados por las empresas no solían coincidir con los reconocidos por la Administración en el proceso de determinación de la tarifa. Conviene subrayar que la diferencia entre ambos podía deberse a dos motivos:

a. El establecimiento de unos valores de referencia que no reflejaban los costes reales. Esta discrepancia no se corregía posteriormente, pues el objetivo de la estandarización de costes era incentivar comportamientos eficientes en las empresas del sector. Para ello, los valores de referencia debían fijarse de forma que expresasen unos costes mínimos, accesibles para las compañías que alcanzasen un nivel adecuado de eficiencia productiva. Así pues, las que no lo lograsen tendrían que afrontar unos costes más altos que los establecidos por el modelo, mientras que las más eficientes podrían operar incluso con unos costes inferiores a éstos. Por consiguiente, las discrepancias provocadas por la mayor o menor eficiencia de las empresas formaban parte de la lógica del Marco Legal Estable y no debían ser corregidas.

b. La diferencia entre las previsiones consideradas y los valores reales de los parámetros estimados. Para cuantificar los costes del sistema eléctrico era necesario tener en cuenta la evolución de ciertas variables que, en el momento de establecer la tarifa, sólo podían incorporarse en el modelo mediante la correspondiente previsión. Con posterioridad, cualquier discrepancia entre los valores reales y los estimados daba lugar a diferencias no deseadas entre los costes reconocidos y los efectivamente soportados por las empresas. Estas diferencias se corregían según el procedimiento regulado por la Orden Ministerial de 19 de diciembre de 1988⁶². En ella se recogía un conjunto de parámetros que se denominaban “no estandarizados”, pues se introducían en los cálculos mediante estimaciones y se revisaban después para corregir las “desviaciones” de costes provocadas por las discrepancias entre los valores previstos y los reales. Estos parámetros eran los siguientes:

1. El Índice de Precios al Consumo.
2. El Índice de Precios Industriales.
3. La tasa de retribución.
4. La fecha de puesta en explotación comercial de las nuevas instalaciones.
5. La fecha de puesta en servicio de las inversiones adicionales o extraordinarias.
6. La fecha de baja de las instalaciones.
7. El precio medio de la termia de los combustibles utilizados en cada unidad generadora.
8. El precio medio del combustible nuclear utilizado en cada unidad generadora.
9. La cobertura de la demanda.
10. Las reservas de combustible establecidas durante el ejercicio.

⁶² BOE, 27 de diciembre de 1988.

11. La demanda de los abonados finales y el precio medio de los KWh suministrados a estos.

En principio, las desviaciones de un ejercicio se corregían incrementando el coste total reconocido en el período siguiente⁶³. Si en el momento de modificar la tarifa no se conocían los valores finales de todos los parámetros estimados, se consideraba la desviación observada hasta entonces. Posteriormente, cuando se tenía información sobre los valores definitivos, se realizaba una nueva corrección si la desviación adicional detectada suponía al menos el 0'5% del ingreso revisado.

Conviene recordar aquí que, al comparar los costes reales con los reconocidos inicialmente, se modificaba el valor de los primeros para evitar que apareciesen desviaciones como consecuencia de diferencias entre la producción hidroeléctrica real y la prevista. Por tanto, las discrepancias provocadas por esta estimación no se tenían en cuenta a la hora de corregir las desviaciones.

3.3.9. El sistema de compensaciones

Según lo visto hasta ahora, la retribución de las compañías eléctricas se producía a través del siguiente proceso:

- i. La Administración determinaba el coste estándar del sistema (CST) agregando los costes estándares reconocidos a las diferentes empresas (C_i):

$$\text{Por consiguiente: } \text{CST} = \sum_i C_i$$

- ii. El incremento medio de la tarifa se establecía de forma que los ingresos totales (IT) se igualasen al coste estándar del sistema (CST).

⁶³ No obstante, la Orden citada anteriormente establecía que si la diferencia superaba en más de un 5% el ingreso total previsto, su corrección debía realizarse durante varios años. También se mencionaba la posibilidad de considerar la introducción de estas correcciones durante el mismo ejercicio.

Por tanto: $CST = IT$

La estructura de la tarifa se determinaba a partir de ese incremento medio. Si se cumplían todas las previsiones sobre la evolución de la demanda, esta estructura tarifaria permitía a cada empresa obtener una parte I_i de los ingresos totales reconocidos (IT).

Así pues: $IT = \sum_i I_i$

No obstante, debemos tener en cuenta que este procedimiento no implicaba que:

$$I_i = C_i \quad \forall i$$

iii. A lo largo del ejercicio, y en función de las directrices recibidas de la compañía gestora de la explotación unificada, cada empresa realizaba las actividades necesarias para satisfacer la demanda de sus abonados. Ello las obligaba a incurrir en unos costes (CR_i) y les permitía obtener unos ingresos (IR_i). Generalmente, estos importes no coincidían con los considerados inicialmente (C_i , I_i). Por consiguiente, tampoco se igualaban los verdaderos valores de los ingresos y costes totales (IRT y CRT).

Así pues: $IRT = \sum_i IR_i$ y $CRT = \sum_i CR_i$

En general: $IRT \neq CRT$

Esta desigualdad surgía como resultado de los siguientes factores:

a. Los costes reales totales (CRT) eran distintos del coste estándar total (CST), como consecuencia de errores en las previsiones incorporadas al modelo y de que las empresas alcanzaban un nivel de eficiencia productiva distinto al que se consideraba para establecer los costes estándares.

b. Los ingresos reales totales (IRT) diferían del ingreso total reconocido (IT). Esta diferencia respondía únicamente a la utilización de estimaciones incorrectas.

iv. Para subsanar las desviaciones provocadas por discrepancias entre los parámetros estimados y sus valores reales se aplicaba una corrección. La finalidad de esta corrección era determinar un complemento retributivo que compensase la diferencia entre el coste total estándar reconocido inicialmente (CST) y el calculado a posteriori según los valores reales de los parámetros no estandarizados (CSTC). El montante total de la cantidad reconocida por desviaciones en costes (DTC) era el siguiente:

$$DTC = CSTC - CST$$

De este importe se restaba la diferencia entre el ingreso total reconocido inicialmente (IT) y el efectivamente conseguido (IRT). Por tanto, los ingresos finales de las empresas del sistema (IF) eran:

$$IF = IRT + DTC - (IRT - IT) = DTC + IT = CSTC - CST + IT = CSTC$$

De este modo, el Marco Legal Estable garantizaba que, en conjunto, los ingresos recaudados por los subsistemas (IF) se igualaban al coste total estándar finalmente reconocido (CSTC). Por tanto, cualquier discrepancia entre el ingreso definitivo (IF) y el auténtico coste total (CTR) quedaba explicada por la diferencia entre el nivel de eficiencia productiva implícito en la determinación de los valores estándares y el efectivamente conseguido por los subsistemas:

$$IF - CRT = CSTC - CRT$$

v. Sin embargo, el equilibrio global no implicaba equilibrio a nivel de empresa. La cantidad final percibida por cada una de ellas (IF_i) podía no coincidir con el coste estándar que les era reconocido (CSTC_i):

$$IF_i = IR_i + \alpha_i (DTC - (IRT - IT)) = IR_i + \alpha_i DTC - \alpha_i (IRT - IT)$$

$$\text{donde: } IF = \underset{i}{IF_i}, \quad IRT = \underset{i}{IRT}, \quad \alpha_i = 1$$

(véase la nota al pie nº 64)

$$CSTC_i = C_i + DTC_i$$

$$\text{donde: } DTC = \underset{i}{DTC_i}, \quad CSTC = \underset{i}{CSTC_i}$$

Esa discrepancia se originaba por la acción combinada de dos factores: la aplicación de una tarifa única a nivel nacional y la existencia de empresas muy diferentes en cuanto a parque de generación y estructura de mercado:

a. Los equipos de generación de unas compañías eran más antiguos que los de otras, y la participación de cada combustible en la producción dependía del tipo de centrales que hubiese construido cada subsistema. Por tanto, sus costes medios de generación presentaban considerables diferencias.

b. Los costes ocasionados por la distribución y el suministro variaban en función de las características de los mercados atendidos. En consecuencia, el coste de cada KWh suministrado tampoco era el mismo para todos los subsistemas.

c. La estructura de la cartera de clientes también era diferente. Como cada tipo de abonado estaba sujeto a una tarifa distinta, el ingreso unitario que proporcionaban los KWh vendidos tampoco coincidía.

Las diferencias de costes quedaban reflejadas en los valores estándares. Pero nada garantizaba que los ingresos proporcionados por la tarifa respondiesen a esas diferencias. En definitiva:

⁶⁴ α_i recoge la participación de la empresa i en la cantidad reconocida a efectos de corrección de desviaciones. Como este importe no se distribuía entre las empresas, sino que se incorporaba, como un coste más, en la tarifa del año siguiente, la cantidad percibida por cada una de ellas no tenía por qué coincidir con su desviación de costes. Dicho de otro modo, la empresa i recibía: $\alpha_i (DTC - (IRT - IT))$, que, en general, no coincidía con $(DTC_i - (IR_i - I_i))$.

$CSTC = IF$, pero ello no implicaba que $CSTC_i = IF_i$

Como se deduce de las expresiones anteriores, el problema se producía porque si consideramos:

$$\eta_i = CSTC_i / CSTC \quad y \quad \sigma_i = IF_i / IF$$

La recaudación obtenida vía tarifa no garantizaba que:

$$\eta_i = \sigma_i$$

vi. Para que cada subsistema se acercase al equilibrio ($IF_i = CSTC_i$), se ponía en marcha un mecanismo que permitía la redistribución de las cantidades proporcionados por la tarifa. Este mecanismo implicaba un pago de las compañías que habían conseguido un ingreso final más alto que su coste estándar definitivo ($IF_i > CSTC_i$) hacia las que se encontraban en la situación opuesta ($IF_i < CSTC_i$). No obstante, conviene señalar que la compensación no reflejaba íntegramente esa diferencia: para “premiar” a las empresas que presentaban unos costes estándares más bajos o un ingreso medio más alto, sus pagos eran inferiores a ella. Consiguientemente, la cantidad percibida por las compañías receptoras tampoco cubría toda la diferencia entre ambos valores.

Los ingresos de un subsistema i después de compensaciones (IC_i) eran:

$$IC_i = IF_i + T_i \quad (T_i : \text{compensación percibida o pagada por el subsistema } i)$$

Si añadimos a estos ingresos la parte no compensada (d_i):

$$IC_i + d_i = CSTC_i$$

Además, por identidad entre compensaciones pagadas y cobradas:

$$\sum_i T_i = 0$$

Finalmente, como $IF = CSTC$:

$$\sum_i d_i = 0$$

Por tanto, después de las compensaciones, cada subsistema había ingresado una cantidad cercana al valor definitivo de sus costes estándares. La diferencia entre ese ingreso (IC_i) y su coste real (CR_i) era la que determinaba el beneficio, que estaba formado por dos componentes: la diferencia entre el coste estándar corregido ($CSTC_i$) y el coste real (CR_i), y la cantidad no compensada (d_i).

$$IC_i - CR_i = CSTC_i - d_i - CR_i = (CSTC_i - CR_i) - d_i$$

Para los subsistemas más eficientes, el resultado de la expresión anterior suponía un mayor beneficio. Para los menos eficientes, implicaba menores ganancias.

* * *

El sistema de compensaciones existía desde 1984, pero el Marco Legal Estable introdujo en él dos modificaciones fundamentales:

- En primer lugar, dispuso la adopción de los valores estándares considerados en el procedimiento de determinación de la tarifa.
- En segundo lugar, eliminó la cuota de potencia. Después de que el Marco Legal Estable determinase un mecanismo que garantizaba la recuperación de las inversiones en activos fijos (siempre que éstas se realizasen en condiciones de mínimo coste), se consideró que no era necesaria, e incluso se argumentó que podía interferir en ese mecanismo (Huidobro, 1988). Con ello, las compensaciones quedaron reducidas a dos (generación y mercado).

La introducción del sistema de compensaciones asociado al Marco Legal Estable se extendió a lo largo de dos ejercicios. Para ello, las cantidades correspondientes a

1988 y 1989 se calcularon mediante la media ponderada de los importes que resultaban de la aplicación del nuevo sistema y el anterior.

3.3.9.1. Compensación por generación⁶⁵

Era un pago de los subsistemas con menor coste estándar de generación a los subsistemas que tenían un coste estándar de generación más alto.

Se calculaba a partir de la siguiente ecuación:

$$TG_i = [CFG_i + (CVG_i / (1+\pi))] - [(D_i / D_i) \cdot (CFG_i + CVG_i)] + [\beta_i \cdot (\pi \cdot CVG_i / (1+\pi))]$$

donde: CFG_i = Valor estándar del coste fijo de generación del subsistema i

CVG_i = Valor estándar del coste variable de generación del subsistema i

D_i = Demanda del subsistema i en barras de central (antes de incorporar la electricidad a la red de transporte)

π = Coeficiente que determina la parte de CVG_i no considerada a efectos de compensaciones

β_i = Coeficiente para el reparto de los costes variables no compensados

El coste fijo asignado a cada subsistema i (CFG_i) estaba compuesto por:

- El coste estándar reconocido en concepto de amortización y retribución del inmovilizado de generación.
- El valor estándar del coste fijo soportado por la operación y el mantenimiento de las instalaciones de generación.
- El importe asignado a cada subsistema para remunerar los costes fijos de la energía producida por ENDESA.
- El valor estándar del coste fijo en que incurrían los pequeños productores que vendían electricidad a los subsistemas.

El coste variable atribuido a cada subsistema (CVG_i) estaba formado por las siguientes partidas:

⁶⁵ En Landa (1993) se ofrece una visión general del sistema de compensaciones.

- El coste estándar de los combustibles utilizados en la generación de electricidad.
- El valor estándar del coste variable afrontado por la utilización y el mantenimiento de las instalaciones de generación.
- La contribución de cada subsistema a la remuneración de los costes variables de ENDESA.
- El importe pagado o cobrado como consecuencia de los intercambios realizados en el fondo común.
- El valor estándar del coste variable de los pequeños productores que entregaban a los subsistemas una parte de la energía que generaban.

Reescribiendo la expresión:

$$TG_i = [(CFG_i / D_i) - (\text{CFG}_i / \text{D}_i)] + [(CVG_i / ((1+\pi) \cdot D_i)) - (\text{CVG}_i / \text{D}_i)] + [\beta_i \cdot (\pi \cdot CVG_i / (1+\pi))]$$

Podemos comprobar que con la cantidad finalmente pagada o cobrada se compensaba toda la diferencia entre el coste fijo unitario reconocido a cada subsistema (CFG_i / D_i) y el valor medio de este coste para el conjunto del sistema. Sin embargo, la diferencia entre el coste variable unitario (CVG_i / D_i) y el correspondiente valor medio global no se compensaba totalmente.

La parte no compensada⁶⁶ se sumaba a la del resto de los subsistemas. El importe total se repartía aplicando unos coeficientes (β_i) que se calculaban de forma que fuesen más elevados para las compañías que incurrían en menores costes variables y atendían a una mayor proporción de la demanda. La finalidad de este procedimiento era

⁶⁶ $CVG_i - (CVG_i / (1+\pi)) = [\pi \cdot CVG_i \cdot (1+\pi)]$

fomentar la construcción de centrales que generasen energía más barata, pues ello permitiría que la explotación unificada se realizase a un coste variable cada vez menor.

3.3.9.2. Compensación por mercado.

Era un pago de los subsistemas que obtenían mayores ingresos por distribución y suministro a los que percibían unos ingresos más bajos por este concepto. También se compensaban las diferencias de costes ocasionadas por las distintas características de los mercados.

La compensación se calculaba por medio de la siguiente fórmula:

$$TM_i = (CD_i - I_i) - [(D_i / D_i) \cdot (CD_i - I_i)]$$

donde:

- CD_i = Valor estándar de los costes de distribución y suministro del subsistema i
- I_i = Ingresos asignados al subsistema i para determinar la correspondiente compensación
- D_i = Demanda del mercado abastecido por el subsistema i

El coste de distribución y suministro considerado (CD_i) estaba integrado por las siguientes partidas:

- El valor estándar de los costes fijos de las instalaciones de transformación, distribución y suministro.
- El coste de explotación estándar.
- El valor estándar del coste de gestión comercial.

El ingreso estándar que se atribuía a cada subsistema se calculaba mediante el siguiente procedimiento:

- En primer lugar, se sumaban los ingresos reales proporcionados por la tarifa, por el alquiler de contadores y por acometidas, enganches y verificaciones.
- El importe asignado a cada subsistema se determinaba calculando la media entre su ingreso unitario por estos conceptos y el ingreso medio del conjunto del sistema.

Reescribiendo la expresión anterior:

$$TM_i = [(CD_i / D_i) - (CD_i / D_i)] + [(I_i / D_i) - (I_i / D_i)]$$

Podemos observar que la compensación por mercado se determinaba mediante la suma de dos componentes:

- El primero reflejaba la diferencia entre el coste unitario estándar del subsistema (CD_i / D_i) y el valor medio correspondiente al conjunto del sistema.
- El segundo recogía la diferencia entre el ingreso medio estándar del subsistema (I_i / D_i) y el del conjunto del sistema.

El valor estándar de los ingresos sólo tenía en cuenta la mitad de la diferencia entre el auténtico ingreso unitario de cada subsistema y el ingreso medio global. Por consiguiente, la compensación permitía una cierta discrepancia entre los ingresos unitarios efectivamente percibidos por las distintas empresas del sector.

3.3.9.3. Forma de pago de las compensaciones entre subsistemas

La compensación total que debía cobrar o pagar cada subsistema (T_i) se determinaba agregando el importe de las dos compensaciones ($TG_i + TM_i$). Como no era posible conocer su cuantía exacta hasta el final del ejercicio, a lo largo del año se realizaban varias entregas a cuenta de la cantidad definitiva⁶⁷. Una vez determinados los valores finales de ambas compensaciones, se procedía al pago del importe pendiente. Esta operación se realizaba el 31 de marzo del año siguiente a aquél para el que se calculaban las compensaciones.

⁶⁷ Los pagos a cuenta de la compensación por generación se realizaban mensualmente. Los correspondientes a la compensación por mercado se debían efectuar antes del 15 de julio y del 15 de noviembre del año para el que se calculaban las compensaciones, y antes del 15 de marzo del año siguiente.

3.4. Reorganización empresarial y privatización

El objetivo de este epígrafe es realizar un breve repaso de los principales cambios acontecidos en la estructura empresarial del sector eléctrico español. En este sentido, debemos considerar dos tendencias fundamentales: por una parte, la concentración de las actividades eléctricas en torno a dos grandes grupos empresariales (ENDESA e Iberdrola), que comparten el negocio con otros dos más pequeños (Unión Eléctrica - Fenosa e Hidroeléctrica del Cantábrico); por otra, una progresiva reducción de la participación del sector público en la industria eléctrica.

3.4.1. Reorganización y concentración

En el momento de la entrada en vigor del Marco Legal Estable (1988) se reconoció la existencia de diez subsistemas eléctricos, cada uno de los cuales estaba formado por un conjunto de empresas que generaban electricidad según el programa establecido por Red Eléctrica de España, la introducían en la red de alta tensión y, posteriormente, tomaban de ella la cantidad necesaria para abastecer al mercado que tenían asignado. Para ello, reducían el voltaje de la energía en sus propias estaciones transformadoras y la transportaban a través de sus redes de distribución para hacerla llegar a los clientes establecidos en su área de mercado.

La denominación de los distintos subsistemas se correspondía con el nombre de la “compañía cabecera” o empresa matriz:

1. Iberduero, Sociedad Anónima.
2. Hidroeléctrica Española, Sociedad Anónima (HIDROLA).
3. Unión Eléctrica - Fenosa, Sociedad Anónima (UEFSA).

4. Compañía Sevillana de Electricidad, Sociedad Anónima.
5. Fuerzas Eléctricas de Cataluña, Sociedad Anónima (FECSA).
6. Empresa Nacional Hidroeléctrica del Ribagorzana, Sociedad Anónima (ENHER).
7. Hidroeléctrica del Cantábrico, Sociedad Anónima.
8. Electra de Viesgo, Sociedad Anónima.
9. Hidroeléctrica de Cataluña, Sociedad Anónima.
10. Eléctricas Reunidas de Zaragoza, Sociedad Anónima (ERZ).

Además de estos diez subsistemas, dos compañías de ciclo completo (generación, transmisión, distribución y suministro) asumían la prestación del servicio en la España insular: GESA (Gas y Electricidad, Sociedad Anónima) en las Islas Baleares y UNELCO (Unión Eléctrica de Canarias, Sociedad Anónima) en las Islas Canarias.

Finalmente, ENDESA (Empresa Nacional de Electricidad, Sociedad Anónima), como compañía productora no integrada en ningún subsistema, contribuía al abastecimiento del mercado peninsular aportando su capacidad de generación según el plan establecido por Red Eléctrica de España, que era la empresa encargada de planificar la explotación del sistema eléctrico nacional.

No obstante, la compañía pública también estaba presente en la distribución y el suministro por medio de sus participaciones en el accionariado de UNELCO (99'6%), GESA (55'3%) y ENHER (91'5%)⁶⁸. Además, en 1985, como consecuencia del intercambio de activos, ENDESA había conseguido una posición de control en ERZ (62'7%). ENDESA y ENHER también poseían la mayoría del capital de Red Eléctrica

⁶⁸ Estas participaciones fueron transferidas por el INI en 1983. Salvo que se indique lo contrario, los datos que se ofrecen en este apartado provienen de la Memoria Estadística Eléctrica de UNESA y de los Informes Anuales de las compañías.

de España, empresa encargada de la gestión de la red de transmisión y de la explotación unificada del sistema desde 1985.

Por su parte, HIDROLA había iniciado en 1985 la adquisición de Hidroeléctrica de Cataluña, y en 1987 disponía ya de un 93'2%. En esas mismas fechas, Iberduero mantenía todavía una pequeña participación en ERZ, y Unión Eléctrica - Fenosa (en la que ENDESA tenía un 5'6%) poseía también porcentajes muy minoritarios en Iberduero y FECSA. Esta última empresa experimentó importantes dificultades financieras en 1987. Como consecuencia de ellas, se diseñó y aplicó un "Plan de Viabilidad", que permitió tomar posiciones en la compañía a varias empresas del sector.

Además, las compañías que encabezaban los distintos subsistemas se repartían entre ellas la titularidad de algunas de sus filiales. En el cuadro 3.8 aparecen sus participaciones en las principales sociedades de propiedad conjunta.

CUADRO 3.8. PARTICIPACIONES EN LAS EMPRESAS FILIALES (1987)

<i>EMPRESA:</i>	<i>PARTICIPADA POR:</i>
Centrales Nucleares del Norte, S.A. (NUCLENOR)	Iberduero (50%) Electra de Viesgo (50%)
Eléctrica Conquense, S.A.	HIDROLA (53'6%) UEFSA (46'4%)
Saltos del Guadiana, S.A. (GUADIASA)	HIDROLA (25%) Cía. Sevillana de Electricidad (75%)
Barras Eléctricas Galaico - Asturianas, S.A.	UEFSA (44'7%) Electra de Viesgo (54'7%)
Empresa Nacional Eléctrica de Córdoba, S.A. (ENECO)	Cía. Sevillana de Electricidad (50%) ENDESA (50%)
Hispano-Francesa de Energía Nuclear, S.A.	FECSA (29%) ENHER (23%) Hidroeléctrica de Cataluña (23%)
Térmica del Besós, S.A.	ENHER (50%) Hidroeléctrica de Cataluña (50%)
Termoeléctrica del Ebro, S.A.	ERZ (50%) ENDESA (50%)

Fuente: Orden de 19 de febrero de 1988 (BOE, 26 de febrero de 1988).

El 30 de abril de 1991, Iberduero e HIDROLA dieron el primer paso para la unión de ambas compañías, firmando un protocolo que señalaba el camino para la integración. La fusión se realizó al año siguiente por medio de una OPA amistosa lanzada por Iberduero sobre el 100% del capital de HIDROLA que, en esos momentos, poseía ya más del 95% en Hidroeléctrica de Cataluña. La OPA fue muy bien acogida por los accionistas de HIDROLA, que aceptaron casi unánimemente el canje de acciones propuesto por Iberduero. Poco después, se produjo el nacimiento de Iberdrola, que se convertiría, a partir de ese momento, en uno de los grandes grupos empresariales del sector eléctrico español.

El otro gran grupo empresarial se constituyó en torno a ENDESA que, durante 1991, realizó las siguientes operaciones:

- a. Después de llegar a un acuerdo con el Banco de Santander, que era el accionista mayoritario de Electra de Viesgo, lanzó una OPA que le permitió conseguir el 87'6% del capital de esta compañía.
- b. También lanzó una OPA sobre el 23'667% de Compañía Sevillana de Electricidad, lo que le permitió elevar su participación en esta empresa hasta el 33'5% (ya tenía el 9'833%).
- c. Tras alcanzar un acuerdo con los órganos de administración de FECSA, lanzó una OPA sobre el 25% de esta compañía para incrementar hasta el 40% su participación en el capital social. Aunque la operación contó con la aquiescencia de Unión Eléctrica - Fenosa y Sevillana, que poseían, respectivamente, el 2'9 y el 3 por ciento, no tuvo la conformidad de Iberdrola, que detentaba el 14% (Maestre, 1992).
- d. En octubre de 1991, el Banco Central vendió a ENDESA el 24'9% de Saltos del Nansa, una empresa de generación perteneciente a la cartera industrial de la entidad

financiera (Unión Eléctrica - Fenosa canjeó un porcentaje similar por acciones de su autocartera).

e. A través de varias operaciones, incrementó paulatinamente su participación en Unión Eléctrica - Fenosa, lo que le permitió alcanzar el 10% en 1993. Ello convirtió a ENDESA en el principal accionista de esta compañía.

A principios de 1993, Unión Eléctrica - Fenosa adquiría en bolsa un 5'78% de Hidroeléctrica del Cantábrico y anunciaba su intención de promover la creación de un tercer gran grupo empresarial. Sin embargo, el Consejo de Administración de Hidroeléctrica del Cantábrico no se mostró dispuesto a secundar a UEFSa en sus intenciones, y rechazó abiertamente cualquier intento de OPA. A la hostilidad del Consejo se unió la debilidad financiera de Unión Eléctrica - Fenosa. Según Rojas (1994), cualquier iniciativa de UEFSa se hubiese apoyado exclusivamente en su mayor tamaño, pues tanto la evolución bursátil de la compañía como su nivel de endeudamiento (el más alto del sector) ponían en tela de juicio que fuese capaz de conseguir recursos para presentar una oferta atractiva. Al final, en diciembre de 1993, Unión Eléctrica - Fenosa ponía a la venta su participación en Hidroeléctrica del Cantábrico.

A lo largo de 1993, las compañías eléctricas acordaron un nuevo intercambio de activos. Este acuerdo fue una de las consecuencias del pacto entre ENDESA e Iberdrola, que acercaron sus posiciones después de varios años de notables discrepancias. La compañía privada venía mostrándose extraordinariamente crítica con el Marco Legal Estable, y la razón fundamental de esta actitud era el tratamiento retributivo que se otorgaba a ENDESA. Iberdrola consideraba que los costes reconocidos a la empresa productora estaban “inflados” con respecto a los costes de generación asignados a los subsistemas. Tanto el Ministerio como ENDESA respondían a esta crítica subrayando el

papel desempeñado por la compañía pública en el intercambio de activos de 1985, en el que fue la principal empresa compradora. Sin embargo, Iberdrola argumentaba que, si ese era el motivo, el Marco Legal Estable también debía tener en cuenta las adquisiciones realizadas por las demás compañías compradoras, aunque su participación no hubiese sido tan importante como la de ENDESA. Las negociaciones entre Iberdrola y la empresa pública culminaron con la presentación de una propuesta para la modificación del Marco Legal Estable, en la que se planteaba la introducción de un complemento retributivo homogéneo para todas las compañías que habían asumido una posición compradora en el intercambio de 1985. Ello suponía una reducción de los ingresos de ENDESA y un incremento de los de Iberdrola, Hidroeléctrica del Cantábrico y Sevillana de Electricidad (Rojas, 1994). Además, se allanó el camino para un nuevo intercambio de activos, deseado por ENDESA pero no realizado hasta ese momento por la oposición de Iberdrola.

En este nuevo intercambio, las empresas con un endeudamiento más elevado (UEFSA e Iberdrola) vendieron centrales y mercado a las menos endeudadas (ENDESA e Hidroeléctrica del Cantábrico). Al mismo tiempo, se corregían algunos desequilibrios entre capacidad de generación y demanda. Este intercambio implicó también la transferencia de varios paquetes accionariales:

- Iberdrola vendió a ENDESA el 4% que aún mantenía en FECSA, lo que permitió a la empresa pública alcanzar el 49'5%.
- Unión Eléctrica - Fenosa vendió el 37'5% de Saltos del Nansa a Electra de Viesgo. Con esta operación, el porcentaje del grupo ENDESA se situó muy por encima del 50%.
- ENDESA también compró a Electra de Viesgo la mitad del capital social de Centrales Nucleares del Norte.

- ENDESA llegó a un acuerdo con el Banco Bilbao-Vizcaya (uno de los principales accionistas de Iberdrola) para comprar su participación en Compañía Sevillana de Electricidad (5'99%).

- ENDESA adquirió a Compañía Sevillana de Electricidad el 50% de ENECO. Con ello, la empresa pública se hacía con el 100% del capital de esta compañía. A su vez, ENECO compraba a Iberdrola y Compañía Sevillana de Electricidad un 50% de Saltos del Guadiana.

- Además, en 1994, Hidroeléctrica de Cataluña era absorbida por Iberdrola, que poseía casi el 100% de su capital. Antes de la absorción, Hidroeléctrica de Cataluña había separado una parte de sus activos de generación y mercado para constituir Hidroeléctrica de Cataluña I, S.A., de la que ENHER adquirió el 55% en 1994 y el 45% restante en 1995.

En 1996, ENDESA consolidó su dominio sobre FECSA y Compañía Sevillana de Electricidad mediante dos OPAs que levantaron una cierta polémica: la Comisión Nacional del Mercado de Valores multó a ENDESA por ocultar información relevante durante el proceso de lanzamiento de las OPAs; y la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional (CSEN), que actuaba desde 1995 como organismo regulador del sector, exigió que ENDESA respetase la autonomía operativa de ambas compañías para aprobar las operaciones. La CSEN consideraba que, en caso contrario, la ampliación del grupo podía obstaculizar los avances en el proceso de liberalización⁶⁹.

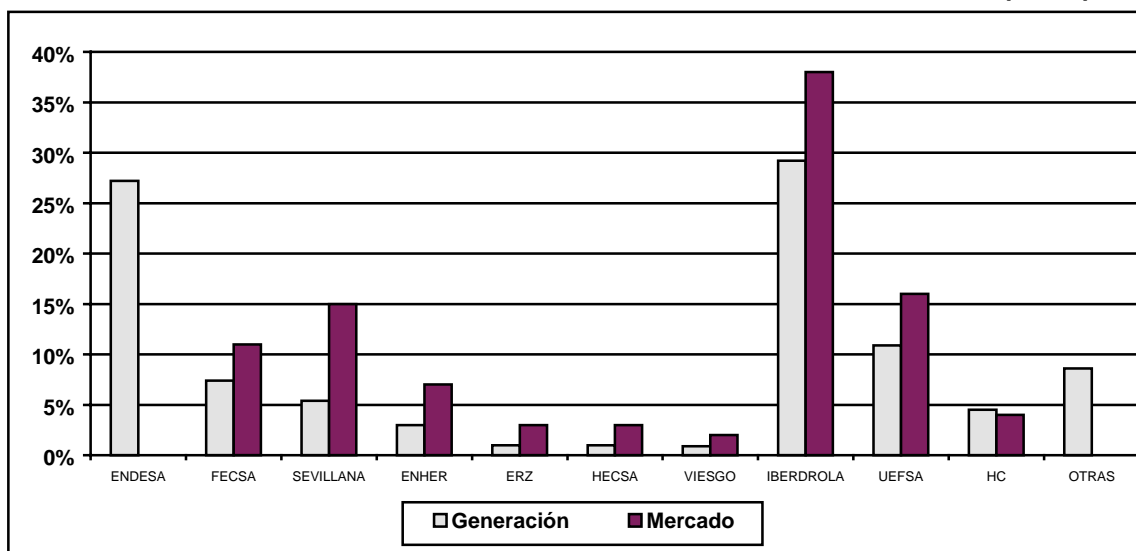
Así pues, a finales de 1996 el sector eléctrico español se organizaba en torno a cuatro grupos empresariales⁷⁰:

⁶⁹ Véase “Resolución del Consejo de Administración de la CSEN por la que se autoriza la participación de ENDESA en FECSA y Sevillana” (23-10-96).

⁷⁰ Fuente: CSEN.

- Hidroeléctrica del Cantábrico, que generaba el 4'5% del total de la electricidad y atendía a un mercado que representaba el 4% de la demanda peninsular.
- Unión Eléctrica - Fenosa, que producía el 10'9% de la electricidad total y poseía una cuota de mercado del 16%.
- Iberdrola, que participaba con un 29'2% en la generación y con un 39% en la distribución y el suministro.
- El Grupo ENDESA, que producía el 46% de la energía eléctrica total y atendía al 41% del mercado peninsular. En él, además de la empresa productora ENDESA, se incluía la mayoría del capital de ENHER (91%), ERZ (61%), Electra de Viesgo (88%), GESA (55%), UNELCO (100%), FECSA (75%) y Compañía Sevillana de Electricidad (75%). De este modo, el grupo público se garantizaba una cuota de mercado proporcional a su participación en la generación de electricidad. Como se puede observar en el gráfico 3.5, el control de FECSA y Sevillana fue fundamental para alcanzar este equilibrio.

GRÁFICO 3.5. GENERACIÓN Y MERCADO POR SUBSISTEMAS (1996)

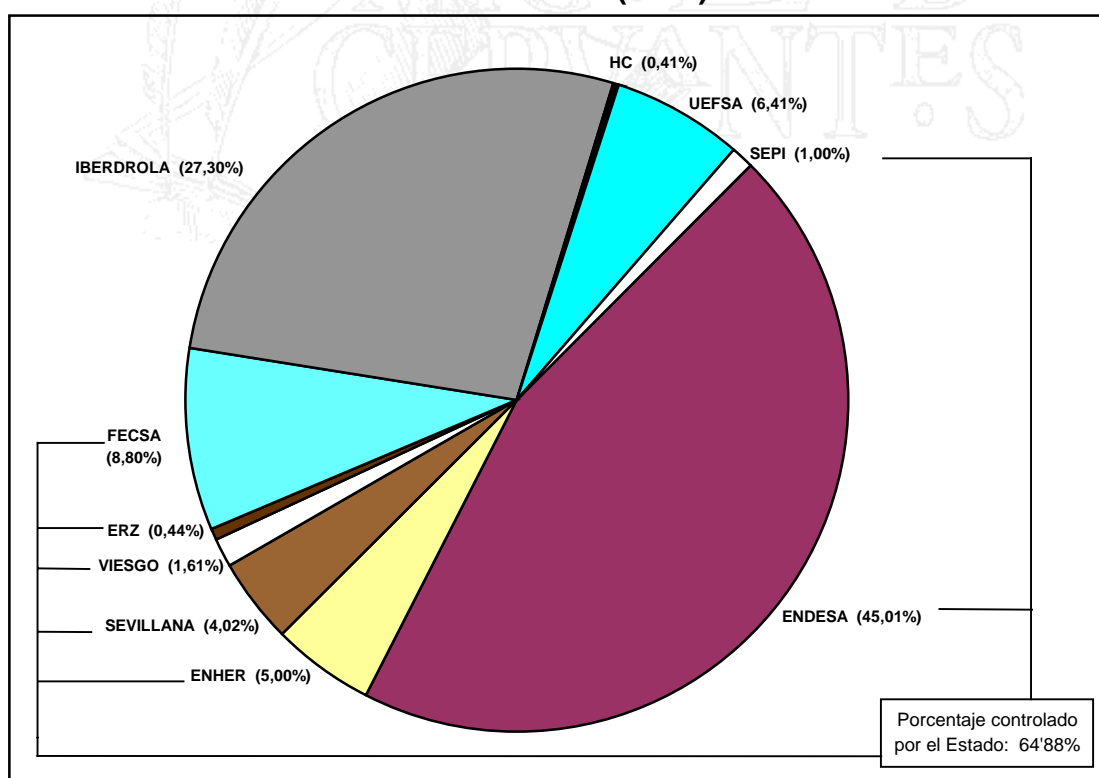


Nota: "HECSA" es Hidroeléctrica de Cataluña-I; "HC" es Hidroeléctrica del Cantábrico; "OTRAS" recoge a las pequeñas empresas generadoras que aportan parte de su producción a los subsistemas.
Fuente: CSEN.

Además, ENDESA participaba con un 7'5% en el capital de UEFSA, lo que la convertía en uno de los dos principales accionistas de esta empresa (el otro era el Banco Central Hispanoamericano), aunque ello no limitaba la autonomía operativa de Unión Eléctrica - Fenosa.

Finalmente, conviene tener en cuenta que la composición del accionariado de Red Eléctrica de España, la empresa encargada de la red de transmisión y de la explotación del sistema, también se modificó sustancialmente como consecuencia de la reorganización empresarial del sector. En el gráfico 3.6 se puede comprobar que la expansión de ENDESA colocó la participación pública muy por encima del 51% inicial.

GRÁFICO 3.6. COMPOSICIÓN DEL ACCIONARIADO DE RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (1996)



Nota: La SEPI es la Sociedad Estatal de Participaciones Industriales.
Fuente: Red Eléctrica de España.

3.4.2. La privatización parcial de ENDESA

Cuando comenzó a aplicarse el Marco Legal Estable (1988), la participación pública en ENDESA superaba el 96%. En el momento de la entrada en vigor de la nueva regulación del sector eléctrico (1 de enero de 1998), la presencia pública en el accionariado de esta empresa se había reducido al 41%. Durante el período de diez años que se extiende entre ambas fechas, los diferentes gobiernos vendieron el 55% de ENDESA mediante tres operaciones que se describen a continuación⁷¹.

a. En mayo de 1988 se produjo la primera de ellas. El Instituto Nacional de Industria (INI), propietario del 96% de ENDESA, puso a la venta hasta el 25% del capital social de la compañía. La operación se dividió en tres tramos que se colocaron simultáneamente. Al primero, dirigido a los ahorradores españoles y empleados, el INI le asignó inicialmente el 75% de las acciones privatizadas; a los otros dos, destinados a inversores estadounidenses y europeos, se les atribuyó el 25% restante.

Según Feliciano Fuster, presidente de ENDESA, los objetivos perseguidos por la venta eran tres: en primer lugar, se pretendía diversificar la base accionarial, dando entrada al sector privado y sometiendo una proporción significativa del capital al juicio de los mercados; en segundo lugar, se intentaba colaborar en la creación de un “nuevo tipo de inversores”, empleados o pequeños ahorradores que quisiesen destinar una parte de sus recursos a los mercados de valores; en tercer lugar, se aspiraba a colocar una parte del capital de la empresa entre inversores extranjeros⁷². Además, se consideró que el momento era adecuado, pues la entrada en vigor del Marco Legal Estable proporcionaba un contexto de estabilidad al sector que incrementaba el atractivo de las

⁷¹ Los datos empleados en este epígrafe proceden de diferentes ediciones del “Informe sobre la Industria Española” (Ministerio de Industria y Energía), de varios informes anuales de ENDESA y de los correspondientes folletos informativos.

⁷² EL PAÍS, 24 de abril de 1988.

acciones. Asimismo, era inminente la aprobación de la Ley del Mercado de Valores, que pretendía modernizar y ampliar nuestros mercados de capitales.

La primera privatización parcial de ENDESA cosechó entre los inversores extranjeros una acogida más favorable que la dispensada por los ahorradores nacionales. Ello obligó a redistribuir las acciones en favor de los dos tramos internacionales, que acumularon, finalmente, el 37'7% de los 53 millones de títulos enajenados⁷³. El resto hasta el total se vendió a los empleados de ENDESA y a los inversores españoles. La operación reportó unos ingresos superiores a 74.000 millones de pesetas y redujo la participación del INI hasta el 75'62% del capital social, pues el porcentaje finalmente privatizado se situó en torno al 20'3%⁷⁴.

b. La segunda venta se realizó en mayo de 1994. En este caso, TENE⁷⁵ decidió vender entre el 8'26% y el 10% del capital social de ENDESA. Al final, la cantidad enajenada se situó en el 8'7% (22.500.000 acciones). Esta oferta se dividió en seis tramos:

- El primero, que representaba un 15% del total, iba destinado a inversores institucionales españoles.
- El segundo, con un 25% del total, se reservaba a inversores minoristas españoles y empleados.
- Los otros cuatro, que acumulaban un 60% del total, se dirigían a inversores extranjeros (un 25% a Estados Unidos, un 20% al Reino Unido, un 10% al resto de la Unión Europea y un 5% a Oriente, Canadá y Latinoamérica).

⁷³ Ello representaba 20 millones de acciones, de los que 14 millones fueron a parar a Estados Unidos y 6 millones acabaron entre inversores europeos (Aguirre, 1991).

⁷⁴ Fuente: "Informe sobre la Industria Española, 1988" (Ministerio de Industria y Energía).

En España, se realizó una Oferta Pública de Venta (OPV) que pretendía conseguir una amplia distribución de las acciones y fomentaba la participación de los pequeños ahorradores por medio de descuentos sobre un precio de referencia⁷⁶ (4% para empleados y 3% para los inversores particulares). Ello debió de contribuir a la buena acogida que éstos le dispensaron, y que obligó a redistribuir algunas acciones en favor del tramo minorista para poder atender todas las peticiones.

Esta privatización proporcionó unos ingresos cercanos a 170.000 millones de pesetas. Después de la OPV, la participación de TENEO alcanzaba el 66'9% del capital social, así que la presencia pública en el accionariado de ENDESA era aún muy mayoritaria.

c. La tercera privatización parcial se llevó a cabo en octubre de 1997. El gobierno constituido en mayo de 1996 había manifestado su intención de transferir al sector privado casi todas las compañías públicas. Por consiguiente, la presencia del Estado en esta empresa “tenía los días contados”. Ahora bien, la venta del 66'9% restante no se realizó de una sola vez, sino que se dividió en dos operaciones: una se llevó a cabo a finales de 1997, cuando todavía no se había iniciado la liberalización del sector pero el camino hacia ella estaba ya trazado; la otra se produjo en mayo de 1998, cinco meses después de que entrase en vigor el nuevo marco legal del sector eléctrico español. Aquí nos ocuparemos sólo de la primera. La segunda se examina en el capítulo siguiente.

Los preparativos para la privatización comenzaron antes del verano de 1997. La empresa cambió su denominación (pasó a llamarse “Endesa, Sociedad Anónima”), y realizó un “split”, esto es, dividió en cuatro cada una de sus acciones, con lo que el valor

⁷⁵ TENEO era una sociedad intermedia que se creó dentro del INI en 1992 para separar las empresas más rentables de aquéllas que tenían problemas para generar beneficios y requerían la aplicación de soluciones específicas (De la Dehesa, 1993).

⁷⁶ El precio minorista de referencia era el menor de los dos siguientes: el precio del tramo institucional (establecido en función de la cotización) y un precio máximo fijado antes del comienzo de la OPV.

nominal de las mismas se redujo de 800 a 200 pesetas. Con ello se pretendía abaratar los títulos e incrementar su número para facilitar la negociación.

En el folleto informativo enviado a la CNMV, la SEPI (Sociedad Estatal de Participaciones Industriales)⁷⁷ ofrecía 260 millones de acciones, lo que equivalía a un 25% del capital social de Endesa, y planteaba la posibilidad de ampliar la OPV hasta el 35% en caso de que fuese necesario. La oferta inicial se distribuía del siguiente modo:

- La mayoría de las acciones se vendería en el mercado español (67'5% del total), sobre todo entre inversores minoristas (51'5% del total), aunque también se reservaba un porcentaje a los inversores institucionales (10% del total) y otro a los empleados de Endesa y la SEPI (6% del total). La participación de inversores particulares y empleados se incentivó por medio de descuentos (4% para los primeros y 10% para los segundos)⁷⁸.
- El resto se ofrecería en los mercados internacionales, a través de cuatro tramos: americano (10%), británico (7%), Asia-Pacífico (5'5%) y resto del mundo (10%).

Para que las entidades aseguradoras pudieran realizar los ajustes finales entre oferta y demanda se les otorgó una opción de compra sobre el 2'5% del capital de Endesa (esta opción de compra se denomina "green shoe"). Además, Endesa se había comprometido a poner a disposición de los accionistas de Enersis, una empresa eléctrica chilena, el 5% de su capital. Esta operación formaba parte del acuerdo que había

⁷⁷ El gobierno reorganizó el Sector Público Empresarial en 1995. Como resultado de esta reorganización, se creó la Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (SEPI), que englobaba a las empresas públicas rentables de los antiguos INI e INH (Instituto Nacional de Hidrocarburos) que, a partir de ese momento, no podrían recibir fondos públicos (Myro, 1995).

⁷⁸ El precio pagado por estos compradores sería el menor de los siguientes: (a) el precio máximo fijado por la SEPI; (b) el precio determinado para el tramo institucional; (c) el precio de referencia del mercado menos un 4% de descuento (10% para empleados). El precio de referencia del mercado era el cambio medio ponderado de la sesión bursátil anterior a la fecha de la operación.

permitido a la compañía española hacerse con el control de Enersis poco antes de la OPV.

Antes de que se abriese el plazo para presentar peticiones de compra, la tercera privatización parcial de Endesa era ya la mayor OPV realizada hasta la fecha. En pocos días, el número de solicitudes se elevó muy por encima de la cantidad ofrecida, sobre todo en el tramo destinado a inversores minoristas, en el que la demanda era diez veces la oferta. En consecuencia, se realizó una redistribución que redujo el número de acciones asignadas a los demás tramos e incrementó el porcentaje destinado a los inversores particulares hasta el 64'6%.

La SEPI pudo haber ampliado la OPV hasta el 35% del capital social, pero no se recurrió a esta posibilidad. Aunque se justificó esta postura argumentando que un aumento del porcentaje privatizado colocaría en el mercado demasiados títulos, y éste podría no absorberlos, con la consiguiente pérdida de rentabilidad para los accionistas⁷⁹, también debió influir la negativa evolución bursátil de Endesa durante la OPV. De hecho, los ingresos generados por la operación se situaron en torno a 680.000 millones de pesetas, muy por debajo de los 800.000 millones de pesetas previstos inicialmente por el gobierno⁸⁰. Esta diferencia debe atribuirse a dos razones: por una parte, el incremento de las acciones destinadas a los inversores minoristas, que se beneficiaban de un descuento del 4%; por otra, la notable disminución de la cotización bursátil de Endesa durante la OPV (casi un 15%). Aunque parte de esta caída se explica por la evolución de los mercados de valores, que estaban experimentando descensos generalizados en aquellos momentos, los problemas asociados al acuerdo con Enersis

⁷⁹ EXPANSIÓN, 14 de octubre de 1997. EL PAÍS, 14 de octubre de 1997.

⁸⁰ LA VANGUARDIA, 22 de octubre de 1997.

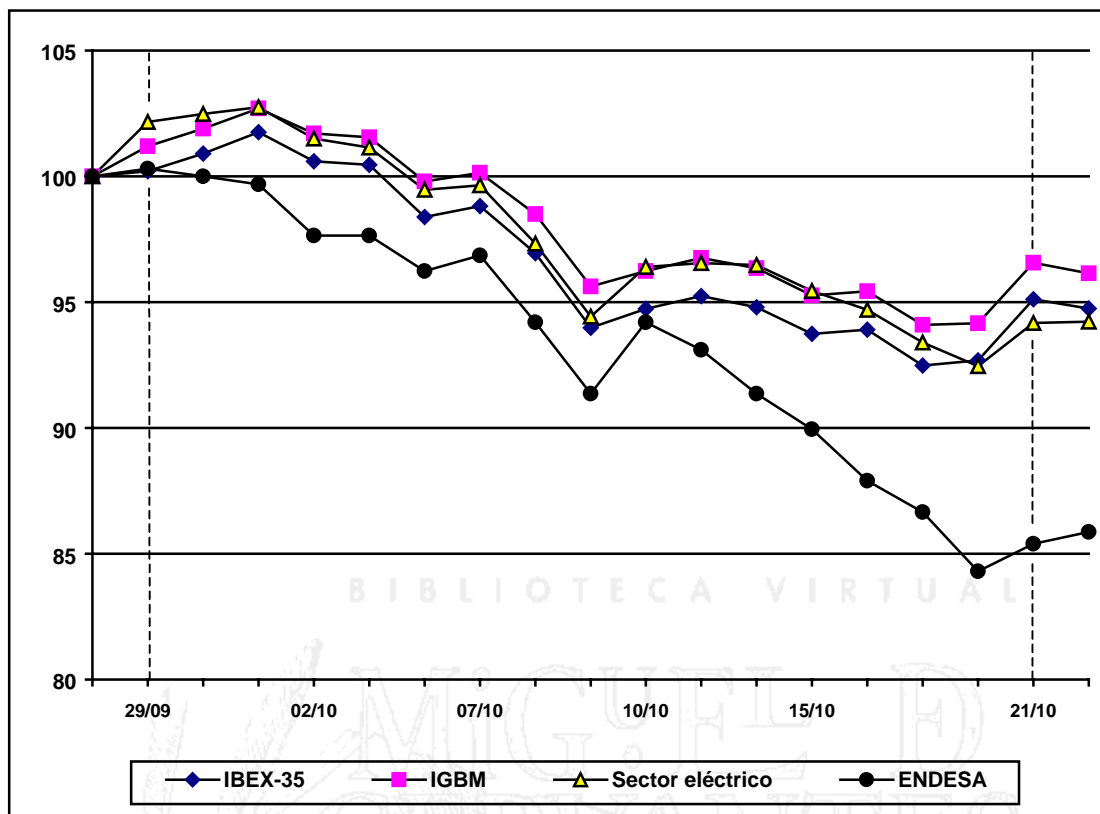
debieron tener una gran influencia sobre la cotización de las acciones⁸¹ (en el gráfico 3.7 se observa que la disminución de los índices bursátiles fue bastante menor). Como consecuencia de estos problemas, se produjo un hecho inédito en la historia de las OPVs realizadas en España: Endesa debió presentar un suplemento al folleto informativo cuando ya había acabado el plazo de revocación y faltaban pocas horas para fijar el precio definitivo. En él se aclaraban las condiciones del acuerdo inicial con los directivos de Enersis y se ponía de manifiesto la intención de renegociar los aspectos más cuestionados⁸².

Estas explicaciones ayudaron a calmar los temores de los inversores. Cuando las acciones de la OPV salieron al mercado el 21 de octubre, se revalorizaron un 1'3% en un solo día. Por tanto, los ahorradores particulares pudieron conseguir una ganancia inmediata de hasta el 5'3%.

⁸¹ A principios de septiembre, Endesa lanzó varias OPAs que le permitieron convertirse en el accionista mayoritario de un conjunto de sociedades que poseían el 29'04% de las acciones de Enersis. Este porcentaje otorgaba a Endesa el control de la empresa chilena. Para garantizar el éxito de las OPAs y asegurarse el control de Enersis, la compañía española había llegado a un acuerdo con los "Gestores Clave" de Enersis, denominados así porque eran tanto directivos como importantes accionistas de la empresa. No obstante, el pacto entre Endesa y los gestores fue muy criticado por los demás propietarios de Enersis, que acusaron a los administradores de buscar su lucro personal a costa de los intereses de la compañía, que consideraban marginados en la alianza estratégica que Endesa y Enersis habían suscrito a la vez que se producía la toma de control. El asunto llegó a la prensa, a los tribunales, e incluso al Parlamento. Aunque Endesa siempre sostuvo que la operación no estaba en peligro, cuando se produjo el despido de los "Gestores Clave", la empresa española se vio obligada a negociar con los demás accionistas (fundamentalmente, unos Fondos de Pensiones chilenos) para conseguir la mayoría en el Directorio de Enersis (EL PAÍS, varios números; "Suplemento al folleto informativo de la oferta de acciones de Endesa, S.A."). Más adelante, los intentos de Endesa para ampliar su control sobre Enersis y hacerse con la mayoría del capital de Endesa Chile, compañía de generación participada por Enersis en un 25'3%, también dieron lugar a varios conflictos (véase, por ejemplo, EXPANSIÓN, 11 de mayo de 1999).

⁸² La CNMV consideró que, a partir de la presentación de este suplemento al folleto informativo, cualquier comprador podría anular su petición aunque ya hubiese acabado el plazo de revocación.

GRÁFICO 3.7. EVOLUCIÓN BURSÁTIL DE ENDESA DURANTE LA OPV



Notas: la OPV comenzó el 29 de septiembre y acabó el 21 de octubre. "IGBM" es el Índice General de la Bolsa de Madrid. Los cuatro índices reflejan la cotización al cierre. Se han tomado con base 100 a 26 de septiembre. Fuente: "Boletín de Cotización de la Bolsa de Madrid".

Después de la operación, la SEPI continuó siendo el principal accionista de Endesa. Las entidades colocadoras no ejercieron su opción de compra y, tras la renegociación de los acuerdos, los accionistas de Enersis sólo adquirieron el 0'5% del capital social, así que la participación de la SEPI se mantuvo todavía en el 41'2%.

El resto estaba diseminado entre un gran número de accionistas. Solamente tres tenían participaciones superiores al 1%: el Banco de Santander (con un 3%), Argentaria (con otro 3%) y el BCH (con un 2'5% que amplió hasta el 3% mediante varias adquisiciones realizadas en bolsa antes de fin de año). A través de estos porcentajes, las tres entidades venían constituyendo el germen de un "núcleo estable" de accionistas que asumiría el control de la compañía en el caso de que fuese completamente privatizada. Sin embargo, el gobierno surgido de las elecciones de 1996 no manifestó demasiado

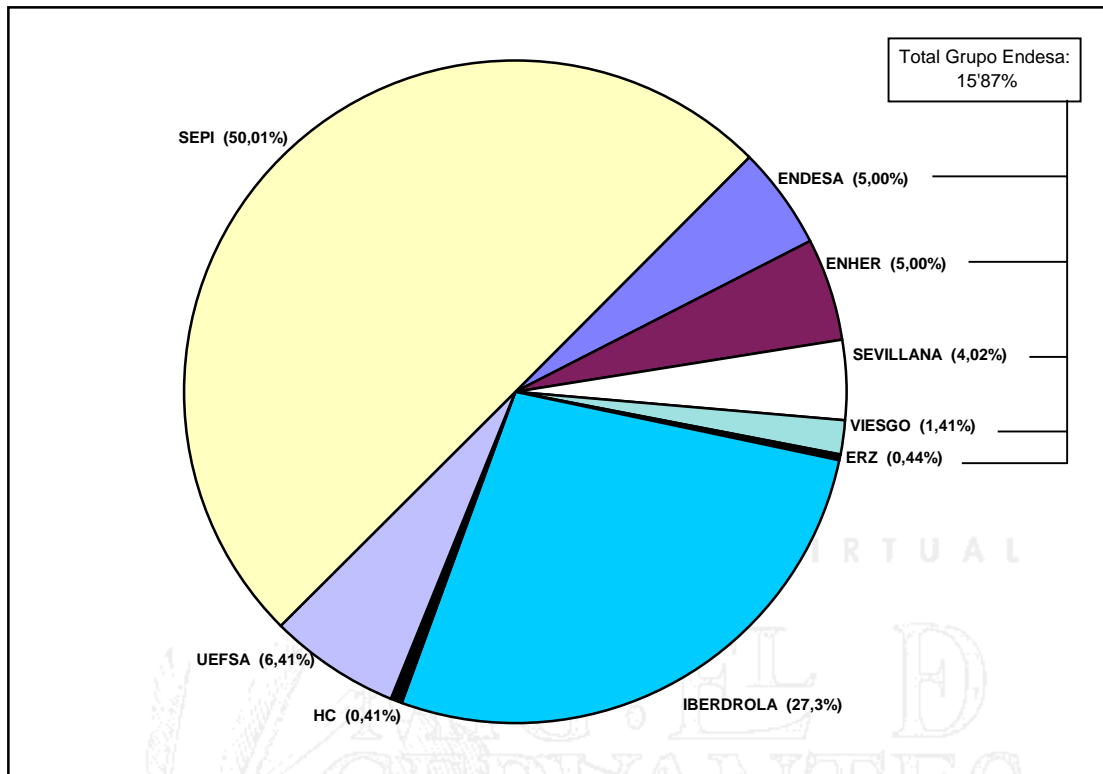
interés por la consolidación de estos “núcleos duros”. De hecho, el presidente de la SEPI manifestó públicamente su rechazo hacia esta fórmula, que consideraba intervencionista, y declaró su intención de avanzar en la privatización del 100% de la empresa, favoreciendo al mismo tiempo la máxima dispersión del capital⁸³. Por si fuera necesario salvaguardar a la compañía de tomas de control indeseadas, el gobierno anunció que, aunque llegase a vender el 100% del capital social, se reservaría durante varios años una acción especial (“golden share”) que le otorgaría derecho de veto cuando se decidieran estas cuestiones⁸⁴.

Después de la OPV, la participación pública en Endesa había quedado por debajo del 50%. Además, se preveía la privatización del resto para el año siguiente. Así pues, para que la mayoría del capital de Red Eléctrica de España quedase en manos del sector público, era necesario que Endesa vendiese a la SEPI una buena parte de sus acciones en esa compañía. Esta operación se produjo pocos días después de la OPV de octubre. Tras ella, la participación de la SEPI en Red Eléctrica de España se elevó hasta el 50'01% (véase gráfico 3.8).

⁸³ No obstante, los medios de comunicación se hicieron eco de las negociaciones mantenidas por el presidente de Endesa y los responsables de varias entidades financieras (EL PAÍS, 19 de octubre de 1997). Posteriormente, La Caixa se incorporó al “núcleo estable” de accionistas con una participación del 3% (EL PAÍS, 7 de mayo de 1999).

⁸⁴ LA VANGUARDIA, 21 de julio de 1997.

GRÁFICO 3.8. COMPOSICIÓN DEL ACCIONARIADO DE RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (1997)



Fuente: Red Eléctrica de España.